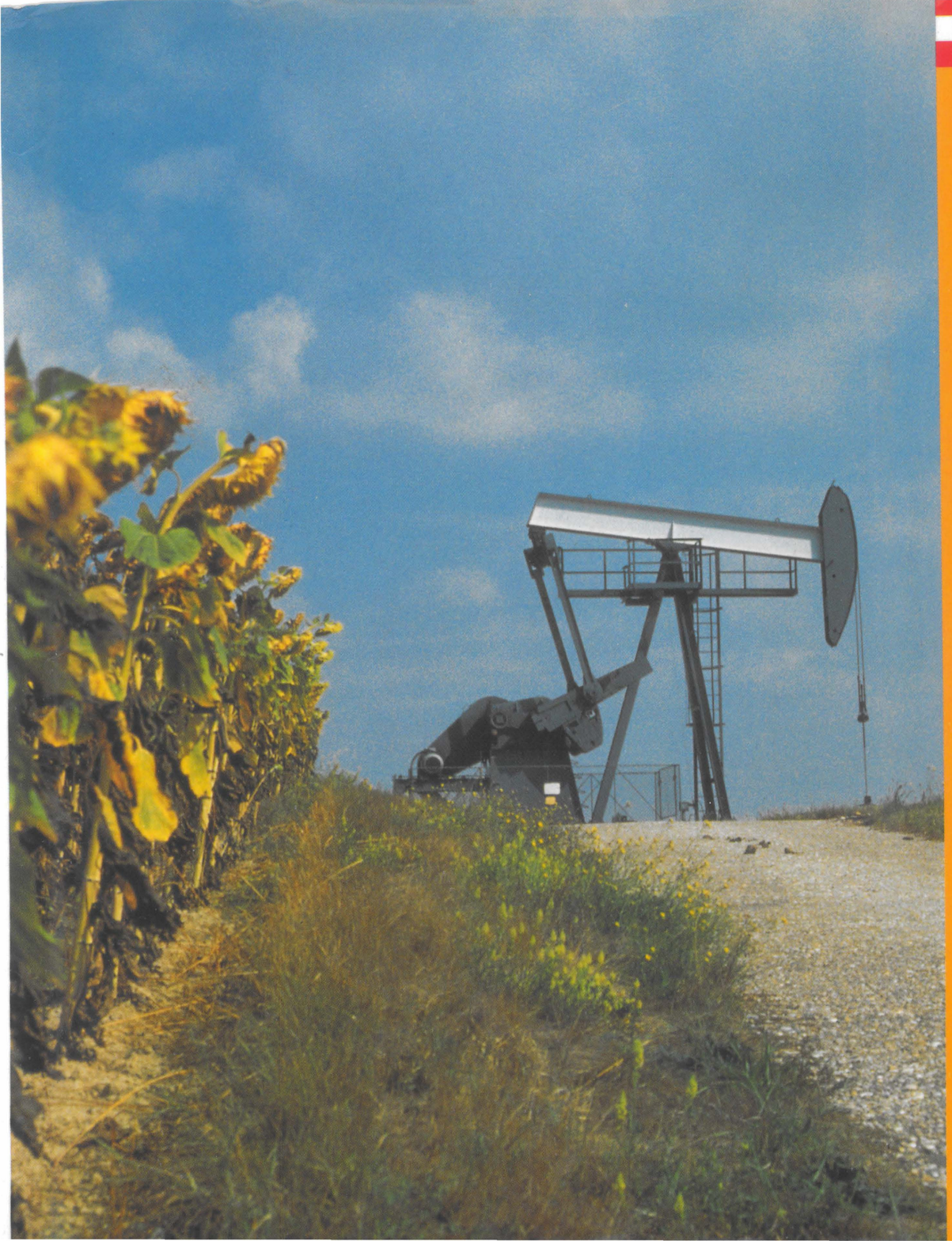


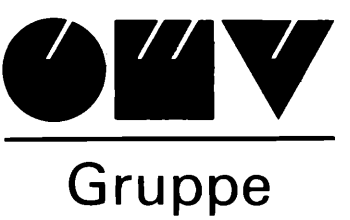
ERDÖL UND ERDGAS IN ÖSTERREICH

2. Auflage

ERDÖL UND ERDGAS IN ÖSTERREICH

2. Auflage

Mit freundlichen Grüßen
überreicht durch die



Dieses Buch ist dem Mitinitiator
Herrn Hofrat Dr. Friedrich Bachmayer (†)
in Dankbarkeit gewidmet

ERDÖL UND ERDGAS IN ÖSTERREICH

Herausgeber und Redaktion:
Dr. Friedrich Brix – Dr. Ortwin Schultz

Vollständig überarbeitete und
erweiterte 2. Auflage

Verlag: Naturhistorisches Museum Wien und F. Berger, Horn

WIEN 1993



VERÖFFENTLICHUNGEN AUS DEM NATURHISTORISCHEN MUSEUM IN WIEN

NEUE FOLGE 19
Wien 1993

vollständig überarbeitete
und erweiterte 2. Auflage

Umschlag vorne: Teilansicht der Raffinerie Schwechat (Werkfoto, ÖMV Aktiengesellschaft)

Umschlag hinten: Pumpsonde im Feld Matzen (Werkfoto, ÖMV Aktiengesellschaft)

Für den Inhalt der Beiträge sind die Autoren verantwortlich

Die Abbildungen, Tabellen und Beilagen wurden von den Autoren zur Verfügung gestellt

Geschützte Namen und Produktbezeichnungen sind nicht ungeschützt, weil sie im Text genannt werden.

Umschlagentwurf: Redaktion

Redaktion: Dr. Friedrich BRIX
Dr. Ortwin SCHULTZ, NHM Wien

Alle Rechte vorbehalten: © Copyright 1993 by Naturhistorisches Museum Vienna

Eigentümer und Verleger: Naturhistorisches Museum Wien, Burgring 7, 1010 Wien und Ferdinand Berger & Söhne Gesellschaft m.b.H., A-3580 Horn

Herausgeber: Dr. Friedrich BRIX und
Dr. Ortwin SCHULTZ, NHM Wien

Verantwortlicher Schriftleiter: Dr. Ortwin SCHULTZ, NHM Wien

Filmsatz und Offsetdruck: Ferdinand Berger & Söhne Gesellschaft m.b.H., A-3580 Horn

ISBN 3-85028-236-8

Autorenverzeichnis

Dipl.-Ing. Reinhard BAUER,
ÖMV Aktiengesellschaft,
Otto-Wagner-Platz 5, 1090 Wien.

Prof. Ing. Dr. Friedrich BRIX,
Donhartgasse 98, 1140 Wien.

Dr. Harald BUCHTA,
Brückenstraße 6/43, 2100 Korneuburg.

Vorstandsdir. Bergrat Dipl.-Ing.
Kurt K. BUSHATI,
ÖMV Aktiengesellschaft,
Abteilung Exploration und Produktion,
Erdgasgeschäft,
Otto-Wagner-Platz 5, 1091 Wien.

Dr. Ilse DRAXLER,
Geologische Bundesanstalt,
Rasumofskygasse 23, Postfach 154,
1031 Wien.

Dr. Walter FRITSCH,
ÖMV Deutschland, Haimingerstraße 1,
D 84489 Burghausen,
Bundesrepublik Deutschland.

Dr. Reinhard FUCHS,
ÖMV Aktiengesellschaft, Abteilung Energie,
Gerasdorfer Straße 151,
Postfach 200, 1211 Wien.

Dr. Ludwig GAMSJÄGER,
ÖMV Aktiengesellschaft, Taborstraße 1-3,
1020 Wien.

Dipl.-Ing. Ernst GROSS,
Roseneck 5, 2120 Wolkersdorf.

Dr. Walter GRÜN,
ÖMV Aktiengesellschaft,
Gerasdorfer Straße 151, Postfach 200,
1211 Wien.

Dr. Hermann HAWLE,
Sieveringer Straße 119/2/10, 1190 Wien.

Erwin HOFER,
ÖMV Aktiengesellschaft, Gerasdorfer
Straße 151, Postfach 200, 1211 Wien.

Dipl.-Ing. Dr. Szabolcs HORVATH,
Nibelungengasse 11, 1010 Wien.

HR Dr. Werner JANOSCHEK,
Geologische Bundesanstalt, Rasumofsky-
gasse 23, Postfach 154, 1031 Wien.

Dr. Helmut KRAMER,
Österreichisches Institut für Wirtschaftsfor-
schung, Arsenal Objekt 20,
Postfach 91, 1103 Wien.

Dipl.-Ing. Arthur KREMSER,
ÖMV Aktiengesellschaft, Gerasdorfer
Straße 151, Postfach 200, 1211 Wien.

Dr. Norbert KREUTZER, Kreuzgasse 35,
2230 Gänserndorf.

Prof. Dr. Arthur KRÖLL,
Keplingergasse 4, 1130 Wien.

Dipl.-Ing. Konrad O.H. LACHMAYER,
Khevenhüllerstraße 17, 1180 Wien.

Dr. Werner LADWEIN,
ÖMV Aktiengesellschaft,
Gerasdorfer Straße 151, Postfach 200,
1211 Wien.

Dr. Herbert LANG,
Fachverband der Erdölindustrie,
Erdbergerstraße 72, 1030 Wien.

Dr. Gerhard LETOUZÉ-ZEZULA,
Geologische Bundesanstalt, Rasumofsky-
gasse 23, Postfach 154, 1031 Wien.

Dipl.-Ing. Dr. Helmut LIEHMANN,
Rohöl-Aufsuchungs AG, Förderbetrieb
Oberösterreich, 4851 Gampern.

Dr. Otto MALZER,
Rohöl-Aufsuchungs AG,
Schwarzenbergplatz 16, Postfach 333,
1015 Wien.

Dr. Karl MAUVE,
Schönburgstraße 44, 1040 Wien.

Dr. Hermann MICHELITSCH,
ÖMV Aktiengesellschaft,
Abteilung Kommunikation,
Otto-Wagner-Platz 5, 1090 Wien.

Min.-Rat Prof. Dipl.-Ing. Dr. Kurt MOCK,
Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten, Sektion VII (Oberste Bergbehörde),
Landstraßer Hauptstraße 55-57,
1031 Wien.

Dipl.-Ing. Heinrich Karl MURER,
ÖMV Aktiengesellschaft,
Abteilung Energie, Gerasdorfer Straße 151,
Postfach 200, 1211 Wien.

Dr. Ladislaus PONGRACZ,
ÖMV Aktiengesellschaft, Gerasdorfer Straße 151, Postfach 200, 1211 Wien.

Dipl.-Ing. Wolfgang REMP,
ÖMV Aktiengesellschaft, Gerasdorfer Straße 151, Postfach 200, 1211 Wien.

Dr. Gerhard RICHTER,
ÖMV Aktiengesellschaft, Raffinerie,
Mannswörther Straße 28,
2320 Schwechat.

Dr. Werner RIEDER,
ÖMV Aktiengesellschaft, Abteilung Werkstoff, PCD Polymere GmbH,
Danubiastraße 21-25,
2320 Schwechat–Mannswörth.

Dr. Fred RÖGL,
Naturhistorisches Museum,
Geolog.-Paläont. Abteilung,
Burgring 7, Postfach 417, 1014 Wien.

Dir. Bergrat Dipl.-Ing. Rudolf SAFOSCHNIK,
ÖMV Aktiengesellschaft, Gerasdorfer Straße 151, Postfach 200, 1211 Wien.

Dr. Christian SANDAUER,
ÖMV Aktiengesellschaft, Abteilung Energie,
Gerasdorfer Straße 151, Postfach 200,
1211 Wien.

Dr. Roman SAUER,
ÖMV Aktiengesellschaft, Gerasdorfer Straße 151, Postfach 200, 1211 Wien.

Dr. Franz SCHMIDT,
ÖMV Aktiengesellschaft,
Abteilung Exploration,
Gerasdorfer Straße 151, Postfach 200,
1211 Wien.

Prof. Dr. Walter J. SCHMIDT,
3491 Wiedendorf 1.

Dipl.-Ing. Dr. Gerhard SCHRÖCKENFUCHS,
ÖMV Aktiengesellschaft, Gerasdorfer Straße 151, Postfach 200, 1211 Wien.

Dr. Ortwin SCHULTZ,
Naturhistorisches Museum,
Geolog.-Paläont. Abteilung, Burgring 7,
Postfach 417, 1014 Wien.

Dr. Josef SCHWENG,
ÖMV Aktiengesellschaft, Raffinerie,
Mannswörther Straße 28,
2320 Schwechat.

Dr. Peter SEIFERT,
ÖMV Aktiengesellschaft, Gerasdorfer Straße 151, Postfach 200, 1211 Wien.

Dr. Dieter SOMMER,
ÖMV Aktiengesellschaft,
Abteilung Energie,
Gerasdorfer Straße 151, Postfach 200,
1211 Wien.

Dr. Hanns SPERL,
Rohöl-Aufsuchungs AG,
Schwarzenbergplatz 16, Postfach 333,
1015 Wien.

Bergrat Dr. mont. Dipl.-Ing. Hermann SPÖRKER,
Scharfeneckweg 13, 2500 Baden.

HR Dr. Herbert STRADNER,
Geologische Bundesanstalt,
Rasumofskygasse 23, Postfach 154,
1031 Wien.

Bergrat Dipl.-Ing. Eduard STRAUCH,
Wöhlergasse 6/1/12, 1100 Wien.

Dipl.-Ing. Dr. Ernst STRÖBL,
ÖMV Aktiengesellschaft, Gerasdorfer Straße 151, Postfach 200, 1211 Wien.

Getrude SWOBODA,
Fachverband der Erdölindustrie,
Erdbergerstraße 72, 1030 Wien.

Prof. Dr. Erich THENIUS,
Paläontologisches Institut,
Universität Wien, Universitätsstraße 7/II,
1010 Wien.

Ing. Peter VÖRÖS,
ÖMV Aktiengesellschaft,
Otto-Wagner-Platz 5, 1019 Wien.

Dr. Ludwig WAGNER,
Rohöl-Aufsuchungs AG,
Schwarzenbergplatz 16, Postfach 333,
1015 Wien.

Prof. Dr.Dr. Franz WEBER,
Montanuniversität Leoben,
Institut für Geophysik, 8700 Leoben.

Dr. Godfried WESSELY,
Siebenbrunnengasse 29, 1050 Wien.

Berghauptmann HR Dipl.Ing. Mag. iur. Helmut WIDOR,
Berghauptmannschaft Wien,
Hetzgasse 2, 1033 Wien.

Dr. Diethard ZYCH,
Adolf-Holzer-Gasse 2,
2380 Perchtoldsdorf.

Redaktionelle Bemerkungen

Die im Jahre 1980 erschienene 1. Auflage der Broschüre „Erdöl und Erdgas in Österreich" ist schon lange vergriffen. Dazu kommt, daß im Bereich der praktischen Kohlenwasserstoffsuche, der Förderung und der Verarbeitung in den vergangenen 13 Jahren beträchtliche Erfolge erzielt worden sind. Es soll hier nur auf den Tiefenrekord in der Bohrtechnik, auf die große Produktpalette der Raffinerie Schwechat und der Petrochemie hingewiesen werden. Sehr große Fortschritte sind bei der geowissenschaftlichen Erforschung Österreichs zu verzeichnen.

Es entstand daher, noch von Hofrat Prof. Dr. F. BACHMAYER mitinitiert, der Gedanke einer Neuauflage, in der all diese bedeutenden Veränderungen gewürdigt werden sollen. Ebenso sollten die volkswirtschaftlichen einschließlich der energiewirtschaftlichen Aspekte dargestellt werden, haben doch die Kohlenwasserstoffe einen bedeutenden Anteil an der Energieversorgung Österreichs.

Nun liegt die zweite überarbeitete und wesentlich erweiterte Auflage dieses Buches vor. Insgesamt 57 Autoren haben ein Werk geschaffen, das sowohl für den interessierten Laien, für Studenten der Geowissenschaften und der Technik, aber auch für Fachleute ein umfassendes Handbuch bildet. Der Datenstand bezieht sich, soweit bei Drucklegung verfügbar, auf den Jahresbeginn 1993, die Literatur ist bis etwa Jahresmitte 1993 berücksichtigt.

Die Redaktion war bemüht jene Autoren zu gewinnen, die nicht nur über die nötigen Fachkenntnisse verfügten, sondern auch bereit waren, viel Zeit und Mühe für die Fertigstellung des Buches zu opfern. Ein besonderer Dank gebührt daher allen Autoren und deren Mitarbeitern. Den beiden großen in Österreich tätigen Erdölfirmen, der ÖMV Aktiengesellschaft und der Rohöl Aufsuchungs AG (RAG) ist sehr für die großzügige Unterstützung u.a. durch die Beistellung von Daten, Kartenmaterial und für sonstige Hilfeleistungen zu danken.

Die Druckerei F. BERGER & Söhne in Horn hat sich sehr bemüht, die oft komplizierten graphischen Darstellungen und den umfangreichen Textteil in gefälliger Form herauszubringen. Auch die durch die lange Entstehungsdauer des Buches notwendigen Anpassungen und Korrekturen wurden zuverlässig bewältigt, wofür die Redaktion sich sehr bedanken möchte.

Abschließend wird die Hoffnung ausgedrückt, daß auch die zweite, erweiterte Auflage einen großen Interessentenkreis finden möge.

Glück auf!

Prof. Dr. Friedrich BRIX
Dr. Ortwin SCHULTZ

Zum Geleit

Der Energiesektor hatte in den beiden letzten Jahrzehnten starke Turbulenzen und einen tiefgreifenden Strukturwandel zu bewältigen. Die stürmische Zunahme des Weltölverbrauches fand mit den Preisanstiegen des Leitenergieträgers Rohöl 1973 und 1979 ein jähes Ende. Durch bessere Energieeffizienz und neue Technologien gelang es, den Energieverbrauch vom Wirtschaftswachstum zu entkoppeln.

Die Absicht der Industrieländer, die Abhängigkeit von den OPEC-Staaten zu verringern, führte einerseits zu verstärkten Anstrengungen, eigenes Rohöl aufzusuchen und zu fördern und andererseits Rohöl durch andere Energieträger, vor allem durch Erdgas, zu substituieren. Wir beobachten heute einen deutlichen Trend zu leitungsgebundenen und erneuerbaren Energieträgern.

Seit einigen Jahren wird das globale Problem des Treibhauseffektes und seine Bekämpfung als Hauptargument gegen fossile Energieträger, die rd. 90% der Weltenergieversorgung ausmachen, in den Vordergrund gestellt. Durch das Wachstum der Weltbevölkerung und einer zum Teil rasanten wirtschaftlichen Entwicklung der neuen asiatischen Industrieländer werden Öl und Gas auch im nächsten Jahrhundert unverzichtbar sein und die wichtigsten Säulen der Weltenergieversorgung bleiben.

Im Prinzip gilt dies auch für die österreichische Energiewirtschaft, die in den nächsten Jahren von den Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes, der Öffnung und langsamen Erholung der neuen Demokratien Osteuropas mit ihren labilen Marktstrukturen sowie durch Änderungen der Eigentumsverhältnisse und durch verschärften Wettbewerb beeinflußt wird.

Die österreichische Erdölindustrie spielt hinsichtlich ihrer Bedeutung und ihres Beitrages zu einer sicheren heimischen Energieversorgung eine wichtige Rolle. Um den Rückgang der heimischen Produktion, die mit der Verbrauchsentwicklung nicht mehr Schritt halten kann, zu kompensieren, wurde die Explorationstätigkeit im Ausland wesentlich verstärkt. Auch im Downstream sind Kooperationen, Beteiligungen und Ausweitungen der Geschäftstätigkeit in den zentraleuropäischen Märkten bereits gelungen oder im Entstehen.

Obwohl international zunehmend verflochten, bleibt Österreich der Kernmarkt und Investitionsschwerpunkt der heimischen Erdöl- und Erdgaswirtschaft. Wie bisher wird die kostenbewußte, ökologisch verträgliche Produktion und Anwendung hochwertiger Energieressourcen, wie Mineralölprodukte und Erdgas es sind, die Hauptherausforderung sein. Die österreichische Erdölindustrie beachtet diesen Grundsatz seit vielen Jahren mit großer Konsequenz.

In diesem Sinne ist es ein großer Verdienst einer Gruppe österreichischer Fachleute, mit dem vorliegenden Buch „Erdöl und Erdgas in Österreich" die Leistungen österreichischer Wissenschafter und Techniker in ein ihnen gebührendes Licht zu rücken. Zusammenarbeit, gepaart mit neuen Ideen und dem notwendigen technischen Know-how, beweisen immer wieder, daß auch ein kleines Land wie Österreich im Herzen Europas, ohne direkten Zugang zu einem der Weltmeere, mit natürlichen, aber beschränkten Vorkommen an Erdöl und Erdgas, bemerkenswerte Erfolge erzielen kann.

Möge dieses Buch eine weite Verbreitung und einen interessierten und aufmerksamen Leserkreis finden, damit seine Informationen zu einem besseren Verständnis der Probleme und steten Bemühungen der Erdölindustrie auf dem Gebiet der Energieversorgung unter gleichzeitiger voller Bedachtnahme auf die Umwelt beitragen können.

Glück auf!

Dipl.-Ing. Dr. Richard SCHENZ
Vorsitzender des Vorstandes der ÖMV
Aktiengesellschaft

Zum Geleit

Es hat mehr als 20 Jahre gedauert, bis auf das 1957 erschienene Heft „Erdöl und Erdgas in Österreich" im Jahre 1980 eine völlig überarbeitete Neufassung herauskam. Es mag als Symbol des beschleunigten Fortschrittes der Technik gelten, wenn in kürzerer Zeit als vorher erneut das Bedürfnis nach einer Aktualisierung des Werkes deutlich wurde.

In den 13 Jahren seit Erscheinen der 2. Ausgabe hat die traditionsreiche, aber international gesehen kleine österreichische Erdölindustrie eine ihrer ereignisreichsten aber auch schwierigsten Phasen durchlebt. Nach den ersten Jahren dieser Periode, in denen ein hohes Ölpreisnivau und die rasche Vorwärtsentwicklung der Explorations- und Bohrtechnik es erlaubte, die Suche nach neuen Lagerstätten in große Tiefen und kaum explorierte Gebiete auszudehnen, wobei Teilerfolge nicht ausblieben, zwang der Ölpreisverfall von 1985/86 zum Umdenken und zu einschneidenden Maßnahmen. Der neuen und anhaltend schwierigen Situation wurde und wird weiter zum einen durch Verringerung der Aktivitäten – weniger Bohrungen, Beschränkungen auf Gasziele –, sowie durch Restrukturierungsmaßnahmen und Kostensenkungsprogramme, zum anderen jedoch durch einen neuerlichen Technologieschub begegnet. Als ein aktuelles Beispiel neuer Technologien kann die 3-D-Seismik genannt wrden, mit deren massivem Einsatz man die Anzahl der Fehlbohrungen bei der Suche nach und der Entwicklung von KW-Lagerstätten signifikant zu verringern hofft. Zumindest gleiche Bedeutung scheint der Horizontalbohrtechnik zuzukommen, da auf ihrer Basis sich eine erheblich verbesserte Ausbeute von Öl- und Gaslagerstätten bei geringerer Anzahl von Produktionssonden abzeichnet. Im Bereich der Rohöl-Aufsuchungs A.G. kommt diese Technik erstmals bei der Erweiterung des Gasspeichers Puchkirchen zur Anwendung.

Diese Entwicklungen haben in der vorliegenden 3. Fassung von „Erdöl und Erdgas in Österreich" ihren Niederschlag gefunden und wir glauben mit den Autoren, daß es neuerdings gelungen ist, einem interessierten Leserkreis den heutigen Entwicklungsstand der österreichischen Erdölindustrie, von der Suche nach Kohlenwasserstoffen, über die Verarbeitung, bis zum Verkauf der Produkte nahezubringen. Die Autoren haben sich bemüht, ihre Beiträge für den Laien lesbar zu gestalten und es war ihnen darüber hinaus ein Anliegen, dem Leser zu zeigen, daß heute praktisch jedem in diesem Industriezweig die Unersetzlichkeit der Umwelt, in der wir leben, bewußt ist und daß auch heute in Österreich Primärenergie in Form von Erdöl und Erdgas mit vertretbarer Belastung von Menschen und Natur gesucht, gewonnen, verarbeitet und transportiert werden kann. Es ist zu wünschen, daß das neue Buch mit seiner Fülle von sonst nicht leicht zugänglichem erdwissenschaftlichen und technischen Datenmaterial, eine noch weitere Verbreitung als seine Vorgänger finden möge.

Glück auf!

Dipl.-Ing. Marko MEILINK
Generaldirektor der
Rohöl-Aufsuchungs AG

Einleitung

Wie jedes naturwissenschaftliche Museum hat das Naturhistorische Museum in Wien zwei Aufgabenbereiche: Es ist zum einen die Forschung auf Basis der einzigartigen Sammlungen. Zum anderen ist es die Darstellung der Naturvorgänge und der Beziehung des Menschen zur Natur. In diesem Spannungsfeld nimmt der Umgang des Menschen mit den Ressourcen der Erde einen bedeutenden Platz ein. Zu dieser Thematik trägt „Erdöl und Erdgas in Österreich" mit einer Fülle von Informationen aus erster Hand bei.

Wie bei den vorhergegangenen Auflagen stellen führende Fachleute den heutigen Stand der Erkundung und Exploration von Erdöl und Erdgas in Österreich dar. Jeder, der mit der Vermittlung wissenschaftlicher Problemstellungen vertraut ist weiß, welch schwierige Aufgabe sie damit übernommen haben. Ihnen muß daher unsere besondere Anerkennung gelten. Danken möchte ich auch der österreichischen Erdölindustrie. Ohne die Mitarbeit der ÖMV AG und der Rohöl Aufsuchungs AG wäre ein derartiges Werk nicht entstanden. Zahlreiche Darstellungen der Geologie österreichischer Erdöl- und Erdgaslagerstätten geben ein eindrucksvolles Bild von der umfangreichen Forschungstätigkeit der Gesellschaften, die damit wesentlich zum heutigen geologischen Bild Österreichs beigetragen haben.

Von den komplexen und kurzzeitig nicht wiederholbaren Vorgängen bei der Entstehung der Erdöl- und Erdgaslagerstätten bis zu den vielfältigen wissenschaftlichen und technischen Leistungen die notwendig sind, um den Energiebedarf zu dekken, reicht der Themenkreis des Buches. Daß tatsächlich ein Buch aus der großen Anzahl unterschiedlicher Manuskripte geworden ist, verdanken wir den Schriftleitern, Hon. Prof. Ing. Dr. Friedrich Brix und Dr. Ortwin Schultz. Vergleicht man es mit der 1957 von Dr. Friedrich Bachmayer herausgegebenen Broschüre und der 1980 erschienenen Auflage, dokumentiert es in eindrucksvoller Weise den Zuwachs an Wissen und Technologien.

Dr. Heinz A. KOLLMANN
Erster Direktor des Naturhistorischen
Museums in Wien

Inhaltsverzeichnis

		Seite
I.	**ERDÖL UND ERDGAS IN DER WIRTSCHAFT**	1
I.1.	**Verlauf und Entwicklungsstand der Welterdöl- und Erdgaswirtschaft** von Kurt K. BUSHATI	2
I.1.1.	Geschichtlicher Überblick	2
I.1.2.	Die Entwicklung der weltweiten Verbrauchs- und Versorgungssituation von Öl und Gas	3
2.1.	Verbrauch	3
2.2.	Versorgungslage	3
I.1.3.	Die Weltreserven an Erdöl und Erdgas	3
I.1.4.	Abschließende Betrachtungen	4
I.2.	**Prognosen der Entwicklung der Erdölindustrie** von Walter J. SCHMIDT	5
I.3.	**Die wirtschaftliche Bedeutung der Erdöl- und Erdgasindustrie für Österreich** von Helmut KRAMER	7
I.3.1.	Zentrale Stellung in der Energieversorgung	7
I.3.2.	Energetischer Endverbrauch Österreichs	8
I.3.3.	Selbstversorgungsgrad aus Erdöl und Erdgas	8
I.3.4.	Wirtschaftliche Ergebnisse der Erdöl- und Erdgasindustrie	9
I.3.5.	Beschäftigungsentwicklung	10
I.3.6.	Perspektiven	10
II.	**WISSENSCHAFTLICHE, TECHNISCHE UND RECHTLICHER GRUNDLAGEN DER ERDÖL- UND ERDGAS-GEWINNUNG**	11
II.1.	**Bildung und Geochemie von Kohlenwasserstoffen sowie deren Anreicherung zu nutzbaren Lagerstätten**	14
II.1.1.	Die Entstehung von Kohlenwasserstoffen von Werner LADWEIN und Franz SCHMIDT	14
1.1.	Der Kohlenstoffkreislauf	14
1.2.	Muttergesteine	14
1.3.	Muttergesteinsuntersuchungen	15
1.4.	Entstehung von Öl und Gas	17
II.1.2.	Geochemie der Kohlenwasserstoffe von Werner LADWEIN und Franz SCHMIDT	18
2.1.	Definitionen	18
2.2.	Erdöl	19
2.3.	Erdgas	22
II.1.3	Migration von Werner LADWEIN und Franz SCHMIDT	24
3.1.	Allgemeines	24
3.2.	Primäre Migration	24
3.3.	Sekundäre Migration	25

Seite

II.1.4. Speichergesteine 27
von Werner LADWEIN und Franz SCHMIDT
4.1. Porosität und Permeabilität 27
4.2. Porositätsarten 27

II.1.5. Lagerstättenbildung 28
von Werner LADWEIN und Franz SCHMIDT

II.1.6. Veränderungen von Kohlenwasserstoffen 31
von Werner LADWEIN und Franz SCHMIDT
6.1. Veränderungen bei der Migration 31
6.2. Veränderungen in der Lagerstätte 32

II.1.7. Lagerstättenwässer 33
von Harald BUCHTA

II.1.8 Hydrostatik und Hydrodynamik 35
von Gerhard SCHRÖCKENFUCHS

II.1.9. Regionale Gesetzmäßigkeiten von KW-Vorkommen 37
von Friedrich BRIX
9.1. Einleitende Bemerkungen 37
9.2. Plattentektonik und KW-Bildung 38
9.3. Verteilung der Weltreserven an Kohlenwasserstoffen 43
9.4. Schlußfolgerungen für die Prospektionsplanung 44

II.2. **Die Prospektion von Erdöl und Erdgas** 46

II.2.1. Gas-, Öl- und Salzwasseranzeichen an der Erdoberfläche 46
von Friedrich BRIX
1.1. Grundlagen 46
1.2. Natürliche Beobachtungen 46
1.3. Künstliche Aufschlüsse 48
1.4. Prüfungsmethoden 48
1.5. Bedeutung für die Prospektion 50

II.2.2. Geologische Erd- und Luftbildkartierung 51
von Friedrich BRIX
2.1. Grundlagen 51
2.2. Erdkartierung 51
2.3. Luftbildkartierung 52
2.4. Satellitenbilder 53
2.5. Kartenherstellung 54

II.2.3. Auswertung der Kartierungsergebnisse und Sonderkarten 55
von Friedrich BRIX
3.1. Geologische Schnitte 55
3.2. Sonderkarten 56

II.2.4. Geophysikalische Prospektionsmethoden 58
4.1. Einleitung
von Franz WEBER und Ernst STRÖBL
4.2. Reflexionsseismik 59

Seite

4.3. Refraktionsseismik 71
von Friedrich BRIX
4.4. Laufzeitsondierung 72
Karl MAUVE
4.5. Nichtseismische Prospektionsmethoden 73
von Franz WEBER und Ernst STRÖBL

II.2.5. Geologische Interpretation geophysikalischer Meßergebnisse 78
5.1. Allgemeines 78
5.2. Seismische Messungen 78
5.3. Nichtseismische Methoden (Potentialverfahren) 84
5.4. Komplexinterpretation 88

II.2.6. Geochemische Interpretation 89
von Franz SCHMIDT
6.1. Einführung 89
6.2. Methoden 90
6.3. Basin Modelling 91
6.4. Korrelationsuntersuchungen 92

II.2.7. Bohrpunktermittlung und Bohrvorbereitung 95
von Otto MALZER
7.1. Bohrpunktermittlung 95
7.2. Bohrvorbereitung 96

II.2.8. Risikobewertung 98
von Wolfgang REMP
8.1. Geologisches Risiko 99
8.2. Technisches Risiko 99
8.3. Wirtschaftliches Risiko 99

II.3. **Die Aufschließung von Erdöl- und Erdgaslagerstätten** 100

II.3.1. Technik des Bohrens 100
von Hermann SPÖRKER
1.1. Historische Entwicklung 100
1.2. Die Rotary-Bohranlage 100
1.3. Die Bohrspülung 108
1.4. Der Bohrvorgang 109
1.5. Geologische und lagerstättenkundliche Daten 110
1.6. Fangarbeiten und Bohrlochablenkungen (Richtbohrungen) 111
1.7. Umbau von Bohranlagen 111
1.8. Bohrkosten 112
1.9. Ausblick 112

II.3.2. Geologische Betreuung und Bearbeitung von Bohrungen 114
von Friedrich BRIX
2.1. Grundsätzliches zur Arbeit des Bohrgeologen 114
2.2. Ausrüstung für die geologische Betreuung von Tiefbohrungen 117
2.3. Geowissenschaftliche, physikalische, technische und und sonstige Informationsquellen 119
2.4. Bearbeitung der Informationsquellen und die Datenerfassung 124

Seite

2.5. Geologische Beratung bei Bohrungen 133
2.6. Bohrkategorien und Art der geologischen Betreuung 134

II.3.3. Geophysikalische Bohrlochmessungen 136
von Szabolcs HORVATH
3.1. Einleitung 136
3.2. Aufgabenstellung 136
3.3. Überblick über die wichtigsten Meßverfahren 138
3.4. Interpretation und Auswertung 144

II.3.4. Bemerkungen zur Auswertung geophysikalischer Bohrlochmessungen . . 145
von Arthur KREMSER und Friedrich BRIX

II.3.5. Untersuchungen von Gesteins-, Flüssigkeits- und Gasproben im Labor . 148
5.1. Sedimentologische und mineralogische Untersuchungen an Gesteinsproben im Labor 148
von Roman SAUER
5.2. Mikropaläontologische Aufbereitungsmethoden für Altersuntersuchungen im Labor 150
von Reinhard FUCHS
5.3. Bestimmung der petrophysikalischen Eigenschaften von Bohrkernen im Labor 151
von Hermann HAWLE
5.4. Chemische Untersuchungen von Gesteins-, Flüssigkeits- und Gasproben im Labor 153
von Harald BUCHTA
5.5. Spezielle lagerstättenkundliche Untersuchungen 154
5.6. Bakteriologische Untersuchungen 154
nach einem Artikel von Erwin HOFER

II.3.6. Lagerstättenphysik und Lagerstättentechnik 155
von Heinrich MURER
6.1. Einführung 155
6.2. Tiefbohrungen und Testarbeiten, Wirtschaftlichkeit 156
6.3. Inhalt und Vorrat einer Lagerstätte 157
6.4. Möglichkeiten zur Erhöhung der Förderraten und des Entölungsgrades . 157
6.5. Das Speichern von Erdgas 161

II.3.7. Dokumentation der Ergebnisse von Prospektion und Aufschließung . . . 163
von Friedrich BRIX
7.1. Geowissenschaftliche Prospektion 163
7.2. Bohrtechnische Daten 164
7.3. Daten der geologischen Bohrungsbetreuung 165
7.4. Dokumentation bohrlochgeophysikalischer Daten 166
7.5. Dokumentation lagerstättenkundlicher Daten 166
7.6. Dokumentation der Laborarbeiten 166
7.7. Der geologisch-technische Abschlußbericht 167
7.8. Berichte an staatliche Stellen 168

II.4.1. **Technik der Ölförderung** 170
von Ernst GROSS
1.1. Herstellen der Verbindung des Ölträgers mit dem Bohrloch 170
1.2. Die Stimulation 173

Seite

III.4. **Die Molassezone und deren Untergrund** 281
von Otto MALZER, Fred RÖGL, Peter SEIFERT, Ludwig WAGNER, Godfried WESSELY & Friedrich BRIX

III.4.1. Einleitung . . . 281
III.4.2. Geologischer Überblick . . . 281
III.4.3. Sedimentationsgeschichte und Paläogeographie . . . 283
3.1. Beckenuntergrund . . . 283
3.2. Tertiäre Beckenfüllung . . . 292
III.4.4. Muttergesteine, Speichergesteine, Migration und Lagerstättenbildung in der Molassezone und deren sedimentärem Untergrund . . . 302
4.1. Molasse westlich und südwestlich der Böhmischen Masse – Oberösterreich . . . 302
von Otto MALZER
4.2. Molasse und deren Untergrund auf dem Sporn der Böhmischen Masse im Raum östlich Steyr–St. Pölten, westliches Niederösterreich . . . 315
von Friedrich BRIX
4.3. Molasse und deren Untergrund östlich und südöstlich der Böhmischen Masse – östliches Niederösterreich . . . 323

III.5. **Die Waschbergzone** . . . 358
von Peter SEIFERT

III.5.1. Lage und tektonische Verhältnisse . . . 358
III.5.2. Schichtfolge . . . 359

III.6. **Die Nordalpen** . . . 360
von Godfrid WESSELY und Ludwig WAGNER

III.6.1. Rückblick . . . 360
III.6.2. Allgemeine Gegebenheiten . . . 361
2.1. Subalpin-autochthones Stockwerk . . . 361
2.2. Alpines Stockwerk . . . 364
III.6.3. Aufschlußergebnisse . . . 365

III.7. **Das Pannonische Becken einschließlich des Mattersburger Beckens (Burgenland)** . . . 371
von Godfrid WESSELY

III.7.1. Einleitung . . . 371
III.7.2. Explorationsgeschichte . . . 373
III.7.3. Geologische Ergebnisse . . . 373
3.1. Pannonisches Becken (Raum östlich der Brucker Pforte, Seewinkel, Landseer Bucht, Südburgenland) . . . 373
3.2. Das Mattersburger Becken . . . 376

III.8. **Das Steirische Becken (Steiermark und Südburgenland)** . . . 378
von Otto MALZER und Hanns SPERL

III.8.1. Einleitung . . . 378
III.8.2. Bisherige Aufschlußtätigkeit . . . 378
III.8.3. Ölgeologische Situation und Vergleich mit dem Wiener Becken . . . 380
III.8.4. Geologische Entwicklung . . . 381

Seite

IV. **DER ERDÖL- UND ERDGASBERGBAU IN ÖSTERREICH** 385

IV.1. **Zur Geschichte des Kohlenwasserstoffbergbaues in Österreich** . . . 387
von Dieter SOMMER

IV.1.1. Historischer Rückblick 387
IV.1.2. Wiener Becken bis zum Ende der 1. Republik 388
IV.1.3. Die Entwicklung in Oberösterreich 392
IV.1.4. Die Zeit des Anschlusses an Deutschland 392
IV.1.5. Die Zeit nach dem 2. Weltkrieg 393

IV.2. **Kohlenwasserstoffanzeichen in Österreich** 395
von Friedrich BRIX

IV.2.1. Art und Vorkommen der Anzeichen 395
IV.2.2. Liste der KW-Anzeichen mit Kurzbeschreibung 396

IV.3. **Die Lagerstätten des Wiener Beckens und seines Untergrundes** . . . 403

IV.3.1. Lagerstätten im Neogen des Wiener Beckens und dessen Untergrund . 403
von Norbert KREUTZER
1.1. Die Felder am Steinbergbruch 404
1.2. Die Felder am Pirawarther-Hochleitener Bruch 411
1.3. Die Felder in der mittleren Hochzone 414
1.4. Die Felder in der Südostrand-Hochzone 421
1.5. Gasvorkommen in der Mistelbacher Scholle 424
1.6. Gasvorkommen der Mödlinger Scholle und im Leopoldsdorfer Bruchsystem 424

IV.3.2. Aufschlußaktivitäten und KW-Lagerstätten im Untergrund des Wiener Beckens 434
von Godfrid WESSELY
2.1. Exploration in der Flyschzone des Untergrundes 434
2.2. KW-Lagerstätten im kalkalpinen Untergrund 434
2.3. Das autochthone Stockwerk 438

IV.4. **Die Lagerstätten der Molassezone und ihres Untergrundes** 441

IV.4.1. Die Öl- und Gaslagerstätten der oberösterreichischen Molassezone – RAG (Rohölaufsuchungs AG) 441
von Otto MALZER
1.1. Zur Explorationsgeschichte 441
1.2. Molasse westlich des Sporns des Böhmischen Massivs – Oberösterreich und Salzburg 442

IV.4.2. Die ÖMV-Gas- und Öllagerstätten der nieder- und oberösterreichischen Molassezone 455
von Norbert KREUTZER
2.1. Bemerkungen 455
2.2. Die Lagerstätten der niederösterreichischen Molassezone 456
2.3. Die ÖMV-Lagerstätten der oberösterreichischen Molassezone 465

IV.5. **KW-Lagerstätten und KW-Funde in sowie unter den Nordalpen** 468
von Godfrid WESSELY

IV.5.1. Erdgaslagerstätte Höflein 468
IV.5.2. Erdölfund Grünau 1 469
IV.5.3. Erdgasfund Molln 1 471

Seite

IV.6. **KW-höffige Gebiete in Österreich** 472
von Werner LADWEIN, Otto MALZER und Godfried WESSELY

IV.6.1. Einleitung 472
IV.6.2. Wiener Becken und der Beckenuntergrund 472
IV.6.3. Waschberg- und Molassezone 475
IV.6.4. Die Nordalpen 475
4.1. Der autochthone Sedimentmantel unter den Alpen 475
4.2. Der Alpenkörper 476
IV.6.5. Das Steirische Becken 477
IV.6.6. Inneralpine Becken Kärntens und der Steiermark 477

IV.7. **Produktionsstatistik und Reserven** 478
von Gerhard LETOUZÉ-ZEZULA

IV.7.1. Erdöl 478
IV.7.2. Ligroin 479
IV.7.3. Naturgas 480
3.1. Erdölgas 480
3.2. Erdgas 480
IV.7.4. Reserven 482

IV.8. **Umweltschutz im Gewinnungsbereich** 483
von Christian SANDAUER

IV.8.1. Prospektionstätigkeit 483
IV.8.2. Kohlenwasserstoff-Produktion 484
IV.8.3. Deponiewesen 485
IV.8.4. Sonstige Emissionen und Schallschutz 486

IV.9. **Sicherheitstechnik im Erdöl- und Erdgasbergbau** 487
von Helmut WIDOR

V. **VERARBEITUNG UND PETROCHEMIE** 491

V.1. **Verarbeitung** 492
von Reinhard BAUER, Walter FRITSCH, Gerhard RICHTER und Josef SCHWENG 492

V.1.1. Rohöl, ein Weltenergierohstoff 492
V.1.2. Rohölverarbeitung – die Raffinerie 494
2.1. Rohöldestillation 495
2.2. Veredelungsverfahren 497
2.3. Anlagen zur Benzinveredelung 498
2.4. Konversionsverfahren 498
2.5. Erzeugung petrochemischer Grundstoffe 500
2.6. Gastrennanlage 501
2.7. Schmierölveredelung 501
2.8. Bitumenerzeugung 502
V.I.3. Produkte 502
3.1. Flüssiggas 503
3.2. Kraftstoffe 504
3.3. Heizöle 506
3.4. Schmierstoffe 507

Seite

3.5. Bitumen 508
3.6. Spezialprodukte 508
V.1.4. Der Betrieb der Raffinerie 508
4.1. Planung der Raffinerieproduktion 508
4.2. Entwicklung der Raffinerie 510

V.2. **Normung bei Mineralölprodukten** 511
von Gerhard RICHTER

V.3. **Petrochemie** 511
von Werner RIEDER
V.3.1. PCD Polymere Ges.m.b.H. 512
V.3.2. PCD-Produktion 512
2.1. Hochdruckpolyethylenanlagen 512
2.2. Niederdruckpolyethylenanlagen 512
2.3. Polypropylenanlagen 513
2.4. Qualitätssicherung 513
V.3.3. PCD Forschung, Werkstoffprüfung und Anwendungstechnik 514
V.3.4. Ausbau der petrochemischen Aktivitäten 515

V.4. **Umweltschutz im Verarbeitungsbereich** 516
von Peter VÖRÖS
V.4.1. Luftreinhaltung 516
V.4.2. Gewässerreinhaltung 516
V.4.4. Schutz des Bodens und des Grundwassers 517
V.4.4. Lärmschutz 517

VI. **BEDEUTUNG DER ERDÖLINDUSTRIE FÜR DIE NATURWISSENSCHAFTEN UND DIE TECHNIK** 519

VI.1. **Geowissenschaften** 521

VI.1.1. Geologie, Petrologie und Geophysik 521
von Friedrich BRIX
1.1. Oberflächengeologie und seichte Bohrungen 521
1.2. Tiefbohrgeologie und Bohrlochgeophysik 522
1.3. Stratigraphie, Fazies und Paläogeographie 524
1.4. Tektonik 525
1.5. Petrologie 527
1.6. Geochemische Prospektion 530
1.7. Laborarbeiten 530
1.8. Oberflächengeophysik 531

VI.1.2. Paläontologie und Biostratigraphie – Einführende Bemerkungen 536
von Erich THENIUS
2.1. Paläontologie 536
2.2. Stratigraphie 536
2.3. Mikropaläontologie 537
2.4. Fazies 538
2.5. Tiefbohrungen 539

Seite

VI.1.3. Beispiele für die geologische Altersbestimmung mit Hilfe von Mikro- und Makrofossilien 539
von Reinhard FUCHS
3.1. Einleitung
3.2. Biostratigraphische Gliederung im Wiener Becken 540
3.3. Die Flyschzone 544
3.4. Makrofossilien 544

VI.1.4. Geologische Altersbestimmungen mit Hilfe von Nannofossilien und Palynomorphen 546
von Herbert STRADNER und Ilse DRAXLER

VI.1.5. Organische Geochemie 550
von Harald BUCHTA
5.1. Einleitung 550
5.2. Gaschromatographie 550
5.3. Infrarotspektroskopie 551
5.4. Analyse von biologischen Markierern (Chemofossilien) 551
5.5. Charakterisierung des unlöslichen organischen Materials 551
5.6. Isotopenchemie 552

VI.1.6. Mineralwässer und Geothermie 552
von Konrad O.H. LACHMAYER
6.1. Historisches 552
6.2. Herkunft der Erdwärme 553
6.3. KW-Bergbau und die unterirdischen Temperaturverhältnisse 553
6.4. Prospektion geothermischer Energiequellen 553
6.5. Geothermische Wärmegewinnung in Österreich 554
6.6. Ausblick 555

VI.2. **Technik und Computerwesen** 555

VI.2.1. Meilensteine der ÖMV-Tiefbohrtechnik 555
von Hermann SPÖRKER
1.1. Der Altbestand an Bohranlagen 556
1.2. Die Turbinen-Richtbohrtechnik 556
1.3. Neue Bohranlagen 557
1.4. Gas mit Schwefelwasserstoff 558
1.5. Ölbasische Bohrspülung 558
1.6. Die erste 6000 m-Bohrung 559
1.7. Weiterentwicklungen beim Bohrgestänge 559
1.8. Spülungswirtschaft (Geräte zur Spülungsbehandlung) 560
1.9. Bohrloch-Telemetrie (Fernmessung) 560
1.10. Die Beherrschung hoher Hakenlasten 556
1.11. Die Chronik der erreichten Bohrteufen 556
1.12. Der weitere Weg 561

VI.2.2. Formationsauswertung 561
von Eduard STRAUCH und Arthur KREMSER
2.1. Einleitung 561
2.2. Bohrlochtests 562
2.3. Zur Durchführung von Bohrlochtests 562
2.4. Die Testgarnitur 562

Seite

VI.2.3. Rechnergestützte Datenverarbeitung im Explorations- und Gewinnungsbereich 564
von Ludwig GAMSJÄGER
3.1. Einleitung 564
3.2. Datenarten 564
3.3. Teilbereiche der EDV 564
3.4. Geräte und Einrichtungen 566
3.5. Sicherheitsmaßnahmen 566
3.6. Zukünftige Entwicklung 566

VII. **ANHANG** 567

VII.1. **Behörden, Firmen, Fachverbände und sonstige Institutionen** 568
von Friedrich BRIX
VII.1.1. Zur Einleitung 568
VII.1.2. Bergbehörden 568
VII.1.3. Erdölgesellschaften 569
3.1. Erdgasbergbau II Wels 569
3.2. ÖMV Aktiengesellschaft 569
3.3. Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft 571
3.4. Van SICKLE Ges.m.b.H. 571
VII.1.4. Unternehmungen für die Erdgasversorgung 571
VII.1.5. Bergbautechnische Unternehmungen 572
VII.1.6. Wirtschaftsverbände 572
6.1. Bundeskammer der gewerblichen Wirtschaft 572
6.2. Fachverbände 572
VII.1.7. Weitere einschlägige Institutionen 573
VII.1.8. Prüfstellen und Zivilingenieure 573

VII.2. **Daten zur Förderung, Verarbeitung sowie der Erdöl- und Naturgaswirtschaft** 573
von Friedrich BRIX
VII.2.1. Zur Einleitung 573
VII.2.2. Daten zur Weltförderung und zu den Weltreserven an Rohöl und Naturgas 574
VII.2.3. Daten zur Erdöl- und Naturgaswirtschaft in Österreich 576
3.1. Allgemeines 576
3.2. Rohölaufbringung und Reserven im Inland sowie Importe 576
3.3. Kondensat-Aufbringung 582
3.4. Naturgasaufbringung und Reserven im Inland sowie Importe 584
VII.2.4. Flüssige Mineralölprodukte 589
4.1. Erzeugung und Import flüssiger Mineralölprodukte 589
4.2. Verbrauch und Export flüssiger Mineralölprodukte 591
VII.2.5. Gewinnung von elementarem Schwefel 591
VII.2.6. Tankstellen und Kraftfahrzeugbestand in Österreich 593
6.1. Tankstellen 593
6.2. Kraftfahrzeugbestand in Österreich 595

VII.3. **Auslandsaktivitäten österreichischer Firmen** 595
von Friedrich BRIX
VII.3.1. Einleitung 595
VII.3.2. Explorationstätigkeiten im Ausland 595

Seite

2.1. Auslandsaktivitäten der MOBIL OIL AUSTRIA AG 596
2.2. Auslandsaktivitäten der SHELL AUSTRIA AG 596
2.3. Auslandsaktivitäten der ÖMV AG 596
VII.3.3. Verarbeitungssektor 599
VII.3.4. Vertriebssektor 599

VII.4. **Erdölausstellungen, Lehrmittel und Erdöl-Erdgaslehrpfad** 600
von Hermann MICHELITSCH

VII.5. **Universitäre Ausbildungsmöglichkeiten** 602
von Ortwin SCHULTZ

VII.6. **Österreichische Gesellschaft für Erdölwissenschaften – Anfang einer Chronik** 603
von Fritz PASS (†), ergänzt von Werner JANOSCHEK, Herbert LANG und Gertrude SWOBODA

VII.7. **Weitere berufsbezogene Vereine und Arbeitsgruppen** 608
von Friedrich BRIX

VII.8. **Beilagenverzeichnis** 609

VII.9. **Literaturverzeichnis** 610

VII.10. **Stichwortverzeichnis** 673

I.
ERDÖL UND ERDGAS IN DER WIRTSCHAFT

Übersicht:

Im ersten Hauptabschnitt kommen drei Fachleute zu Wort, die die Frage der Erdöl- und Erdgaswirtschaft von verschiedenen Aspekten aus behandeln.

Abschnitt I.1.: Zunächst schildert der Erdöltechniker K. K. BUSHATI die Welterdölwirtschaft in der historischen Entwicklung ab der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts bis zum Beginn der Golfkrise im Jahr 1990. Dann wird auf den Weltverbrauch, die Versorgungslage, die Weltreserven an Öl und Gas sowie auf die zukünftigen Entwicklungsmöglichkeiten eingegangen. Besonders wird darauf hingewiesen, daß derzeit aus den bisher bekannten Lagerstätten etwa ein Drittel des Gesamtvorrates gefördert werden kann. Jede technische Steigerungsmöglichkeit bedeutet daher einen gewaltigen Zuwachs der förderbaren Vorräte.

Abschnitt I.2.: Der Geologe W. J. SCHMIDT beschäftigt sich in seinem Artikel mit zwei Problemgruppen. Die erste Gruppe umfaßt die Frage der nur begrenzt vorhandenen, natürlichen Kohlenwasserstoffe (Erdöl und Erdgas), wobei vor allem Wert auf eine Verringerung der Umweltbelastung durch die Rückstände bei Verbrennungsvorgängen gelegt wird. Andererseits bringt die Verwendung von Kohlenwasserstoffen für die Erzeugung petrochemischer Produkte (Kunststoffe, Arzneimittel) das Problem der Abfallbeseitigung. Erst eine wirtschaftliche Wiederverwendung („recycling") könnte hier Abhilfe schaffen.

Die zweite Problemgruppe umfaßt die Frage der Verfügbarkeit an Kohlenwasserstoffen (KW). Hier werden einer weitverbreiteten, falschen Vorstellung über die nutzbaren KW-Vorräte die Kenntnisse des erfahrenen Erdölgeologen gegenübergestellt. Es wird klar aufgezeigt, daß die förderbaren Mengen an Öl und Gas von einer Größenordnung sind, die uns erst am Anfang des Kohlenwasserstoffzeitalters stehen lassen. Gegenwärtig werden nämlich hauptsächlich jene Vorkommen abgebaut, die produktionstechnisch besonders günstig sind. Gewaltige Lagerstätten (z. B. in Saudi-Arabien oder Sibirien) stehen erst am Beginn ihrer Fördertätigkeit, riesige Festlands- und Schelfgebiete müssen noch erforscht werden, Ölschiefer und Teersande werden kaum noch genutzt.

Abschnitt I.3.: Der Wirtschaftsforscher H. KRAMER geht auf die speziellen Verhältnisse der österreichischen Erdöl- und Erdgaswirtschaft ein. Die zentrale Stellung von KW in der Energieversorgung wird behandelt, wobei zu unterscheiden ist zwischen der Gesamtenergieversorgung und dem inländischen Beitrag aus der Eigenförderung. Eine Rolle kommt dabei den von der österreichischen Erdölindustrie (speziell der ÖMV AG) im Ausland erworbenen Aufsuchungs- und Fördergebieten zu, weil durch diese die sinkende Inlandsproduktion nicht nur wettgemacht, sondern eine wesentliche Steigerung der Gesamtaufbringung erreicht wird. Weitere Abschnitte behandeln die Veränderungen der Rohölpreise, die wirtschaftlichen Ergebnisse der österreichischen Erdölindustrie mit den Investitionsvolumina, die Beschäftigungsentwicklung und die Perspektiven für die weitere Rolle in der Energieversorgung Österreichs.

Literaturauswahl für den Hauptabschnitt I:

ASINGER, F. 1990; BACHMANN, H. 1985; BISCHOFF, G. 1978; BOIS, C., BOUCHE, P. & PELET, R. 1982; BONSE-GEUKING, W., 1990; BUSHATI, K. 1991; ERNST, W. 1990; KAES, H. 1984a; KAUFMANN, A. 1984b; LADWEIN, H. W., LANGANGER, H. & SCHRÖDER, L. 1992; LANGANGER, H. 1992; LICHTBLAU, J. H. 1983; LORBACH, M. 1979; LÜBBEN, H. & LEINER, J. 1988 und 1989; RJABUCHIN, G. E. 1976; RUNGE, H. C. & HÄFELE, W. 1984; RUTTENSDORFER, W. 1978 und 1984; SCHMIDT, F. 1987; SCHMIDT, W. J. 1985a, 1985b, 1989 und 1990; SCHUBERT, E. 1987; STEWART-GORDON, T. J. 1982; TANZIL, St. 1985; WESTERHAUSEN, H. 1980.

I.1. Verlauf und Entwicklungsstand der Welterdöl- und Erdgaswirtschaft

von Kurt K. BUSHATI

I.1.1. Geschichtlicher Überblick

Die Entwicklung der heutigen Ölindustrie nahm in Titusville (Pennsylvania, USA) ihren Ausgang, als im Jahre 1859 „Colonel" DRAKE mit seiner berühmten Bohrung in 69 Fuß Tiefe (= 21 m) fündig wurde. Die darauf folgenden 33 Jahre verliefen ruhig, es gab auch keine Notwendigkeit einer Kontrolle oder eines Kartells. Der „Standard Oil Trust" (1892–1911) sah seine Aufgabe darin, den Ölpreis möglichst niedrig zu halten, um ein kontinuierliches Wachstum des Ölmarktes und entsprechend profitable Gewinnspannen sicherzustellen. Nach einer Phase schärfsten Wettbewerbs, verursacht ab 1900 durch billiges Rohöl aus Rußland, kam es 1907 zwischen dem Standard Oil Trust und der neuformierten „Royal Dutch/Shell"-Gruppe zu einem (ungeschriebenen) Abkommen zur Stabilisierung der Preise. Diesem Abkommen wurde 1910 durch den weltweiten Überschuß an Kerosin (einem leichten Erdölraffinat der Paraffinreihe) ein Ende bereitet. Das „Achnacarry Agreement" von 1928 ermöglichte abermals eine kurze Periode stabiler Preise. Auch dieser Phase wurde ein Ende gesetzt und zwar durch die Wirtschaftsdepression von 1930 und die Funde in Osttexas. Der „US National Recovery Act" und die „Texas Railroad Commission" hatten 1934 die Neuorganisation der US-Industrie, damit auch den Bereich Öl, zum Ziel. Förderquoten unter dem Diktat des Preises wurden vorgegeben. Die Rezession des Jahres 1937 und Fehler der Railroad Commission in der Förderpolitik beendeten diesen Zeitabschnitt.

Noch nach dem zweiten Weltkrieg versuchte die Railroad Commission vergeblich den Ölpreis über die Kontrolle der Förderung zu gestalten. In der Ära der „Sieben Schwestern" (die in Wirklichkeit acht Ölgesellschaften waren: BP, Shell, CFP, Exxon, Mobil, Chevron, Texaco, Gulf), einer Ära, die manchmal auch das „Goldene Zeitalter" genannt wird, übten diese Ölgesellschaften von 1950 bis 1957 einen dominierenden Einfluß auf den Welterdölmarkt aus.

Die komplexen Gesetzmäßigkeiten, nach denen diese Partner agierten, wurden niemals zentral geplant oder gelenkt. Trotzdem funktionierte dieses „transnationale System" ausgezeichnet. Auswirkungen im Sinne der Preisgestaltung waren bis 1970 merkbar. In dieser Periode gelangte die Erdölindustrie zu ihrer Kapitalkraft für risikoreiche Explorationsaktivitäten, wie z. B. in der Nordsee. Ab 1957 nahmen die „Newcomer" mehr und mehr Einfluß auf den Markt, destabilisierten sukzessive den Preis und stimulierten den Import in die USA. 1973, nach der ersten Ölkrise, übernahm die „Organisation of the Petroleum Exporting Countries" (OPEC) die Kontrolle über den Ölpreis. Dieser stieg bis 1980 auf das Zehnfache.

Die OPEC wurde 1960 von Irak, Iran, Kuwait, Saudi-Arabien und Venezuela gegründet. Der OPEC traten 1961 Quatar, 1962 Indonesien und Libyen, 1969 Algerien, 1971 Nigeria, 1973 Ekuador (Austritt 1992) und Gabun (letzteres als assoziiertes Mitglied) sowie 1974 die Vereinigten Arabischen Emirate (Abu Dhabi, das schon 1967 als damals selbständiges Land beigetreten war, Dubai, Shaijak und vier weitere kleine Emirate) bei. Seit 1965 ist der Sitz der OPEC in Wien.

Ab 1978 zerstritten sich die OPEC-Mitgliedstaaten immer mehr, die Phase der Hochpreispolitik war vorbei. Der durch die Substitutionsbemühungen (= Ersatz z. B. von Erdöl durch andere Energiearten) abnehmende Markt führte zu einem Anteilskampf unter den OPEC-Staaten, deren nationale Interessen zu unterschiedlich waren, und damit wieder zu einem Preisverfall.

I.1.2 Die Entwicklung der weltweiten Verbrauchs- und Versorgungssituation von Öl und Gas

I.1.2.1. Verbrauch

Der Energiebedarf der Welt ist bis heute tendenziell steigend. Erdöl stellte 1992 mit 40,1 % den größten Anteil am Primärenergieaufkommen. Es folgen die Kohle mit 27,8 %, das Erdgas mit 22,9 %, die Wasserkraft mit 7,4 % und die Kernenergie mit 6,8 %. Lag der Welterdölverbrauch im Jahre 1950 bei 532 Mio. t, so stieg er bis 1960 auf 1065 Mio. t und bis 1970 auf 2274 Mio. t an. Dies bedeutete damals eine Verdoppelung des Ölverbrauches in jeder Dekade. Nach dem ersten Ölschock ging der Verbrauch bis 1975 zurück, um dann 1979 mit 3178 Mio. t (bei einer Weltförderung von 3189 Mio. t) ein Maximum zu erreichen. Nach dem zweiten Ölschock (1978) ist eine sukzessive Entkopplung des Weltenergiebedarfs vom Erdöl zu beobachten. Dieser Trend wird durch die in zunehmendem Maße effizientere Umsetzung der anderen Primärenergien unterstützt. Dennoch war im Jahre 1989 der Welterdölverbrauch noch 3064 Mio. t (bei einer Weltförderung von 3112 Mio. t).

Von da an stieg der Welterdölverbrauch dann auf 3128,4 Mio. t im Jahre 1992 (bei einer Weltförderung von 3169,7 Mio. t, jeweils einschließlich der Kondensate).

Wie Erdöl (ca. 43 Jahre) ist auch Erdgas auf der Erde nicht unbegrenzt vorhanden. Es ist jedoch die „Endlichkeit" der Reserven beim Erdgas (ca. 65 Jahre) bis dato weder für die Experten noch für die Öffentlichkeit ein Thema von existenzieller Bedeutung. Grund dafür liegt in der Sicherheit der Versorgungslage.

Im Jahre 1989 war die Welterdgasproduktion mit 2012,3 Mrd. m^3 fast elfmal so groß wie 1950 und entsprach am Heizwert gemessen rund 61 % der Welterdölproduktion. 1992 lag die Weltgasproduktion bei 2043 Mrd. m^3. In einer geographischen Aufteilung liegt die GUS (= Gemeinschaft unabhängiger Staaten der ehemaligen UdSSR) 1992 bei der Erdgasproduktion mit rund 37,1 % weit voran, Nordamerika folgt mit rund 30 %, OECD Europa mit 10 %. Der Beitrag des Mittleren Ostens beim Erdgas lag 1992 bei rund 5,7 %, beim Erdöl dagegen war der Anteil 28,4 %.

I.1.2.2. Versorgungslage

Die steigende Nachfrage an Erdöl wurde bis 1973 durch eine expandierende OPEC-Förderung befriedigt. Als diese ihre Kapazitätsgrenze erreicht hatte, trat jene Verknappung ein, die zum ersten Ölschock führte. Der kurzzeitigen Nachfrageverringerung folgte ein erneuter Anstieg. Dieser bewirkte allerdings auch ein Ansteigen der Förderung der Nicht-OPEC-Staaten, die 1981 zum ersten Male größer als die der OPEC war. Dieser Umstand und die damit zusammenhängenden Produktionsüberkapazitäten waren ab 1981 preisbestimmend. Der seitens der OPEC geführte Kampf um Marktanteile verursachte, beginnend mit 1985/86, einen Verfall des Ölpreises.

Die weltweit positive Versorgungssituation beim Erdgas darf nicht davon ablenken, daß das Verhältnis zwischen den Reserven und der laufenden Förderung in den großen Verbrauchszentren wesentlich ungünstiger ist als im Weltdurchschnitt und daß diese Gebiete langfristig verstärkt auf Zufuhren aus anderen Regionen angewiesen sein werden.

Global gesehen ist die Versorgungslage beim Erdgas komfortabel, wogegen die regionalen Unterschiede in den zeitlichen Reichweiten (z. B. Europa-OECD ca. 30 Jahre, Naher Osten ca. 370 Jahre) und der regionalen Bedarfslage – unter Berücksichtigung der hohen Transportkosten (Pipelines) – die Problematik einer wirtschaftlichen, weltweiten Befriedigung der Nachfrage aufzeigen.

I.1.3. Die Weltreserven an Erdöl und Erdgas

Wie verhält sich nun die Verteilung der Reserven zu der Aufteilung der Versorgung? Die Versorgung mit Erdöl stammte 1992 zu 24,4 % aus den OECD-Staaten, zu 40,5 % von der OPEC, zu 14,6 % aus den „NON-OECD Europes" (inkl. GUS) und zu 20,5 % in Nichtmitgliedsländern bei OPEC/OECD. Die Verteilung der Erdölreserven zeigte 1992 ein ganz anderes Bild: 76,7 % befanden sich in den OPEC-Ländern, 5,7 % in den OECD-Staaten, 5,9 % in den „NON-OECD Europe's" und 11,7 % in anderen Ländern.

Weitere Daten sind im Kapitel II.1.9.3. enthalten.

Für die Frage, wie lange die Vorräte an Erdöl den Verbrauch decken können, ist das Verhältnis der Reserven zur Produktion kennzeichnend, allerdings unter den Voraussetzungen, daß die Produktion gleichbleibt, daß keine neuen Lagerstätten gefunden werden, daß die Vorratsberechnungen richtig sind und daß der Entölungsgrad der schon bekannten und neu hinzukommenden Lagerstätten (derzeit im Durchschnitt 33 % des Gesamtvorrats) durch technische Maßnahmen nicht erhöht wird. Die sicheren Weltreserven an Erdöl werden per 1. 1. 1993 mit 136,5 Mrd. Tonnen angegeben. 1992 entfallen von der Erdölproduktion auf die OPEC 1,284 Mrd. t (40,5%) und 1,886 Mrd. (59,5 %) auf die Nicht-OPEC-Staaten. Das ergibt, mit den oben angeführten Einschränkungen, eine Lebensdauer für die OPEC-Felder von rund 82 Jahren, für die Nicht-OPEC-Felder jedoch nur von rund 17 Jahren. Wie die Erfahrung jedoch zeigt, ist die reale Lebensdauer aus den schon genannten Gründen wesentlich höher. Als Beispiel sei angeführt, daß die sicheren Welterdölvorräte im Jahre 1971 mit 85 Mrd. t angegeben wurden. In den 20 Jahren von 1971 bis einschließlich 1990 wurden rund 55 Mrd. t bereits gefördert, so daß es nach den Angaben von 1971 nur mehr 30 Mrd. t Reserven geben sollte. Wie aber oben angeführt, betragen die sicheren Reserven zum 1. 1. 1993 mehr als 136 Mrd. t.

Einige Erdölförderdaten für die größten Produzenten im Jahre 1992 zeigen, daß die ehemalige UdSSR mit 449,9 Mio. t um 12,7 %, die USA mit 416,6 Mio. t um 2,5 % weniger, dagegen Saudi-Arabien mit 427,9 Mio. t um 1,9 % mehr gefördert haben als 1991 (Bb Stat. Rev. 6/93).

Die sicheren Welterdgasreserven sind mit über 4885 Billionen m^3 zum 1. 1. 1993 gewaltig. Davon befinden sich rund 40,2 % in den OPEC-Ländern und rund 59,8 % in den Nicht-OPEC-Ländern. Dazu erwartet man weiterhin Neufunde, die die gegenwärtig bekannten Reserven noch gewaltig ausbauen können (ca. 65 Jahre). Damit dürfte die Deckung eines auch steigenden Welterdgasbedarfes auf lange Dauer gesichert sein (siehe auch Tabelle 9 in Kapitel II.1.9.).

Wann und in welchen Umfang marktferne Reserven für die Bedarfsdeckung zur Verfügung stehen werden, hängt entscheidend von der Entwicklung des Weltenergieniveaus ab. Steigende Preise bilden die Voraussetzung dafür, daß die riesigen Vorkommen des Nahen Ostens und Afrikas wirtschaftlich genutzt werden können.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, daß sowohl beim Öl als auch beim Gas der mittlere Osten und die „NON OECD-Europeś" die größten Reserven besitzen, wenn auch bei wechselnder Dominanz hinsichtlich Öl und Gas. OPEC und „NON OECD-Europeś" zusammen besitzen zum 1. 1. 1993 über 81,7 % der sicheren Reserven an Kohlenwasserstoffen.

I.1.4. Abschließende Betrachtungen

Wie kann heute ein Umfeld geschaffen werden, das den Bedürfnissen von Konsument und Produzent gerecht wird, die Gefahren minimiert und die Chancen optimiert? Betrachtet man nach Beendigung des Iran–Irakkrieges (1980 bis 1988) die

Hauptproduzenten und berücksichtigt die Reservenverteilung, so sollte man davon ausgehen können, daß alle daran interessiert sein müßten, einen Weg zu finden, der sowohl Förder- als auch Konsumentenländern gerecht wird. Erfolgreich kann letztlich nur ein Instrument sein, das im Konsens jenseits tagespolitischer oder kurzfristiger Interessen die eminente Wichtigkeit einer harmonisierten Politik erkennt und die Möglichkeit hat, entsprechend Einfluß zu nehmen und zu gestalten. Die Zeichen für eine solche Lösung standen zunächst nicht schlecht. Passivität führt sicher nicht zum Ziel und unsere Verantwortung gegenüber künftigen Generationen sollte uns zu einem zielorientierten Handeln bewegen.

Die politische Entwicklung zwischen 1989 und 1991 bringt auch für die Welterdöl- und Erdgaswirtschaft ganz neue Aspekte. Da ist einmal die „Wende" in den Ostblockländern von 1989/1990 zu nennen. Geplante Aktivitäten westlicher Ölgesellschaften in der GUS und „NON OECD-Europeś" (z. B. der Firmen Chevron, Conoco, Deminex, Elf Aquitaine, ÖMV AG, Wintershall AG) geben Anlaß für eine optimistische Zukunftsperspektive in diesen Ländern.

Große Besorgnis dagegen erregte der Überfall des Irak auf Kuwait am 2. August 1990 und die folgende Annexion dieses Landes. Die Folge auf dem Erdölsektor war zunächst eine kurzfristig enorme Preissteigerung für Rohöl auf dem Weltmarkt (bis zu 41 US-Dollar für ein Barrel zu 159 Liter). Doch bald begann der Rohölpreis wieder zu sinken, da viele der nicht in den Konflikt verwickelten Ölförderländer ihre Produktion erhöhten und so den Ausfall von Kuwait und des Irak wettmachten. Der Krieg im Gebiet des Persischen Golfes zwischen dem Irak und einer alliierten Streitmacht unter Führung der USA zu Beginn des Jahres 1991 brachte jedoch wieder eine Eskalation, sowohl was die Folgen für die Umwelt wie für die politische und wirtschaftliche Situation betraf.

Was nun die Weltversorgungslage betrifft, kann man sagen, daß es trotz aller kriegerischen Verwicklungen oder verschiedener Konkurrenzkämpfe und Preisschwankungen aufgrund der von Jahr zu Jahr steigenden Weltreserven an Öl und Gas auch am Beginn des 21. Jahrhunderts keinen Mangel an Kohlenwasserstoffen geben wird.

I.2. Prognosen der Entwicklung der Erdölindustrie

von Walter J. SCHMIDT

Die große Bedeutung der Kohlenwasserstoffe – Erdöl und Erdgas – liegt derzeit in zwei Bereichen. Einmal als Betriebsmittel zur Erzeugung von Bewegung oder Wärme, zum zweiten als Ausgangsmaterial für die Produkte der Petrochemie. Der wesentliche Unterschied dieser beiden Bereiche – der entscheidend für Überlegungen hinsichtlich zukünftiger Entwicklungen im Zusammenhang mit Kohlenwasserstoffen ist – liegt darin, daß im ersten Bereich die Kohlenwasserstoffe verbrannt werden, grundsätzlich also verloren gehen (unter Zurücklassung zumindest zum Teil unerwünschter Zersetzungsprodukte), im zweiten Bereich werden sie lediglich umgewandelt, bleiben aber, zumindest grundsätzlich, erhalten.

Sieht man diese Erkenntnisse im Zusammenhang mit der begrenzten Menge der insgesamt vorhandenen Kohlenwasserstoffe, würden sich theoretisch klare Ziele abzeichnen, nämlich die Einschränkung der Verbrennung auf ein Minimum und der Ausbau der wiederverwendbaren Produkte der Petrochemie.

Für die Praxis muß dies allerdings noch lange ein Wunschdenken bleiben, wie gleich gezeigt wird.

Verbrennung zur Erzeugung von Bewegung dient vor allem dem Verkehr zu Lande, zu Wasser und in der Luft. Während es

nun für Kraftfahrzeuge zu Lande und zu Wasser zumindest bereits Ansätze gibt, Kohlenwasserstoffe durch andere Betriebsmittel zu ersetzen – zum Beispiel Elektrizität, Sonnenenergie oder Wasserstoff – und der gute Wille aller Betroffenen die Geschwindigkeit dieser Entwicklung maßgeblich beeinflussen kann, zeichnen sich für die Luftfahrt bislang keine realistischen Alternativen ab. Beim Antrieb verschiedenster anderer Geräte sind Alternativen mit direkter oder gespeicherter Elektrizität in stetem Vormarsch.

Verbrennung zur Erzeugung von Wärme: Hier wären Alternativen bereits verfügbar, sowohl bei großen zentralen Anlagen – vor allem für die Erzeugung von Elektrizität, die dann auch in Bewegung umgesetzt werden kann – als auch bei lokalen Einzelanlagen, vor allem zu Heizzwecken.

Entscheidend für das Wünschenswerte einer Abkehr von der Verbrennung ist nicht so sehr die Erzielung eines größeren technischen oder wirtschaftlichen Nutzens, auch nicht die reale Furcht eines Versorgungsmangels – denn ein solcher ist für realistische Zeiträume nicht gegeben, worauf später noch eingegangen wird –, sondern die Verhinderung von Problemen, die mit einer Verbrennung unvermeidbar verbunden sind, nämlich die Entstehung von für uns schädlichen Produkten. Diese mögen sich anfänglich auf gewisse Bereiche der Umwelt beschränken, früher oder später wirken sie sich in dieser oder jener Form aber auch auf uns selbst aus. Unser Eigeninteresse zwingt uns daher, darauf zu reagieren.

Die bei der Verbrennung der Kohlenwasserstoffe entstehenden Produkte sind im wesentlichen Wasser, das keine, Kohlendioxid, das erhebliche Probleme verursacht, dann Rückstände, vor allem unverbrannte Kohlenwasserstoffe selbst, Stickoxide, Schwefeldioxid und schließlich metallische Beimengungen. Diese letzten Gruppen können durch entsprechende Maßnahmen – allerdings mit gewissen Kosten – zurückgehalten werden. Nicht zurückgehalten werden kann das Kohlendioxid, das in den anfallenden bedeutenden Mengen einen neuen Faktor in unserer Umwelt darstellt, die Zusammensetzung unserer Atmosphäre merkbar verändert und damit Vorgänge auf unserer Erde einleitet, die sich in all ihren komplexen Folgen noch gar nicht absehen lassen.

Auf die Lärmprobleme im Zusammenhang mit Verbrennungsmotoren sei nur hingewiesen.

Im zweiten Bereich liegt das Problem darin, daß die grundsätzlich gegebene Möglichkeit der weitgehenden Erhaltung und Wiederverwendung der petrochemischen Produkte in der Praxis auf Schwierigkeiten stößt. Abgesehen davon, daß dies für einen Teil der Produkte überhaupt nicht möglich ist – konsumierte Arzneimittel z. B. – ist die Wiederverwendung nicht nur mit dem Problem des Sammelns und der Umwandlung verbunden (im wesentlichen wirtschaftliche Probleme, die durch Schaffung entsprechender Anreize gemildert werden könnten), sondern auch dadurch erschwert, daß die Ausgangsprodukte in praktisch unbegrenzten Mengen zu sehr günstigen Bedingungen in Relation zum Produktendwert zur Verfügung stehen. Es fehlt also am Anreiz zur Wiederverwendung und damit entsteht als Konsequenz auch das Problem der Abfallbeseitigung. Es wäre denkbar, daß aber gerade letzteres zu einem Umdenken – zur weitgehenden Wiederverwendung – führt.

Wie ein roter Faden zieht sich durch alle diese Überlegungen hinsichtlich zukünftiger Entwicklungen die Annahme, daß Kohlenwasserstoffe in der für uns relevanten Zukunft in ausreichendem Maße zu akzeptablen Bedingungen zur Verfügung stehen (siehe auch Kapitel I.1). Ohne diese Annahme würden die Zukunftsvorstellungen grundsätzlich ganz anders aussehen müssen. Deshalb ist es notwendig, diese Annahme näher zu begründen und zwar um so mehr, weil es – zumindest zeitweise immer wieder – mit großer Überzeugung vorgebrachte Meinungen gibt, daß dies nicht so sei, sondern daß in Kürze die Kohlenwasserstoffe unserer Erde aufgebraucht sein werden. Schließlich handelt es sich um begrenzt vorhandene Mengen, die in menschlichen Zeiträumen nicht nachgebil-

det werden und auch durch ihre Verwendung zum größten Teil unwiederbringlich verloren gehen – also im Gegensatz stehen etwa zu den Metallen, die, wenn wirklich gewünscht, zum größten Teil immer wieder verwendet werden können.

Wenn man von der Nutzung pflanzlicher Ausgangsmaterialien zur Erzeugung von Kohlenwasserstoffen absieht – eine Möglichkeit, die zwar keine technischen Probleme mehr mit sich bringt, wohl aber wirtschaftliche – so haben die zitierten pessimistischen Stimmen grundsätzlich durchaus recht. Aber praktisch sind die verfügbaren Mengen der Kohlenwasserstoffe unserer Erde von einer solchen Dimension, daß sich ihr derzeitiger und vorhersehbarer Verbrauch nicht grundsätzlich hinsichtlich verfügbarer Mengen auswirkt, sondern nur hinsichtlich des Aufwandes, der notwendig ist, sie zu produzieren. Vorläufig haben wir immer nur die ganz besonders günstigen Vorkommen in Produktion genommen, sozusagen die, die uns von der Natur auf einer silbernen Schüssel präsentiert werden, unter günstigen Produktionsbedingungen, in günstiger Verkehrslage, schließlich auch unter günstigen wirtschaftlichen und politischen Voraussetzungen. Beziehen wir allein die schon bekannten Möglichkeiten ein, bei denen die eine oder andere Voraussetzung nicht so günstig ist, also zum Beispiel der Ort – etwa die Arktis oder Nordsibirien – oder die Produktionssituation – etwa nicht nur Vorkommen mit frei fließendem Erdöl sondern auch Ölschiefer – so kommen wir zu Größenordnungen bereits bekannter Vorkommen, die uns überhaupt erst am Anfang des Kohlenwasserstoffzeitalters stehen lassen. Von den bisher noch nicht erkannten Möglichkeiten – und die menschliche Ingeniosität ist sehr groß – noch ganz zu schweigen.

Die zukünftige Entwicklung der Erdölindustrie wird also im wesentlichen nicht vorwiegend von Fragen der Verfügbarkeit geprägt werden – politische Einflüsse mögen das Bild mitunter verzerren –, sondern von Fragen der Verwendung und Fragen des Einflusses auf unsere Lebensumstände.

I.3. Die wirtschaftliche Bedeutung der Erdöl- und Erdgasindustrie für Österreich

von Helmut KRAMER

I.3.1. Zentrale Stellung in der Energieversorgung

Die Verfügbarkeit von Energie in ausreichenden Mengen, in verbrauchsorientierter Strukturierung der Energieträger und zu kostengünstigen Preisen ist für eine moderne Volkswirtschaft ein zentrales Anliegen. Die internationalen Mechanismen der Energiemärkte wurden der Wirtschaft in den siebziger und achtziger Jahren in teils unerwartet drastischer Weise vor Augen geführt. Die Bedeutung einer gesicherten und kostengünstigen Energieversorgung ist daher auch für die Wirtschaftspolitik von gar nicht zu überschätzender Bedeutung. Manche Energieträger, darunter auch Erdöl und Erdgas stellen daneben auch wichtige Ausgangsstoffe für die Erzeugung chemischer Produkte dar, die gleichfalls aus der modernen Wirtschaft nicht wegzudenken sind.

Die österreichische Erdöl- und Erdgaswirtschaft stellt im Rahmen der österreichischen Energiewirtschaft zumindest quantitativ den bedeutendsten Sektor dar. Der gesamte energetische Endverbrauch des Landes wurde zu Beginn der neunziger Jahre zu rund 44,8 % durch Erdöl und Erdölprodukte und zu weiteren rund 16 % durch Erdgas gedeckt.

I.3.2. Energetischer Endverbrauch Österreichs

Tabelle 1

	insgesamt	Basis	Erdöl %	Basis	Erdgas %
1975	661	347	53	97	15
1980	753	367	49	117	16
1981	712	332	47	107	15
1982	708	325	46	104	15
1983	696	313	45	101	15
1984	778	299	42	110	15
1985	749	313	42	118	16
1986	754	322	43	115	15
1987	771	325	42	120	16
1988	773	320	41	119	16
1989	776	317	41	122	16
1990	794	325	41	128	16
1991	846	354	42	140	17

Quelle: Wifo-Energiebilanzen
Angaben in Petajoule (PJ); 1 PJ = 10^{15} J; 1 J = 0,238 cal

Die Bedeutung der Förderung inländischer Rohenergieträger am Gesamtenergieverbrauch ist seit den fünfziger und sechziger Jahren wegen der allmählichen Erschöpfung der inländischen Quellen relativ und absolut rückläufig. Bezogen auf alle Energieträger hat die österreichische Volkswirtschaft derzeit einen Selbstversorgungsgrad von rund einem Drittel. Der Selbstversorgungsgrad des Gesamtenergieverbrauchs aus Erdöl und Erdgas macht knapp 10 % aus. Bezogen auf den Verbrauch von Erdöl und Erdölprodukten können aus inländischen Quellen noch rund 13 %, vom Verbrauch an Erdgas noch rund 21 % gedeckt werden.

I.3.3. Selbstversorgungsgrad aus Erdöl und Erdgas

Tabelle 2

	inländ. Erdöl u. Erdgas zusammen bezogen auf Gesamtenergieverbrauch %	Erdöl aus inländ. Förderung bezogen auf Erdölverbrauch %	Erdgas aus inländ.Förderung bezogen auf Erdgasverbrauch %
1975	20	20	57
1980	14	13	40
1981	12	13	32
1982	11	13	30
1983	11	14	27
1984	11	14	26
1985	10	14	22
1986	10	13	22
1987	9	12	22
1988	10	13	24
1989	10	13	24
1990	9	12	21
1991	9	13	21

Quelle: Wifo-Energiebilanzen

Die Bedeutung der inländischen Erdöl- und Erdgasindustrie geht heute und in Zukunft nicht mehr im gleichen Maß wie in den Nachkriegsjahrzehnten auf die Verfügbarkeit und Förderung bedeutender heimischer Rohenergiequellen zurück. Sie hat sich vielmehr seit Jahren umzuorientieren auf die sichere und kostengünstige Beschaffung der Rohenergieträger und teilweise auch von Produkten aus dem Ausland. Ihre Schlüsselrolle in der energetischen Versorgung der Volkswirtschaft hat sie damit nicht eingebüßt. Gerade in Zeiten, in denen die Weltmärkte auf kürzere und mittlere Sicht durch Überangebot gekennzeichnet sind, hat sie auch ihre Verantwortung für die langfristige Stabilität des Energieverbrauchs und für möglichst effiziente Einsatzmöglichkeiten der aufgebrachten Rohenergie wahrzunehmen.

I.3.4. Wirtschaftliche Ergebnisse der Erdöl- und Erdgasindustrie

Die wirtschaftliche Situation der heimischen Erdöl- und Erdgasindustrie hängt mithin nicht nur von der Verfügbarkeit inländischer Rohstoffe, sondern auch vom Zugang zu ausländischen Quellen und von der Lage der internationalen Energiemärkte ab. Sie war in den letzten eineinhalb Jahrzehnten in erster Linie von der internationalen Entwicklung der Rohölpreise und teilweise auch von Wechselkursveränderungen zwischen dem US-Dollar und dem Schilling geprägt.

I.3.4.1. Entwicklung des österreichischen Importpreises für Rohöl

Tabelle 3

Jahr	Schilling je Tonne
1970	504
1973	613
1974	1708
1975	1545
1976	1680
1977	1667
1978	1445
1979	2007
1980	3176
1981	4351
1982	4165
1983	4040
1984	4341
1985	4313
1986	1832
1987	1901
1988	1455
1989	1845
1990	2115
1991	1912
1992	1635

Quelle: ÖStZ Außenhandelsstatistik, SITC 333.

Der Rohölgestehungspreis dominiert verständlicherweise das wirtschaftliche Ergebnis der Branche und indirekt auch ihre Investitions- und Beschäftigungspolitik. Die Investitionen nahmen insbesondere in den späten siebziger Jahren erhebliche Teile des gesamten industriellen Investitionsvolumens Österreichs ein. Dies hing zwar nicht zuletzt mit dem wesentlich gestiegenen Öl- und Gaspreis zusammen, doch war gerade angesichts dieser Tatsachen Vorsorge zu treffen, daß die Verbraucher das nun deutlich teurere Produkt so effizient wie möglich in technischer wie in wirtschaftlicher Hinsicht angeboten bekommen konnten. Kostspielige Investitionen erfolgten seit damals vor allem auch in feste Verteilungsnetze für Erdgas sowie in die Raffinerie- und Verarbeitungsstruktur.

I.3.4.2. Wirtschaftliche Ergebnisse der Branche

Tabelle 4

	Brutto-Produktionswert[1])	Netto-Produktionswert	Anlageinvestitionen
	Milliarden Schilling		
1970	8,4	2,7	1,0
1974	31,0	7,3	2,1
1979	40,8	8,6	3,7
1980	56,5	9,4	3,6
1981	73,9	12,4	3,0
1982	63,2	8,4	3,2
1983	56,0	8,7	1,9
1984	71,5	12,9	1,8
1985	72,4	10,3	2,0
1986	47,7	11,4	3,5
1987	43,9	12,3	5,8
1988	38,7	11,7	1,4
1989	41,7	11,8	1,5
1990	47,4	9,3	1,6

Quelle: ÖStZ Industriestatistik. Wifo.
[1]) einschl. MWSt- u. Mineralölsteuer

Vom gesamten industriellen Investitionsvolumen entfiel in der Zeit zwischen 1973 und 1979 regelmäßig mehr als 10 % auf die Erdöl- und Erdgasindustrie (1975: 17,5 %). Seither hat sich das inländische Investitionsvolumen dieser Branche in absoluten Werten mäßig, gemessen an der gesamten Industrie auf rund 2,5 % zurückgebildet.

Das ändert aber nichts daran, daß die Erdöl- und Erdgasindustrie zu den kapitalintensivsten Industriezweigen Österreichs zählt. Der Anteil der Beschäftigten an der Gesamtzahl der Industriebeschäftigten beträgt etwa 1 %, jener am Kapitalbestand zwischen 5 und 10 %.

I.3.5. Beschäftigungsentwicklung

Tabelle 5

	Beschäftigte in der Erdölindustrie insgesamt	Anteil an der Industriebeschäftigung in %
1970	7.950	1,26
1975	8.415	1,33
1980	8.752	1,41
1981	8.745	1,44
1982	8.524	1,46
1983	8.363	1,50
1984	8.004	1,44
1985	7.722	1,39
1986	7.456	1,35
1987	6.753	1,25
1988	6.233	1,14
1989	6.021	1,09
1990	5.879	1,05

Quelle: ÖStZ.

Im Gegensatz zur gesamten Industrie, in welcher die Beschäftigung im Jahre 1973 ihren Höhepunkt in der Nachkriegszeit erreichte, gestattete es die Lage auf den Energiemärkten in der Erdöl- und Erdgaswirtschaft noch eine Beschäftigungsausweitung, die erst nahezu 10 Jahre später kulminierte. Seither hat die Stagnation des Verbrauchs und die rückläufige Förderung tiefgreifende Rationalisierungsmaßnahmen erforderlich gemacht, die sich im Personalabbau niederschlugen.

I.3.6 Perspektiven

Die tiefgreifenden Veränderungen auf den Weltenergiemärkten lösten nicht nur Rationalisierungsmaßnahmen und organisatorische Neuordnungen aus. Die österreichische Erdöl- und Erdgasindustrie hat angesichts der allmählich knapper werdenden inländischen Vorräte in die Exploration und Produktion im Ausland viel Kapital und Know-how investiert. Sie hat darüber hinaus speziell in die produktorientierte Forschung und Entwicklung Personal und Aufwand investiert, um sowohl wirtschafts- wie umweltgerechte Produkte anbieten zu können.

Die österreichische Wirtschaft und mit ihr jene aller anderen Industrieländer durchschreiten gegenwärtig eine Periode, in welcher die Energiemärkte entspannt erscheinen und bestenfalls kurzfristige Preisanhebungen vollzogen werden können. Die Erdöl- und Erdgasindustrie darf sich nicht so kurzfristig orientieren, wie das vielleicht die Verbraucher aus wirtschaftlichen Erwägungen tun. Sie hat ihre Perspektiven auf eine Zukunft zu richten, in welcher weltweite Verbrauchszunahmen und geringe Kapazitätsausweitungen aus der Zeit niedriger Preise wieder zu einem massiven Energiepreisanstieg führen könnten. Wenn sie dann in der Lage ist, den Verbrauchern und Verarbeitern günstige Preise anzubieten, hat sie ihre zentrale Bedeutung für die Wettbewerbsfähigkeit der Gesamtwirtschaft abermals unter Beweis gestellt.

II.

WISSENSCHAFTLICHE, TECHNISCHE UND RECHTLICHE GRUNDLAGEN DER ERDÖL- UND ERDGASGEWINNUNG

Übersicht:

Im zweiten Hauptabschnitt werden in entsprechender Aufeinanderfolge die Kenntnisse und Tätigkeiten beschrieben, die zur Auffindung von Lagerstätten führen sollen. Weiters wird angegeben, welchen gesetzlichen Regelungen und Normen der Kohlenwasserstoffbergbau in Österreich unterliegt.

Abschnitt II.1: Grundlage jeder Suchtätigkeit nach KW-Lagerstätten ist die Frage, ob in einem bestimmten Gebiet KW überhaupt entstehen können, bzw. welche Voraussetzungen gegeben sein müssen, um eine Suche zu rechtfertigen. W. LADWEIN und F. SCHMIDT geben eine Darstellung über die Entstehung der organischen Substanzen, deren Umwandlung unter Wärmeeinfluß im Sedimentgestein (Muttergestein) zu KW bis zur Füllung von Speichergesteinen in geologischen Fallen und damit der Bildung einer KW-Lagerstätte. Es ist dies die heute schon gut erforschte Reihenfolge geologischer, physikalischer und geochemischer Prozesse. Dabei zeigt es sich, daß sehr strenge Bedingungen vorliegen, so daß eben nur ein Bruchteil der ursprünglich vorhandenen organischen Substanz uns heute als Inhalt einer Lagerstätte begegnen kann. Die geochemischen Veränderungen, welche die KW, beginnend mit der Ausstoßung aus dem Muttergestein über die komplizierten Wanderwege bis zur Lagerstätte und in der Lagerstätte selbst erleiden, erklären, warum es von Lagerstätte zu Lagerstätte Unterschiede in der Zusammensetzung der KW gibt. Aus dieser Darstellung ist ersichtlich, daß die laienhaften Vorstellungen über unterirdische „Ölseen" oder „Öladern" reine Phantasieprodukte sind, besonders wenn man weiß, daß in zehntausenden Bohrungen auf der ganzen Welt niemals so etwas gefunden wurde, sondern KW entweder im Porenraum oder im Feinkluftraum zumeist von Ablagerungsgesteinen angetroffen wurden. H. BUCHTA ergänzt obige Artikelserie durch die Beschreibung der in gewaltigen Mengen in porösen oder feinklüftigen Untergrundgesteinen auftretenden mehr oder weniger salzigen Wässer, die oft gleichzeitig mit den KW entstanden sind. Schließlich stellt G. SCHRÖCKENFUCHS dar, daß diese Wässer in ruhende sowie bewegte zu trennen sind und was dies für die Wanderung, Lagerstättenbildung und Förderung von KW bedeutet. Regionale Gesetzmäßigkeiten für die Entstehung von KW und die Ansammlung zu nutzbaren Lagerstätten werden von F. BRIX beschrieben. Der Einfluß der Plattentektonik, die Produktion organischer Substanzen, Sedimentations- und Reifeprozesse, Aufstiegswege für KW, die Bildung von Speichergesteinen und KW-Fallen, die Verteilung der Weltreserven an Öl und Gas werden geschildert sowie mit den geologischen Gegebenheiten unserer Erde und der Erdgeschichte in Zusammenhang gebracht. Damit sind jene Grundlagen gegeben, die Schlußfolgerungen für die Prospektionsplanung ermöglichen.

Abschnitt II.2: Nachdem nun die Voraussetzungen bekannt gemacht wurden, wie KW entstehen und wo sie sich bevorzugt ansammeln, wird in diesem Abschnitt gezeigt, welche geowissenschaftlichen Methoden angewendet werden, um jene Bereiche eingrenzen zu können, in denen mit erhöhter Wahrscheinlichkeit Erdöl- und Erdgaslagerstätten auftreten werden. Dieser Arbeitsbereich beginnt mit der Erfassung und Untersuchung von Öl-, Gas- und Salzwasseraustritten an der Erdoberfläche (F. BRIX). Für jede Prospektion unentbehrlich ist sodann eine möglichst umfassende Erforschung und Darstellung der

geologischen Gegebenheiten an der Erdoberfläche durch geologische Karten und Schnitte, wobei sowohl die direkte Geländekartierung wie auch die Auswertung von Luft- und Satellitenbildern eingesetzt werden (F. BRIX). Die Summe dieser Ergebnisse bildet wiederum die Grundlage für die Planung und Ausführung geophysikalischer Geländearbeiten (F. WEBER, E. STRÖBL, K. MAUVE, A. KRÖLL und D. ZYCH). Dabei ist zwischen seismischen und nichtseismischen Methoden zu unterscheiden, die alle von der Erdoberfläche aus betrieben werden. Die nichtseismischen Methoden (Gravimetrie, Magnetik, Radiometrie, Geoelektrik einschließlich Tellurik und Magnetotellurik) sind kostengünstiger und rascher ausführbar, sie liefern aber für die KW-Prospektion nur grobe Anhaltspunkte. Die seismischen Methoden sind teuer und nehmen mehr Zeit in Anspruch, sie bringen aber sehr wesentliche Erkenntnisse über den Schichtaufbau sowie über geologische Strukturen und deren Tiefenlage in einem Prospektionsgebiet.

Die Erkenntnissumme aller geologischen und geophysikalischen Arbeiten liefert wiederum die Basis für spezielle geochemische Oberflächenuntersuchungen, mit denen bestimmte Aussagen oder Prognosen der Geologen und Geophysiker noch untermauert werden können (F. SCHMIDT). Schließlich ist man bei der Endphase der Prospektionsarbeiten angelangt und es geht um die Festlegung von Bohrpunkten. Tiefbohrungen sind im Vergleich mit den vorher genannten Methoden wesentlich kostspieliger. Deshalb werden neue Bohrpunkte sehr gewissenhaft vorbereitet und aus einem Projektinventar nach wissenschaftlichen, wirtschaftlichen und umweltpolitischen Gesichtspunkten ausgewählt. Liegt ein Bohrprojekt fest, so müssen zur Bohrvorbereitung weitere Bedingungen erfüllt werden, wie z. B. Vereinbarungen mit den Grundeigentümern, die Erstellung eines detaillierten geologisch-technischen Bohrplanes und die bergbehördlichen Genehmigungsverfahren. Nach Adaptierung des Bohrplatzes und der Errichtung der Bohranlage sowie der Erteilung der Betriebsbewilligung kann dann mit dem Abteufen der Tiefbohrung begonnen werden (O. MALZER).

Jedes Bohrprojekt muß aber, bevor es realisiert werden kann, zusätzlich einer strengen Risikobewertung unterworfen werden, da gerade bei so teuren Investitionen die Wirtschaftlichkeit eine bedeutende Rolle spielt (W. REMP).

Abschnitt II.3: Sind die juristischen, geologischen, technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen gegeben, kommt es zur Phase der Aufschließung einer vermuteten Lagerstätte durch eine Tiefbohrung, deren technischer Ablauf geschildert wird. Die moderne Bohrtechnik ist in der Lage, Bohrlöcher bis in große Tiefen auszuführen. Sowohl der eigentliche Bohrvorgang wie mögliche Komplikationen und Bohrlochablenkungen werden beschrieben (H. SPÖRKER).

Eine so umfangreiche Investition erfordert eine entsprechende Betreuung und Überwachung durch Bohr- und Spülungstechniker, Geologen, Lagerstätteningenieure und Bohrlochgeophysiker. Einen Schwerpunkt bildet dabei die Erfassung der geowissenschaftlich-technischen Daten sowie sonstiger Informationsquellen (F. BRIX). Heute unerläßlich ist die Ausführung geophysikalischer Bohrlochmessungen über die ganze durchbohrte Strecke mit sehr verschiedenartigen Meßverfahren (Sz. HORVATH). Diese Verfahren machen spezifische Auswertungen nötig, wobei aber sehr viele geologisch und technisch relevante Daten gewonnen werden (A. KREMSER & F. BRIX). Durch die Summe all der genannten Beobachtungen sowie Meß- und Auswertungsergebnisse ist die Gewähr einer optimalen Datenerfassung gegeben. Damit ist auch erreicht, daß neben der präzisen Erfassung der Schichtfolge vorhandene Öl- und/oder Gaslagerstätten erkannt und geprüft werden können.

Die beim Abteufen einer Bohrung anfallenden Gesteins-, Flüssigkeits- und Gasproben sind unentbehrliche Datenträger und ergänzen die oben genannten Informationen in idealer Weise. Sowohl am Bohrplatz selbst, aber vor allem in einem speziell ausgestatteten Labor werden diese Proben untersucht. Paläontologische, petrologische, gesteinsphysikalische und

geochemische Analysen sind das Ergebnis dieser Arbeiten (H. BUCHTA, R. FUCHS, H. HAWLE und R. SAUER).

Das große Tätigkeitsfeld des Lagerstättentechnikers umfaßt u. a. die Prüfung von Gesteinskörpern auf das Vorhandensein von Öl, Gas oder Wasser sowie Aussagen über die Wirtschaftlichkeit einer gefundenen Lagerstätte. Weiters gehören Angaben über den Gesamtvorrat und die Förderrate sowie Hinweise über eine mögliche Verbesserung der Förderrate dazu. Die unterirdische Speicherung von importiertem Erdgas in ausgeförderten, alten Lagerstätten ist ein weiterer Wirkungsbereich der Lagerstättentechniker (H. MURER).

Die bei der Aufschließung gewonnenen Daten und Erkenntnisse müssen sowohl für die Bergbehörde und die Geologische Bundesanstalt sowie für die Ölgesellschaften in entsprechenden Berichten festgehalten werden, um jederzeit auf diesen Datenschatz zurückgreifen zu können. Diese Berichte dienen auch als Nachweis für die durchgeführten Arbeiten. Von Bedeutung sind jene Schlußfolgerungen, die für bestimmte Gebiete weitere Tätigkeiten entweder als empfehlenswert oder nicht ratsam erscheinen lassen (F. BRIX).

Abschnitt II.4: Ist eine Bohrung als wirtschaftlich fündig erkannt, so setzen bestimmte Maßnahmen ein, die nach dem jeweiligen Stand der Technik eine optimale Förderung gewährleisten sollen. Die Öl- und Gasförderung beginnt mit der Herstellung einer Verbindung des KW-führenden Gesteins durch den Zementmantel und die Verrohrung mit der Fördersonde. Da die Zufluß- und Druckverhältnisse von Ölträgern verschieden sein können, werden die Methoden beschrieben, wie unter den jeweiligen Bedingungen eine Ölförderung zustande kommt und was mit dem Fördergut (Öl, Wasser, Feststoffe) anschließend geschieht (E. GROSS). Die Technik der Gasförderung weicht entsprechend den physikalischen Eigenschaften von Erdgas in einigen Punkten von der Ölförderung ab. Es wird beschrieben, welche Tätigkeiten bei normalen und abnormalen Drücken bzw. bei Vorliegen von Sauergas (Methan mit H_2S und/oder CO_2) bei der Förderung und Aufbereitung auszuführen sind, um ein verkaufsfähiges Produkt zu erhalten. Die große Bedeutung der Speicherung von Erdgas wird dargestellt, weil bei regelmäßiger Förderung und laufenden Importen stark schwankende Verbrauchsmengen im Sommer-Winterzyklus zu liefern sind (R. SAFOSCHNIK).

Die bei der Öl- und Gasförderung nötigen begleitenden geologischen Aufgaben, wie die Weiterentwicklung von Öl- und Gasfeldern, die Erfassung aller relevanten Lagerstättendaten und deren Darstellung sowie die laufende Betreuung der Felder gehören zum Arbeitsbereich der Produktionsgeologie (L. PONGRACZ).

Der notwendige Nah- und Ferntransport von Öl und Gas über verschiedene Transportwege und mit verschiedenen technischen Einrichtungen bildet den Abschluß dieser Artikelserie (R. SAFOSCHNIK).

Abschnitt II.5: Die Gesetze und Verordnungen, die den KW-Bergbau in Österreich betreffen, können dieser Übersicht entnommen werden (K. MOCK). Die vom Österreichischen Normungsinstitut für bestimmte Bereiche aufgestellten Normen werden kurz vorgestellt und Hinweise gegeben, wo weitere Angaben zu erhalten sind (F. BRIX).

Es folgt nun eine Literaturliste, die wichtige, größere Publikationen (Bücher und ausführliche Artikel) über die wissenschaftlichen und technischen Grundlagen der KW-Exploration und KW-Gewinnung enthält. Diese Liste soll den fachlich interessierten Lesern zur weiteren Vertiefung in die genannten Fachgebiete dienen.

Literaturauswahl zum „Überblick" von Hauptabschnitt II:

ALLEN, Ph. A. & ALLEN, J. R. 1990; ANDERSON, G. 1975; ANSTEY, N. A. 1976; BECKMANN, H. 1976; BECKMANN, H. et al. 1984; BENDER, F. 1981-1986; BETZ, D. 1990; CHAPMAN, R. E. 1976; DAHLBERG, E. C. 1982; Deutsche BP – AG. 1989; DICKEY, P. A. 1981; DICKINSON, W. R. & YARBOROUGH, H. 1977; DOHR, G. 1974; DRESEN, L. et al. 1985; DÜRBAUM, H.-J. & FRITSCH, J. 1985; ENGELHARDT, W. v. 1973; FAYERS, F. J. 1981; FERTL, W. H. 1981; FRIEDMAN, G. M. & SANDERS, J. E. 1978; FÜCHTBAUER, H. & MÜLLER, G. 1977; GWINNER, M. P. 1965; HAHN, A. et al. 1985; HALBOUTY, M. T. 1980; HALBOUTY,

M. T. et al. 1970; HEDBERG, H. D. 1982; HUNT, J. M. 1979; KÄGLER, S. 1987; KAUFMANN, A. A. & KELLER, G. V. 1981; KEAREY, Ph. & VINE, F. J. 1990; KLEMME, H. D. 1980a und 1980b; KRONBERG, P. 1984 und 1985; LANGGUTH, H.-R. & VOIGT, R. 1980; LEVORSEN, A. I. 1967; LOGIGAN, St. 1955; MAYER, F. 1982; MAYER-GÜRR, A. 1976; MEINHOLD, R. & PÄTZ, H. 1978; MILITZER, H. & WEBER, F. 1984, 1985 und 1987; MÜHLFELD, R. et al. 1981; MUNDRY, E. et al. 1985; NEUMANN, H. J. 1981c; NEWENDORP, P. D. 1980; NIENHUIS, P. H. 1981; NORTH, F. K. 1985; ÖMV AG. – Öffentlichkeitsarbeit 1988; OSTROFF, A. G. 1979; PERRODON, A. 1983; PERRODON, A. & MASSE, P. 1984; PETRASCHECK, W. E. & POHL, W. 1982; PETTIJOHN, F. J., POTTER, P. E. & SIEVER, R. 1973; PIRSON, S. J. 1977; POTTER, P. E. & PETTIJOHN, F. J. 1977; PREUL, F. 1969; PRICE, L. C. 1976; REINECK, H.-E. & SINGH, I. B. 1980; ROMANKEVICH, E. A. 1984; SCHEIDEGGER, A. E. 1974 und 1976; SCHOTT, W. 1968, 1984b, 1984c, 1984d und 1984e; SCHOTT, W. & MAYER-GÜRR, A. 1968; SCHOWALTER, T. T. 1979; SEIBOLD, E. & BERGER, W. H. 1982; SIEGEL, F. R. 1974; SPÖRKER, H. 1982; TIRATSOO, E. N. 1976; TISSOT, B. P. & WELTE, D. H. 1984; TOLLMANN, A. 1978; WEGGEN, K., DOHR, G. & WELTE, D. H. 1980; WELTE, D. H. 1989; WELTE, D. H. et al. 1982; WILSON, J. L. 1975; ZIMMERLE, W. 1985.

II.1. Bildung und Geochemie von Kohlenwasserstoffen sowie deren Anreicherung zu nutzbaren Lagerstätten

II.1.1. Die Entstehung von Kohlenwasserstoffen

von Werner LADWEIN und Franz SCHMIDT

II.1.1.1. Der Kohlenstoffkreislauf

Der Gesamt-Kohlenstoff der Erde kann vereinfacht in einem großen Kreislauf dargestellt werden (Abb. 1). Nur etwa 20 % des Kohlendioxides (CO_2) werden in photosynthetischen Prozessen verbraucht. Mit CO_2, Wasser und Sonnenlicht wird durch die Photosynthese organisches Material aufgebaut. Diese riesigen Mengen an organischem Material (ca. 100 000 000 000 Tonnen pro Jahr) werden fast durchwegs wieder organisch abgebaut und oxidiert. Nur ein Tausendstel (0,1 %) entgeht diesem Abbau und wird in Sedimenten so erhalten, daß Kerogen daraus gebildet werden kann. Kerogen stellt das Ausgangsmaterial für die Kohlenwasserstoffgenese im engeren Sinn dar. Aus dem Kerogen wird auch das Bitumen gebildet. Bitumen ist das in organischen Lösungsmitteln lösliche organische Material, wohingegen Kerogen selbst nicht löslich ist. Bitumen geht zu etwa 2 % aus dem Kerogen hervor. Von diesem Bitumen gelangen wiederum nur etwa 0,5 % als Öl und Gas in Speichergesteine. Weitaus größere Mengen von Kohlenwasserstoffen werden durch den Reifungsprozeß des Kerogens gebildet.

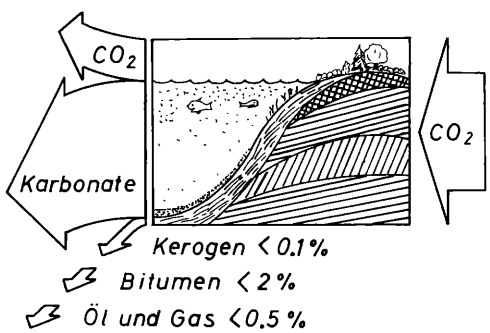


Abb. 1. Kohlenstoffkreislauf: Von jeweils 50 Millionen Kohlenstoffatomen im Kreislauf ist nur ein einziges in Öl- oder Gaslagerstätten wiederzufinden.

II.1.1.2. Muttergesteine

Um aus organischem Material Öl oder Gas entstehen zu lassen, bedarf es bestimmter Voraussetzungen:

Quantität
Qualität und
Reife des organischen Materials (Maturität)

müssen in ausreichendem Maße gegeben sein. Gesteine, in welchen die obigen Voraussetzungen gegeben sind, werden Muttergesteine genannt. Aus diesen Muttergesteinen („source rocks") können bei entsprechender Reife Kohlenwasserstoffe gebildet werden.

deutungen sind: C_{org} = organischer Kohlenstoff in einem Gestein; TOC = „total organic carbon content", gesamter organischer Kohlenstoff; OC = „organic carbon", organischer Kohlenstoff.

Die „Qualität" bezieht sich auf die Art des organischen Materials. Verschiedene Ausgangsmaterialien (Phytoplankton, Zooplankton, Bakterien, Landpflanzen) stellen verschiedene Arten von organischem Material für die potentielle Erdölbildung zur

Ausgangsmaterial	Kerogen Typ	gebildete KW
Algen aus Frischwasser und marinem Bereich	I	Öl
Amorphe Partikel von Phyto- u. Zooplankton, Pollen, Sporen, Landpflanzengewebe	II	Öl und Gas
Reste kontinentaler Vegetation, holziges Material	III	Gas
Oxidiertes und aufgearbeitetes Material jeglicher Herkunft, Holzkohlen	IV	kein Potential

Abb. 2. Kerogentypen

Um organisches Material in ausreichender Quantität und Qualität anzureichern bedarf es bestimmter Voraussetzungen. Der Ablagerungsraum der Sedimente (environment) muß z. B. reduzierende Verhältnisse aufweisen, da ansonsten das organische Material oxidiert wird und danach keine Kohlenwasserstoffe mehr daraus gebildet werden können. Auch die Sedimentationsrate spielt eine Rolle. Bei hoher Sedimentationsrate wird der oxidative und mikrobielle Abbau verringert, sodaß eine relative Anreicherung der organischen Substanz im Sediment erfolgen kann.

Unter „Quantität" versteht man die prozentuelle Menge an organischem Material in einem Gestein. Ist dieser Anteil zu klein (sehr wenig organisches Material im Gestein verteilt), so kann nicht genug Öl und/oder Gas gebildet werden, um dies überhaupt erkennen zu können. Die gebräuchlichen Abkürzungen und deren Be-

Verfügung. Neben der Namensgebung, die sich auf die Herkunft des Materials bezieht, wird das Kerogen in Typen von I bis IV unterteilt (Abb. 2). Typ I stellt das Kerogen mit der höchsten Qualität für die Ölbildung dar. Kerogen geringerer Qualität bildet eher Gas als Öl. Je nachdem, ob aus einem Kerogen Öl oder Gas gebildet werden kann, wird es auch mit den englischen Begriffen „oilprone" bzw. „gasprone" beschrieben.

Die Reife eines Gesteines (Maturität) beinhaltet die Summe irreversibler Veränderungen der organischen Substanz im Gestein auf Grund der Einflüsse von Zeit, Druck und insbesondere Temperatur.

II.1.1.3. Muttergesteinsuntersuchungen

Zur Beschreibung der Eigenschaften Quantität, Qualität und Reife bedient man sich verschiedener analytischer Methoden.

C_{org}

Für den Gehalt an C_{org} wird eine pulverisierte Gesteinsprobe stark erhitzt. Das dabei entweichende CO_2 steht in Relation zum Gehalt an C_{org} (Karbonate werden vorher entfernt, da diese auch CO_2 liefern). Gute Muttergesteine haben üblicherweise hohe C_{org}-Werte. Diese Information allein genügt jedoch nicht. Der hohe C_{org}-Wert könnte ja auch durch oxidiertes organisches Material erzeugt worden sein, welches aber keine Kohlenwasserstoffe bilden kann.

Pyrolyse

Bei der Pyrolyse wird wiederum ein Gesteinspulver erhitzt. Die im Gestein vorhandenen bereits gebildeten Kohlenwasserstoffe verdampfen und werden durch einen Detektor erkannt. Durch weiteres Erhitzen wird noch vorhandenes organisches Material künstlich gereift, in Kohlenwasserstoffe umgewandelt und ebenfalls an einem Detektor gemessen. Die Menge an Kohlenwasserstoffen in der Probe in Verhältnis zur Menge des C_{org} gesetzt gibt einen Wert HI („hydrogen index"), der die Qualität des Kerogens zum Ausdruck bringt. Kann aus einem Gestein mit relativ geringem C_{org} eine relativ große Menge an Kohlenwasserstoffen gewonnen werden, so muß es sich um Kerogen guter Qualität handeln, d. h. HI ist hoch. Ist jedoch die gewinnbare Menge an Kohlenwasserstoffen gering, so ist auch HI gering, damit handelt es sich um Kerogen geringerer Qualität; es liegt ein schlechtes Muttergestein vor.

Reife (Maturität)

Die Reife wird auf viele verschiedene Arten ermittelt und zum Ausdruck gebracht. Eine sehr gebräuchliche Methode, auf welche andere Reifemessungen auch immer wieder Bezug nehmen, ist die Messung der Vitrinitreflexion (%Ro). Diese Methode stammt aus der Kohlenpetrographie. Eine bestimmte Art des organischen Materials (Vitrinit) ändert sein Reflexionsvermögen für Licht, welches mit steigender Reife besser wird. Als Richtwert für das Einsetzen der Ölgenese kann eine Reife von ca. 0,6 % Ro angenommen werden. Dabei gilt, wie bei der Temperatur, daß es

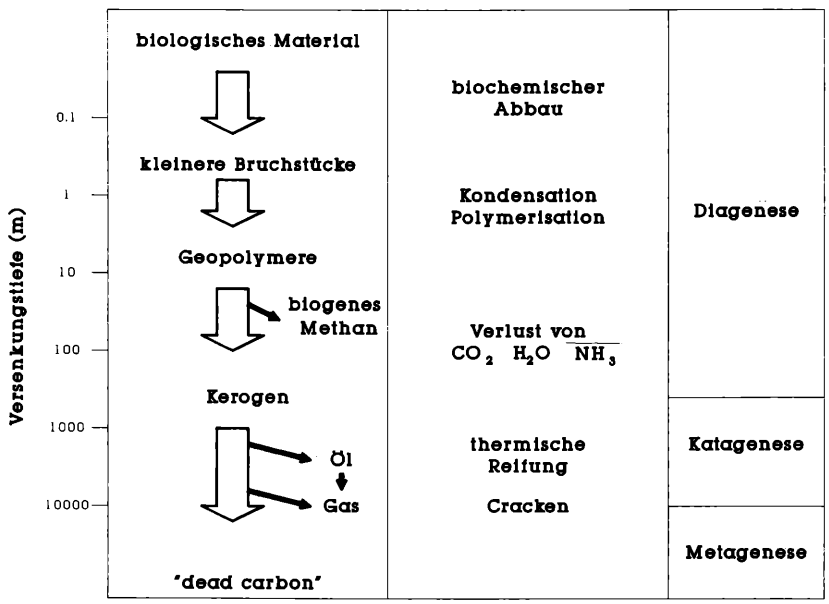


Abb. 3. Veränderungen von organischem Material beim Durchlaufen der verschiedenen Stufen Diagenese, Katagenese und Metagenese

sich nur um einen Richtwert handelt; Ölgenese kann je nach Bedingungen bereits bei geringerer, aber auch erst bei höherer Reife einsetzen.

II.1.1.4. Entstehung von Öl und Gas

Während des Durchlaufens der Stufen Diagenese, Katagenese und Metagenese (Abb. 3, 4, 5) erfolgen verschiedene Veränderungen der organischen Substanz.

Diagenese

Während der Diagenese wird bereits organisches Material zu Gas abgebaut. Durch die Aktivität von Bakterien entsteht das sogenannte „biogene Gas", ein Gas, das durchwegs aus Methan besteht und daher ein Trockengas ist. Der Anteil von organischem Material, aus welchem Kerogen gebildet werden könnte, schrumpft durch diese Gasgenese bereits.

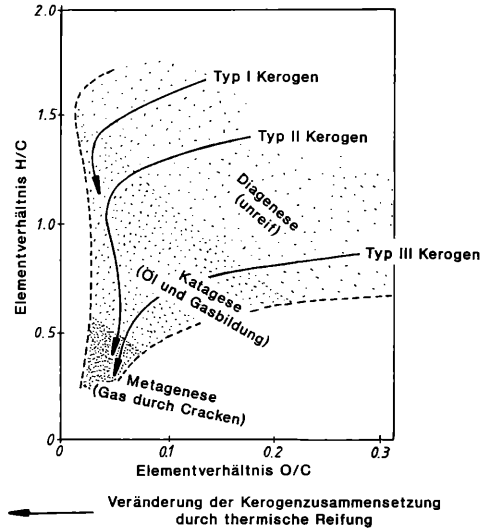


Abb. 4. Van Krevelen Diagramm: Die Veränderungen der verschiedenen Kerogentypen während der thermischen Reifung werden durch Analysen der Elemente Kohlenstoff, Wasserstoff und Sauerstoff erkannt.

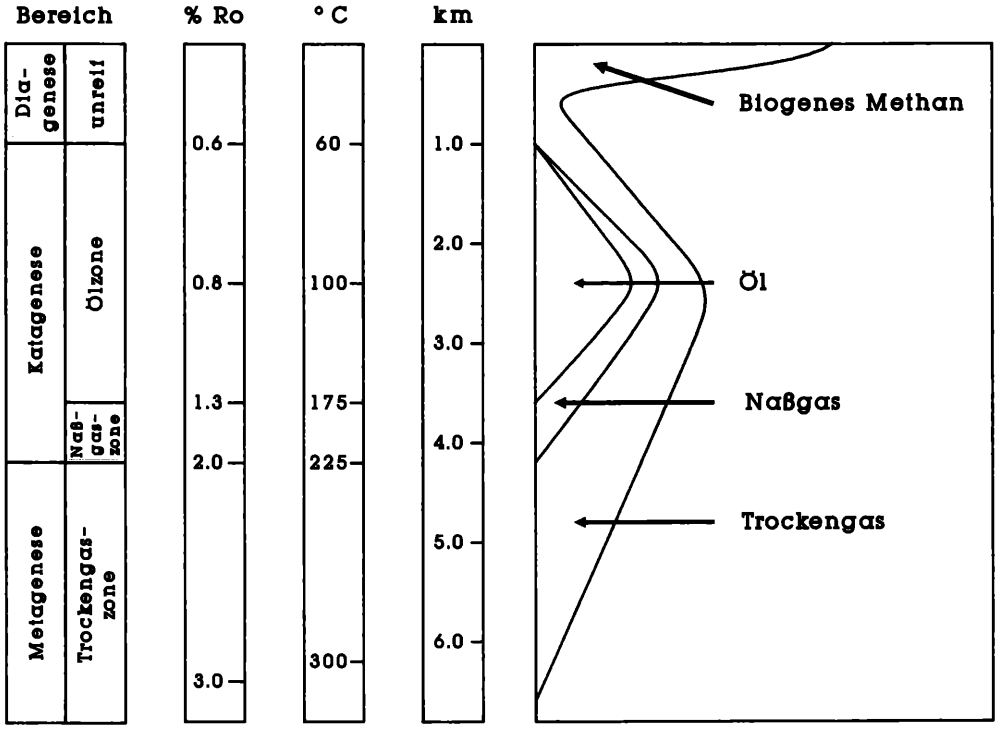


Abb. 5. Ölfenster: Das sogenannte Ölfenster ist der Bereich der Ölhauptbildungsphase, ausgedrückt entweder in thermischer Reife, in Temperatur oder in Teufe. Diese Werte sind jedoch Richtwerte und sind von Fall zu Fall unterschiedlich.

Katagenese

Im Rahmen der Katagenese wird in einem Muttergestein aus dem Kerogen Öl gebildet. Das erfolgt bei Temperaturen ab ca. 70°C, wobei eine genaue Temperaturgrenze nicht angegeben werden kann. Je nach Kerogentyp bzw. auch je nach der Verweildauer eines Sediments in einem bestimmten Temperaturregime setzt die Ölgenese im Sediment etwas früher oder später ein. Überschreitet die Ölbildung mengenmäßig einen Schwellenwert, so kann das neugebildete Öl aus dem Muttergestein ausgestoßen werden, es erfolgt primäre Migration (siehe II.1.3.).

Metagenese

Mit fortschreitender Ölgenese wird das übrigbleibende Kerogen immer relativ C-reicher und die gebildeten Kohlenwasserstoffe werden immer leichter und C-ärmer (das Verhältnis H/C wird immer größer; Abb. 4) bis letztendlich im Stadium der Metagenese (ab ca. 200° C) nur mehr Methan (CH_4) gebildet wird. Das noch im Muttergestein vorhandene Öl wird durch Cracken in immer leichtere Kohlenwasserstoffe und dann in Methan umgewandelt. Das restliche Kerogen bleibt schließlich als nicht mehr reaktives „totes" Kerogen („dead carbon") übrig. Der geforderte Temperaturbereich kann auch durch gebirgsbildende (tektonische) und/oder vulkanisch-magmatische Vorgänge bedingt sein.

Bei weiterem Temperaturanstieg tritt die Phase der Anchimetamorphose als Vor- bzw. Übergangsstufe zur Metamorphose (Gesteinsumwandlung) ein. In dieser Phase beginnt sich das verbleibende Kerogen in Graphit umzuwandeln, Kohlenwasserstoffe werden daher nicht mehr gebildet.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.1.1.:

BROOKS, J. et al. 1987; CORNELIUS, C.-D. 1978; CZURDA, K. 1972; DOW, W. G. 1978; GOLD, Th. & SOTER, St. 1980 und 1982; GRUNAU, H. R. 1983; HEDBERG, H. D. 1982; HEEK, K. H. van, JÜNTGEN, H., LUFT, K.-F. & TEICHMÜLLER, M. 1971; HORSFIELD, B., DISKO, U. & LEISTNER, F. 1989; HUC, A. Y. 1990; JÜNTGEN, H. & KLEIN, J. 1975; KÖSTER, J., KULKE, H. & LADWEIN, H. W. 1992; KRATOCHVIL, H. & LADWEIN, H. W. 1984a; KUCKELKORN, K., HILTMANN, W. & SCHWERD, K. 1990; KUCKELKORN, K. & HILTMANN, W. 1990; LADWEIN, H. W. 1983a; LADWEIN, H. W., SEIFERT, P. & SCHMIDT, F. 1989; LARTER, St. 1989; LEYTHAEUSER, D. & LADWEIN, H. W. 1992; MELTON, C. E. & GIARDINI, A. A. 1984; MEINHOLD, R. 1983; OURISSON, G., ALBRECHT, P. & ROHMER, M. 1984; PETERS, K. E., ISHIWATARI, R. & KAPLAN, I. R. 1977; POWELL, T. G. & SNOWDON, L. R. 1983; PRICE, L. C. 1983; RITTER, U. 1984; ROBERT, P. 1988; ROSELT, G. 1980; ROYDEN, L., SCLATER, J. G. & VON HERZEN, R. P. 1980; SAXBY, J. D. 1982; SCHMOKER, J. W. 1984; SIEVER, R. 1983; SNOWDON, L. R. & POWELL, T. G. 1982; STONE, I. J. & COOK, A. C. 1979; TEICHMÜLLER, M. 1971; TEICHMÜLLER, M. & TEICHMÜLLER, R. 1975; TISSOT, B., DURAND, B., ESPITALIE, J. & COMBAZ, A. 1974; TISSOT, B., BARD, J. F. & ESPITALIE, J. 1980; TISSOT, B. & PELET, R. 1981; TISSOT, B. & WELTE, D. 1984; TREIBS, A. & HIRNER, A. 1982; UNGERER, P. 1989; VASSOEVIC, N. V. & SOKOLOV, V. A. 1980; WASSOJEWITSCH, N. B., KORTSCHAGINA, J. I., LOPATIN, N. W., TSCHERNYSCHEW, W. W. & TSCHERNIKOW, K. A. 1969; WELTE, D. H. 1966 und 1977; WELTE, D. H. & YÜKLER, M. A. 1981; WRIGHT, N. J. R. 1980; YALCIN, M. N. & WELTE, D. H. 1988; ZIEGENHARDT, W. 1975; ZIMMERLE, W. 1985.

II.1.2. Geochemie der Kohlenwasserstoffe

von Werner LADWEIN und Franz SCHMIDT

II.1.2.1. Definitionen

Kohlenwasserstoffe sind Verbindungen, welche nur die Atome Kohlenstoff und Wasserstoff enthalten. Diese Verbindungen zusammen mit verschiedenen „Nicht-Kohlenwasserstoffen" bauen Öl und Gas auf. Erdöl und Erdgas als Kombination von Kohlenwasserstoffen und Nichtkohlenwasserstoffen werden in der engli-

schen Sprache unter dem Begriff „petroleum" zusammengefaßt, welcher in seiner Bedeutung nichts mit dem deutschen Wort Petroleum (als Erdölprodukt) zu tun hat. Öl und Gas, die Rohstoffe, nach welchen die Erdölindustrie sucht, beinhalten somit Kohlenwasserstoffe und Verbindungen, welche andere Elemente als Kohlenstoff und Wasserstoff enthalten. Dies sind die sogenannten NSO-Verbindungen. NSO steht für die Elemente Stickstoff (N), Schwefel (S) und Sauerstoff (O), weil diese Elemente die meisten Nichtkohlenwasserstoffverbindungen in Öl und Gas aufbauen.

Zumindest innerhalb dieses Kapitels wird der Begriff Kohlenwasserstoffe nur im chemischen Sinn, wie oben angeführt, verwendet. Anderswo ist die Verwendung meist im Sinne von „petroleum" zu verstehen.

Erdöl, Erdgas und auch NSO-Verbindungen gehen z. T. aus Bitumen hervor. Bitumen ist die in einem Gestein vorhandene organische Substanz, welche in organischen Lösungsmitteln löslich ist. Im Gegensatz zu Bitumen steht Kerogen, aus welchem das Bitumen gebildet wird und welches den unlöslichen Anteil des organischen Materials ausmacht. Ein erheblicher Teil der Kohlenwasserstoffe entsteht direkt aus dem Kerogen.

II.1.2.2. Erdöl

Erdöl kann nach verschiedenen Methoden beschrieben und klassifiziert werden. Eine Möglichkeit ist mit der Dichte bzw. dem dazu umgekehrt proportionalen Begriff der „API-gravity" gegeben:

°API = (141,5/Dichte bei 60°F) −131,5

Normale Öle haben etwa 25° bis 45° API; schwere Öle (mit hoher Dichte) haben Werte kleiner als 20° API. Die Abkürzung API bedeutet „American Petroleum Institute".

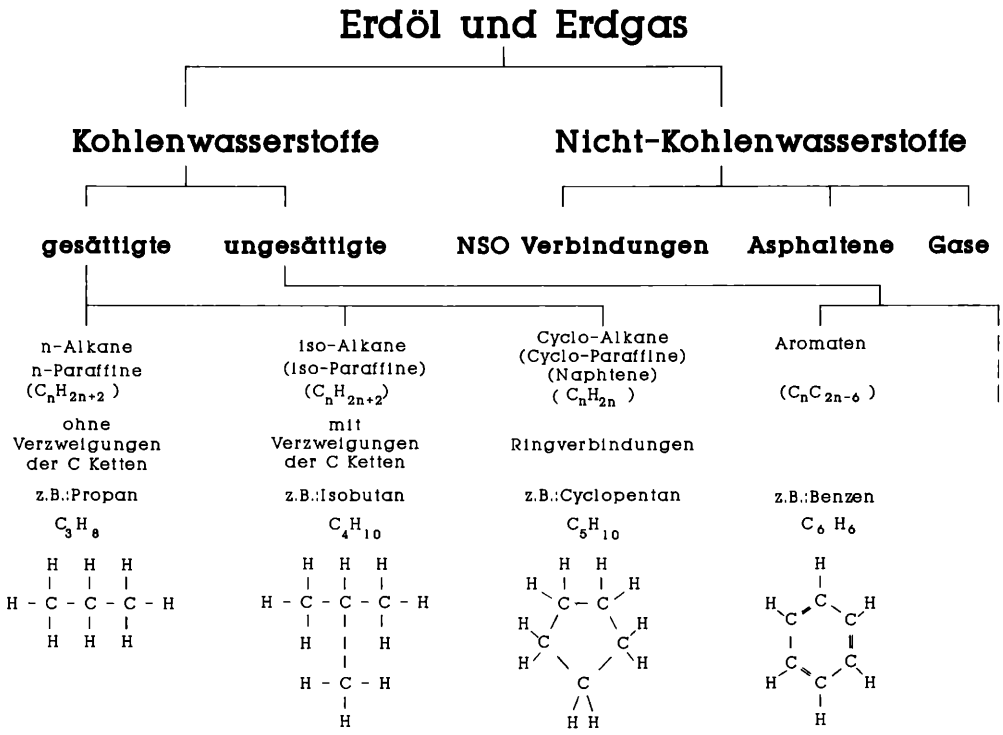


Abb. 6. Einteilung von Erdöl und Erdgas nach chemischen Kriterien

Chemische Hauptgruppen

Die exakte Einteilung von Kohlenwasserstoffen erfolgt nach chemischen Kriterien (Abb. 6). Die chemischen Hauptgruppen, in welche Öle durch Chromatographie aufgetrennt werden können, sind:

gesättigte Kohlenwasserstoffe
ungesättigte Kohlenwasserstoffe und
NSO-Verbindungen plus Asphaltene.

Die chromatographische Auftrennung der Öle in ihre Hauptbestandteile bildet auch die Basis für die Nomenklatur der Öle (aromatisch, paraffinisch, naphthenisch, . . .; Abb. 7).

Die Gruppe der gesättigten Kohlenwasserstoffe wird auch als Paraffine oder Alkane bezeichnet. Die Untergruppen sind

n-Alkane (oder n- bzw. Normal-Paraffine)
iso-Alkane (oder iso-Paraffine)
cyclo-Alkane (oder cyclo-Paraffine bzw. auch Naphthene).

Die ungesättigten Kohlenwasserstoffe werden hauptsächlich durch die Gruppe aromatischer Verbindungen vertreten, daher spricht man bei diesen Kohlenwasserstoffen im Rahmen der Exploration praktisch nur von der Gruppe der Aromaten.

NSO-Verbindungen oder heterozyklische Kohlenwasserstoffe sind genauso wie die Asphaltene Nicht-Kohlenwasserstoffe. Die Asphaltene bestehen aus sehr großen Molekülen, welche im Gegensatz zu den heterozyklischen Verbindungen nicht mehr mit n-Pentan extrahierbar sind.

Spezielle Verbindungen

Neben der Unterteilung nach chemischen Hauptgruppen werden in der organischen Geochemie spezifische Verbindungen nach funktionalen Kriterien zusammengefaßt.

Hier sind die sogenannten „Biomarker" („BIOlogical MARKER") anzuführen. Biomarker sind Verbindungen, welche, wie ihr Name bereits andeutet, Informationen über das Ausgangsmaterial enthalten, aus welchem sie gebildet wurden. Durchwegs wird das biologische Ausgangsmaterial, aus welchem über vielfältige Umbildungsprozesse Erdöl und Erdgas gebildet wird, chemisch und strukturell vollkom-

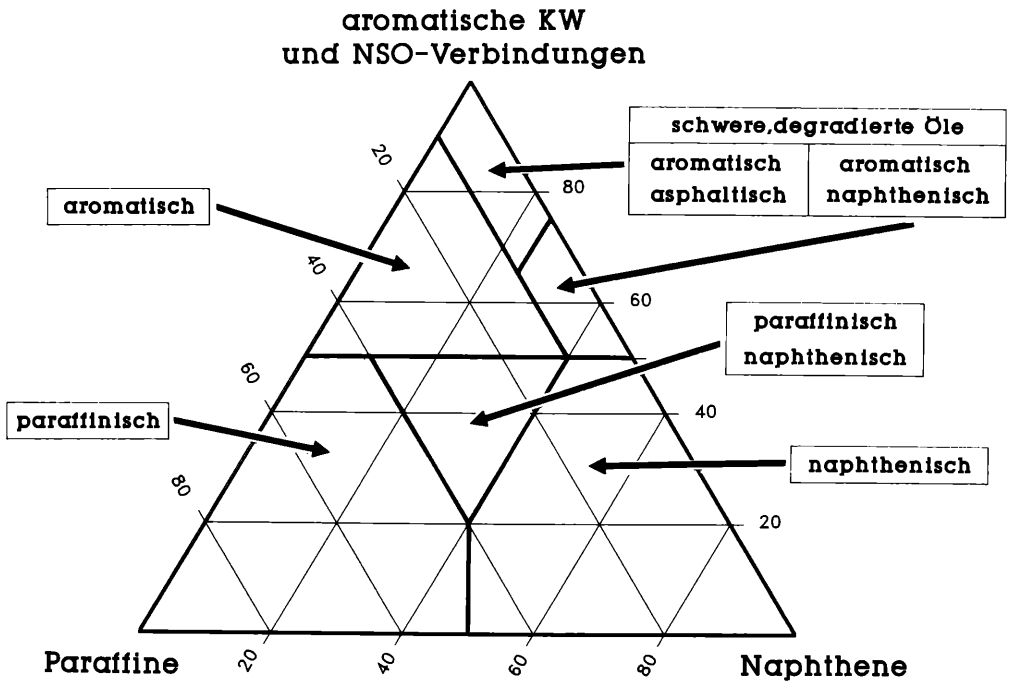


Abb. 7. Bezeichnung von Ölen auf Grund chromatographischer Auftrennungen

men verändert. Es kann dann keine Aussage mehr getroffen werden, aus welchem tierischen oder pflanzlichen Ausgangsmaterial ein Kohlenwasserstoffmolekül hervorgegangen ist. Bei einigen wenigen Verbindungen allerdings kennt man den biologischen Vorgänger („precursor"), bzw. die Familie oder das Environment, wo das Molekül gebildet wurde. Das sind die sogenannten Biomarker oder „chemischen Fossilien" oder „fingerprint molecules". Als Beispiele können n-Alkane, Isoprenoide, Porphyrine und Sterane angeführt werden.

Die n-Alkane (gesättigte Kohlenwasserstoffe; Hauptbestandteile von durchschnittlichen Erdölen) zeigen mit ihren Verteilungsmustern im Gaschromatogramm das Ausgangsmaterial für diese Kohlenwasserstoffe an. Liegt eine relative Mehrheit von Verbindungen von $C_{>22}$ in den n-Alkanen vor, so handelt es sich hauptsächlich um terrestrisches Ausgangsmaterial (Landpflanzen) für die Kohlenwasserstoffgenese (Abb. 8). Sind die n-Alkane um C_{17} oder C_{22} die dominanten Verbindungen (Abb. 9), so wurde das untersuchte Öl aus marinem Ausgangsmaterial (Phyto- und Zooplankton) gebildet.

Zwei sehr häufige Isoprenoide sind Pristan und Phytan. Diese werden aus Chlorophyll A gebildet. Durch den Zerfall von Chlorophyll A kommt es zur Bildung von Porphyrin und den beiden erwähnten Isoprenoiden.

Sterane werden aus Steroiden von Organismen gebildet. Die wichtigsten sind die Sterole mit 27, 28 und 29 Kohlenstoffatomen. Diese sind in verschiedenen Verhältnissen in verschiedenen Arten von Pflanzen und Lebewesen enthalten. Während der Diagenese werden diese Sterole zu den entsprechenden Steranen umgebildet. Die Verhältnisse der $C_{27}/C_{28}/C_{29}$-Sterole bleiben in den Steranen gleich. Mittels GC/MS (Erklärung siehe II.2.6.) kann diese Verteilung ermittelt werden. Dadurch kann mit Ölproben auf das Ausgangsmaterial der Erdölbildung geschlossen werden.

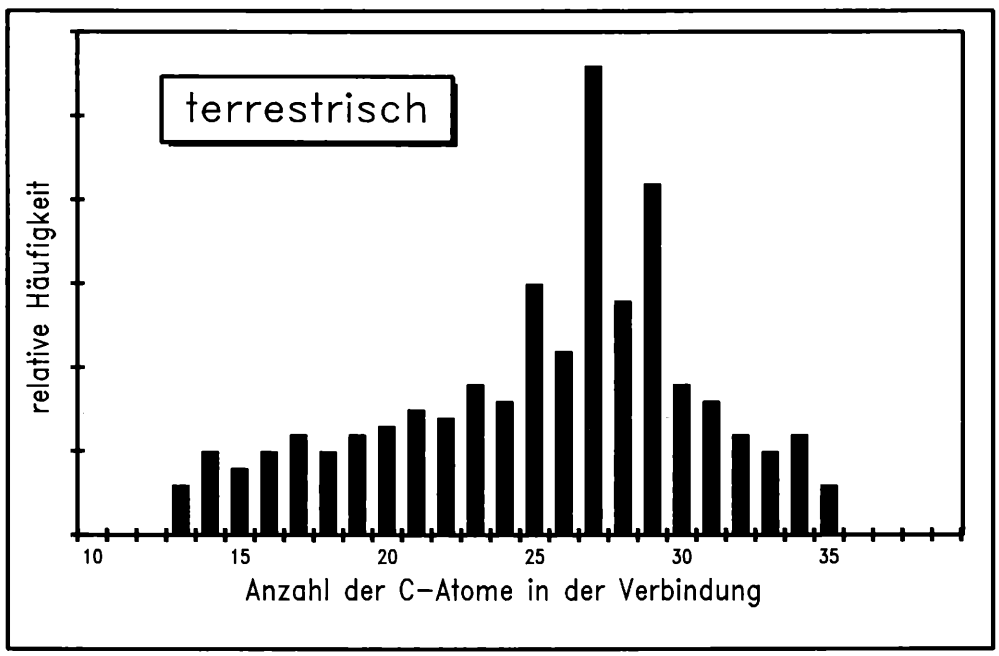


Abb. 8. n-Alkan-Verteilung eines Öles als Hinweis auf die terrestrische Herkunft des organischen Ausgangsmaterials

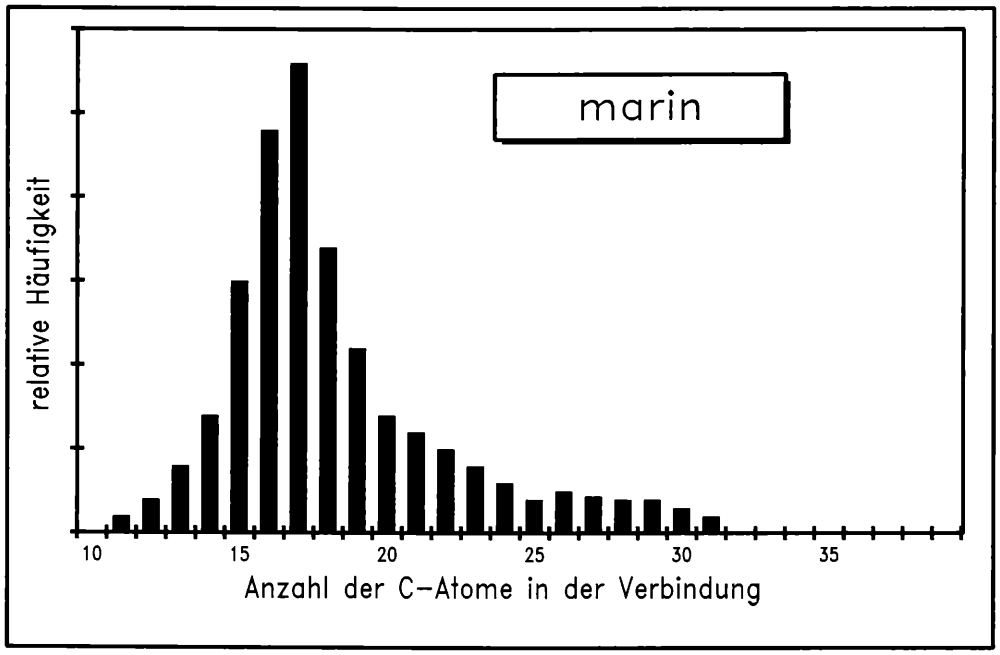


Abb. 9. n-Alkan-Verteilung eines Öles als Hinweis auf die marine Herkunft des organischen Ausgangsmaterials

II.1.2.3. Erdgas

Chemische Zusammensetzung

Natürlich vorkommendes Gas besteht meist aus mehreren Komponenten. Die meisten davon kommen allerdings nur in Spuren vor. Die Hauptbestandteile von Erdgas sind leichte Kohlenwasserstoffe (Methan, Äthan, Propan, Butan), CO_2, H_2S und N_2. „Sauergase" sind Erdgase mit erhöhtem Gehalt an schwefelhaltigen Komponenten wie z. B. H_2S, aber auch an Kohlendioxid (CO_2).

Genauso wie Erdöle nach verschiedenen chemischen Kriterien unterteilt werden, geschieht dies auch mit Gasen. Jedoch ist die Anzahl der Komponenten bei weitem nicht mit der Vielfalt jener im Erdöl vergleichbar.

Unterscheidungen erfolgen mittels „wetness ratio", womit der relative Gehalt von Methan im Vergleich zu anderen Kohlenwasserstoffen ermittelt wird [C_1/Summe $C_{>1}$]. Die Begriffe „Naßgas" und „Trokkengas" beziehen sich auch auf den Methangehalt. Trockengas besteht fast ausschließlich aus Methan. Naßgas hat weniger als 95 % Methan in seiner chemischen Zusammensetzung.

Isotopenchemie

Eine weitere wichtige Untersuchungsmethode zur Unterscheidung und Einteilung von Gasen erfolgt durch die Isotopenchemie, welche auch bei den Erdölen Anwendung findet. Die Isotopen eines Elements gleichen sich in der Zahl der Protonen und Elektronen, unterscheiden sich aber in der Anzahl der Neutronen im Kern des Atoms und haben somit auch verschiedene Massenzahlen. In der Geochemie der Erdöl- und Erdgasexploration sind in erster Linie die Isotopen von Kohlenstoff, Schwefel, Wasserstoff und Stickstoff von großer Bedeutung. Bei Gasen, welche fast durchwegs aus C- und H-Atomen zusammengesetzt sind, bieten sich somit die Isotopen dieser beiden Elemente zur Verwendung an.

Eine wichtige Unterscheidung ist jene, ob es sich bei Gasen um solche biogener

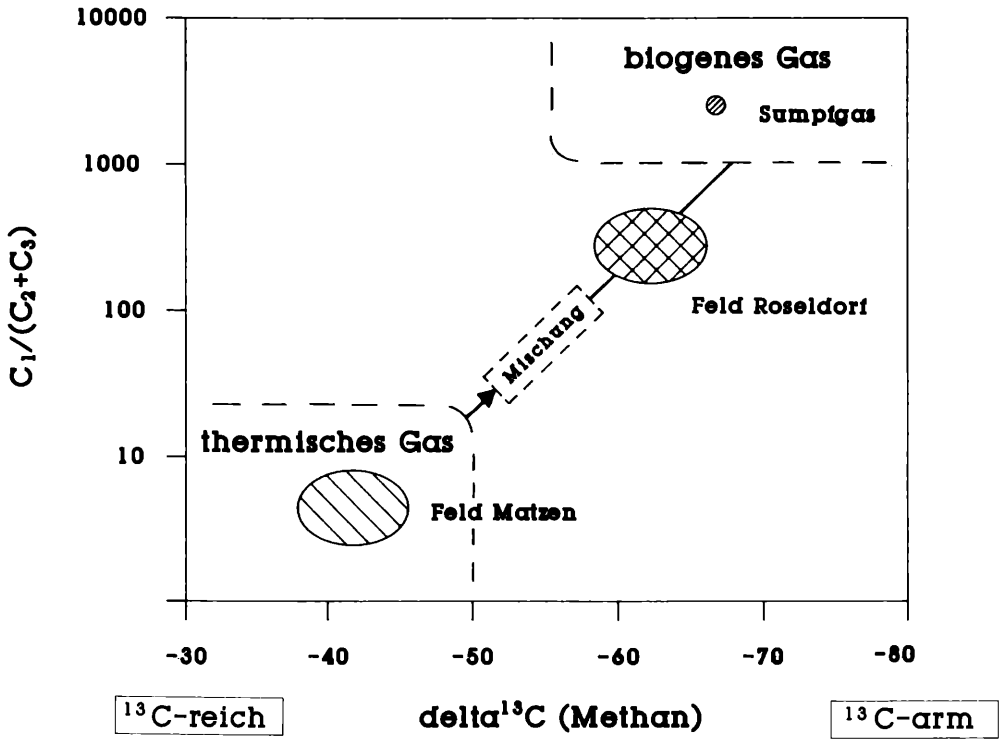


Abb. 10. Unterscheidung von Gasen biogener Herkunft und Gasen im Zusammenhang mit der Erdölbildung durch Isotopengeochemie von Kohlenstoff und „wetness ratio"

Herkunft handelt (im Bereich der Diagenese durch Bakterien gebildet) oder um Gase, welche bei der Erdölbildung entstehen (aus einem entsprechenden Muttergestein bei erhöhter Temperatur in größerer Tiefe gebildet; Abb. 10). Es werden die Mengenverhältnisse der ^{12}C-/^{13}C-Isotopen im Gas ermittelt. Die leichten Isotopen reagieren in chemischen Reaktionen schneller als die schweren Isotopen eines Elements. Daher wird bei biogenem Gas (welches sehr zeitig im Zuge der Versenkung von Sedimenten gebildet wird) relativ mehr ^{12}C des vorhandenen organischen Kohlenstoffs im Gas eingebaut als später in größerer Tiefe beim thermisch gebildeten Gas. Dort steht ja dann relativ weniger ^{12}C für weitere Reaktionen zur Verfügung. Biogenes Gas ist außerdem auch sehr „trocken" (methanreich). Mit den Kriterien Trockenheit und C-Isotopen kann somit eine sehr gute Unterscheidung von Gastypen erfolgen, bzw. deren Mischung erkannt werden.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.1.2.:

BROOKS, J. et al. 1987; BUCHTA, H., LEUTNER, R. & WIESENEDER, H. 1963; CONNAN, J. & CASSOV, A. M. 1980; FABER, E. 1987; HOLLERBACH, A. 1980; ISAKSEN, G. H. 1991; KRATOCHVIL, H. & LADWEIN, H. W. 1984b; KREJCI-GRAF, K., APPELT, W. & KREHER, A. 1966; KREJCI-GRAF, K. 1969; LADWEIN, H. W. 1988; MACKENZIE, A. S. 1984; SCHOELL, M. 1981 und 1983; TISSOT, B. 1984; WELTE, D. H. 1964 und 1967; WELTE, D. H., KRATOCHVIL, H., LADWEIN, H. W., RULLKÖTTER, J. & SCHÄFER, R. G. 1980 und 1982.

II.1.3. Migration

von Werner LADWEIN und Franz SCHMIDT

II.1.3.1. Allgemeines

Unter Migration wird die Bewegung von Öl und Gas im Gesteinskörper verstanden. Dabei wird zwischen primärer und sekundärer Migration unterschieden (Abb. 11). Primäre Migration stellt die erste Phase des Migrationsprozesses dar. Das beinhaltet das Abwandern von Öl und Gas („expulsion") aus dem üblicherweise gering permeablen, feinkörnigen Muttergestein hin zu Migrationsbahnen („carrier beds"). Sekundäre Migration ist die Wanderung von Öl und Gas außerhalb des Muttergesteins. Dies kann dann letztendlich in „Fallen" zu Akkumulationen führen. Fallen sind jene Bereiche, wo Öl und Gas gefangen werden, weil die geologische Situation eine weitere Migration nicht zuläßt.

II.1.3.2. Primäre Migration

Beim Abwandern von Öl und Gas aus dem Muttergestein sind Wegstrecken im Bereich von Millimetern bis zu Zehnermetern zurückzulegen. Da Muttergesteine meist sehr feinkörnige, sehr gering durchlässige Gesteine sind, ist es für Kohlenwasserstoffmoleküle sehr schwierig, aus dem Muttergestein abzuwandern. Die Porendurchmesser der Muttergesteine sind meist zu klein für Kohlenwasserstoffmoleküle. Die Mechanismen, auf welchen die „expulsion" von Öl beruhen, sind noch nicht eindeutig geklärt. Mögliche Theorien können dafür angegeben werden. Das sind Diffusion, „expulsion" als molekulare Lösung, als Lösung in Gas oder als Ölphase selbst. Das Abwandern von rein gasförmigen Phasen ist einfacher zu erklären, da die kleinen Moleküle der gasförmigen Kohlenwasserstoffe leichter aus dem Muttergestein entweichen können.

Bei der Diffusion bewegen sich die Moleküle von bevorzugt leichten Kohlenwasserstoffen von Bereichen hoher Konzentration (dem Muttergestein) zu Bereichen geringer Konzentration (den Migrationsbahnen).

Primäre Migration in Form von Molekularen Lösungen ist hauptsächlich für Methan und einige weitere leichte Kohlenwasserstoffe wahrscheinlich. Mit zunehmender Tiefe (und damit Druck- und Temperaturzunahme) steigt die Löslichkeit von

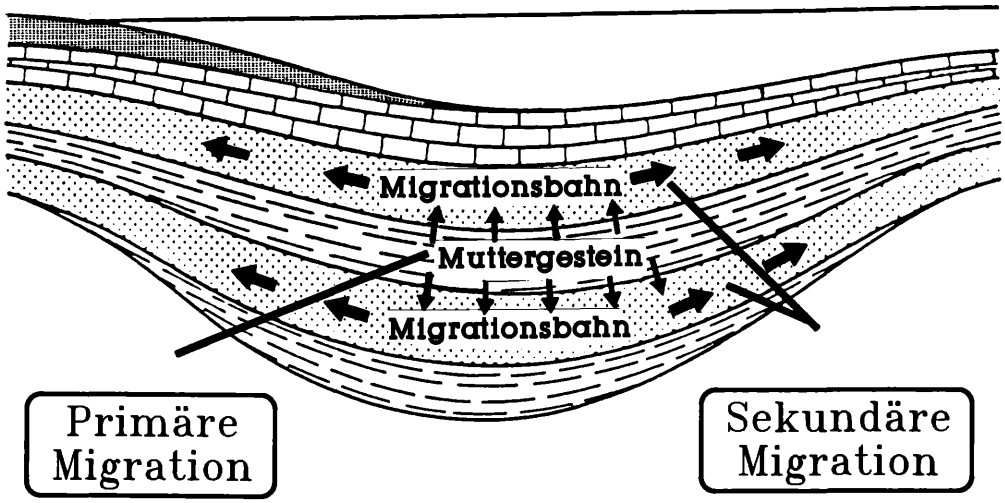


Abb. 11. Primäre Migration ist das Austreten aus dem Muttergestein, sekundäre Migration ist die Wanderung von Öl und Gas in durchlässigen Schichten.

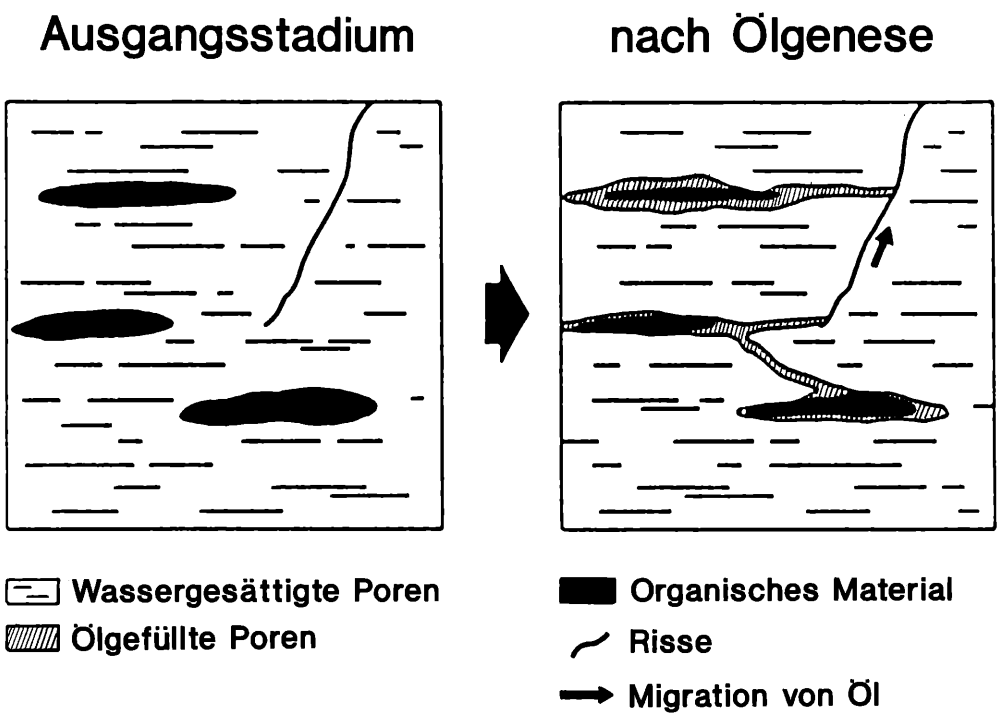


Abb. 12. Primäre Migration: Bei der Ölbildung vergrößert sich das Volumen des organischen Materials bis Risse im Gestein entstehen, durch welche das Öl abmigrieren kann.

Kohlenwasserstoffen in Wasser. Dadurch können Kohlenwasserstoffe in Wasser gelöst aus dem Muttergestein heraustransportiert werden. Zum Beispiel ist die Löslichkeit von Methan in 6000 Meter Tiefe etwa 300 mal so hoch wie an der Erdoberfläche. Allerdings nimmt die Löslichkeit größerer Moleküle nicht so drastisch mit der Tiefe zu wie bei Methan. Daher kann mit diesem Mechanismus nicht die Migration anderer als leichter Kohlenwasserstoffe erklärt werden.

Als Lösung in Gas kann Öl nur migrieren, wenn genügend Gas vorhanden ist. Je höher Druck und Temperatur sind, desto mehr flüssige Kohlenwasserstoffe können im Gas gelöst werden. Wenn bei der weiteren Migration in Richtung Erdoberfläche Druck und Temperatur wieder sinken, kondensiert das in Gas gelöste Öl wieder zur Flüssigkeit.

Der wahrscheinlichste und für die meisten Öllagerstätten zutreffende Mechanismus für die primäre Migration ist die Abwanderung des generierten Öles als flüssige Phase. Die primäre Migration von Öl als Ölphase aus einem feinkörnigen mehr oder weniger undurchlässigen Muttergestein wird durch mikroskopisch feine Risse im Gestein ermöglicht. Bei der Ölbildung aus Kerogen wird ein Volumszuwachs von bis zu 25 % des organischen Materials erreicht. Wenn dabei ein gewisser Schwellenwert erreicht wird (eine gewisse Mindestmenge Öl erzeugt wird), kommt es zur Rißbildung im Muttergestein. Durch diese Risse kann das Öl entweichen (Abb. 12). Nach dem Öl-Ausstoß schließen sich die Risse, bis eine eventuell weitergehende Genese mit Ölbildung wiederum Überdruck im Muttergestein erzeugt.

II.1.3.3. Sekundäre Migration

Sobald Öl oder Gas aus dem Muttergestein in durchlässige Systeme (z. B. per-

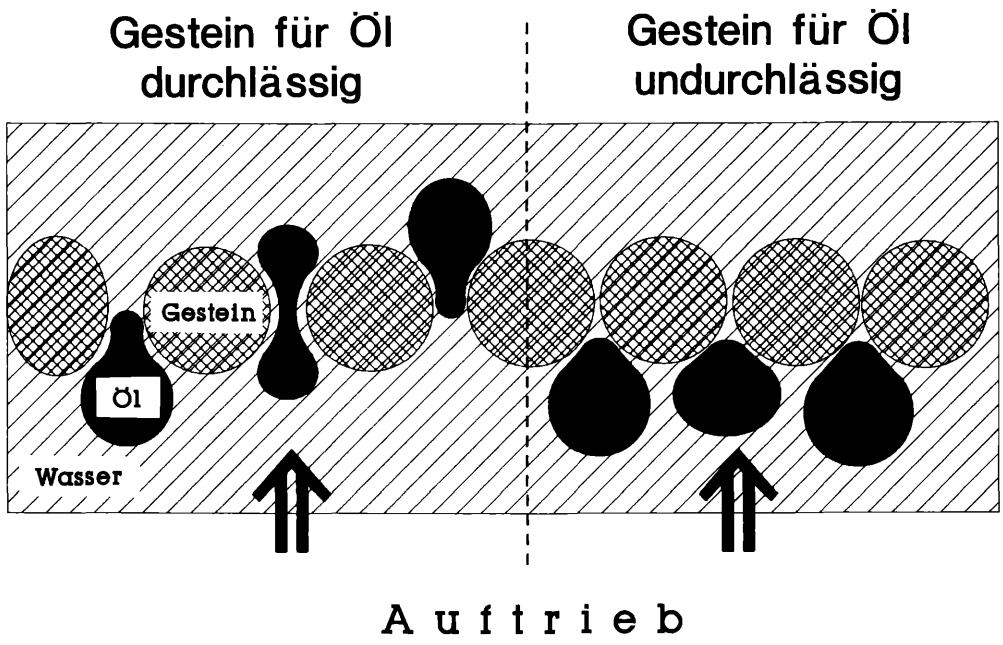


Abb. 13. Bei der sekundären Migration steht dem Auftrieb des Öles die Größe der Porenhälse entgegen.

meable Sandsteinlagen oder Kluftsysteme) gelangen, spricht man von sekundärer Migration. Hier vollzieht sich die Bewegung von Öl und Gas hauptsächlich durch Auftrieb. Durch die geringere Dichte von Öl und Gas im Vergleich zum Formationswasser steigen die Kohlenwasserstoffe in den permeablen Lagen nach oben, bzw. sinngemäß nach oben entsprechend den Schichtneigungen zu strukturell höheren Positionen. Bei der sekundären Migration können Strecken von über 100 Kilometer zurückgelegt werden. Druckunterschiede im Untergrund bewirken das Fließen von Formationswässern. Die Fließrichtungen können den Auftrieb unterstützen oder aber auch diesem entgegenwirken. Dem Auftrieb von Öl und Gas stehen die Porendurchmesser der Gesteinsformationen entgegen. Je kleiner die Porenhälse werden, desto mehr Kraft muß aufgebracht werden die Öltropfen zu deformieren, um sie durch die Poren zu pressen (Abb. 13). Sobald die Porenhälse wegen ihres geringen Durchmessers von den Öltropfen nicht mehr überwunden werden können (das Gestein also zu gering permeabel ist) kann das Öl nicht mehr weitermigrieren, es ist in einer „Falle". Dadurch kommt es zur Akkumulation (Lagerstättenbildung).

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.1.3.:

AL-SHAIEB, Z. & SHELTON, J. W. 1981; BETHKE, C. M. 1989; BONILLA, J. V. & ENGEL, M. H. 1986; COUSTAU, H. 1977; DAVIS, R. W. 1987; DURAND, P. 1989; ENGLAND, W. A. et al. 1986; ERDOGAN, L. T. & AKGÜL, A. 1981; GUSSOW, W. C. 1955 und 1968; HORVITZ, L. 1982; KREJCI-GRAF, K. 1979; LEYTHAEUSER, D. 1985; LEYTHAEUSER, D. et al. 1987; MANN, U. 1989; NEGLIA, S. 1979; NEUMANN, E. 1977; NEUMANN, H.-J. 1963; PRICE, L. C. 1981; SCHULZE, H. 1981.

II.1.4. Speichergesteine

von Werner LADWEIN und Roman SAUER

II.1.4.1. Porosität und Permeabilität

Speichergesteine sind unter der Erdoberfläche vorkommende Gesteine, die ausreichend Porosität und Durchlässigkeit besitzen, um unter günstigen Fallenbedingungen wirtschaftliche Ansammlungen von Öl und Erdgas zu ermöglichen. Die wichtigsten Eigenschaften von Speichergesteinen sind Porosität und Permeabilität (Durchlässigkeit; Definition siehe Kapitel II.3.5.: Laboruntersuchungen). Die Porosität der Speichergesteine wird mit Hilfe von Bohrlochmessungen bestimmt, oder an Hand von Bohrkernanalysen im Laboratorium gemessen (Kapitel II.3.3. u. II.3.5.).

Die weitaus häufigsten Speichergesteine gehören zu den Sedimentgesteinen, wie es z. B. Sandsteine oder Karbonatgesteine sind. Kristallingesteine bilden nur in Ausnahmefällen Speicher. Speichergesteine haben im allgemeinen Porositäten von 5 bis 30 %. Die Hauptmasse der Speichergesteine weist Porositäten zwischen 10 und 25 % auf. Porositäten unter 5 % sind selten wirtschaftlich. Höhere Porositäten als 35 % treten nur sehr selten auf.

Die durchschnittlichen Permeabilitäten von Speichergesteinen bewegen sich im Bereich von 5–500 Millidarcy (1000 md = 1 Darcy = 1 d). Manche besonders durchlässige Gesteine weisen Permeabilitäten von bis zu 4000 md auf. Mit welchen Permeabilitäten aus einem Speichergestein eine wirtschaftliche Förderung möglich ist, hängt auch von der Art der Kohlenwasserstoffe ab. Öl benötigt auf Grund der höheren Viskosität höhere Permeabilitäten als Gas, um eine wirtschaftliche Förderung zu erreichen.

II.1.4.2. Porositätsarten

Die Porosität der Speichergesteine kann auf Grund ihrer Entstehung in zwei Hauptgruppen eingeteilt werden (siehe auch Kapitel II.3.5.3.).

Primäre Porosität: entsteht während der Ablagerung eines Sedimentgesteines.

Sekundäre Porosität: entsteht erst nach der Ablagerung oder Bildung eines Gesteines.

Die primäre Porosität kann unterteilt werden in eine Interpartikelporosität, die zwischen den Körnern eines Sediments vorkommt, und in eine Intrapartikelporosität, die innerhalb der Partikel vorkommt.

Interpartikelporosität tritt besonders in Sandsteinen auf. Wichtige Speichergesteine, die diesen Porositätstyp aufweisen, sind in Österreich z. B. die neogenen Sandhorizonte im Wiener Becken wie z. B. der Matzener Sand oder die Eozänsandsteine in Oberösterreich. Da bei der Interpartikelporosität die Poren meist miteinander verbunden sind, sind damit meist auch gute Durchlässigkeiten verknüpft.

Die Intrapartikelporosität tritt eher in Karbonatgesteinen auf, die porösen Biogengrus führen (z. B. Foraminiferen). Intrapartikelporen sind meist isoliert und tragen daher zur effektiven Porosität nur wenig bei. Sie sind daher in Speichergesteinen nur selten von praktischer Bedeutung.

Die wichtigsten Typen der sekundären Porosität sind die Interkristallporosität, die Lösungsporosität und die Kluftporosität.

Die Interkristallporosität ist jene Porosität, die zwischen im Habitus ähnlichen, ungefähr gleich großen Kristallen vorkommt (siehe Abb. 78 im Kapitel II.3.5., Laboruntersuchungen). Interkristallporosität ist typisch für rekristallisierte Dolomite, die weltweit gesehen bedeutende Speichergesteine darstellen. In Österreich kommen solche Speichergesteine stellenweise im autochthonen Malm vor.

Lösungsporosität ist typisch für karbonatische Speichergesteine, kann aber auch in siliziklastischen Speichergesteinen eine wichtige Rolle spielen. Kennzeichnende Porentypen für Lösungsporosität in Speichergesteinen sind Partikellösungsporen (Molds) und Gesteinslösungsporen (Vugs). Partikellösungsporen sind durch Herauslösung von bestimmten Komponenten entstanden. Gesteinslö-

sungsporen (Vugs) sind mit freiem Auge sichtbare, nicht vom Gefüge abhängige, durch Lösung entstandene Hohlräume. Lösungsporositäten kommen in Österreich in Speichergesteinen des Autochthonen Mesozoikums vor.

Kluftporositäten können sich in jedem spröden Gestein bilden. Kluftporosität entsteht häufig im Bereich von Faltenstrukturen oder Störungszonen. Klüfte tragen stark zur Erhöhung der Porosität und der Permeabilität bei. Speichergesteine, die hauptsächlich Kluftporosität aufweisen, sind in Österreich z. B. die Hauptdolomitlagerstätten bzw. die Flyschlagerstätten im Untergrund des Wiener Beckens.

Die Porosität und Durchlässigkeit eines Speichergesteins kann sich durch Kompaktion und diagenetische Vorgänge (Mineralneubildungen im Porenraum, Lösung von Bestandteilen, etc.) mit zunehmender Versenkungstiefe stark verändern. Die primären Porositäten nehmen mit zunehmender Teufe generell ab. Im Bereich von Hochdruckzonen bleiben aber auch primäre Porositäten manchmal bis in große Teufen erhalten. Durch Lösungsvorgänge oder Klüftung können aber auch in größeren Teufen Porositäten neu entstehen (sekundäre Porositäten, z. B. von Karbonatgesteinen).

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.1.4.:

DENECKE, A. 1964; FLÜGEL, E. 1989; FÜCHTBAUER, H. & MÜLLER, G. 1977; LANDES, K. K. 1946; LARSEN, G. & CHILINGAR, G. V. 1979; PETTIJOHN, F. J., POTTER, P. E. & SIEVER, R. 1973; WILSON, J. L. 1975; ZIEGENHARDT, W. 1978.

II.1.5. Lagerstättenbildung

von Werner LADWEIN und Franz SCHMIDT

Sobald Öl und/oder Gas im Muttergestein entstanden und aus diesem ausgestoßen sind, wandern sie auf Grund von Hydrodynamik und Auftrieb entlang von Migrationswegen zu strukturell meist höher gelegenen Positionen. Sobald keine Möglichkeit zur Weitermigration besteht, liegt eine „Falle" (trap) vor. Die Sedimentgesteine des geologischen Untergrundes sind üblicherweise mit Wasser gesättigt. An einer Falle kommt es zur Bildung von Lagerstätten, indem der wassergesättigte Porenraum zumindest teilweise durch Öl und/oder Gas eingenommen wird.

Fallen sind notwendig, um Kohlenwasserstoffe anreichern zu können. Ansonsten können die Kohlenwasserstoffe bis an die Erdoberfläche wandern und dort als „Seeps" verloren gehen (siehe Kapitel II.2.1.). Viele verschiedene Bedingungen im Untergrund können Fallen verursachen.

Fallenarten

Man kann die Fallentypen wie folgt einteilen:

- strukturelle Fallen, welche durch tektonische Prozesse gebildet werden;
- stratigraphische Fallen, als Folge von Sedimentation, Erosion und Diagenese;
- hydrodynamische Fallen; die Strömungen von Wasser im Untergrund sind für die Fallenbildung verantwortlich;
- Kombinationsfallen entstehen durch die Kombination von zwei oder mehreren Prozessen wie oben erwähnt.

Am Beispiel einer strukturellen Falle (Abb. 14), einer Aufwölbung (Antiklinale), kann man die Begriffsbestimmung diverser technischer Bezeichnungen vornehmen. Der Kontakt zwischen dem die Kohlenwasserstoffe unterlagerndem Wasser und dem Öl oder Gas in der Falle heißt entsprechend ÖWK oder GWK (Öl-Wasser-Kontakt bzw. Gas-Wasser-Kontakt; OWC = oil-water-contact, GWC = gas-water-contact). Wenn die Gaskappe nicht über Wasser sondern über Öl liegt, gibt es noch einen GÖK (Gas-Öl-Kontakt; GOC = gas-oil-contact).

Am Öl-Wasser-Kontakt kommt es zur Interaktion zwischen Wasser und Öl, was bei entsprechenden Voraussetzungen zu Veränderungen des Öles führen kann. Diese Veränderungen sind „water washing" und Biodegradation (siehe Kapitel II.1.6.).

Der höchste Punkt in der Struktur (Abb. 15) heißt Scheitel („crest"), und der tiefste Punkt (unter welchem die Lagerstätte auslaufen würde) heißt Auslaufpunkt („spill point"; siehe auch Kapitel II.1.8.). Der Abstand zwischen dem höchsten und dem tiefstmöglichen Punkt einer Lagerstätte, also die maximal füllbare Höhe einer Struktur, heißt Strukturschluß („closure").

In dem erbohrten Bereich der Lagerstätte wird weiters zwischen Brutto- und Nettomächtigkeit des oft nur teilweise kohlenwasserstoffgefüllten Bereiches unterschieden. Bruttomächtigkeit („gross-pay") bezieht sich auf die Gesamtmächtigkeit (Höhe) eines Reservoirbereiches. Nettomächtigkeit („net-pay") bezeichnet jenen Bereich, aus welchem auch tatsächlich gefördert werden kann und welcher meist auch kleiner ist. Alle nicht KW-führenden Bereiche wurden abgezogen.

Beispiele stratigraphischer Fallen sind in der Abbildung 16 zu sehen. Durch Sedimentations-, Erosions- und Diagenesevorgänge entstehen poröse Bereiche mit Reservoireigenschaften (z. B. Verkarstung, wenn ein Karbonat der Atmosphäre ausgesetzt war) bzw. dichte Bereiche zur Abdichtung („seal"), z. B. durch tonige Sedimentation.

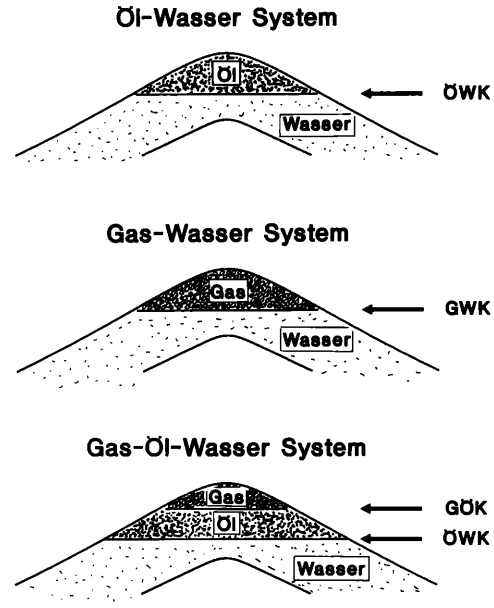


Abb. 14. Vereinfachtes Beispiel einer strukturellen Falle zur Darstellung von Kontakten in mit Gas/Wasser, Öl/Wasser und Gas/Öl/Wasser gefüllten Fallen

Wie kommt es zu hydrodynamischen Fallen? In Lagerstätten sind immer Fließvorgänge gegeben. Wässer durchströmen die Porenräume und können durch ihre Dynamik eine Migrationsbarriere (eine Falle) für Öl bilden. Das Beispiel der Abbil-

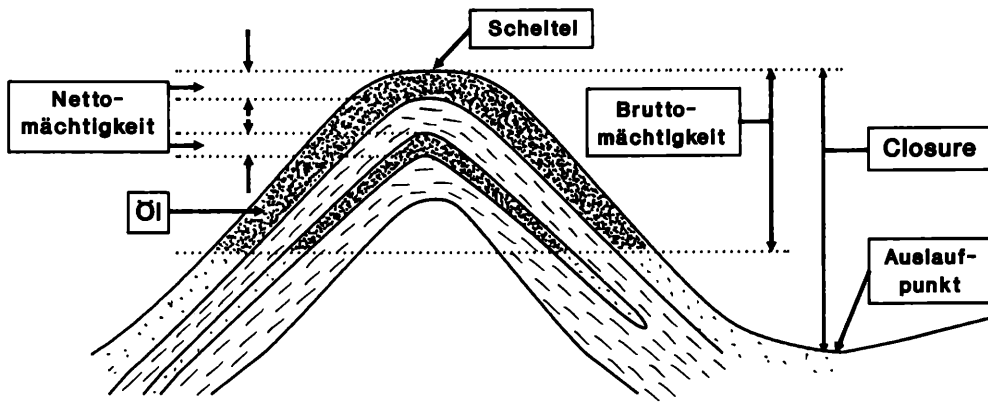


Abb. 15. Beispiel einer strukturellen Falle zur Erläuterung der Terminologie im Zusammenhang mit Fallen

Beispiele stratigraphischer Fallen

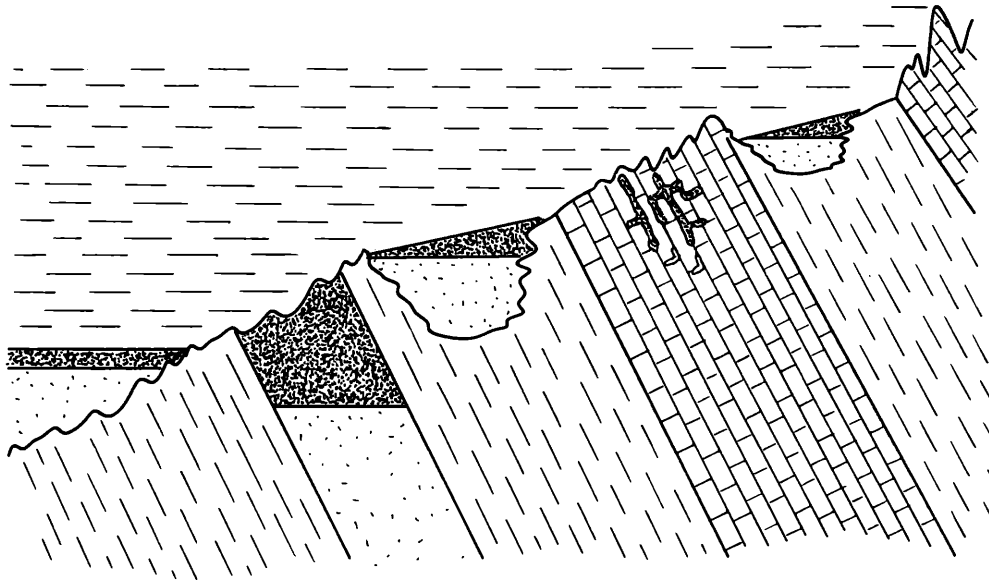


Abb. 16. Beispiele von Fallen, welche durch Sedimentation und Erosion zustande kamen. – Legende: eng punktiert = KW; locker punktiert = Lagerstättenwasser

Beispiel einer hydrodynamischen Falle

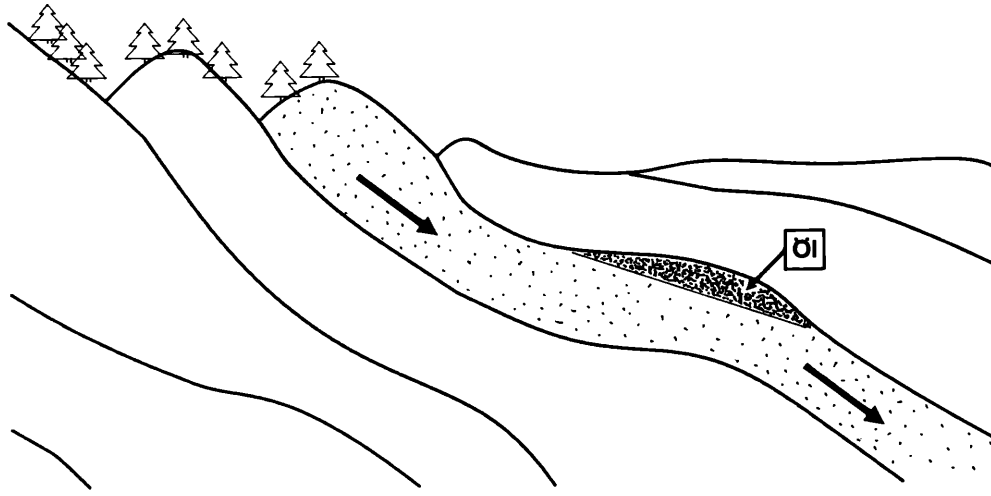


Abb. 17. Strömendes Wasser bildet eine Barriere für aufsteigendes Öl und stellt dadurch eine Falle für das Öl dar.

dung 17 zeigt eine geologische Struktur, welche für aufsteigendes Öl rein geometrisch keine Falle darstellt. Durch entsprechend starke Hydrodynamik aber wird das aufsteigende Öl zurückgehalten und es kommt dadurch zu einer Akkumulation.

Der Großteil der Lagerstätten kommt jedoch durch Kombinationsfallen zustande. Meist spielen mehrere der vorstehend erwähnten Komponenten bei der Bildung von Reservoirs eine Rolle.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.1.5.:

BECKMANN, H. 1976; CANT, D. J. 1986; NORTH, F. K. 1985; PERRODON, A. 1983; RÜCKHEIM, J. 1991; SCHOTT, W. 1984a; TISSOT, B. & WELTE, D. H. 1984; WARDLAW, N. C. 1980; WIESENEDER, H. 1980.

II.1.6. Veränderungen von Kohlenwasserstoffen

von Werner LADWEIN und Franz SCHMIDT

Mit der Entstehung von Öl und Gas aus Kerogen oder Bitumen ist kein endgültiger Zustand in der chemischen und strukturellen Entwicklung dieser Phasen erreicht. Laufend erfolgen weitere Veränderungen der Zusammensetzung und dies sowohl beim Ausstoßen aus dem Muttergestein als auch während der Migration und erst recht in der Lagerstätte selbst.

II.1.6.1. Veränderungen bei der Migration

Sobald Erdöl im Zug der Genese aus dem Muttergestein ausgestoßen wird, beginnen bereits die ersten Veränderungen. Polare Verbindungen (Verbindungen, welche eine elektrische Ladung aufweisen), in erster Linie die sogenannten NSO-Verbindungen, treten auf Grund ihrer Ladung mit anderen Ladungsträgern wie Mineraloberflächen und auch mit Wassermolekülen in Wechselwirkung und werden dadurch auch festgehalten. Dies ist der Grund, warum diese Verbindungen nicht so effizient aus dem Muttergestein ausgestoßen werden, wie die Kohlenwasserstoffe selbst.

Nach der Expulsion kommt es zur sekundären Migration. Auf dem Weg durch die Migrationsbahnen kann es bereits zu einem chromatographischen Effekt kommen. Das bedeutet, daß wiederum die polaren Verbindungen stärker mit dem Porenwasser und mit Mineraloberflächen in Wechselwirkung treten und dadurch verstärkt zurückgehalten werden. Auch bei den Kohlenwasserstoffen selbst kann es zu chromatographischen Effekten kommen. Dabei werden die aromatischen Verbindungen stärker zurückgehalten als die naphthenischen und diese wiederum stärker als die Paraffine. Viele unterschiedliche Zusammensetzungen von Ölen können diesen Effekten zugeschrieben werden. Die Folge sind Geringerwerden der Dichte, Verminderung der relativen Menge der NSO-Verbindungen, relative Zunahme der gesättigten Kohlenwasserstoffe im Vergleich zu Aromaten und NSO-Verbindungen, weiters eine Verminderung des Schwefelgehaltes ebenso wie Verminderung des Gehaltes an Nickel, Vanadium und Porphyrinen, da diese Elemente und Verbindungen hauptsächlich in der Gruppe der NSO-Verbindungen zu finden sind.

Durch Abfall von Druck und Temperatur während der Migration kann es zu Phasenveränderungen kommen. Kohlenwasserstoffe enthalten anfänglich oft große Mengen „leichter Komponenten" (Verbindungen mit geringem Molekulargewicht und niederem Siedepunkt; z. B. Methan, Äthan, usw.). Durch Veränderung von Druck und Temperatur (Geringerwerden durch Migration in strukturell höhere Positionen) wird dieses Gemenge in eine flüssige und eine gasförmige Phase aufgeteilt. Sobald zwei Phasen vorliegen (Öl und Gas), wird das Gas bedingt durch seinen größeren Auftrieb rascher in strukturell höhere Positionen wandern. Daher wird in Reservoirs, in welchen Öl und Gas vorliegt, das Gas als „Gaskappe" über dem Öl vorliegen, wenn das Öl gasgesättigt

ist. Sobald eine ursprünglich gemeinsame Phase durch eine druck- und temperaturbedingte Teilung in zwei getrennten Phasen vorliegt, kann nicht mehr auf die Zusammensetzung der Ausgangsphase geschlossen werden.

II.1.6.2. Veränderungen in der Lagerstätte

Weitere Veränderungen von Kohlenwasserstoffen treten bevorzugt in den Lagerstätten selbst auf. Diese Veränderungen werden unter dem Begriff der Degradation zusammengefaßt. Dabei können

thermisch beeinflußte und

nicht thermisch beeinflußte Prozesse

unterschieden werden. Thermisch beeinflußt ist „cracking"; nicht thermisch beeinflußt sind „water washing" und Biodegradation.

Folgen der BIODEGRADATION

- Gase (C_1 - C_6) ↘
- GOR (Gas / Öl Ratio) ↘
- Gasoline Range (C_6 - C_{15}) ↘
- Dichte ↗
- Viskosität ↗
- C_{15}+ Verbindungen
  - Alkane ↘
  - Aromaten ↘
  - NSO Verbindungen ↗
  - Asphaltene ↗
- S - Gehalt ↗
- N - Gehalt ↗
- V - und Ni - Gehalt ↗
- Stockpunkt ↘
- delta ^{13}C
  - Gesamtöl ↗
  - Alkane ↗
  - Aromaten ↘
  - Asphaltene ↘
- Änderung des Öltyps
  - paraffinisch → naphthenisch
  - Kondensat → Leichtöl

Abb. 18. Zusammenstellung der Veränderungen von Öl- und Gaseigenschaft im Zuge von Biodegradation

Durch Cracken werden bei erhöhten Temperaturen große Moleküle in kleinere zerbrochen. Dadurch werden schwere Öle in leichtere Öle umgewandelt. Dabei sinkt die Dichte ebenso wie die Viskosität des Öles.

Somit wird ein Öl bei Temperaturen über ca. 100° C (abhängig von der Zeitdauer der erhöhten Temperatur) nach und nach durch Cracken verändert. Öl in Lagerstätten mit sehr hoher Temperatur (ca. 120° C) kann nur als normales unverändertes Öl vorgefunden werden, wenn es erst seit kurzer Zeit dieser hohen Temperatur ausgesetzt ist und daher die Veränderungen durch Cracken noch nicht zum Tragen gekommen sind. Cracken führt mit zunehmender Zeit und/oder Temperatur zu immer leichterem Öl, dann zu Kondensat, Naßgas (Gas mit weniger als 95 % Methan) und letztlich zu trockenem Gas (fast ausschließlich Methan).

Water washing und Biodegradation führen zu starken Veränderungen von Lagerstätteninhalten und erfolgen meist gleichzeitig. Für beide Aktionen ist der Einfluß von Wasser notwendig, daher sind diese Degradationserscheinungen häufiger, je seichter die Lagerstätten angeordnet sind.

Water washing führt zu einem Entfernen der in Wasser löslichen Verbindungen des Öls. Generell gilt, daß die leichten Kohlenwasserstoffe leichter im Wasser gelöst und daher leichter aus dem Öl ausgewaschen werden. Speziell die Verbindungen Benzol und Toluol mit ihrer hohen Löslichkeit werden aus dem Öl abgereichert und dienen daher auch als Indikator für den Grad von water washing.

Den viel höheren Effekt bei der Veränderung von Ölen bewirkt Biodegradation (Abb. 18). Unter besonderen Voraussetzungen können bestimmte Bakterien Kohlenwasserstoffverbindungen des Öls zerstören. Wie bei water washing ist auch für die Biodegradation Wasserbewegung im geologischen Untergrund notwendig. Dabei ist auch die Verbindung zur Erdoberfläche wichtig, um im Wasser gelösten Sauerstoff und Mikroorganismen zum Öl/Wasser-Kontakt der Lagerstätte bringen zu können. Weiters kann Biode-

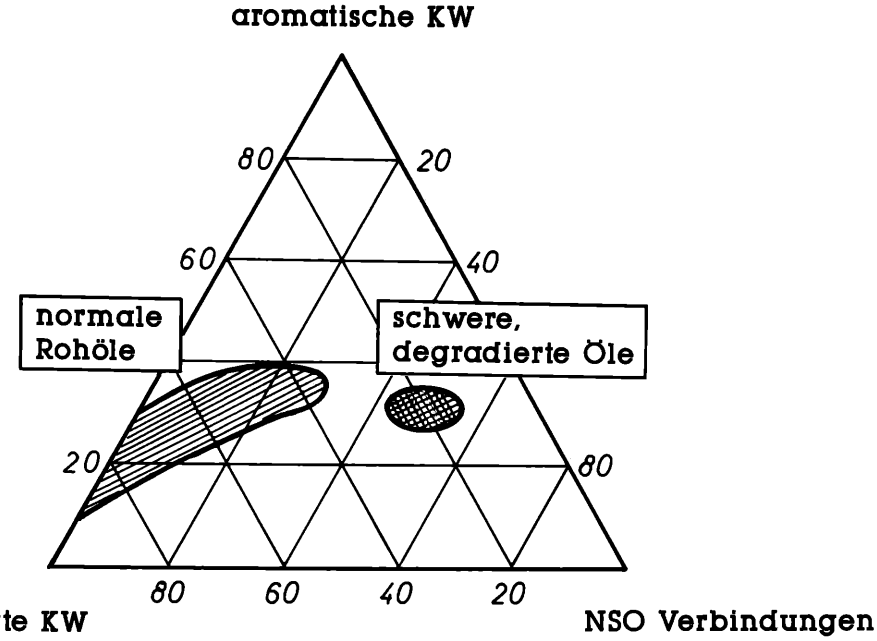


Abb. 19. Veränderung der Zusammensetzung eines Öles, wie sie durch Chromatographie erkannt werden kann. N = Stickstoff, S = Schwefel, O = Sauerstoff

gradation nur bei Temperaturen unter ca. 80° C stattfinden. Bei höheren Temperaturen wurde bislang keine Biodegradation beobachtet.

Biodegradation kann verschieden stark ausgeprägt sein. Je nach Intensität ändert sich die Zusammensetzung des resultierenden Öles sukzessive hin zu immer schwereren, schwefelreicheren Ölen (Abb. 19). Als erstes werden von den Bakterien die n-Alkane zerstört und danach immer komplexere Verbindungen. Da man die Freßgewohnheiten der Bakterien kennt, kann man aus der Zusammensetzung eines degradierten Öls auf den Grad der Degradation schließen.

Obwohl Biodegradation schon während der Migration einsetzen kann, wird der Haupteffekt erst in der Lagerstätte selbst erreicht, da dort die Verweilzeiten des Öls im Vergleich zur Migration entsprechend länger sind.

Biodegradation kann den Inhalt einer Lagerstätte so weit verändern, daß eine Produktion unwirtschaftlich oder aber auch unmöglich wird.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.1.6.:

CONNAN, J., LETRAN, Kh. & WEIDE, B. van der, 1975; CONNAN, J. 1984; FORCHE, R. & HOLLERBACH, A. 1989; PÄTZ, H. 1984; SAFRONOVA, T. P. 1981; SZOLNOKI, J. & FISCH, I. 1973.

II.1.7. Lagerstättenwässer

von Harald BUCHTA

Die Poren- und Klufträume der produktiven Speichergesteine von KW-Lagerstätten enthalten Erdöl, Erdgas und begleitendes Wasser. Normalerweise nimmt dabei das Wasser, welches die größte Dichte der drei Komponenten besitzt, die tieferen Teile innerhalb der Gesteinsschicht ein (Formations- oder Lagerstättenwasser). Über dem Wasser lagert, wie erwähnt im Poren- oder Kluftraum, das Erd-

öl und noch höher das Gas, sofern sich dieses im freien Zustand befindet.

Wie kamen nun diese drei Komponenten in die Speichergesteine? Flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe, gemeinsam mit aus Organismen stammenden Wässern, migrierten aus dem Muttergestein in die überlagernden Schichten. In Speichergesteinen mit guter Abdichtung gegen oben endete diese Migration, wobei das dort im Poren- oder Kluftraum schon vorhandene Wasser zum Großteil verdrängt wurde (siehe Kapitel II.1.1. bis II.1.6. sowie II.1.8.). Das Restwasser vermischte sich mit dem Migrationswasser. Diese Mischung kann dann im Verlauf der Ausförderung einer Lagerstätte als Formationswasser gemeinsam mit dem Öl und Gas über die Fördersonden, meist in Form einer Wasser-in-Öl-Emulsion oder als Wasser-Gasschaum, zutage gebracht werden.

Die Formationswässer von Erdöl- und Erdgaslagerstätten können einen sehr hohen Salzgehalt, im Extremfall bis zu 35‰ Masse, aufweisen. Ein Beispiel für die Wasserzusammensetzung eines sehr produktiven Ölträgers im Wiener Becken, dem 8. Tortonhorizont (Badener Serie) ist in Tabelle 6 gegeben. Zum Vergleich dazu ist die Zusammensetzung von Meerwasser (Durchschnitt), weiters des Mineralwassers von Bad Tatzmannsdorf im Burgenland und der Salzsole von Bad Reichenhall in Bayern angegeben. Wie zu ersehen ist, unterscheidet sich Erdölbegleitwasser und Meerwasser vor allem durch die verschiedenen Gehalte an Sulfaten (SO_4), Magnesium und Jod. Die meisten Mineralwässer haben eine wesentlich geringere, Salzsolen eine wesentlich höhere Gesamtmineralisation als Erdölbegleitwässer.

Die chemische Zusammensetzung der Formationswässer wird also im wesentlichen durch den Gehalt an Natriumchlorid (Kochsalz) bestimmt. Wichtige Kationen (Ionen mit positiver Ladung) sind Mg, Ca, K, Fe, und NH_4, wichtige Anionen (Ionen mit negativer Ladung) sind CO_3, HCO_3, SO_4, Br und J. Weiters finden sich – oftmals nur im Spurenbereich – Al, Ba, Be, Cd, Cu, Hg, P, Pb, Rb, Si, Sr, V und Zn. Miteingeschlossenes CO_2 und H_2S sind desgleichen in vielen Fällen anzutreffen. Organische Inhaltsstoffe, wie Naphthensäuren, Fettsäuren und Phenole lassen sich ebenfalls nachweisen.

Chemisch-analytisch werden die Komponenten der Lagerstättenwässer durch elektrochemische und spektroskopische Methoden erfaßt. Mit dem Atom-Absorptions-Spektrographen (Abb. 20) gelingt der Nachweis von Spurenelementen bis in den ppm-Bereich (= parts per million)

Tabelle 6: Chemische Zusammensetzung von Wässern, Angaben in mg pro Liter

Chemische Bestandteile	Formationswasser, 8.TH. Matzen	Meerwasser (Durchschnitt)	Mineralwasser Bad Tatzmannsdorf (Bgld.)	Salzsole Bad Reichenhall (Bayern)
Na	9 610	10 300	292	105 339
K	60	380	10	765
Mg	89	1 240	91	618
Ca	183	390	263	1 205
Sr	20	12	4	38
Fe	7	$\leq$ 0,02	7	1,2
Cl	14 810	18 500	227	163 300
Br	85	63	0,2	59
J	50	0,05	0,2	0,2
F	$<$ 0,1	1	0,3	0,3
SO_4	14	2 580	165	5 201
HCO_3	1 070	138	1 465	175
BO_3	118	24	7	20
Gesamtmineralisation	26 124	33 650	2 596	276 771

und auch darunter. Weitere Analysenhinweise sind im Kapitel VI.1.5. zu finden.

Die Formationswässer erfahren während der Diagenese, gemeint ist hier die Veränderung der Sedimente nach ihrer Ablagerung, eine Konzentrationserhöhung, verbunden mit einer Verringerung der Gehalte an Sulfat und Magnesium. Chlorid wird dabei aber angereichert. Die Begleitwässer des Erdöls, insbesondere junger Lagerstätten, sind reich an Jod und Brom. Dieser hohe Jod- und Bromgehalt entstammt vorwiegend marinen Pflanzen. Meerwasser ist dagegen arm an Jod, weil das vorwiegend vom Festland und aus dem Regenwasser ins Meer gelangende Element sofort vom Phyto- und Zooplankton aufgenommen und dort gespeichert wird. Die Anwesenheit dieser biogenen (= von Organismen stammenden) Elemente zeigt daher, daß die begleitenden Salzwässer der KW eben zum Teil aus fossilen Organismen hervorgegangen sind, die außerdem zu einem hohen Prozentsatz aus Wasser bestehen. Die Lagerstättenwässer bestehen also nicht nur aus miteingeschlossenem Meerwasser, sondern auch aus jenem Wasser, das die fossilen Organismen geliefert haben.

Eine besondere Anwendung als „chemisches Geothermometer" findet die Konzentrationsbestimmung von Silizium, Magnesium oder Lithium (in Mikrogramm pro Liter) in diesen Wässern. Es lassen

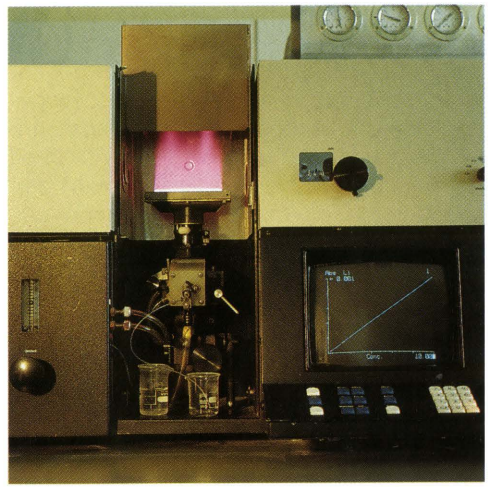


Abb. 20. Atomabsorptionsspektrometer zur Bestimmung von Spurenelementen

sich daraus im Bereich von 40° bis 350° die ursprünglichen Untergrund- und Lagerstättentemperaturen bestimmen, was zu wertvollen Hinweisen auf die Genese (Entstehung) und Korrelation (Verknüpfung) benachbarter Lagerstätteninhalte führt.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.1.7.:

COLLINS, A. G. 1980; DIETRICH, P. G. 1983; GRASSHOFF, K. 1983; HÄHNE, R. & RASCHER, J. 1978; KREJCI-GRAF, K. 1980; OSTROFF, A. G. 1979.

II.1.8. Hydrostatik und Hydrodynamik

von Gerhard SCHRÖCKENFUCHS

Hydrostatik (Wasser in Ruhe) und Hydrodynamik (Wasser in Bewegung) sind Begriffe aus der Physik, die auf Lagerstättenverhältnisse übertragen, den Hinweis geben, ob die Formationswässer in einer bestimmten geologischen Zone sich in Ruhe befinden oder in Bewegung sind. Die Untersuchung derartiger Verhältnisse erfolgt sowohl großräumig wie auch regional. Von der Lagerstättenbildung weiß man, daß die Kohlenwasserstoffe (KW) aus dem Gestein, in dem ihre Bildung erfolgte, ausgewandert sind (Migration) und sich in geologisch günstigen Zonen akkumuliert haben (siehe Kapitel II.1.3.2.). Die Migration der KW steht häufig mit den Fließerscheinungen der Formationswässer im Zusammenhang. Hydrodynamische Untersuchungen erfolgen daher mit dem Ziel, die für die Akkumulation von KW günstigen bzw. ungünstigen Zonen zu erkennen, um damit das Risiko für Aufschlußbohrungen zu verringern (siehe auch Kapitel II.2.8.).

Beim Migrationsmechanismus unter hydrostatischen Bedingungen wandert Öl aufgrund der geringeren Dichte gegenüber Wasser strukturaufwärts, bis es gegen eine abdichtende Schicht gelangt, unter der das Öl akkumuliert wird. Aufgrund der geringen Dichte von Gas wandert dieses durch die Wasser- und Ölzone und sammelt sich an der strukturhöchsten Stelle über der Ölzone an, soweit das Gas nicht im Öl gelöst bleibt. Die so migrierten KW separieren sich also aufgrund der Schwerkraft, die Grenzflächen zwischen Wasser, Öl und Gas bilden daher eine horizontale, potentiometrische Fläche (Abb. 21).

Bei der Migration unter hydrodynamischen Bedingungen wandern Wasser, Öl und Gas unter dem Einfluß der Schwerkraft und regionaler Druckunterschiede in Richtung des geringsten Potentiales, wo sie sich an Durchlässigkeitsbarrieren (Permeabilitätsfallen) sammeln. Diese energetischen Bedingungen, bei denen die Formationsflüssigkeiten von Bereichen höheren Druckes zu Bereichen geringeren Druckes strömen, werden durch Druckmessungen in verschiedenen Bohrungen festgestellt. Die unter diesen Verhältnissen gebildeten potentiometrischen Grenzflächen zwischen Wasser, Öl und Gas sind nun in Abhängigkeit von den Druckunterschieden mehr oder weniger geneigt (Abb. 22).

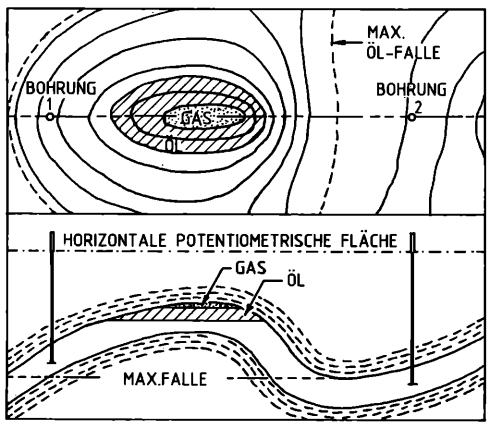


Abb. 21 (nach van POOLEN, H. K. and BATEMAN, S. J.) zeigt hydrostatische Bedingungen (keine Flüssigkeitsbewegung). Die Differenz der Drücke bzw. der Spiegelhöhen der beiden Bohrungen ist „null" und die potentiometrische Fläche ist horizontal.

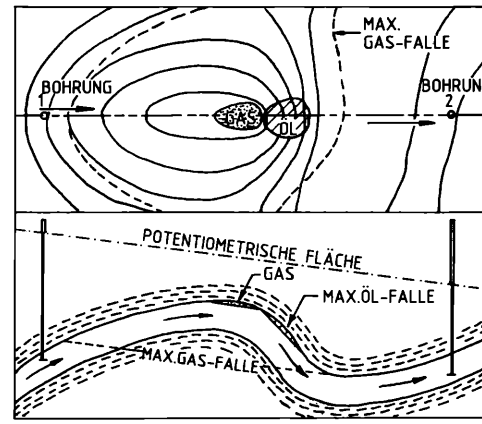


Abb. 22 (nach von POOLEN, H. K. and BATEMAN, S. J.) zeigt hydrodynamische Bedingungen. Die potentiometrische Fläche ist entsprechend den unterschiedlichen Spiegelhöhen der beiden Bohrungen geneigt. In Relation zur Druckdifferenz zwischen den beiden Sonden erfolgt eine Wasserbewegung, wodurch die Öl- und Gasphase aus der strukturhohen Zone in Fließrichtung strukturabwärts, unterschiedlich stark (abhängig von der Öl- bzw. Gas-Dichte) verdrängt wurde.

Aus den in den Abbildungen 21 und 22 gezeigten Beispielen ist zu erkennen, daß die Öl- und Gaszonen unterschiedliche Größen und Lagen aufweisen, je nachdem, ob hydrostatische oder hydrodynamische Bedingungen vorliegen. Derartige Untersuchungen wurden im zentralen Wiener Becken durchgeführt, um die Lagerstättenbildung im Raum Aderklaa, Schönkirchen-Tief und Prottes-Tief zu erklären (Abb. 23). Der Überlauf-Punkt („spill point") ist jener tiefste Punkt im Speichergestein einer geologischen Struktur, an dem eine weitere Füllung mit KW nicht mehr möglich ist, da diese KW dann, z. T. gemeinsam mit Formationswasser, weiterwandern würden, bis sie eine andere Fallenposition erreichen oder an die Erdoberfläche gelangen.

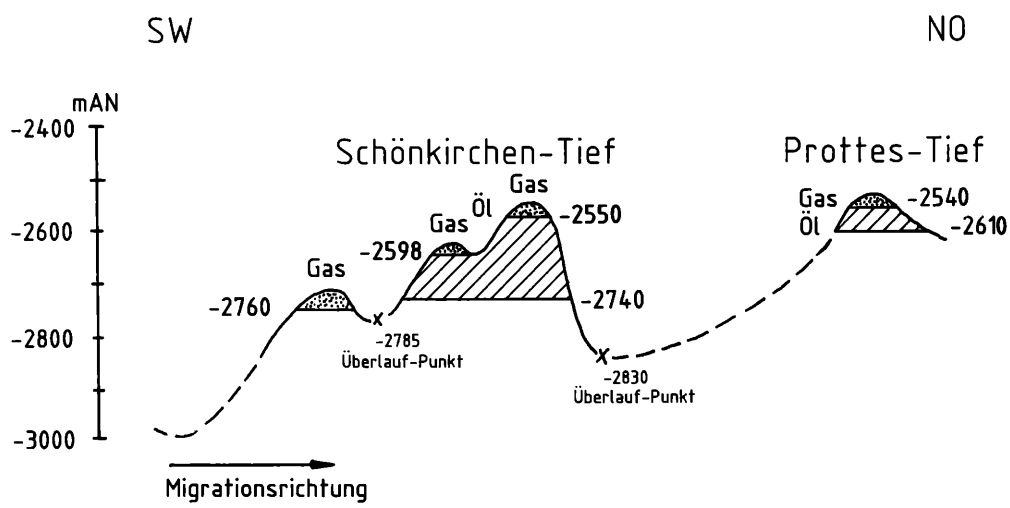


Abb. 23. Schematischer Schnitt der Lagerstätten im kalkalpinen Beckenuntergrund

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.1.8.:

BURSCHTAR, M. S. & NASAROW, D. A. 1976; CHAPMAN, R. E. 1976 und 1982; DAHLBERG, E. C. 1982; LANGGUTH, H.-R. & VOIGT, R. 1980; PÄTZ, H. & JORDAN, H. 1980; PÄTZ, H. 1981; POOLEN, H. K. v. & BATEMAN, S. J. 1958; SCHRÖCKENFUCHS, G. 1975.

II.1.9. Regionale Gesetzmäßigkeiten für KW-Vorkommen

von Friedrich BRIX

II.1.9.1. Einleitende Bemerkungen

Seit Mitte des 19. Jahrhunderts werden Erdöl- und Erdgaslagerstätten gesucht, gefunden und daraus gefördert. Die dabei weltweit gemachten Erfahrungen und gewonnenen Erkenntnisse machen es möglich, eine Reihe von Regeln aufzustellen und Vorstellungen zu entwickeln, die es gestatten, Gebiete mit höheren von Gebieten mit geringeren Fundchancen zu trennen. Im Kapitel II.1.9.4. soll außerdem versucht werden, in zusammenfassender Weise jene Überlegungen darzustellen, die zur Vorbereitung der Prospektionsarbeiten notwendig erscheinen.

KW-Lagerstätten kommen fast nur in Sedimentationsbecken vor. Eine Reihe solcher Becken befindet sich, verursacht durch tektonische Kräfte, nicht mehr am Ort ihrer Entstehung. Auf der Erde gibt es rund 600 Becken verschiedener Größe und Entstehung, wovon etwa 41 bereits untersucht (exploriert) wurden. Davon hat sich in rund 160 Becken eine wirtschaftliche Förderung ergeben. In größeren Bekken sind dabei in verschiedenen Tiefenlagen und verschiedenen Strukturteilen oft zahlreiche Lagerstätten gefunden worden. Abgesehen von der Fündigkeit sind etwa 270 große Becken bekannt, die zusammen eine Fläche von rund 62 Mio. km^2 einnehmen, das sind 12,2 % der Erdoberfläche von 510,1 Mio. km^2.

Das Gesamtvolumen aller Sedimente wird mit rund 920 Mio. km^3 angegeben (Tabelle 7), wovon 53 % am heutigen Festland, 20 % in den gegenwärtigen Schelfgebieten (einschließlich Kontinentalrand und Kontinentalfuß) und 27 % in den ozeanischen Tiefseebecken (einschließlich der Tiefseegräben) liegen. Wie aus der Tabelle 7 weiter hervorgeht, beträgt heute

Tabelle 7: Verteilung, Volumina und durchschnittliche Mächtigkeit der Sedimente auf der Erde. Mit Benützung der Arbeiten von H. BLATT 1970, H. BLATT & R. L. JONES 1975, H. FÜCHTBAUER & G. MÜLLER 1977, A. B. RONOV 1968, F. J. PETTIJOHN P. E. POTTER & R. SIEVER 1973, E. SEIBOLD & W. H. BERGER 1982, H. VOSSMERBÄUMER 1976 zusammengestellt und bearbeitet von F. BRIX, 1991

Faziesbereiche	Fläche in Mio. km^2	das sind %	Volumina in Mio. km^3	das sind %	Mittl. Mächtigkeit in km
Festland ohne Sedimente	52,2	10,2	–	–	–
Festland mit Sedimenten	96,9	19,0	488	53,2	ca. 5
Schelf, Kontinentalabhang und Kontinentalfuß	82,0	16,1	184	20,0	ca. 2,2
Ozean. Tiefseebecken und Tiefseegräben	279,0	54,7	248	27,0	ca. 0,9
Gesamterde	510,1	100	920	100	ca. 1,8

die mittlere Mächtigkeit der Sedimente am Festland rund 5 km, in den Schelfgebieten bis zum Kontinentalfuß rund 2,2 km und in den ozeanischen Tiefseebekken nur rund 0,9 km.

Schon im Kapitel II.1.1. wurde angeführt, daß es einen Zusammenhang zwischen KW-Ansammlung und Sedimentationsrate gibt. Daraus kann abgeleitet werden, daß die Wahrscheinlichkeit in einem bestimmten Sedimentationsraum KW-Lagerstätten zu finden um so größer ist, je mächtiger die Ablagerungen sind. Allerdings müssen bei diesen Überlegungen auch alle jene weiteren Faktoren berücksichtigt werden, die in den Kapiteln II.1.1. bis II.1.8. schon genannt wurden.

Zwischen 0,1 und 0,4 % des organischen Kohlenstoffs (C_{org}), der gegenwärtig von den pflanzlichen und tierischen Lebewesen vorwiegend im marinen Bereich gebildet wird, kann in bestimmten Sedimenten erhalten bleiben. Dieser Prozentsatz wird auch, etwa in dieser Größenordnung, für die geologische Vergangenheit anzunehmen sein. Nur in besonders begünstigten Gebieten, heute z. B. in der Bodenzone des Schwarzen Meeres, kann die Erhaltungsrate von C_{org} mit bis 4 % angenommen werden.

Je mächtiger ein Sedimentkörper ist, um so tiefer werden die basalen Teile abgesunken und damit in einen thermischen Bereich gelangt sein, der die Reifung (Maturation) von im Sediment enthaltenem Kerogen ermöglicht und beschleunigt.

Es wird nun versucht, einige wesentliche Gesetzmäßigkeiten für die Anhäufung und Erhaltung von organischer Substanz sowie für die Bildung von KW-Lagerstätten darzustellen.

II.1.9.2. Plattentektonik und KW-Bildung

Plattentektonik: Diese beruht auf einem globalen geologischen Konzept, das durch zahlreiche, sehr überzeugende geologische, geophysikalische, biogeographische und geomorphologische Beweisstücke belegt ist. Die Erdkruste besteht aus einer Anzahl größerer und kleinerer Platten unterschiedlicher Dicke, die im Laufe der Erdgeschichte sehr verschiedene Positionen eingenommen haben. Man unterscheidet schwerere, weniger dicke ozeanische Platten mit einer dünneren Sedimenthaut und leichtere, wesentlich dikkere kontinentale Platten mit einer oft sehr mächtigen Sedimentbedeckung.

Die Platten können voneinander wegwandern (pro Jahr zwischen 1 und 10 cm) wobei die Erdkruste aufreißt und glutflüssiges Magma aus dem Erdmantel hochdringt. Dabei werden die mittelozeanischen Rücken mit einem Zentralgraben (Rift) gebildet. Diese Rücken durchziehen als gewaltige untermeerische Gebirgszüge girlandenförmig die Ozeane und sind etwa 60.000 km lang.

Die Platten können aufeinander zudriften, wobei z. B. beim Zusammenstoß einer ozeanischen mit einer kontinentalen Platte die erstgenannte subduziert wird, das heißt sich tief unter die kontinentale Platte schiebt (Subduktion). Dabei kommt es zur Bildung großer und langer Gebirgsketten, wie der Rocky Mountains, der Anden, des Alpen-Karpatenbogens.

Dann können die Platten aneinander vorbeigleiten, es entstehen sogenannte Transversalstörungen, als Beispiel sei die San-Andreas-Verwerfung in Kalifornien genannt. Schließlich vollführen fast alle Platten bei diesen Vorgängen auch Kipp-, Hebungs-, Senkungs- und Drehbewegungen.

Als Nebeneffekt der Subduktion gibt es ebenfalls vulkanische Erscheinungen, hervorgerufen durch bis 700 km abgetauchte ozeanische Platten, deren Gesteine einschließlich der Sedimenthaut teilweise aufgeschmolzen werden und die Schmelze an verschiedenen Stellen wieder an die Erdoberfläche gelangt. Dabei wird die kontinentale Platte durchstoßen, es entstehen Vulkane, die im Laufe der Geschichte oft mehrmals aktiv werden. Ein Beispiel dafür ist der Ausbruch des Mount St. Helens im Westen der USA im Mai 1980, wobei etwa 8 Milliarden Tonnen vulkanisches Gestein ausgeworfen wurden.

Eine weitere Folge der Plattentektonik sind die zahlreichen Erdbebenherde, die mit den Plattengrenzen verknüpft sind. Der Antriebsmechanismus der Plattenbewegungen wird in gewaltigen Konvektionsströmungen glutflüssiger Gesteinsmassen im Erdmantel vermutet.

Bei der heute schon möglichen Rekonstruktion der Lage der einzelnen kontinentalen Großplatten in verschiedenen geologischen Zeitabschnitten zeigte es sich, daß in der Triaszeit (195 bis 230 Millionen Jahre vor der Gegenwart) diese Platten zu einem einheitlichen Kontinent, genannt Pangäa, zusammengedriftet waren. Erst in der daran anschließenden Jurazeit (Lias = unterer Jura) begann wieder ein Auseinanderdriften, das schließlich zur heutigen Verteilung von Land und Meer führte.

Da sowohl die Plattentektonik wie die Verteilung von KW-Lagerstätten globale Erscheinungen sind, wird nun untersucht, welche Beeinflussungen bei der Entstehung von KW und deren Lagerstätten zu beobachten sind.

Bildung organischer Substanz: Sowohl am Festland wie in den Ozeanen wird organische Substanz gebildet. Für die Entstehung von Kohlenwasserstoffen ist aber nur jene Biomasse von Bedeutung, die vom Festland in die Meere transportiert wird, bzw. in den Meeren selbst entsteht. Die Menge der in den Meeren gebildeten organischen Substanz ist dabei weit überwiegend. Die ozeanologische Forschung ergab, daß in den verschiedenen Bereichen der Ozeane sehr unterschiedliche Mengen an Biomasse produziert werden. Fast überall aber war die Zusammensetzung so, daß das Phytoplankton (pflanzliches Plankton, z. B. Algen), das Phytobenthos (am Meeresboden lebende Pflanzen) sowie Bakterien im Meerwasser und im obersten Meeresboden meist mehr als 75 % der gesamten Biomasse ausmachten.

Die Erdoberfläche ist in einen Festlandanteil mit 149,1 Mio. km^2 (29,2 %) und in einen Ozeanteil mit 361 Mio. km^2 (70,8 %) zu teilen, das ergibt 510,1 Mio. km^2 für die gesamte Erdoberfläche. Die Meeresoberfläche ist in die Schelfbereiche mit 29 Mio. km^2 (weitere Unterteilungen siehe Tabelle 8), die Kontinentalabhänge (einschließlich Kontinentalfuß) mit 53 Mio. km^2 und den Tiefseebereich (einschließlich der Tiefseegräben) mit 279 Mio. km^2 zu gliedern, was wieder die Summe von 361 Mio. km^2 ergibt.

In Tabelle 8 wird die weltweite Produktion an Phytoplankton und Phytobenthos, aufgeteilt auf die verschiedenen Lebensbereiche im Meer, dargestellt. Die weitaus ergiebigste Produktion ist im Gebiet von Flußmündungen sowie in Riff- und Algenmattenzonen ausgewiesen. Von Wichtigkeit sind aber die Gebiete mit aus der Tiefe aufquellenden, kalten, nährstoffreichen Wässern (mit Phosphat- und Nitratanreicherungen), die heute an den Westküsten Afrikas sowie Nord- und Südamerikas auftreten. Insgesamt werden gegenwärtig pro Jahr im gesamten Ozeanbereich fast 25 Mrd. Tonnen C_{org} nur aus

Tabelle 8: Weltweite Primärproduktion an Phytoplankton und Phytobenthos

Ökosystem	Fläche in Mio. km^2	%	C_{org} in Mrd. t/Jahr	%	Gramm C_{org} m^2/Jahr	% t C_{org} / % Fläche
Algenmatten und Riffe	0,6	0,16	0,7	2,82	1166,7	17,63
Flußmündungen	1,4	0,39	1,0	4,03	714,3	10,33
Aufquellende Wasserzonen	0,4	0,11	0,1	0,40	250,0	3,37
Restl. Schelfgebiete	26,6	7,37	4,3	17,35	161,7	2,35
Gesamtschelf	29,0	8,03	6,1	24,60	210,3	3,06
Offener Ozean inkl. Kontinentalabhang u. Kontinentalfuß	332,0	91,97	18,7	75,40	56,3	0,82
Gesamtozean	361,0	100	24,8	100	68,7	–

Nach Ph. ALLEN & J. R. ALLEN, 1990, Seite 318.

Pflanzensubstanzen produziert, davon sollten zwischen 25 Mio. Tonnen (= 0,1 %) und 100 Mio. Tonnen (= 0,4 %) für eine spätere KW-Bildung erhalten bleiben. Noch nicht gerechnet sind dabei die Biomassen, die aus dem Zooplankton (tierisches Plankton) und dem Zoobenthos stammen. Eine spätere KW-Bildung ist aber nur möglich, wenn entsprechende Mengen an Biomasse in einem reduzierenden Milieu (d. h. frei an Sauerstoff) zur Ablagerung kommen (siehe auch Kapitel II.1.1.2.), wo dann das Stadium der Diagenese des organischen Materials beginnen kann (Kapitel II.1.1.4.).

In der geologischen Vergangenheit wurden etwa 90 % aller heute bekannten KW-Lagerstätten ab der Jurazeit, mit einem Schwerpunkt in der Kreide- und Tertiärzeit, gebildet. Dies läßt den Schluß zu, daß dazu globale Ereignisse die Veranlassung waren. Mit dem schon erwähnten Auseinanderdriften von Pangäa in der unteren Jurazeit wurde eine neue paläogeographische Entwicklung eingeleitet. Damit erfolgte aber eine wesentliche Verlängerung der Küstenlinien, wie folgendes Beispiel zeigt: bei der Annahme einer Fläche Pangäas von 150 Mio. km^2 ergibt das eine Küstenlänge (als Kreis gerechnet) von 43 412 km. Zerfällt Pangäa nun in 5 gleichgroße, kreisförmige Platten, so haben diese zusammen eine Küstenlänge von 97 073 km, d. h. das 2,24fache. Damit ist aber ein wesentlich größerer Bereich mit hoher Produktion an Biomasse gegeben, als beim Großkontinent. Dazu kommt, daß die zwischen den auseinanderdriftenden Platten liegenden Meeresbereiche zunächst vorwiegend Seichtwasserzonen waren, die ebenfalls beträchtlich zur Produktion an organischer Substanz beigetragen haben.

Sedimentations- und Maturitätsvorgänge: Plattentektonische Bewegungen haben in vielen Bereichen bestimmenden Einfluß auf die Menge und Position neu entstehender Sedimente. Zum einen sind es Hebungen, Senkungen und Kippungen von Platten sowie die Bildung von Gebirgsketten, vor allem bei Plattenkollisionen. Dies bewirkt einerseits eine erhöhte Reliefenergie und damit eine starke Steigerung von Erosion und Abtragung sowie andererseits die Ablagerung großer Sedimentmassen in den Tiefländern und an den Meeresküsten. Zum anderen ist die gesteigerte Seismizität (Erdbebenhäufigkeit), die mit den Plattenbewegungen einhergeht, von Bedeutung. Durch Zunahme der Böschungswinkel von Schelfgebieten und Kontinentalabhängen bei Schiefstellung von Platten werden in Form von Trübungsströmungen („turbidity currents") große, labil gelagerte Sedimentmassen in tiefere Meeresbereiche abfließen, besonders wenn die genannte Seismizität für den Bewegungsanstoß sorgt. Die Basalteile der so gebildeten Turbidite sind meist grobkörnig, was neue Speichergesteine schafft.

Vulkanische Erscheinungen, die, wie schon geschildert, mit Plattenbewegungen häufig einhergehen, verursachen eine

zusätzliche Aufheizung benachbarter Sedimentserien und damit eine beschleunigte Maturation der organischen Substanz dieser Sedimente.

Die absinkende ozeanische Platte ist bei einer Kollision mit einer kontinentalen Platte der Auffangbereich für die bei der begleitenden Gebirgsbildung anfallenden Sedimente (höhere Reliefenergie). Andererseits können sich in Zeiträumen relativer tektonischer Ruhe (z. B. während Teilen der Jurazeit), im Flachmeerbereich karbonatische Plattformsedimente bilden. Gegen das offene, tiefere Meer zu liegt dann der Bereich, wo sich im reduzierenden Milieu die organische Substanz anreichern kann (Beckenfazies). Besonders günstig ist es, wenn diese Meeresteile langsam absinken und damit Raum für die Anhäufung größerer Mengen sowohl der anorganischen Sedimente wie der organischen Substanz bieten.

Solche Vorgänge haben sich z. B. in Mitteleuropa in der Jura- und Kreidezeit abgespielt und zwar im Bereich des unter der Molassezone liegenden Autochthonen Mesozoikums. Diese Zone erstreckt sich von Südmähren über das nördliche Alpenvorland bis nach Bayern (siehe auch Kapitel III.4.3.1.). Auf der Böhmischen Masse als kristalliner Untergrund wurden in dieser Zeit über 2 km mächtige Sedimente abgelagert. Dabei hat sich die über 1 km dicke Mergelsteinserie des Malm (Bekkenfazies des oberen Jura) als ausgezeichnetes Muttergestein erwiesen (siehe auch Kapitel III.3.3.4.). Diese Serie liegt heute subduziert unter dem Wiener Bekken, der Flysch- und Molassezone. In der Bohrung Zistersdorf ÜT 2A wurden diese Sedimente ab einer Tiefe von –7485 m angetroffen. Damit waren die entsprechenden Voraussetzungen für die Reifung der organischen Substanz dieser Serie gegeben. Durch die zunehmende Erwärmung bei der Absenkung haben die Gesteine sowohl die Katagenese- wie die Metagenesestufe mitgemacht (siehe Kapitel II.1.1.4.). Die Mergelsteinserie gilt heute als das Muttergestein aller KW-Lagerstätten des Wiener Beckens wobei plattentektonische Vorgänge die Voraussetzung dafür geschaffen haben.

Ein weiteres Beispiel für das Abtauchen der Sedimente des Autochthonen Mesozoikums ist die der Mergelsteinserie auflagernde Obere Karbonatserie (Obertithon = oberster Malm). Diese Plattformgesteine wurden im Flachmeerbereich abgelagert. Heute finden sie sich in der Bohrung Falkenstein 1 in einer Tiefe von –2003 m bis –2247 m. In der weiter östlich liegenden Bohrung Zistersdorf ÜT 2A sind diese Gesteine erst bei einer Tiefe von –7340 bis –7485 m angetroffen worden.

Im Zusammenhang von tektonischen Einengungen durch Subduktionsvorgänge, die mit Seitenverschiebungen (Transversalstörungen) gekoppelt sind, entstehen sogenannte „Pull-apart-Becken" (soviel wie „Auseinanderziehbecken" = Zerrungsbecken). Dies ist beim Wiener Bekken der Fall (siehe Kapitel III.3.1.). Das Resultat dieser in verschiedenen Richtungen wirkenden Kräfte ist die rhombische Form des Beckens, mehrere Hoch- und Tiefzonen im Becken selbst und eine spezifische linkslaterale Versetzungstendenz der Bruchzonen. Die tiefsten Beckenteile sind bis 6 km abgesunken.

Um eine Vorstellung zu bekommen, wieviel Gesteinsmaterial von den Festländern in die Meere gelangt, sollen nun einige Angaben aus der Gegenwart gemacht werden. Durch die Flüsse gelangen pro Jahr etwa 12–14 km^3 an Feststoffen einschließlich der suspendierten und gelösten Substanzen in die Ozeane. Dazu kommen noch Wüstenstaub, vulkanische Aschen, kosmischer Staub und jene Sedimentmengen, die durch Gletschertransport und Brandungstätigkeit ins Meer bewegt werden. Dies sind umgerechnet zwischen 22 und 24 Mrd. Tonnen pro Jahr, je nach dem Raumgewicht des Materials. Rechnerisch aufgeteilt auf 82 Mio. km^2 Schelfgebiet und Kontinentalabhang ergibt das eine jährliche durchschnittliche Sedimentanhäufung von 0,15–0,17 mm.

Für das Wiener Becken, einem Senkungsbecken inmitten des Alpen-Karpatenbogens, mit einer Fläche von 7120 km^2 und einer Kubatur von 11 390 km^3, ist die durchschnittliche Sedimentationsrate ab dem Unteren Badenien (d. h. vor 16,5 Mio. Jahren) mit rund 0,1 mm pro Jahr zu er-

mitteln. Bezieht man jedoch die tiefsten Teile des Nördlichen Wiener Beckens im engeren Sinne ein, so ergibt sich, wieder ab dem Unteren Badenien gerechnet, für die rund 5 km Sediment eine Absenkungsrate von 0,3 mm pro Jahr. Diese Rate bleibt gleich, wenn man auch die nicht mehr zur eigentlichen Beckenfüllung des Nördlichen Wiener Beckens gehörenden Untermiozänschichten (Karpatien bis Eggenburgien) berücksichtigt: 6 km Tiefe an der Basis, Alter Höheres Eggenburgien mit 20 Mio. Jahren = 0,3 mm pro Jahr.

Migrationswege: Das Vorhandensein von reifen Muttergesteinen ist eine Voraussetzung für die Bildung von KW. Damit sich auch eine Lagerstätte bilden kann, sind Migrationswege für den Aufstieg dieser KW notwendig (siehe Kapitel II.1.3.). Echte Öl- und Gasanzeichen an der Erdoberfläche sind ein untrügliches Zeichen für die Existenz solcher Aufstiegswege, wenn auch leider nicht immer für wirtschaftlich fündige Lagerstätten (siehe die Kapitel II.2.1. und IV.2.). Thermalquellen, die aufgrund der Wassertemperatur und der Art der Mineralisation aus größerer Tiefe stammen, weisen wohl prinzipiell auf vorhandene Aufstiegswege hin, nicht jedoch auf das Vorhandensein von KW-Lagerstätten in diesem Bereich. Anders ist die Situation, wenn Erdölbegleitwässer (Kapitel II.1.7.) zutage treten. Hier liegen sowohl Indizien für Aufstiegswege als auch für mögliche KW-Vorkommen in der weiteren Umgebung vor.

Die bei plattentektonischen Vorgängen auftretenden Zerrüttungszonen, wie z. B. Überschiebungsbahnen, Verwerfungszonen, tektonische Gräben, zerscherte Falten, sind zumeist auch gute Migrationswege. Dies gilt aber ebenso für spröde, klüftige Karbonatgesteine (Kalke, Dolomite) und klastische, poröse Gesteinslagen (Sandsteine, Konglomerate, Brekzien).

Speichergesteine und Fallenbildung: Die schon geschilderten Sedimentationsvorgänge haben dadurch, daß sie häufig klastische Gesteine zur Ablagerung brachten, viele Möglichkeiten dafür geschaffen, daß sich KW an geeigneten Stellen sammeln konnten. Im Vorfeld aufsteigender Gebirge waren diese Bedingungen besonders gut entwickelt, wie z. B. in der Poebene, der ungarischen Tiefebene, der Molassezone und im Wiener Becken. Das Charakteristikum von Speichergesteinen besteht darin, daß sie genügende Porosität und Permeabilität besitzen müssen (siehe Kapitel II.1.4. und II.3.5.), um Kohlenwasserstoffe aufnehmen zu können. Diese Eigenschaften können die schon erwähnten klastischen Gesteine und Karbonatgesteine besitzen. Andere Gesteinsarten kommen viel seltener in Frage, z. B. dann, wenn sie tiefgründig verwittert sind.

Die klastischen Gesteine können in Flußbetten, an Flußmündungen (Deltas), an Meeresküsten (Schelfbereich), an den Kontinentalhängen sowie als Turbidite im Tiefwasserbereich abgelagert worden sein. Die Karbonatgesteine sind oft Plattformsedimente im Riff- und Lagunenbereich, deren Speicherfähigkeit sowohl primär gegeben sein kann (z. B. in Riffkörpern und Riffschutthalden) oder sich erst sekundär durch Lösungserscheinungen oder tektonische Zerrüttung ausbilden kann. Bei allen oben genannten geologischen Vorgängen spielt die jeweilige plattentektonische Situation eine Rolle. Eine weitere Sedimentationsvariante tritt dann ein, wenn grobkörnige Flußsedimente oder aufgearbeiteter Brandungsschutt durch küstenparallele Strömungen oft hunderte von Kilometern weit verfrachtet werden und so Ablagerungen entstehen, die später als Speichergesteine dienen können (Adria, Golf von Mexiko, Schwarzes Meer). Sanddünen im Küstenbereich und aus Wüstengebieten sowie große Sandbänke im Lagunen- und Seichtwasserbereich können nach späterer Absenkung ebenfalls als gute Speichergesteine betrachtet werden. Die genannten Beispiele sind alle in entsprechenden älteren Sedimentfolgen auch tatsächlich nachgewiesen worden.

Zur Ansammlung von KW in Speichergesteinen ist aber auch eine Fallenposition mit einer abdichtenden Schicht gegen oben notwendig (siehe Kapitel II.1.5.). Die durch die Plattentektonik verursachten Bewegungsvorgänge werden strukturelle Fallen, wie Antiklinalen (Aufwölbungen) und Verwerfungszonen

(Bruchzonen) sowie Diskordanzen (ungleichförmige Schichtauflagerungen) schaffen. Schuttfächer (Deltas), die ins Meer hinaus sedimentiert werden, haben eine endliche Ausdehnung. Es kommt meerwärts und seitlich zu Faziesänderungen, d. h. die Speicherfähigkeit nimmt durch Vermergelung und Auskeilen der sandigen Sedimente ab. Damit ist die Möglichkeit für eine spätere stratigraphische Falle gegeben.

Die tektonischen Bewegungen verursachen eine gesteigerte Abtragung im gebirgigen Hinterland mit starker klastischer Sedimentation, es gibt aber immer wieder Zeitabschnitte in der geologischen Vergangenheit, in denen geringe oder gar keine tektonischen Aktivitäten herrschten. Es bilden sich dann über den vorher abgelagerten grobkörnigen Sedimenten sehr feinkörnige Ablagerungen (z. B. Tonsteine, Tonmergel, Kalkmergel), die als abdichtende Lagen für die darunter liegenden Speichergesteine dienen können. Dieselbe Rolle können auch Salzgesteine (Evaporite) oder andere undurchlässige Gesteine (dichte Vulkanite, Kalke, Quarzite) übernehmen.

Aus obigen Ausführungen ist zu erkennen, daß die Herkunft und Bildung von Speichergesteinen für die Ansammlung von Kohlenwasserstoffen von sekundärer Bedeutung ist, da diese KW nicht in Speichergesteinen sondern fast immer in marinen Muttergesteinen entstehen. Bei tiefer abgesunkenen Beckensedimenten, deren Basis dann weit unter dem jeweiligen Meeresspiegel zu liegen kommt, ist daher anzunehmen, daß immer ein gewisser Anteil mariner Herkunft ist. Auch dadurch zeigt sich die Richtigkeit der Behauptung, daß die Wahrscheinlichkeit des Auftretens von KW-Lagerstätten um so größer ist, je mächtiger die Beckensedimente sind.

II.1.9.3. Verteilung der Weltreserven an Kohlenwasserstoffen

Wie in den Kapiteln II.1.9.1. und II.1.9.2. mehrfach dargelegt, sind die Bedingungen für die Entstehung von KW und von KW-Lagerstätten auf unserer Erde keineswegs überall im gleichen Maße gegeben. So ist es nicht verwunderlich, daß es eine sehr unterschiedliche Verteilung der bisher aufgefundenen Lagerstätten gibt. Es kommen 66,3 % der sicheren Erdölvorräte im Umfeld des Persischen Golfes (Naher Osten) vor, 15,8 % in Nord- und Südamerika, 8,5 % im ehemaligen Ostblock und China. Der Rest von 9,4 % verteilt sich dann auf Westeuropa (einschließlich der Nordsee), Afrika, Indien, Indonesien, Australien usw. (siehe Tabelle 9).

Von großer Bedeutung für die Weltversorgung mit KW sind die Riesenlagerstätten (giant fields), die ein Minimum an sicheren Reserven von 70 Mio. Tonnen aufweisen müssen, um als solche zu gelten. In Österreich gehört das Feld Matzen im Wiener Becken zu dieser Kategorie. Von solchen Riesenlagerstätten gibt es nicht

Tabelle 9: Verteilung der Weltreserven an Erdöl und Erdgas zum 1. 1. 1984 und zum 1. 1. 1991.

	Welterdölreserven in Mio. Tonnen				Welterdgasreserven in Mrd. m^3			
Bereiche	1. 1. 1984	%	1. 1. 1991	%	1. 1. 1984	%	1. 1. 1991	%
Naher Osten	50 260	55,3	90 074	66,3	21 960	24,3	37 499	31,5
Amerika	15 870	17,4	21 023	15,5	13 440	14,8	14 331	12,0
ehem. Ostblock u. China	11 510	12,7	11 296	8,3	40 970	45,3	46 845	39,3
Afrika	7 600	8,4	7 971	6,0	5 250	5,8	8 074	6,8
Westeuropa	3 076	3,3	1 859	1,4	4 460	4,9	4 963	4,1
Fernost, Australien	2 570	2,9	3 500	2,5	4 440	4,9	7 455	6,3
Summen	90 886	100	135 723	100	90 520	100	119 167	100

Quellen: Erdöl-Erdgas-Zeitschrift, 100. Jg. Heft 3, S. 90–91, 1984; Erdöl-Erdgas-Kohle, 107. Jg., Heft 2, S. 59 und Heft 3, S. 98, 1991.

sehr viele, wohl aber Tausende kleinere Lagerstätten.

Von den ungefähr 10 500 Öllagerstätten der USA führen 2 %, das sind etwa 210, rund 50 % der sicheren Vorräte. Im nahen und mittleren Osten enthalten die 10 größten Lagerstätten 44 % der sicheren Vorräte. In der ehemaligen Sowjetunion ruhen in 1,5 % der Lagerstätten rund 50 % der Ölvorräte. Ähnlich ist es beim Erdgas. Die 10 größten Gaslagerstätten enthalten 30 % der sicheren Weltvorräte.

Bedeutsam ist, daß diese Riesenlagerstätten häufig in flachen Aufwölbungen oder stratigraphischen Fallen von großen Tafelgebieten auftreten: Arabische, Russische, West- und Ostsibirische, Nordamerikanische und Brasilianische Tafel. Die z. T. überaus mächtigen Beckensedimente stammen von den diese Tafelgebiete umgebenden oder begrenzenden Gebirgsketten, die in verschiedenen geologischen Zeitabschnitten gebildet wurden (Kaledonische und Variszische Gebirgsbildungsphase im Paläozoikum, alpidische Phase hauptsächlich in der Kreide- und Tertiärzeit). 88 % der Welterdölvorräte sind hier zu finden.

Die Speichergesteine dieser Riesenlagerstätten wurden zu 80 % in der Zeitspanne Jura bis Tertiär gebildet (siehe auch Kapitel II.1.9.2.). 77 % der Vorräte dieser Riesenlagerstätten befinden sich in Speichergesteinen, die in Schelfmeeren oder sonstigen Flachwasserbereichen entstanden sind, ein Beweis für den Zusammenhang des Absinkens küstennaher Sedimentationsräume, der Produktion von Biomasse und der Ansammlung von KW.

In Tabelle 9 werden die aktuellen Weltreserven an Erdöl und Erdgas zum 1. Januar 1984 und zum 1. Januar 1991 einander gegenübergestellt. Bei den Erdölreserven trat in diesen 7 Jahren eine Steigerung um 49,3 % ein, bei den Erdgasreserven im gleichen Zeitraum eine solche von 31,6 %. Dabei muß beachtet werden, daß von 1984 bis einschließlich 1991 insgesamt rund 17 513,5 Millionen Tonnen (= 17,5 Milliarden t) Erdöl gefördert wurden, eine Menge, die natürlich in den Reserven per 1. 1. 1991 nicht mehr enthalten sein kann. Im Jahre 1991 sind übrigens die Welterdölreserven neuerlich angestiegen.

II.1.9.4. Schlußfolgerungen für die Prospektionsplanung

Die Erfahrung zeigt, daß sowohl bei der Auswahl zukünftiger Prospektionsgebiete, wie bei der konkreten Prospektionsplanung für ein bestimmtes Gebiet, alle im Abschnitt II.1. geschilderten Vorgänge und Fakten von den Bildungsbedingungen von KW bis zur Ansammlung in nutzbaren Lagerstätten, beachtet werden sollten. Alle Informationen, die dazu dienen, das Wissen um diese Vorgänge zu erweitern, sollten herangezogen werden. Die eigentlichen Prospektionsarbeiten, wie sie anschließend im Abschnitt II.2. geschildert werden, gestalten sich von Schritt zu Schritt immer kostspieliger. Es liegt daher im wirtschaftlichen Interesse, alle jene Maßnahmen zu treffen, welche die teureren Arbeitsgänge, wie die seismische Prospektion und Tiefbohrungen, möglichst erfolgreich zu machen. Dazu gehören zum Beispiel: Sammeln aller Informationen über Öl- und Gasanzeichen an der Erdoberfläche, die kritische Bearbeitung von bereits vorhandenen geologischen, geochemischen und geophysikalischen Karten, Berichten und Publikationen, Studium der Unterlagen älterer Bohrungen im Prospektionsgebiet selbst oder in geologisch vergleichbaren Nachbargebieten, Heranziehung und Auswertung aller zugänglichen Luft- und Satellitenbilder.

Falls die bisher vorliegenden Unterlagen es gestatten, sollte daran gedacht werden, für jedes zu untersuchende Becken ein Modell der geologischen Beckengeschichte zu entwerfen (basin modelling; siehe auch Kapitel II.2.6.3.), das dann Zug um Zug mit dem Fortschreiten der Prospektion den jeweiligen neuen Erkenntnissen anzupassen sein wird. Diese Methode ist zusammen mit allen anderen Informationen sehr hilfreich, die Vorstellungen von der Zusammensetzung, dem Bau und der Absenkungsgeschichte des Prospektionsgebietes zu vervollkommnen. Damit wird es aber auch möglich, die geologischen, geophysikalischen und geochemischen

Geländearbeiten zu optimieren und damit Planungsfehler zu vermeiden sowie Kosten zu sparen.

Die teuerste Investition bei der KW-Prospektion stellt das Abteufen von Tiefbohrungen dar. Wie in den Abschnitten II.2.7. und II.2.8. aufgezeigt wird, sind bei allen in Österreich tätigen Ölgesellschaften entsprechende Vorschriften zu beachten, die das Risiko einer Fehlbohrung minimieren sollen. Heute können nur jene Bohrprojekte zur Ausführung gelangen, die mehrfache Prüfverfahren durchlaufen haben und zwar im Hinblick darauf, ob wirklich alle juristischen, wissenschaftlichen, technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen und Bedingungen erfüllt sind.

Abschließend sollen jene wichtigen Fragen aufgelistet werden, die für den geologisch-lagerstättenkundlichen Bereich gestellt werden müssen, damit eine möglichst effiziente Prospektion für ein bestimmtes Aufsuchungsgebiet erfolgen kann. Die Reihenfolge der Beantwortung der Fragen hängt natürlich vom jeweiligen Wissensstand ab. Die Liste ist daher so zu verstehen, daß durch die Möglichkeit, Fragen beantworten oder nicht beantworten zu können, aufgezeigt wird, welche Prospektionsarbeiten sich noch als nötig erweisen:

- Handelt es sich um ein Gebiet mit Sedimenten voraussichtlich genügender Mächtigkeit?
- Gibt es geologisch und lagerstättenkundlich vergleichbare Prospektionsgebiete mit einem weiter fortgeschrittenen Informationsstand in nicht zu großer Entfernung?
- Sind Hinweise auf Muttergesteine in der Schichtfolge des Beckens vorhanden?
- Gibt es Muttergesteine im Untergrund des Beckens?
- Läßt die Absenkungsgeschichte des Prospektionsgebietes eine entsprechende thermische Reifung der Muttergesteine erwarten?
- Sind Öl- und/oder Gasanzeichen an der Erdoberfläche vorhanden?
- Gibt es noch andere Hinweise auf Migrationswege?
- Kann man an der Erdoberfläche im Aufsuchungsgebiet tektonische, stratigraphische oder fazielle Strukturanzeichen beobachten?
- Sind in der zu erwartenden Schichtfolge möglicherweise Speichergesteine vorhanden?
- Mit welchen abdichtenden Lagen über den Speichergesteinen ist zu rechnen?
- Sind Anhaltspunkte dafür vorhanden, ob in den Speichergesteinen die Porositäts- und Permeabilitätswerte für die Ansammlung und Förderung von KW hinreichen?
- Welche Strukturelemente im Bereich der Speichergesteine sind zu erwarten? Sind es eher tektonische, stratigraphisch-fazielle oder kombinierte Fallen?
- Können Angaben über die zu erwartenden Volumina der Speichergesteine, also Mächtigkeit und Flächenausdehnung, gemacht werden?
- Sind im Aufsuchungsgebiet vulkanische Erscheinungen bekannt oder in der Tiefe zu erwarten und wie könnten dadurch vorhandene Muttergesteine oder KW-Lagerstätten beeinflußt worden sein?
- Welche Informationen gibt es für die geohydrologischen Verhältnisse im zu untersuchenden Bereich?

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.1.9.:

ALLEN, Ph. A. & ALLEN, J. R. 1990; BLATT, H. 1970; BLATT, H. & JONES, R. L. 1975; BRIX, F. 1981; DICKINSON, W. R. & YARBOROUGH, H. 1977; EMERY, K. O. 1980; FRIEDMAN, G. M. & SANDERS, J. E. 1978; FÜCHTBAUER, H. & MÜLLER, G. 1977; HUFF, K. F. 1978; HUNT, J. M. 1979; JANOSCHEK, R. 1955; JUDSON, S. 1968; KEAREY, Ph. & VINE, F. J. 1990; KLEMME, H. D. 1980; KOCH, E. 1987; KÖLBEL, B. 1984; KREY, J. 1970; KUENEN, Ph. H. 1950; KUKAL, Zd. 1970; LADWEIN, H. W. 1988; LADWEIN, H. W., SEIFERT, P. & SCHMIDT, F. 1989; MEINHOLD, R. 1964; MEINHOLD, R. 38; PÄTZ, H. 1978; NIENHUIS, P. H. 1981; NORTH, F. K. 1985; PETTIJOHN, F. J., POTTER, P. E. & SIEVER, R. 1973; ROMANKEVICH, E. A. 1984; RONOV, A. B. 1968; ROYDEN, L. H. 1985; SCHARNOW, U., BIRR, H. D., HUPFER, P., GELLERT, J. F. & SAGER, G. 1978; SCHMIDT, W. J. 1989; SEIBOLD, E. 1964; SEIBOLD, E. &

BERGER, W. H. 1982; SMITH, A. G., HURLEY, A. M. & BRIDEN, J. C. 1982; STEIN, R., RULLKÖTTER, J. & WELTE, D. H. 1986; SZALAY, A. & HORVATH, F. 1989; THOMPSON, T. L. 1976; TIRATSOO, E. N. 1976; TISSOT, B. P. & WELTE, D. H. 1984; TOLLMANN, A. 1957 und 1978; VOSSMERBÄUMER, H. 1976; WEGGEN, K., DOHR, G. & WELTE, D. 1980; WESSELY, G. 1990; WIESENEDER, H. 1980; WOODWELL, G. M., WHITTAKER, R. H., REINERS, W. A., LIKENS, G. E., DELWICHE, C. C. & BOTKIN, D. B. 1978.

II.2. Die Prospektion von Erdöl und Erdgas

II.2.1. Gas-, Öl- und Salzwasseranzeichen an der Erdoberfläche

von Friedrich BRIX

II.2.1.1. Grundlagen

Die in den vorhergehenden Kapiteln beschriebenen Vorgänge der Entstehung, Wanderung und Speicherung von Kohlenwasserstoffen gehen in der Natur seit dem Zeitraum vor sich, als es größere Ansammlungen organischer Substanz unter reduzierenden Bedingungen (d. h. unter weitgehendem Luftabschluß) sowie Speichergesteine gegeben hat. Nicht jede Lagerstätte muß aber immer ideale Erhaltungsbedingungen haben. Die Abdichtung gegen oben kann z. B. mangelhaft sein, weiters können durch spätere Gebirgsbewegungen, Erdbeben, Bodensenkungen usw. vorher dichte Lagen zerrissen und damit undicht werden. All dies bewirkt nun, daß es heute weit mehr als 1000 Stellen an der Erdoberfläche gibt, wo Erdgas, Erdöl, Asphalt oder diese Stoffe begleitende Salzwässer von den Lagerstätten aus an die Erdoberfläche gelangen („seeps").

Seitdem es menschliche Aufzeichnungen gibt, das ist seit über 6000 Jahren, wird von solchen natürlichen Austrittsstellen berichtet. Es muß aber angenommen werden, daß auch schon lange vorher solche Stellen vorhanden und bekannt gewesen sein müssen. Diese Stellen treten gehäuft dort auf, wo dann später oft auch Lagerstätten gefunden worden sind. Damit ist das Wissen um Gas-, Öl- und Salzwasseranzeichen an der Erdoberfläche eine wichtige Prospektionshilfe. Gas- und Ölanzeichen in Österreich sind im Kapitel IV.2. angegeben.

II.2.1.2. Natürliche Beobachtungen

Gasaustritte: Starke Gasaustritte, bei denen zumeist reines Methan (CH_4) gefördert wird, bringen zusätzlich oft auch Feinsand, Wasser, Schlamm und selten etwas Öl zutage. Im Laufe längerer Zeiträume kann es zu einer kegelförmigen Aufhäufung der Feststoffe kommen, die als „Schlammvulkane" bezeichnet werden, obwohl diese, außer gewissen Ähnlichkeiten im Erscheinungsbild, nichts mit Vulkanismus zu tun haben.

Solche Schlammvulkane sind u. a. bekannt aus Rumänien (bei Berca und Beciu), Aserbeidschan (Gebiet um Baku mit Auswurfmassen bis 300 m Höhe), Nordpersien (südwestlich Kaspisee), USA (mehrere Hundert in der Küstenebene von Texas und Louisiana, z. T. noch mit Gasaustritten).

Schwache Gasaustritte sind nur dann zu bemerken, wenn sie z. B. unter Wasserbedeckung vorkommen oder wenn Schwefelwasserstoff (H_2S), ein sehr giftiges, übelriechendes Gas, mitgefördert wird. Methanaustritte im Grünland lassen über längere Zeiträume hin Gräser und Laub vergilben und verdorren. Werden neben Methangas auch flüssige Kohlenwasserstoffe mitgefördert, so wird auch ein typischer Petroleumgeruch ein Hinweis sein.

Erdgasaustrittstellen mit verschiedenen Förderkapazitäten sind z. B. bekannt aus Rumänien (Baicoi, Andrasi, Lopatari), aus Aserbeidschan (Bibi Eibat, das sind die aus dem 10. Jh. überlieferten heiligen Feuer von Baku), Türkei („Chimäre" von Lykien

aus dem Gebiet südwestlich von Antalya, ein 2000–3000 Jahre brennendes „ewiges Feuer"), Irak (Ninive bei Mosul und Babylon bei Hillak).

Methan und Luft ergeben ein gefährliches Gemenge. 5–14 % Methan in diesem Gemenge sind explosiv. Steigt der Methangehalt über 14 %, so entsteht ein brennbares Gemenge. Das austretende Erdgas kann daher durch Blitzschlag oder unvorsichtiges Verhalten von Menschen explodieren oder in Brand geraten.

Leichtölaustritte: Leichtöle haben eine Dichte unter 0,9 g/cm^3 und bestehen zumeist aus Paraffin-KW bis C_7H_{16}. Die natürlichen Fördermengen pro Tag können von einigen Tropfen bis zu mehreren hundert Litern schwanken. Leichtöle bilden auf Wasseroberflächen in den Regenbogenfarben schillernde, schlierige, dünne Häutchen und sind außerdem an ihrem Benzingeruch erkennbar. Leichtöle verdunsten sehr rasch und lassen dabei sehr wenig Rückstände übrig.

Einige Fundstellen sollen genannt werden: Oberbayern (St. Qurinusquelle am Westufer des Tegernsees, bekannt seit 1441, Austrittsmenge etwa 40 l pro Tag), Italien (zahlreiche Stellen an der Nordostflanke des toskanischen Apennin zwischen Piacenca und Imola, aus Sandsteinen), Südpersien (bei Ahwaz, 75 l/Tag, bei Susa nahe Shustar, 50 l/Tag), USA (Oilcreek-Valley bei Titusville, Pennsylvania; war 1859 Anlaß zur berühmten Bohrung des „Colonel" DRAKE; Salt Creek, Wyoming, 500 l/Tag). Auch Leichtölaustritte sind durch ihren hohen Gehalt an leichten KW leicht entzündbar und können daher ebenfalls „ewige Feuer" bilden.

Schweröl vorkommen: Schweröl besteht vorwiegend aus hohen KW-Verbindungen, ist sehr viskos (zähflüssig), meist dunkel gefärbt und hat eine Dichte ab 0,9 g/cm^3. Das größte bekannte Vorkommen an der Erdoberfläche liegt am Athabasca-River in Alberta, Kanada. Die Ausdehnung ist etwa 50 000 km^2 groß (= größer als Dänemark). Das Schweröl kommt in bis zu 60 m mächtigen Sandsteinen aus der Kreidezeit vor. Das Vorkommen wird abgebaut und das Öl durch Destillation gewonnen. Aus einer Tonne Sandstein können 60 bis 100 Liter Öl destilliert werden.

Asphaltaustritte: Zu den sehr spektakulären Naturerscheinungen gehören Austrittstellen von Asphalt. Unter Asphalt versteht man ein brennbares, dunkles, festes Gemisch aus Bitumen und Mineralstoffen. Natura sphalt entsteht durch Verdunsten leichtflüchtiger sowie durch Oxydation und Polymerisation von schwerflüchtigen KW. Als Polymerisation wird der Zusammenschluß mehrerer gleichartiger oder verschiedener KW-Moleküle zu einem Großmolekül bezeichnet.

Man kennt zahlreiche Stellen, wo Asphaltmengen aus der Tiefe an die Erdoberfläche steigen. Während in der Tiefe höhere Temperaturen herrschen und der Asphalt daher weniger zähflüssig ist, erstarrt Asphalt an der Erdoberfläche weitgehend. Vorkommen mehrerer Austrittstellen, angeordnet in gerader Linie, weisen auf tieferreichende Störungszonen hin, die als Aufstiegswege benützt werden. Asphalt wird auch in porösen oder klüftigen Gesteinen an der Erdoberfläche als Poren- oder Kluftfüllung beobachtet. Als Beispiele seien genannt: Frankreich (Asphaltkalke von Pechelbronn im Unterelsaß), BRD (Limmer bei Hannover), Italien (Ragusa auf Sizilien), Ukraine (Erdwachs- und Asphaltsande vom Karpatennordrand bei Boryslav), Aserbeidschan (Asphaltkuppen von mehreren 100 m Durchmesser und bis zu einer Höhe von 30 m auf der Halbinsel Apscheron bei Baku), Israel/Jordanien (Aufsteigen von Asphaltklumpen im Toten Meer, gleichzeitig Geruch nach H_2S).

Es wird darauf hingewiesen, daß erstarrter Asphalt in Gesteinen öl- und gasführende Schichten gleichsam versiegeln kann, sodaß gegen die Tiefe förderbare KW-Vorkommen noch vorhanden sein können.

Viel auffälliger als die vorhin genannten Beispiele sind „Asphaltseen und Asphaltströme". Beispiele für Asphaltseen: Insel Trinidad in der Karibik (Pitch Lake bei La Brea im Südwesten der Insel; heute noch 83 m tief, Fläche ca. 44 ha, das Vorkommen wird abgebaut), Venezuela (Bermudez bei Pedernales, bis 6 m tief, Fläche

4 km^2, wird abgebaut). Bei beiden Beispielen wird die abgebaute Menge durch langsam aufsteigenden Asphalt wieder ersetzt. Weiters ist ein Asphaltsee in den USA zu nennen (Rancho La Brea bei Los Angeles, von hier auch Gasaustrittstellen bekannt). Beispiele für Asphaltströme: USA (Coal Oil Point westlich Santa Barbara, Kalifornien; es fließen täglich 8–11 m^3 Asphalt ins Meer), Irak (Hit am Euphrat, westnordwestlich Bagdad; zeitweise fließen 1–2 t pro Tag aus).

Ölschiefervorkommen: Schiefrige Gesteine mit darin gebundenen, meist diffus verteilten KW können auch als Muttergesteine angesehen werden, die eine gewisse Diagenese (Gesteinsverfestigung) mitgemacht haben und durch Bewegungen in der Erdkruste (Tektonik) an die Erdoberfläche gelangt sind. Die KW sind aber nicht direkt förderbar und widerstehen auch organischen Lösungsmitteln. Öl ist aus Ölschiefern, die von einigen Autoren auch als Kerogen-Gesteine bezeichnet werden, nur durch Verschwelung in Spezialöfen und zerstörende Destillation gewinnbar. Nach K. KREJCI-GRAF (1959) sind Ölschiefer aus Halbfaulschlamm (Ablagerungen organischer Stoffe in sauerstoffarmem Wasser) entstanden. B. BITTERLI (1962) gibt einen Überblick der westeuropäischen Ölschiefer-Vorkommen.

Salzwasseraustritte: Die mit KW-Lagerstätten gemeinsam entstandenen Salzwässer (Erdölbegleitwässer, Rand- und Bodenwässer, siehe auch Kapitel II.1.7.) treten oft gleichzeitig mit KW oder auch allein an die Erdoberfläche. Für solche Wässer ist der Gehalt an Kochsalz, Jod und Brom charakteristisch, gelegentlich ist auch H_2S vorhanden, während Sulfate weitgehend fehlen. Salzwässer dagegen, die durch Auslaugung von Salzlagerstätten gebildet werden, haben eine wesentlich höhere Kochsalzkonzentration (meist mehr als 40 000 mg NaCl pro Liter) und zumeist auch einen hohen Sulfatgehalt (z. B. Gips, $CaSo_4 + H_2O$).

Salzwässer haben eine geringere Viskosität als Öl und fließen daher aus porösen Gesteinen oder Klüften leichter aus als Öl. Aus der Tiefe hochsteigende Salzwässer können sich mit dem Grundwasser mischen und so die Ursache für einen erhöhten Kochsalzgehalt des Grundwassers sein.

Beispiele für Salzwasseraustritte: In meist großer Zahl sind solche Stellen u. a. aus dem Irak (mindestens 80), aus Burma, den USA (Kalifornien, Pennsylvanien), aus Java, Kolumbien, der UdSSR (Galizien bei Wielka Belkofka, Halbinsel Apscheron bei Baku, Insel Artem im Kaspischen Meer) und aus Rumänien bekannt. Vielfach sind die zutage tretenden Salzwässer auch jodführend.

II.2.1.3. Künstliche Aufschlüsse

In der Literatur sind zahlreiche Hinweise auf Öl- oder Gasaustrittstellen vorhanden, die durch Menschen erst künstlich geschaffen wurden. Es handelt sich dabei z. B. um Brunnengrabungen, Schächte, Tunnelbauten, Stollen, seichte Wasserbohrungen und ähnliche Kunstbauten. Nicht jede aufsteigende Öl- oder Gasmenge muß immer bis zur Erdoberfläche gelangen und zwar dann, wenn abdichtende Lagen in Erdoberflächennähe oder ungenügender Druck dies verhindern. Beispiele für solche durch künstliche Aufschlüsse in Österreich entdeckte Öl- oder Gasaustrittstellen sind tabellarisch in Kapitel IV.2. genannt.

II.2.1.4. Prüfungsmethoden

Im Gelände oder im verbauten Gebiet auftretende KW können natürlichen oder unnatürlichen Ursprungs sein. Undichte Kesselanlagen oder Tanks von Tankstellen, ausgelaufenes Motoröl, Tankwagen- oder Eisenbahnunfälle, undichte Rohrleitungen usw. täuschen KW-Anzeichen vor, wobei zu beachten ist, daß diese unechten Anzeichen auch in größerer Entfernung vom verursachenden Ereignis erst zutage treten können. Sinken nämlich solche KW bis zum Grundwasserspiegel ab, können sie kilometerweit mit dem Grundwasserstrom transportiert werden. Schließlich können natürliche, also echte, gasförmige KW auch anderer Entstehung sein (Sumpfgas, Grubengas) und mit KW-Lagerstätten daher gar nichts zu tun ha-

ben. Dazu kommt, daß Laien oft einer Täuschung unterliegen und bestimmte Naturerscheinungen für KW-Anzeichen halten, wie der Autor aus langjähriger Erfahrung weiß. Es ist daher an alle Funde von KW an der Erdoberfläche mit großer Skepsis heranzugehen.

Es gibt einige Kriterien bei natürlichen Erdgas-, Erdöl- und Salzwasseraustritten, die helfen können, einige Fragen zu klären. Es wird aber ausdrücklich darauf hingewiesen, daß alle im folgenden genannten Prüfungsmethoden fachgerechte chemische Gas-, Öl- oder Wasseranalysen in einem entsprechend ausgerüsteten Labor nicht ersetzen können.

Erdgas: Beim Beobachten und Untersuchen von Gasaustrittstellen ist besondere Vorsicht nötig, da der Hauptbestandteil der meisten Naturgase Methan (CH_4) ist. Wie schon geschildert, ist aber Methan in einem bestimmten Mischungsverhältnis mit Luft hochexplosiv. Da man zunächst weder die Gaszusammensetzung noch die Gaskonzentration kennt, ist offenes Feuer im Umkreis von 30, besser 50 m unbedingt zu vermeiden, wobei auch die Windrichtung zu beachten ist.

Das gemeinsame Auftreten von Methan und Schwefelwasserstoffgas ist nicht unbedingt an unterirdische KW-Lagerstätten geknüpft, da H_2S auch in Oberflächennähe durch Zersetzung organischer Substanz gebildet werden kann. Methanvorkommen, die eine Beimischung höherer KW besitzen und daher einen deutlichen Benzin- oder Petroleumgeruch haben, könnten auf KW-Vorkommen in der Tiefe hindeuten.

Probennahme bei Austritt von Naturgasen unter Wasserbedeckung: eine gut gereinigte Flasche mit großer Öffnung mit Wasser füllen, unter Wasser Öffnung nach unten drehen und über die Gasaustrittstelle halten. Das hochperlende Gas verdrängt das Wasser in der Flasche. Diese unter Wasser gut verschließen und mit der Öffnung nach unten rasch in das nächste Labor bringen. Es ist empfehlenswert, vor dem Verschließen etwas Wasser in der Flasche zu belassen.

Probenahme von Naturgasen ohne Wasserbedeckung: einen großen Trichter über die Austrittstelle stülpen. Der Trichter ist über einen dicht schließenden Schlauch mit einem gläsernen Gasprobenbehälter (Gasmaus) verbunden. Die Gasmaus besitzt an beiden Enden gut schließende Absperrhähne und ist mit Wasser gefüllt. Beide Hähne öffnen, wobei man die Gasmaus senkrecht hält, das Schlauchstück zum Trichter nach unten. Nun läßt man das Gas einströmen, wobei das Wasser verdrängt wird. Ist das ganze Wasser verdrängt, Schließen des oberen Hahnes, ein bißchen Druck aufbauen lassen, dann Schließen des zweiten Hahnes. Gasprobenbehälter sind in Labor-Ausrüstungsgeschäften erhältlich.

Die Prüfung, ob ein brennbares Gas vorliegt, ist für Laien wegen der Explosionsgefahr zu riskant und sollte daher Fachleuten vorbehalten sein.

Erdöl: Die Art der Überprüfung hängt von der Art des Auftretens von Erdöl ab. Erdöl auf Wasser: dicke, braunschwarze bis dunkelbraune Fladen deuten auf Asphaltöl hin. Ein dünner, schlieriger, in den Regenbogenfarben schillernder Film kann von Paraffinöl herrühren. Allerdings kann auch Eisenhydroxid, das mit Öl nichts zu tun hat, solche dünnen Häutchen bilden. Zur Prüfung zerteilt man diese Häutchen mit einem Stäbchen. Läuft dieses Häutchen wieder zu einem geschlossenen Fleck zusammen, so liegt eine Ölhaut vor, wobei aber nicht zu entscheiden ist, ob es sich um Rohöl oder um ein Destillat (Petroleum, Heizöl, Schmieröl usw.) handelt. Zerfällt das Häutchen nach dem Zerteilen in eckige, rotbraune Teilstücke, die sich nicht mehr vereinen, so liegt Eisenhydroxid vor. Ein weißes Häutchen von Paraffinöl mit sehr hohem Paraffingehalt zerfällt auf sehr kaltem Wasser (knapp über 0° C) ebenfalls in kleine Stückchen, die aber weiß bleiben.

Zur Probennahme von Öl auf Wasser benützt man ein gut verschließbares Gefäß mit großer Öffnung. Man versucht eine möglichst große Ölmenge zu sammeln, wobei es unvermeidlich ist, daß auch etwas Wasser mitgesammelt wird. Nach kurzer Zeit wird eine Entmischung eintreten, da Öl leichter als Wasser ist.

Erdöl aus Gestein: Sickert oder fließt eine ölverdächtige Flüssigkeit aus den Klüften oder Poren eines Gesteins, so macht man zuerst eine Geruchsprobe, da flüssige KW immer nach Benzin oder Petroleum riechen. Ist genügend Flüssigkeit vorhanden wird man versuchen, etwa 1 Liter in einer gut verschließbaren Flasche einzusammeln, da diese Menge für eine komplette chemische Vollanalyse zweckmäßig ist. Für erste orientierende Laboruntersuchungen genügt aber auch schon eine Menge von 1–2 cl. Ist nur sehr wenig Flüssigkeit vorhanden, ist es empfehlenswert, das flüssigkeitsgetränkte Gestein selbst zu sammeln, wobei einige Kilogramm in einem gut verschlossenen Beutel zum Labor gebracht werden sollten.

Salzwasser: Der höhere Kochsalzgehalt von Erdölbegleitwässern ist zumeist durch eine Zungenprobe leicht festzustellen. Andere chemische Bestandteile wie Sulfate, Brom, Jod usw. sind nur durch eine Laboruntersuchung zu ermitteln. Bei allen Probennahmen ist darauf zu achten, daß die Probengefäße vor dem Befüllen trocken und sauber sind.

Ganz allgemein ist zu sagen, daß bei jeder Probennahme (Gas, Öl, Salzwasser) Ort, Zeitpunkt, Fundumstände und sonstige Beobachtungen vom Probennehmer schriftlich festgehalten werden sollen. Die an die Probenahme anschließenden wissenschaftlichen Untersuchungen sind in den Kapiteln II.3.2. und II.3.5. näher erläutert.

II.2.1.5. Bedeutung für die Prospektion

In der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts waren echte Öl- und Gasanzeichen an der Erdoberfläche die einzigen konkreten Hinweise für das mögliche Vorhandensein tiefer gelegener Lagerstätten. Dies deshalb, weil man zu dieser Zeit kaum wissenschaftlich begründete Vorstellungen über die Bildungs- und Ansammlungsgesetzmäßigkeiten für KW hatte.

Auch heute ist das Auftreten echter KW-Anzeichen an der Erdoberfläche zunächst einmal ein Hinweis dafür, daß es irgendwo in der Tiefe Muttergesteine mit dem entsprechenden Reifegrad sowie Aufstiegswege für KW gibt. Keinesfalls ist aus diesen Beobachtungen allein auch der sichere Schluß zu ziehen, daß in der Tiefe abbauwürdige, d. h. unter den gegenwärtigen wirtschaftlichen Verhältnissen ökonomisch nutzbare Öl- oder Gaslagerstätten vorhanden sein müssen. Es muß daher vor einer Überbewertung solcher Anzeichen gewarnt werden. Andererseits sind solche Hinweise für ein bestimmtes Prospektionsgebiet ein Anreiz, spezielle geologische und geophysikalische Arbeiten zu planen, um weitere Anhaltspunkte über den Bau und die Entstehungsgeschichte des Gebietes zu gewinnen. Damit werden Entscheidungshilfen geschaffen, ob weitere und meist kostspielige Investitionen gemacht werden sollen oder nicht.

In mehreren Fällen wurde nämlich durch diese zusätzlichen Prospektionsarbeiten erkannt, daß echte KW-Anzeichen z. B. im Scheitel von Schichtaufwölbungen oder in der Nähe von Ausstrichlinien von Bruchsystemen auftreten. Wo ständig und in unverminderter Menge KW aufsteigen ist die Wahrscheinlichkeit groß, daß sich in der Tiefe noch nutzbare Lagerstätten befinden. Viele große Lagerstätten am Festland und in den Schelfgebieten der Kontinente sind aber ohne irgendwelche Obertagsanzeichen und nur mit Hilfe der heutigen Prospektionsmethoden gefunden worden. Dennoch soll die Rolle der echten KW-Anzeichen auch nicht unterbewertet werden. W. K. LINK (1952) und W. E. SWEET jr. (1974) meinen, daß, weltweit gesehen, mehr als die Hälfte der heutigen, relativ seicht liegenden Welterdölreserven durch KW-Anzeichen an der Erdoberfläche aufgefunden worden sind. Da aber die Tendenz bei der KW-Prospektion immer mehr dazu hinneigt, sehr tiefe Bereiche der Erdkruste nach KW zu erforschen, ist damit zu rechnen, daß in Zukunft die Bedeutung von KW-Anzeichen an der Erdoberfläche wesentlich abnehmen wird.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.2.1.:

BLUMER, E. 1922; LINK, W. K. 1952; NORTH, F. K. 1985; STUTZER, O. 1931; SWEET, W. E. jr. 1974.

II.2.2. Geologische Erd- und Luftbildkartierung

von Friedrich BRIX

II.2.2.1. Grundlagen

Die Voraussetzung für jede Prospektionsarbeit ist die möglichst genaue Kenntnis der geologischen Verhältnisse an der Erdoberfläche. Dies ist auch die Hauptaufgabe der geologischen Erd-, Luftbild- und Satellitenkartierung.

Grundlage jeder geologischen Geländedarstellung ist eine entsprechende topographische Karte für das zu bearbeitende Gebiet. Es sei bemerkt, daß bei Notwendigkeit viele dieser Karten auch eine gewisse Vergrößerung zulassen. Die amtlichen Karten des Bundesamtes für Eich- und Vermessungswesen in Österreich können z. B. vom Maßstab 1 : 50 000 auf 1 : 10 000 vergrößert werden, ohne daß in den meisten Fällen eine wesentliche Qualitätseinbuße eintritt. Von großer Bedeutung ist bei diesen Karten das Vorhandensein möglichst naturgetreuer Höhenschichtenlinien, weil dies auch eine wichtige Voraussetzung für das lage- und winkelrichtige Eintragen von geologischen Grenzen und Störungslinien in diesen Karten ist.

Selbstverständlich wird man vor Beginn einer geologischen Kartierung alle schon vorhandenen Unterlagen sammeln und zur Planung und Verarbeitung für das neue Kartenwerk heranziehen. Insbesonders handelt es sich dabei um Unterlagen mit früheren geologischen Beobachtungen, wobei letztere heute schon verschwunden oder nicht mehr zugänglich sein können.

Es wird darauf aufmerksam gemacht, daß in Österreich alle Arbeiten im Gelände für Prospektionszwecke nur in Übereinstimmung mit den entsprechenden Bestimmungen des Lagerstätten- und des Berggesetzes durchgeführt werden dürfen (siehe Kapitel II.5.1.).

II.2.2.2. Erdkartierung

Unter geologischer Erdkartierung versteht man das kartenmäßige Festhalten aller im betreffenden Kartierungsgebiet erfaßbaren geologischen Beobachtungen und Daten durch direkte Geländeuntersuchungen. Zur Verdichtung des vorhandenen Beobachtungsnetzes werden auch die schon genannten zusätzlichen Unterlagen mitverarbeitet: geologische Karten der Geologischen Bundesanstalt, sonstige Publikationen mit Kartendarstellungen, Bohrergebnisse, geologische Daten von Tiefbauten (Grundaushebungen, Künetten), Straßeneinschnitte, Tunnelbauten, Bachregulierungen, Brunnengrabungen, hydrogeologische Daten, Bodengütekarten, Vermessungsdaten über Bodensenkungen, Angaben über Rutschungen usw.

Grundsätzliche Fragen bei Planung und Beginn jeder Kartierungstätigkeit sind die nach den speziell gestellten Aufgaben sowie nach dem sich daraus ergebenden Aufnahmemaßstab. Ganz allgemein sind zumeist aber folgende Aufgaben im betreffenden Gebiet zu lösen: Verteilung und Abgrenzung gleich alter Schichten, wenn möglich durch Fossilfunde (Stratigraphie) und gleichartiger Gesteine (Lithologie) an der Erdoberfläche; Lagerung der Gesteine (Streichen und Fallen) einschließlich des Auftretens von Lagerungsstörungen, wie Bruchzonen, Diskordanzen (ungleichförmige Überlagerung), Verfaltungen, Verschuppungen, Überschiebungen (Tektonik); Erkennen und Abgrenzen von jüngeren Aufschüttungs- und Abtragungsformen (Morphologie); Vorkommen und Art ober- und unterirdischer Wässer (Hydrologie); Auftreten und Gefahr von Gesteins- und Bodenbewegungen; Erfassung von nutzbaren Gesteinen und Mineralen.

Für erdölgeologische Zwecke kommen dazu: Erfassung von Mutter- und Speichergesteinen sowie abdichtenden Lagen, soweit sie an der Erdoberfläche vorkommen; Gas-, Öl- und Salzwasseranzeichen; Erkennung von Aufwölbungszonen, von Schleppstrukturen an Bruchzonen und von Faziesänderungen innerhalb einer Schicht; Aufklärung der Absenkungsgeschichte von Becken einschließlich der

Temperaturgradienten (z. B. aus früheren Bohrungen) und Suche nach dem Vorhandensein von Migrationswegen. Wenn auch nicht immer alle Fragen beantwortet werden können, so sollen durch die geologische Erdkartierung eben diese Wissenslücken aufgezeigt werden, um bei weiterem Interesse mit aufwendigeren Methoden (geophysikalische Messungen, geochemische Untersuchungen, Bohrungen) entsprechende Antworten zu erhalten (siehe auch die Kapitel II.2.4. und II.2.6.).

Die praktische Geländearbeit besteht darin, möglichst alle im Gelände vorkommenden geologischen Aufschlüsse zu erfassen, zu beschreiben und maßstabgerecht in die Arbeitskarten (z. B. im Maßstab 1 : 10 000) einzutragen. Der Feldgeologe wird also alle Gesteinsentblößungen unter der Bodenzone aufsuchen: Steinbrüche, Schotter-, Sand- und Tongruben, Bach- und Wegeinschnitte, Felswände, Weg- und Waldböden, Quellhorizonte, Dolinen, Rutschungsgebiete sowie alle künstlichen Aufschlüsse im Arbeitsgebiet. Dazu kommen die Informationen, die aus den Landschaftsformen selbst stammen, weil sie Rückschlüsse auf die Gesteinszusammensetzung gestatten. Wertvolle Hilfe über größere Zusammenhänge geben Luftbild- und Satellitenaufnahmen (siehe die Kapitel II.2.2.3. und II.2.2.4.).

Wichtig ist eine entsprechende Fachausrüstung für diese Geländearbeiten: Geologenhammer, Meißel, Geologenkompaß, Höhenmesser, verdünnte Salzsäure (10 %), Farbstifte, Fotoapparat, Notizbuch, Maßstab, Meßband, Probensäckchen und natürlich die entsprechenden topographischen Karten. Die Entnahme von Gesteinsproben für die Bearbeitung im Labor (siehe Kapitel II.3.5.) dient nicht nur der wissenschaftlichen Sicherung und Bestätigung der Kartierungsergebnisse, sondern auch zur Identifizierung sogenannter Lesesteine. Dies sind einzelne im Geländeboden herumliegende Gesteinsstücke, die durch Verwitterungs- und Erosionsvorgänge aus dem zusammenhängenden Gesteinsverband gelöst wurden. In sehr aufschlußarmen Gebieten bilden solche Lesesteine oft die einzigen geologischen Informationen.

Das Endprodukt der geologischen Erdkartierung ist eine geologische Karte. Je nach Auftragserfordernis werden verschiedene Ausführungen oder Kombinationen davon angefertigt. Dies ist in Kapitel II.2.2.5. beschrieben.

II.2.2.3. Luftbildkartierung

Eine wertvolle Ergänzung jeder Erdkartierung stellen Luftbilder dar. Die perspektivischen Verzerrungen der Luftaufnahmen werden durch spezielle Geräte entzerrt, sodaß die gesamte Bildfläche eine maßstäblich verkleinerte Darstellung eines Teiles der Erdoberfläche ist. Die entzerrten Bilder sind direkt mit topographischen Karten vergleichbar, da beide nun die gleiche Projektion aufweisen.

Luftbilder gestatten eine andere Betrachtungsweise des Geländes als der Feldgeologe sie aus der Augenhöhe hat. Viele Geländeformen erscheinen im Luftbild prägnanter, manche sind überhaupt erst durch Luftbilder erkennbar, besonders wenn es sich um morphologische Formen handelt, die sich über größere Entfernungen hin erstrecken. Es ist weiters möglich z. B. im bewaldeten Gelände versteckte Aufschlüsse (etwa aufgelassene Steinbrüche, Sandgruben, verborgene Felswände etc.) zu entdecken. Auch Vegetationsgrenzen, Feuchtgebiete, Quellen, Rutschungsbereiche, Dolinen, Schuttfächer und andere geologische Erscheinungsformen sind leichter erkennbar. Sie können dann im Gelände aufgefunden und untersucht werden.

Hinweise für die spätere Erstellung der geologischen Karte sind weiters abrupte Änderungen von Geländeformen, die auf Störungszonen hindeuten können: plötzliche Knicke im Talverlauf, steile Geländestufen, geradliniges Aneinandergrenzen verschiedener morphologischer Formen. Da Luftbilder häufig in Schwarz-Weiß aufgenommen werden, können bestimmte Grautöne die Verbreitung verschiedener Bodentypen und Gesteinseinheiten charakterisieren.

Sehr effektvoll ist die stereoskopische Betrachtung von einander teilweise überlappenden Luftbildern, die durch eine spe-

zielle Einrichtung ermöglicht wird. Die Bildfläche erscheint dann dreidimensional, d. h. es entsteht der Eindruck räumlichen Sehens. Dies verstärkt die weiter oben genannten Informationsmöglichkeiten ungemein und ist daher eine sehr willkommene Hilfe sowohl bei der Planung der Feldkartierung wie auch zur Kontrolle der geologischen Kartierung in einem fortgeschrittenen Stadium. Es ist weiters bekannt, daß durch Luftbildbetrachtungen auch archäologische Entdeckungen gemacht werden können, bzw. überhaupt eine Möglichkeit besteht, natürliche Landschaftsformen von durch den Menschen beeinflußten oder veränderten Formen zu unterscheiden.

Ein weiterer besonderer Vorteil von Luftbildern besteht darin, daß man die Erdoberfläche in verschiedenen Wellenbereichen aufnehmen kann, sodaß dadurch bestimmte Effekte stark hervorgehoben werden können. Aufnahmen im Infrarot-Bereich, die in der Nacht geflogen werden, gestatten es u. a. Wärmedifferenzen an der Erdoberfläche zu erfassen (z. B. Gebiete mit aufsteigenden warmen Wässern), weiters Trocken- und Feuchtgebiete zu unterscheiden und Grundwasserströme, die die Flüsse begleiten, zu erkennen. Die Unterschiede zwischen Feucht- und Trockengebieten sind dadurch erkennbar, daß Trockengebiete nachts stark abkühlen, während Feuchtgebiete die am Tage gespeicherte Wärme viel langsamer abgeben.

Luftbilder gestatten es auch, daß man über neu zu kartierende Gebiete einen ersten geologischen Überblick erhält. Es ist aber notwendig, diese Ergebnisse durch gezielte Erdkartierungen zu überprüfen und zu ergänzen. Bei der technischen Durchführung von Luftbildaufnahmeserien sind die spezielle Aufgabenstellung, der gewünschte Bildmaßstab und eine für bestimmte Messungen geeignete Wetterlage bestimmend. Dadurch werden Filmart, der Einsatz von Spezialgeräten, Flughöhe (von einigen Zehnern Metern bis zu 20 km), Flugzeitpunkt, Aufnahmedichte, Flugrichtung und Befliegungsplan festgelegt. Zur eindeutigen Lageanpassung und späteren topographisch-geologischen Interpretation von entzerrten Luftbildern gehört das Aufsuchen einiger markanter Punkte jedes Luftbildes im Gelände, um diese Punkte (Paßpunkte) lage- und höhenmäßig von einem Geometer einmessen zu lassen.

II.2.2.4. Satellitenbilder

Der Einsatz sehr hoch fliegender Flugkörper (Satelliten) gibt die Möglichkeit, große Gebiete der Erdoberfläche auf verschiedene Weise aufzunehmen. Dies stellt für die Geowissenschaften eine große Hilfe bei der Erkennung überregionaler Zusammenhänge dar. Strukturen, Oberflächenformen oder die Verbreitung von Gesteins- und Bodenbildungen bei dichter Vegetation, die bei der Erdkartierung oder im Luftbild nur schwach oder gar nicht erkennbar sind, können z. T. klarer hervortreten, weil durch geschickte Auswahl und Interpretation verschiedener Wellenbereiche eben bestimmte Erkenntnisse erzielt werden können: lineare Strukturen (mehr oder weniger geradlinig verlaufende Störungslinien an der Erdoberfläche, wie z. B. Bruch- und Kluftsysteme), Mulden (Synklinalen), Aufwölbungszonen (Antiklinalen), Verbreitung großer Eruptivkörper, Ringstrukturen, Vegetationsformen und Ausdehnung von Umweltschäden zu verschiedenen Jahreszeiten, großräumige Verteilung des Grundwassers, Änderungen der Bodenbildungen usw.

Es ergibt sich daraus, daß Satellitenbilder eine bedeutende zusätzliche Informationsquelle für einen prospektierenden Geologen darstellen. Diese Methode wird daher vor allem in wenig erforschten Gebieten von Nutzen sein. Es sei aber bemerkt, daß auch im geologisch so gut erforschten Österreich durch Satellitenbilder z. T. alte Vermutungen bestätigt oder überhaupt neue Vorstellungen gewonnen werden konnten. Dies betrifft vorwiegend in verschiedenen Richtungen verlaufende Störungssysteme.

Die auch als Fernerkundung (remote sensing) bekannte Methode beruht darauf, daß das auf die Erdoberfläche einfallende Sonnenlicht oder die vom Flugkörper ausgesendeten Signale von verschie-

denen Oberflächenformen, Bodeneigenschaften und Vegetationsbereichen in verschiedenen Wellenbereichen reflektiert werden. Die Satelliten sind daher mit verschiedenartigen Aufnahme- und Sendegeräten ausgestattet.

Durch diese Geräte werden folgende Wellenlängenbereiche genützt: Ultraviolett (270–380 nm), sichtbares Licht (380 bis 780 nm), Infrarot bis thermales Infrarot (700–14 000 nm), Mikrowellen, einschließlich RADAR (0,3 cm–etwa 10 cm). Ein Nanometer (nm) ist 10^{-9} m, das ist ein milliardstel Meter. Die Flughöhen der verschiedenen Satelliten liegen zwischen 150 km und ca. 36 000 km: Landsat in ca. 900 km, Skylab und Sojus in 250–1500 km, ERS 1 ab 1990 in 780 km, geostationäre Satelliten (das sind ortsfeste Flugkörper) in ca. 36 000 km. Der große Vorteil der nichtstationären Satelliten, die die Erde umkreisen, besteht darin, daß von derselben Gegend in Intervallen von 90–110 Minuten immer neue Bilder gemacht werden. Daher spielen Wolken, Nebel oder Dunkelheit keine Rolle. Außerdem durchdringen z. B. vom Satelliten ausgesendete RADAR-Wellen sowohl Wolken wie Nebel, Vegetation und Eis. RADAR-Wellen sind vom Sonnenlicht unabhängig und deshalb auch nachts einsetzbar. Mit photographischen Verfahren können derzeit Objekte in der Größe von 10 x 10 m noch erkannt werden. Eine Entzerrung der Satellitenbilder ist der großen Flughöhe wegen meist nicht erforderlich.

II.2.2.5. Kartenherstellung

Das Resultat der Kartierungsarbeiten mit Betonung der Erdkartierung sowie die Ergebnisse der Laboruntersuchungen der Geländeproben ist die geologische Karte: diese ist die übersichtliche, kartographische Darstellung kartierbarer geologischer Gegebenheiten in Form einer verkleinerten Projektion auf die Kartenebene. Es werden dabei zusätzlich besondere Zeichen, Symbole, Signaturen und Farben verwendet. Alle in den vorhergehenden Kapiteln II.2.2.1.–II.2.2.4. genannten kartenmäßig erfaßbaren Informationen sollen so dargestellt werden, daß sie dem Benützer eine zweckentsprechende Arbeitsgrundlage schaffen.

Das Eintragen der geologischen Beobachtungen und Daten aus Erd-, Luftbild- und Satellitenkartierung in die topographische Schwarz-Weißkarte muß nach den Regeln der darstellenden Geometrie erfolgen. Die erkannten geologischen Körper und Flächen sind also lage- und winkelrichtig mit dem Geländerelief, dargestellt durch die Höhenschichtenlinien, in Einklang zu bringen.

Zuerst wird meistens eine geologische Karte im Aufnahmemaßstab (z. B. 1 : 10 000 oder 1 : 25 000) hergestellt, wobei zu berücksichtigen ist, daß bei einer Verkleinerung auf den Endmaßstab (z. B. 1 : 25 000, 1 : 50 000, 1 : 100 000) alle eingetragenen Details auch noch erkennbar bleiben. Je nach Zielsetzung dieser Karte werden bestimmte, in der Natur beobachtbare oder durch andere Informationen erfaßbare Eigenschaften besonders hervorgehoben. Die verschiedenen Arten von geologischen Karten sind im Kapitel II.2.3.2. kurz beschrieben.

Für die Allgemeinheit bestimmte geologische Karten, wie sie z. B. von der Geologischen Bundesanstalt in Wien herausgegeben werden, sollen enthalten: die flächenhafte Verbreitung und Begrenzung aller unterscheid- und kartierbaren stratigraphischen („schichtalterskundlichen") Einheiten durch Farben (Ausnahme: Quartär wird meist weiß gelassen); wenn möglich sollen auch bestimmte Signaturen die Gesteinsarten darstellen, welche diese Einheiten zusammensetzen, besonders dann, wenn diese Gesteinsarten aus verschiedenen Ablagerungsbereichen (Faziszonen) stammen; Eintragung der Begrenzung und Art von tektonischen Körpern in bezug auf Lagerung und Lagerungsstörungen (Streichen und Fallen durch Fallzeichen, Ausstrichlinien von Brüchen, Schuppen, Deckengrenzen, Achsen von Mulden und Aufwölbungen); morphologische und hydrologische Elemente (Terrassen, Rutschhänge, Dolinen, alte Bergbauhalden, Quellaustritte, Quellsinterbildungen, Moore, unterirdische Flußläufe in Karstgebieten); sonstige Informationen (wie z. B. Bohrpunkte, Fossilfundstellen,

Bergbaue, Schächte, Stollen, Höhlen, Steinbrüche, Schotter-, Sand- und Tongruben, Aufschlüsse mit bedeutungsvollen Informationen). Bohrpunkte werden meist mit Nummern versehen, unter denen in den Erläuterungen dann nähere Angaben zu finden sind. Jede geologische Karte hat auf dem Kartenblatt den Maßstab und eine Legende für die verwendeten Farben, Symbole usw. aufzuweisen.

Die schon genannten Erläuterungen zur geologischen Karte sollen in einem eigenen Heft eine geraffte Darstellung der stratigraphischen, lithologischen (gesteinskundlichen), paläontologischen und tektonischen Ergebnisse zum besseren Verständnis der Karte bringen. Außerdem sollen hier wichtige Details, die in der Karte selbst aus Maßstabgründen nicht dargestellt werden können, beschrieben werden.

Jede geologische Karte und die dazugehörenden Erläuterungen stellen immer nur ein Resumé des Wissens des Autors oder der Autoren zur Zeit der Beendigung der Arbeiten dar. So eine Karte ist daher eine zeitgebundene Interpretation, die sich ändern kann, wenn neue Beobachtungen oder neue wissenschaftliche Erkenntnisse eine neue Synthese erfordern. Ausgabejahr und Nennung der Autoren sind daher weitere wichtige Angaben auf der Karte.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.2.2.:

BACHEM, H. Ch. 1981; BERNDT, P. & UGLEV, J. V. 1983; BETZ, D. K. L. & BERGER, Z. 1989; BODECHTEL, J. 1969; BUCHROITHNER, M. 1984; ELACHI, Ch. 1983; EREMIN, V. K., BRJUCHANOV, V. N., MACHIN, G. V. & MOCHAEV, B. N. 1979; FEDER, A. M. 1985; GEBHARDT, A. 1980; HALBOUTY, M. T. 1976 und 1980; HARRIS, St. E. jr. 1958; HINZE, C. et al. 1981; JASKOLLA, F. 1978; KEYDEL, W. 1988 und 1991; KRÖGER, H. 1990; KRONBERG, P. 1984 und 1985; LINTZ, J. jr. 1972; MARSCH, F. 1991; MÜHLFELD, R. et al. 1981; ÖTTL, H. 1987; RICHTER, K. et al. 1961; SOMMER, D. 1982; TOLLMANN, A. 1977; WIESENEDER, H. 1962; WILSON, H. 1963; WOOLSEY, R. & SHELTON, J. 1984; ZELT, F. 1979.

II.2.3. Auswertung der Kartierungsergebnisse und Sonderkarten

von Friedrich BRIX

II.2.3.1. Geologische Schnitte

Um eine bessere Vorstellung vom Tiefenbau des Kartierungsgebietes zu erhalten, konstruiert man aus der geologischen Karte geologische Schnitte. Für diese Tätigkeit ist die Kenntnis der Oberflächengeologie sehr bedeutsam. Die Mächtigkeit (Schichtdicke) und die Einfallswinkel von Schichten, der Ausstrich von Störungslinien (Brüche, Schuppen- und Dekkengrenzen) sind lage- und richtungsmäßig zu berücksichtigen. Durch solche Schnitte wird außerdem die geologische Karte auf ihre geologische und geometrische Richtigkeit überprüft.

Ein geologischer Schnitt ist eine zweidimensionale Darstellung, da er eine Längs- und eine Tiefenerstreckung hat. Denkt man sich die Erdkruste senkrecht aufgeschnitten und auseinandergerückt, so würde man den vertikalen geologischen Aufbau derselben entlang der Schnittfläche sehen können (Abb. 122). Sprachlich nicht korrekt wird so ein Schnitt (englisch „cross-section") oft auch als „Profil" bezeichnet, obwohl man darunter eigentlich die Darstellung der vertikalen Abfolge von Schichten und Gesteinen versteht: Steinbruchprofil, Bohrprofil. Ein Profil ist daher eine eindimensionale Darstellung (ÖNORM G 1044).

Sollen die Ergebnisse von Bohrungen und geophysikalischen Messungen (Kapitel II.2.4., II.2.5. und II.3.2.) in einer bestimmten Richtung dargestellt werden, empfiehlt sich die Konstruktion eines oder mehrerer Schnitte. Dabei ist die Wahl des Schnittverlaufes bedeutsam. Es

ist zweckmäßig, diesen möglichst senkrecht auf das Schichtstreichen bzw. auf tektonische Störungszonen zu legen, um schwer deutbare Verzerrungen zu vermeiden. Knickungen des Schnittverlaufes sind zulässig um z. B. oben genannten Forderungen nachzukommen oder um den Schnitt von Bohrung zu Bohrung zu führen. Der Schnittverlauf wird auf der Karte angegeben.

Sollen die wahren Schichtmächtigkeiten und Einfallswinkel eines Gebietes dargestellt werden, darf der geologische Schnitt nicht überhöht werden, d. h. Vertikal- und Horizontalmaßstab müssen gleich sein. Will man aber in sehr wenig gestörten Gebieten mit sehr flacher Schichtlagerung bestimmte Baueigenheiten hervorheben, so kann der Vertikalmaßstab, z. B. 1 : 5000, um ein Mehrfaches größer sein, als der Horizontalmaßstab, z. B. 1 : 25 000. Man spricht in so einem Fall von fünffacher Überhöhung. Überhöhte Schnitte in tektonisch stark gestörten Gebieten führen zu erheblichen Verzerrungen der Einfallswinkel von Schichten, Bruchflächen und Überschiebungsflächen.

Die Eintragung von Bohrprofilen in einen Schnitt setzt voraus: genaue Lage des Bohrpunktes an der Erdoberfläche bzw. im Schnittverlauf, geologisches Profil der Bohrung mit stratigraphischen und tektonischen Grenzen, Abweichung der Bohrung von der Vertikalen. Diese Abweichung kann besonders bei tiefen Bohrungen sehr beträchtlich sein, was eine Verkürzung der wahren, vertikalen Mächtigkeit bedeutet. Geophysikalische Abweichungs- und Schichtneigungsmessungen von Bohrungen sind bei der Konstruktion von geologischen Schnitten sehr hilfreich (Kapitel II.3.3.).

II.2.3.2. Sonderkarten

Geologische oder verwandte Karten, die von der im Kapitel II.2.2.5., geschilderten Normalausführung abweichen, werden hier als „Sonderkarten" beschrieben.

Abgedeckte Karten: das sind solche geologische Karten, bei denen bestimmte oberflächennahen Schichten, wie z. B. die Quartärsedimente, nicht dargestellt werden. Die Karten werden so gezeichnet, als ob das Quartär weggenommen (abgedeckt) worden wäre. Sie dienen oft als Grundlage für kleinmaßstäbliche, geologische Übersichtskarten.

Paläogeographische Karten: solche Karten geben vorwiegend die Verteilung von Land und Meer für bestimmte geologische Zeitabschnitte wieder. Werden außerdem die ursprünglichen Verbreitungsgebiete gleich alter Fazieszonen (z. B. Küsten-, Lagunen-, Riff-, Hochseefazies) dargestellt, so spricht man von Fazieskarten. Es sei bemerkt, daß durch die Tiefbohrungen der Ölgesellschaften die Konstruktion solcher Karten oft erst möglich wurde.

Lithologische Karten: diese zeigen die Verbreitung unterscheidbarer Gesteinsarten an der Erdoberfläche an, wobei die stratigraphische Zuordnung zurücktritt. Solche Karten dienen vor allem der Rohstoffsuche, dem Rohstoffabbau und baugeologischen Zwecken. Sie sind auch für den Rohrleitungsbau (Pipelines) sehr wichtig.

Grundwasserkarten: diese geben Hinweise auf die Tiefenlage, Form und Bewegungsrichtung des Grundwassers sowie Daten über den Grundwasserträger und den Grundwasserstauer. Diese Angaben können für technische Anlagen im Gelände (z. B. Wasserversorgung für Bohrungen) sehr nützlich sein, ebenso wie für seismische Geländearbeiten.

Bodenkarten: solche „pedologischen" Karten geben die Bodentypen und deren Verteilung an der Erdoberfläche an, dienen daher vorwiegend landwirtschaftlichen und fiskalischen Zwecken. Diese Karten sind für die Erdölindustrie deshalb von Bedeutung, weil sie als Grundlagen für die Rekultivierung dienen können (Bohr- und Sondenplätze, Pipelines).

Geochemische Karten: diese können sehr verschiedenartige Parameter zur Darstellung bringen, wie z. B. den Maturitätsgrad von Muttergesteinen (Kapitel II.1.1.), die Ergebnisse einer geochemischen Prospektion (Kapitel II.2.6.), den Gehalt an organischer Substanz (Kapitel II.1.3. und II.1.6.), die Verteilung der Salini-

tät (z. B. Gehalt des Porenwassers eines Speichergesteines oder einer Gruppe davon an NaCl [Steinsalz] oder Chlor, flächenhaft ermittelt durch eine entsprechende Anzahl Bohrungen; siehe auch Kapitel II.1., II.3.5. und V.5.).

Die nächste Gruppe von Karten wird als „Strukturkarten" im weiteren Sinne zusammengefaßt.

Unterkantenkarten von Deckenkörpern: darunter versteht man Karten der Unterflächen von tektonisch fernverfrachteten Gesteinskörpern (Decken). Das Ziel ist es, Form, Tiefenlage und Ausdehnung dieser unteren Begrenzungsflächen durch Isohypsen (Höhenschichtenlinien, hier meist unter dem Meeresspiegel liegend) darzustellen. In unseren Alpen ist die Prospektion nach Erdöl und Erdgas deshalb schwierig, weil diese fernverfrachteten Decken mit oft großer Mächtigkeit (etwa 500 m bis über 2000 m) einen Blick in den Tiefbau des Gebirges häufig verwehren. G. WESSELY hat schon Ende der siebziger Jahre den Vorschlag gemacht, solche Karten herzustellen. Nötig ist das Vorhandensein guter und moderner geologischer Karten für das Untersuchungsgebiet. Im Gelände wird nun eine Vielzahl relativ eng benachbarter geologischer Querschnitte (Kapitel II.2.3.1.) gelegt, wobei fehlende Daten ergänzt werden. Diese quer zum Streichen der Schichten gelegten Schnitte werden durch Längsschnitte, die parallel zum Schichtstreichen verlaufen, auf die geologische Plausibilität (Glaubwürdigkeit) geprüft. In die Karte wird nun die Verschneidungslinie zwischen der Deckenunterkante und der Erdoberfläche möglichst genau eingetragen und auch an entsprechenden Aufschlüssen der Einfallswinkel der Deckenunterkante ermittelt. Die Mächtigkeit der die betreffende Decke zusammensetzenden Schichten wird ebenfalls im Gelände überprüft. Die Kombination all dieser Daten mit den geologischen Quer- und Längsschnitten, die bis zur Deckenunterkante konstruiert werden, ergibt die räumliche Lage dieser Deckenunterkante in Gestalt einer Isohypsenkarte. Wenn auch bei diesem Verfahren vorwiegend tektonische „Trends" als Ergebnis zu erwarten sind, so bilden solche Karten gute Anhaltspunkte bei der Planung von seismischen Reflexions- und von Gravimetermessungen. Die wesentliche Aussage, die erwartet wird, ist die Möglichkeit des „Durchpausens" tiefer liegender Strukturelemente, z. B. der überschobenen Molassezone, des autochthonen Mesozoikums oder des kristallinen Grundgebirges, als Hinweis für zu prüfende Prospektionsziele.

Tektonische Karten: diese sollen die tektonischen Hauptelemente eines Gebietes übersichtlich aufzeigen, sodaß zusammenhängende Großeinheiten, ihre Untergliederung, Störungs- und Kluftsysteme, Bewegungstendenzen, Faltenbau usw. klar erkennbar werden. Luft- und Satellitenbilder sind für die Konstruktion solcher Karten sehr nützlich.

Geologische Blockbilder: es sind perspektivische, quasi-dreidimensionale Darstellungen des Tiefbaues bestimmter Gebiete. Geologische Karten sowie aufeinander meist senkrecht stehende Längs- und Querschnitte werden zur Konstruktion verwendet. Es ist dies eine auch für Laien sehr instruktive Form, geologische Gegebenheiten zu präsentieren (Abb. 115).

Schichtlagerungskarten: diese Strukturkarten werden immer auf die Ober- und Unterfläche einer bestimmten, geologisch gut definierten Schicht bezogen. Es sind tektonische Karten, die zeigen, wie die betreffende Schicht im Raume liegt (Abb. 163). Da hier die möglichst genaue Darstellung der Lagerungsverhältnisse notwendig ist, kann das bei den Unterkantenkarten geschilderte Verfahren nicht angewendet werden, da die Schichtfläche, auf die sich die Karte bezieht, zumeist nirgends an die Erdoberfläche kommt. Außerdem handelt es sich häufig um Gebiete im Flach- oder Hügelland mit entsprechend wenig Obertagsaufschlüssen. So eine Karte kann daher nur dann gezeichnet werden, wo eine genügende Anzahl von Bohrungen die betreffende Schichtfläche durchörtert haben. Es werden Schichtenlinienkarten gezeichnet, wobei die Konstruktion der Isohypsen durch Interpolation (Bestimmung von Zwischenwerten) der Daten jeweils be-

nachbarter Bohrungen erfolgt. Als Bezugsebene der Isohypsen wird zumeist der Meeresspiegel gewählt. Die Schichtlagerungskarten werden u. a. sowohl für die Erweiterung von Bohrgebieten, wie bei der Produktionsgeologie und der Lagerstättentechnik verwendet (Kapitel II.3.6. und II.4.3.).

Mächtigkeitskarten: will man die räumlichen Änderungen darstellen, die ein bestimmtes Schichtglied oder eine Schichtgruppe in bezug auf die Schichtdicke (Mächtigkeit) aufweist, so konstruiert man aus den Schichtlagerungskarten für die Ober- und Unterfläche durch Differenzbildung die Mächtigkeitskarte. Linien gleicher Schichtdicke werden Isopachen genannt (Isopachenkarte). Eine sehr wichtige Sonderform sind die Sandmächtigkeitskarten, bei denen die Isopachen für eine bestimmte Sand- oder Sandsteinschicht bzw. eine Gruppe von Sandlagen konstruiert werden. Bei allen Mächtigkeitskarten sind zahlreiche Bohrungen mit bohrlochgeophysikalischen Messungen (Kapitel II.3.3.) nötig. Solche Karten sind für die Festlegung von weiteren Bohrpunkten sehr vorteilhaft.

Sandschüttungskarten: hier spielen vor allem die sedimentologischen Eigenschaften einer Sandschicht eine Rolle. Zu- oder Abnahme der Korngrößen und des Abrollungsgrades der Sandkörner, Vorkommen gradierter Schichtung (Verringerung der Korngröße gegen das Hangende der Schicht, also gegen den oberen, jüngeren Teil), Mächtigkeitsänderungen (siehe Isopachenkarte), Änderungen der Schüttungsrichtung und Art sowie Änderungen der Gesteinszusammensetzung sind Daten, die Informationen über das Liefergebiet, die Transportrichtung und die Bildungsart des Sandkörpers geben können. Damit werden Hinweise gewonnen, welcher Teil dieses Sandkörpers die günstigsten Speichereigenschaften aufweisen wird.

Geophysikalische Karten: werden in den Kapiteln II.2.4. und II.2.5. näher beschrieben. Es wird nur darauf hingewiesen, daß jede derartige Karte, die für Prospektionszwecke erstellt wird, durch Einbindung in den geologischen Rahmen leichter geologisch deutbar wird. Was diese Karten aussagen sollen, zielt auf die praktische Nutzung zur Aufsuchung von Lagerstätten, also auf die Tiefenlage, Form und z. T. auf die Art von geologischen Körpern. Auch hier gilt, daß die geologische Interpretation geophysikalischer Meßergebnisse wesentlich effizienter ist, wenn Tiefbohrungen im betreffenden Gebiet vorhanden sind und gute geologische Oberflächenkarten zur Verfügung stehen.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.2.3.:

BLASCHKE, R., DITTMANN, G., NEUMANN-MAHLKAU, P. & VOWINCKEL, I. 1977; KÖLBL, L. 1957a; MENZ, J. 1981; STOYAN, D. 1975; WAGENBRETH, O. 1958.

II.2.4. Geophysikalische Prospektionsmethoden

II.2.4.1. Einleitung

von Franz WEBER und Ernst STRÖBL

Geophysikalische Prospektionsmethoden nehmen seit 1920 einen festen Platz bei der Suche und beim Aufschluß von Kohlenwasserstoffvorkommen ein. Die Rolle der Geophysik ist zwar konjunkturbedingten Schwankungen unterworfen, längerfristig betrachtet ergibt sich jedoch eine positive Grundtendenz hinsichtlich des Einsatzes von geophysikalischen Prospektionsmethoden. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, daß immer tiefere Stockwerke in den einzelnen Erdölprovinzen untersucht werden müssen, was eine besonders sorgfältige Auswahl der Bohrlokationen notwendig macht. Zum anderen ergeben sich aus den großen Fortschritten der Datenerfassung und Datenverarbeitung – vor allem in der Reflexionsseismik – ein viel besseres Auflösungsvermögen und eine gute Anpassung auch an komplizierte geologische Verhältnisse, so-

daß neue Aufgabenbereiche bis in die Produktionsgeologie und Lagerstättenphysik entstanden sind.

Geophysikalische Instrumente zählen zu den Spitzenprodukten der Meßtechnik überhaupt, bei denen die großen Fortschritte der Elektronik stets ihren Niederschlag gefunden haben. Unabhängig von der Art der Methode sind in der Geophysik meist große Datenmengen zu verarbeiten, sodaß der intensive EDV-Einsatz ein weiteres Charakteristikum bildet. Ein Ende dieser Entwicklung ist daher derzeit nicht abzusehen.

Bei der Interpretation der geophysikalischen Daten geht die Arbeit des Geophysikers nahtlos in die des Geologen über, und das integrierte Resultat bildet die Grundlage für die gesamte Aufschlußtätigkeit (siehe auch Kapitel II.2.5.).

Von einem praktischen Gesichtspunkt aus kann man die geophysikalischen Aufschlußmethoden in seismische und nichtseismische Verfahren einteilen. Dieses Prinzip hat deshalb seine Berechtigung, weil die Reflexionsseismik eine dominierende Rolle unter den Aufschlußverfahren spielt, auf die mehr als 90 % der gesamten Aktivitäten entfallen. Die zweite seismische Methode, die Refraktionsseismik, wurde dadurch seit Jahrzehnten weitgehend in den Hintergrund gedrängt.

Bei den sogenannten Potentialverfahren werden Gravimetrie und Magnetik vor allem zur Aufsuchung von strukturellen Ölfallen sowie zu Sonderanwendungen eingesetzt. Von den breit gefächerten geoelektrischen Verfahren haben nur einige wenige Bedeutung für den Kohlenwasserstoffaufschluß erlangt, nämlich die Tellurik und die Magnetotellurik sowie in Zukunft möglicherweise verstärkt die transiente Elektromagnetik und die Induzierte Polarisation.

II.2.4.2. Reflexionsseismik

von Franz WEBER & Ernst STRÖBL

II.2.4.2.1. Physikalische Grundlagen

Die Grundlage der seismischen Verfahren (Refraktionsseismik, Reflexionsseismik) bildet die seismische Welle. Diese ist als elastische Welle definiert, die sich in den Gesteinen des Untergrunds mit einer charakteristischen Geschwindigkeit (Schichtgeschwindigkeit in m/sec = V) ausbreitet. Die Erzeugung dieser elastischen Wellen erfolgt durch eine Sprengung (Schußseismik) oder häufig auch durch Vibration eines Gewichts (Vibroseisverfahren). Bei der Ausbreitung der seismischen Wellen gelten im Prinzip die Gesetze der Wellentheorie, die von der Optik her wohl bekannt sind (Fermat'sches Prinzip, Satz von HUYGENS, Brechungsgesetz, Reflexionsgesetz). Im Falle eines elastisch-homogen-isotropen Untergrunds (= mit konstanten Eigenschaften) breitet sich die seismische Energie als Kugelwelle aus. Zum Unterschied davon sind jedoch in der Erdkruste, vor allem in Sedimentgebieten, Grenzflächen vorhanden, an denen sich die elastischen Eigenschaften abrupt ändern. An einer solchen Grenzfläche (Reflexionshorizont) erfolgt nun eine Aufspaltung der seismischen Energie: ein Teil wird gebrochen und pflanzt sich nach dem Brechungsgesetz im Untergrund weiter fort, ein anderer Teil wird gemäß dem Reflexionsgesetz zur Erdoberfläche reflektiert (Abb. 24).

Es gibt zwei Arten von elastischen Wellen, nämlich Longitudinalwellen (Kompressionswellen) und Transversalwellen (Scherwellen). Bei den Longitudinalwellen folgt Verdichtung auf Verdünnung, wobei die Schwingungsrichtung in der Fortpflanzungsrichtung liegt. Bei den Schwerwellen dagegen steht die Schwingungsrichtung senkrecht zur Fortpflanzungsrichtung. Die Geschwindigkeiten „V" der elastischen Wellen werden durch die Elastizitätskonstanten der Gesteine bestimmt. Die Geschwindigkeit der P-Wellen (abgekürzt für Longitudinalwellen = Primae undae) ist größer als die der Scherwellen (S-Wellen, Secundae undae), und zwar beträgt die Relation V_p/V_s für die meisten Gesteine $\sqrt{3} \approx 1{,}7$.

In der Reflexionsseismik werden überwiegend Longitudinalwellen verwendet.

Die Amplitude (Schwingungsgröße) der reflektierten Welle wird durch den dimensionslosen Reflexionskoeffizienten bestimmt, der von der akustischen Impe-

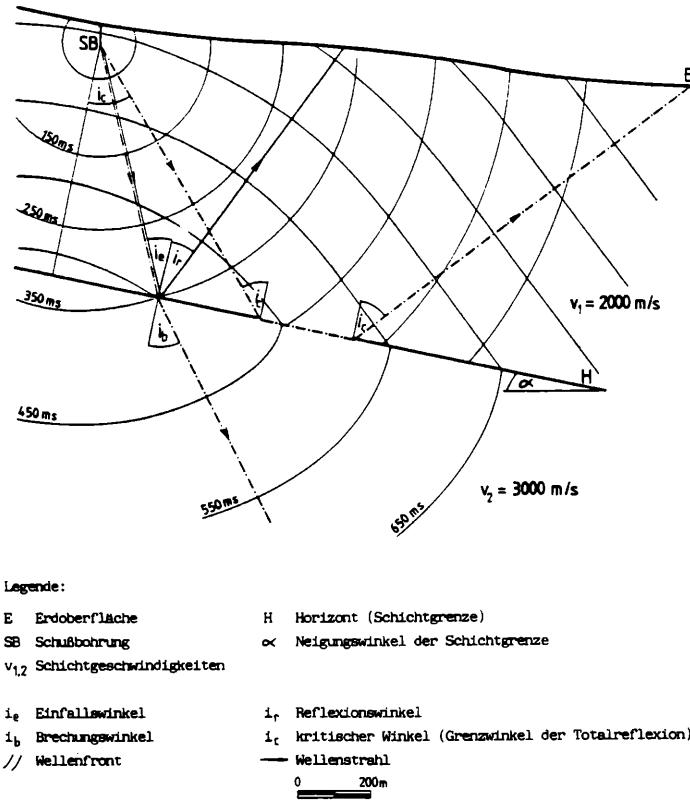


Abb. 24. Strahlen und Wellenfronten der Reflexions- und Refraktionsseismik

danz (Produkt von Dichte mal Geschwindigkeit) abhängt.

Da in einer sedimentären Schichtfolge meist die Dichte der Gesteine und daher die Schichtgeschwindigkeit mit der Tiefe zunehmen, ist der Reflexionskoeffizient in der Regel positiv. Wenn jedoch die akustische Impedanz der unteren Schicht kleiner ist als die der oberen Schicht, dann wird der Reflexionskoeffizient negativ und es erfolgt eine Phasenänderung der reflektierten Welle um 180 Grad.

Longitudinalwellengeschwindigkeiten von Sedimenten schwanken in einem weiten Bereich, nämlich von wenigen 100 m/s für unverfestigte Sande bis auf Werte von über 6000 m/s für Kalke und Dolomite. In geologisch jungen Sedimentbecken hat man in sandig-tonigen Schichtfolgen eine Zunahme der Geschwindigkeiten mit der Tiefe als Folge des zunehmenden Gebirgsdrucks beobachtet. Weiters nimmt die Schichtgeschwindigkeit der Sedimente mit abnehmender Porosität zu. Wasser- und ölgesättigte Schichten haben höhere Geschwindigkeiten als gasführende Gesteine. Diese Eigenschaft ist wichtig für die Entstehung sogenannter „bright spots", das sind kräftige Reflexionen im Bereich einer Gasakkumulation.

Eine wichtige Größe ist die Frequenz der seismischen Wellen (f), von der wiederum die Wellenlänge λ und damit das Auflösungsvermögen der Reflexionsseismik abhängt. Es besteht die Beziehung $V = \lambda.f$ bzw. $\lambda = \frac{V}{f}$.

Bei einer Sprengung entsteht ein breites Frequenzband (Schwingungsbereich), wobei jedoch durch die Filterwirkung der Erde die höheren Frequenzen absorbiert

werden, sodaß die in der Praxis auftretenden Reflexionen sich im Bereich von 20 bis 80 Hz (= Schwingungen/sec) bewegen. Daraus folgt, daß die Wellenlängen der seismischen Wellen im Bereich von mehreren 10er m bis zu mehreren 100 m liegen. Durch konstruktive Interferenz (Summierung von Schwingungen) können jedoch auch Reflexionen von Schichtfolgen entstehen, die wesentlich geringmächtiger als die Hauptwellenlänge sind.

Refraktions- und Reflexionsseismik waren ursprünglich reine Laufzeitverfahren, d. h. die Grundlage der Aussage war die Laufzeit der refraktierten und reflektierten Wellen (siehe auch Kapitel II.2.4.3.). Die Laufzeit wird als Weg durch Schichtgeschwindigkeit definiert. In der Digitalreflexionsseismik sind auch die Amplitude und die Frequenz der Reflexionen aussagekräftige Parameter. Aus der Strahlengeometrie ergibt sich, daß die Laufzeitkurve der refraktierten Welle eine Geradengleichung ist, während die der reflektierten Welle bei Vorhandensein einer konstanten Geschwindigkeit im Gestein über dem Reflexionshorizont die Gleichung einer Hyperbel darstellt.

II.2.4.2.2. Instrumente

Eine hochentwickelte Technologie ist notwendig, um die energieschwachen Reflexionen aufzunehmen und erkennbar zu machen. Das besondere Anliegen besteht nun darin, ein möglichst günstiges Verhältnis der Nutzenergie (Reflexionen) zur Störenergie zu erreichen.

Die Störenergie kann sich aus verschiedenen Faktoren zusammensetzen. Als Beispiele sollen genannt werden: natürliche Bodenunruhe, Erdbeben, Wind, Nachschwingungen von Rutschungen und Setzungsvorgängen, alle laufenden Maschinen und Motore von Fabriken, Werkstätten, landwirtschaftlichen Geräten sowie vom Verkehr, weiters Vibrationen von Stromleitungen, Steinbruch-Sprengungen, durch die Schußseismik erzeugte Oberflächenwellen.

Die Basis für die Registrierung der seismischen Wellen bildet das Geophon. Das heute fast ausschließlich verwendete elektromagnetische Geophon wandelt die elastische Energie der Reflexionen in elektrische Energie um. Die induzierte Spannung ist proportional der relativen Geschwindigkeit zwischen Magnet und Spule, die wiederum proportional der Geschwindigkeit der Erdbewegung ist. In der Praxis werden nicht einzelne Geophone verwendet, sondern Geophongruppen, die entlang der Meßlinie oder in flächenhaften Mustern zusammengeschlossen werden, um unerwünschte Störwellen zu unterdrücken. Für die Aufzeichnung von Scherwellen, die zusammen mit den Kompressionswellen Aufschluß über die Lithologie geben können, verwendet man Geophone, die auf eine bestimmte Horizontalkomponente der Bodenschwingung ansprechen.

Für die folgenden Aufnahmeschritte muß das seismische Signal möglichst unverzerrt bei maximaler Störenergieunterdrückung erhalten bleiben. Eine automatische Amplitudenregelung verstärkt die schwachen Reflexionen, die um etwa 100 Dezibel kleiner sein können als die starken Signale der oberflächennahen Schichten. Elektronische Filter trennen die Frequenzen der Reflexionen, die meist zwischen 20–80 Hz liegen, von den hoch- und tieffrequenten Störwellen.

Unter Digitalisierung des seismischen Signals versteht man dessen Abtastung in konstanten Zeitabständen und die Verwandlung der gemessenen Spannungswerte in einen Binärcode. Die Abtastrate liegt zwischen 1–4 ms, kann aber für Spezialzwecke bis zu 0,25 ms herabgehen. Da beispielsweise in der Vibroseismik eine Aufnahme aus mehreren Einzelaufnahmen besteht, muß ein modernes Aufnahmegerät einen sogenannten Stacker (Stapler) besitzen. Die Einzelseismogramme werden dort summiert und gespeichert. Nach einer vorgegebenen Anzahl von Summationen wird das Seismogramm auf Magnetband geschrieben (Abb. 25).

In der Vibroseismik ist das seismische Signal kein scharfer Impuls, sondern ein bestimmtes Frequenzband über eine Dauer von mehreren Sekunden. Um zu einem Bild mit scharfen Reflexionen zu kommen, müssen die Seismogramme mit

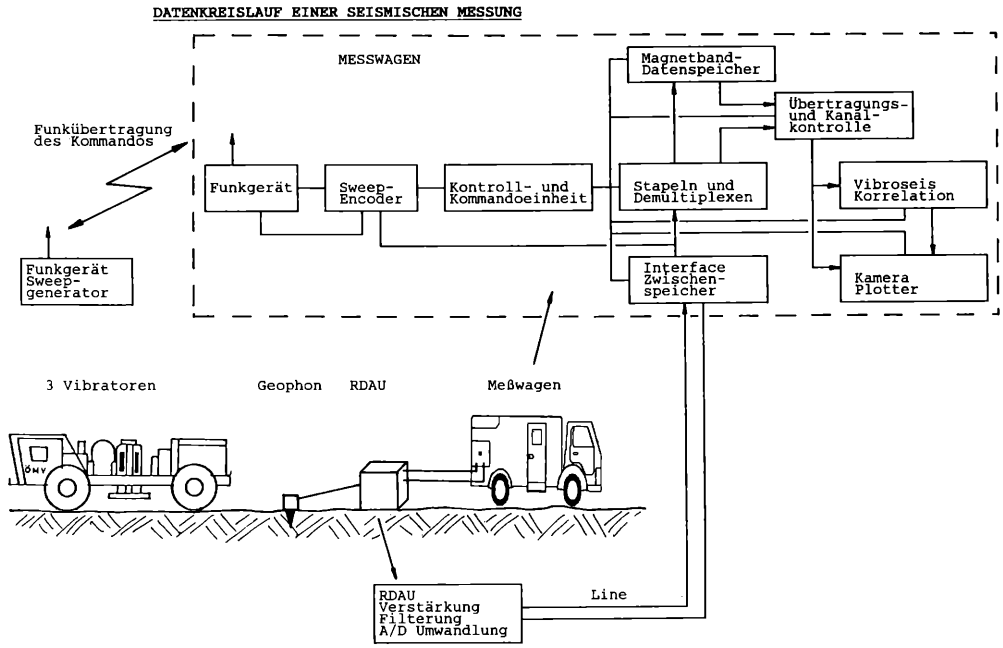


Abb. 25. Datenkreislauf einer seismischen Messung

dem Eingangssignal korreliert werden. Dieser Korrelator, vergleichbar mit einem Prozeßrechner, ist ebenfalls Bestandteil der Instrumentierung.

Ein Zeichengerät oder Plotter macht eine graphische Darstellung der Daten im Feld möglich, um eine ständige Qualitätskontrolle zu gewährleisten. Funkgeräte sorgen für die Synchronisierung von Meßinstrumenten und seismischer Energiequelle. Konventionelle Meßgeräte, bei denen jede Geophongruppe direkt mittels separatem Draht mit dem Meßwagen verbunden ist, können maximal bis 120 Kanäle ausgebaut werden. Man erreicht damit die Grenzen einer wirtschaftlichen und praktischen Handhabung vieladriger Kabel. Telemetriesysteme haben dagegen sogenannte RDUs (Remote Data Units) im Feld, die die Daten einer oder mehrerer Geophongruppen sammeln, verstärken, filtern, digitalisieren und speichern. Die Übertragung der Daten mehrerer RDUs erfolgt nun über normale zweipolige Kabel oder bei besonders großer Datenmenge über optische Leiter zum Meßwagen (Abb. 26). Bis zu tausend Geophongruppen bei Übertragungslängen von mehr als 6 km können mit Telemetriesystemen gleichzeitig registriert werden.

II.2.4.2.3. Sprengseismik-Vibroseisverfahren

Die Energiequellen in der Landseismik können nach Form und Dauer des seismischen Impulses unterschieden werden. Sprengseismik, die die Energie durch Detonation einer Sprengladung in einem Bohrloch innerhalb einiger Millisekunden erzeugt und Vibroseismik, die mittels Schwerfahrzeugen eine sekundenlange Schwingung auf den Boden überträgt, machen über 90 % der verwendeten Energiequellen aus.

In der Schuß- oder Sprengseismik wird mit Bohrgeräten die Verwitterungsschicht durchbohrt und in einer konsolidierten Schicht, z. B. Ton, ein chemischer Sprengstoff, wie Gelatine-Donarit, zur Detonation gebracht. Die durchschnittlichen Bohrtiefen liegen zwischen 10 und 50 m die Ladungsmengen bewegen sich in Größen von 2 bis 5 kg.



Abb. 26. Innenansicht eines seismischen Meßwagens (Foto: P. Fromme)



Abb. 27. Vibrator Mertz Model 10

Vibroseis (Trademark Conoco) wurde in den sechziger Jahren entwickelt und seither ständig verbessert. Heute liegt ihr Anteil in Europa bei etwa 66 %. Spezielle Fahrzeuge übertragen durch eine schwere Metallplatte eine bestimmte Schwingung auf den Boden (Abb. 27). Im Gegensatz zur Sprengseismik ist dieses Signal durch eine elektronisch gesteuerte Hydraulik kontrollierbar. Es wird ausschließlich eine Sinusschwingung, deren Frequenz sich linear oder auch exponentiell ändert, verwendet. Die Bandbreite des Signals bewegt sich von etwa 8 bis 80 Hz. Die Dauer des Signals beträgt zwischen 10 und 20 s. Die maximale Andruckkraft der Bodenplatte liegt je nach Vibratortype zwischen 7 und 20 t und kann während der Schwingung selbstregelnd variiert werden. Der Einsatz mehrerer simultan arbeitender Vibratoren erhöht die Energie und damit die Eindringtiefe des Signals.

II.2.4.2.4. Feldverfahren

Die Standardaufstellung in der zweidimensionalen Profilseismik (2D-Seismik) ist eine symmetrische Empfängerauslage, bei der zwischen 48 und 240 Geophongruppen zu beiden Seiten des Erregerpunktes (Schuß oder Vibro) in konstanten Abständen aufgestellt werden. Diese Anordnung wird kontinuierlich um eine oder mehrere Geophongruppenabstände pro Erregerpunkt entlang des Profils verschoben. Die Reflexionshorizonte, kurz Reflektoren genannt, werden dabei von den Strahlen mehrfach aus verschiedenen, aufeinanderfolgenden Oberflächenpositionen abgetastet, weswegen wir von einer Mehrfachüberdeckung oder CMP (Common-midpoint-Methode; Abb. 28) sprechen. Durch Summierung oder Stapeln, wie der Fachausdruck lautet, der von verschiedenen Erreger- und Empfängergruppen kommenden Information eines Untergrundelementes wird das Nutz-/Störsignalverhältnis entscheidend verbessert.

Die Meßleistung eines seismischen Trupps hängt von den Geländebedingungen und den zuvor erwähnten Meßparametern, wie Überdeckungsgrad, Abstand der Meßstationen und Anzahl der Geophongruppen pro Aufstellung ab und liegt zwischen 1,5 und 4 km pro Tag.

Die topographischen Gegebenheiten in den Alpen stellen eine besondere Herausforderung für die Seismik dar. Da die leichter meßbaren Täler eine unzureichende Profildichte ergeben, die Talfüllungen seismische Energie kaum durchlassen und der Talverlauf z. T. an geologische Störungszonen gebunden ist, werden die steilen und kurvenreichen Forststraßen sehr oft zu seismischen Profiltrassen. Diese meist stark gekrümmten Linien führen zu irregulärer Überdeckung und bedingen eine spezielle Bearbeitungstechnik. Trotzdem gilt es immer häufiger, unbefahrbares Gelände zu untersuchen. Eine Möglichkeit ist der Transport des Personals und Materials, bestehend aus Geophonen, Handbohrgeräten und Meßstationen, mittels Hubschrauber in die schwer erreichbare Region.

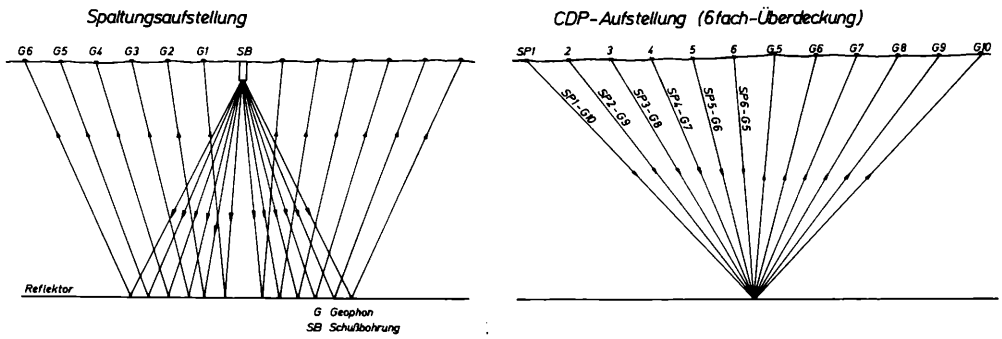


Abb. 28. Prinzip der Spaltungsaufstellung und des CMP-Verfahrens

Eine neue Phase der Seismik wurde Ende der sechziger Jahre durch die 3D-Seismik (dreidimensionale Seismik) eingeleitet. Durch ein flächenhaftes Meßnetz von Geophon- und Erregerlinien obertage ist man in der Lage, das sich dreidimensional ausbreitende Wellenfeld auch dreidimensional zu erfassen. Man erreicht dadurch eine wesentlich bessere räumliche Auflösung und eine ungeahnte Vielfalt von Darstellungsmöglichkeiten, zu denen auch konstante Zeitschnitte, die mit Isolinienkarten der Untergrundstrukturen vergleichbar sind, gehören. Voraussetzung für die 3D-Seismik waren seismische Meßapparaturen nach dem Telemetriesystem mit mehr als 200 Kanälen, extrem leistungsstarke Computer für die Verarbeitung riesiger Datenmengen und computerunterstützte graphische Arbeitsplätze für die Interpretation der Ergebnisse. Meßaufwand und damit Kosten sind zum Großteil von der Dichte des Geophon- und Erregernetzes abhängig, die wiederum von der Zieltiefe, dem Einfallen der Schichten und den Reflexionsbedingungen bestimmt werden.

II.2.4.2.5. Rechnergestützte Verarbeitung seismischer Daten (Processing)

Die Verarbeitung der seismischen Meßdaten erfolgt in der Regel in eigens dafür konzipierten Rechenzentren. Die Meßdaten werden in einem ersten Schritt in ein computerinternes Format umgewandelt, auf Papier dargestellt und gesichtet, um schlechte Spuren oder starke Störsignale zu löschen sowie nach gemeinsamen Erreger-/Empfängermittelpunkten (CMP) geordnet. Da der Untergrund das seismische Signal stark dämpft, verzerrt und zum Nachschwingen bringt, wird durch eine Amplitudennormierung und eine sogenannte Umkehrfilterung oder Dekonvolution dieser Einfluß rückgäng gemacht.

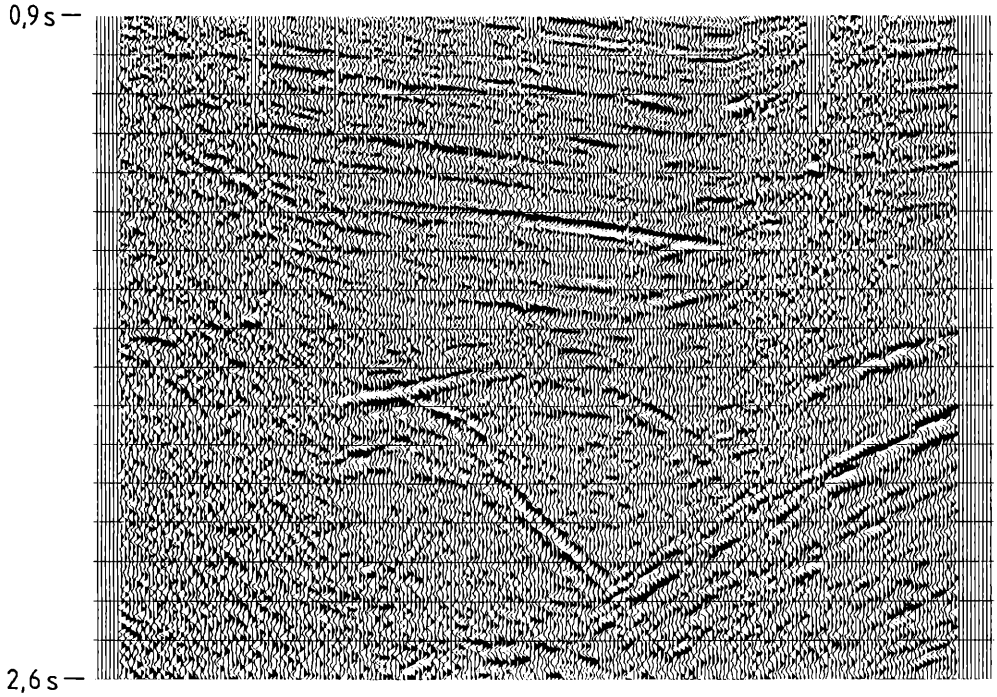
Der nächste Schritt umfaßt die Anbringung bzw. schrittweise Verbesserung verschiedener Korrekturen des seismischen Signals. Der Einfluß der Verwitterungsschicht auf die Aufnahme, die wegen ihrer niedrigen Geschwindigkeit eine Laufzeitverzögerung der Strahlen bewirkt, sowie die variablen Geländehöhen werden laufzeitmäßig auf ein konstantes Bezugsniveau, das unterhalb der Verwitterungsschicht liegt, korrigiert (siehe auch Kapitel II.2.4.3.).

Die dynamischen Korrekturen eliminieren die Wirkung der Hyperbelkrümmung der Reflexionen, deren Laufzeitdifferenz von der Reflexionstiefe, der Fortpflanzungsgeschwindigkeit der seismischen Welle im Gestein und dem Abstand Erreger-Empfänger abhängt.

Die Mehrfachüberdeckung liefert eine gute statistische Grundlage, um statische und dynamische Korrekturen automatisch zu verbessern. Geneigte Reflexionshorizonte sind gegenüber der Oberfläche verschoben und mit falscher Neigung abgebildet, was früher meist graphisch korrigiert wurde. Die mathematische Methode hierfür wird seismische Migration genannt und ist seit den sechziger Jahren routinemäßig in Anwendung (Abb. 29).

Optische Verbesserungen der Abspielung werden durch diverse Filterverfahren erreicht. Das Endergebnis ist ein seismischer Schnitt, dessen Abszisse die Profilposition und dessen Ordinate die Zweiweg-Laufzeit (2 t) der Reflexionen angibt. Die Wellenberge der Schwingung werden meist flächig schwarz dargestellt, während die Wellentäler linienförmig durchgezogen sind. Neben der Schwingungshöhe oder Amplitude kann auch die Momentanfrequenz oder Momentanphase abgebildet werden, wobei die farbige Darstellung der Daten ein höheres Auflösungsvermögen als das Schwarz-Weiß-Bild liefert. Abb. 30 zeigt stark vereinfacht die verschiedenen Processingstufen.

Stehen das Sonic- und Dichtelog einer Bohrung zur Verfügung (siehe Kap. II.3.3.), so kann durch eine besondere Processingmethode eine seismische Inversion durchgeführt werden. Man versteht darunter die Darstellung des seismischen Schnitts in Form von Pseudo-Soniclogs oder relativen Intervallgeschwindigkeiten. Es lassen sich so einzelne Schichtglieder



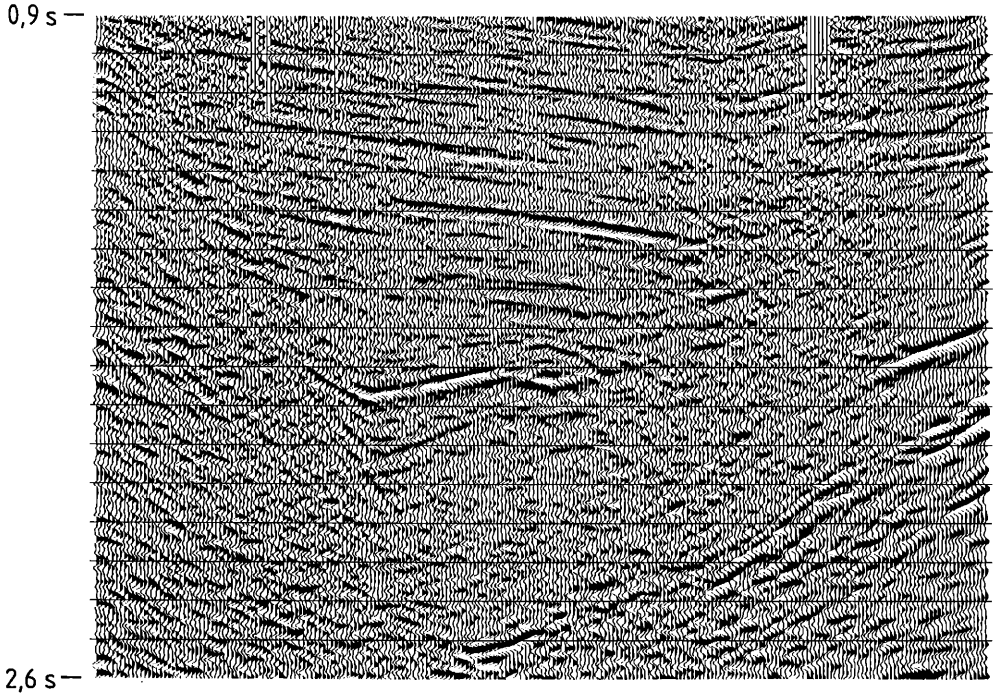


Abb. 29. Beispiel für die Wirkung der Migration (Material der ÖMV Aktiengesellschaft, Wien)

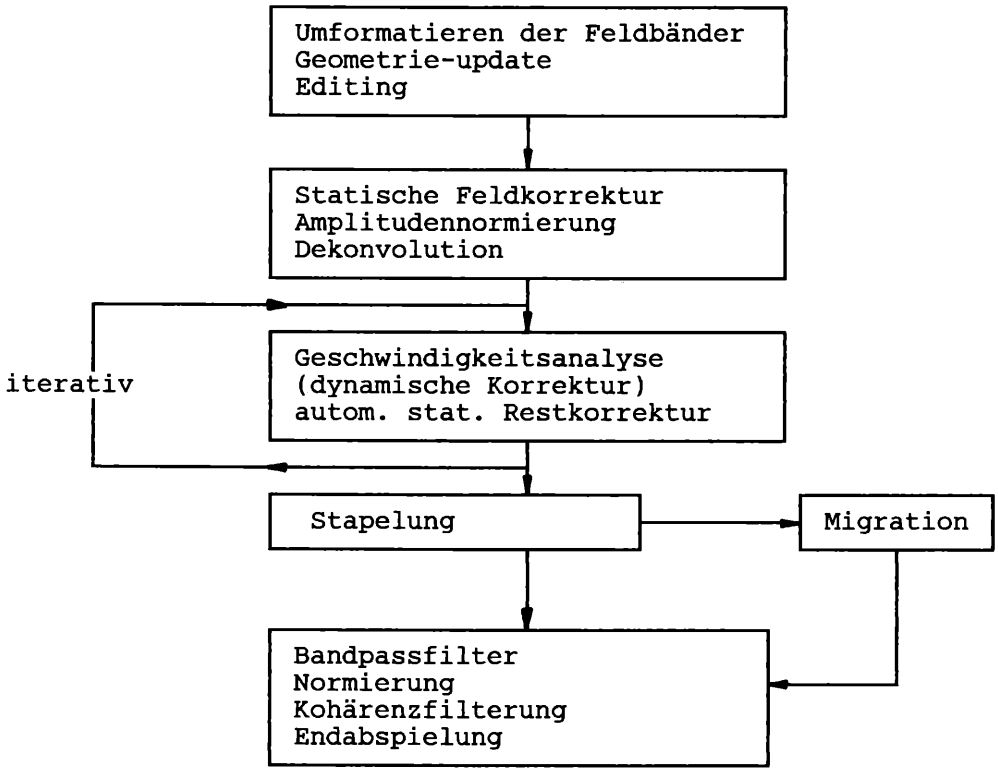


Abb. 30. Vereinfachte seismische Processingsequenz

der Bohrung lithologisch weiterverfolgen und stratigraphisch interpretieren.

Am Beginn der Anwendung der 3D-Seismik waren die damaligen Computer zu schwach, um die Daten zu verarbeiten. Mit Einführung von Supercomputern wurde die Processingzeit stark reduziert, und spezielle 3D-Processingschritte, wie die dreidimensionale, automatische, statische Restkorrekturermittlung oder die 3D-Migration, wurden in einem einzigen Schritt möglich.

Die seismische Migration, die, wie vorher erwähnt, Reflexionen in ihre richtige Position bringt, wird heute verstärkt vor der Stapelung angewendet, vor allem bei komplexen Strukturen, wie beispielsweise bei Salzstöcken. Man erhält dadurch eine bessere Auflösung und Geschwindigkeitsinformation, die Methode geht allerdings insbesondere im 3D-Bereich an die Grenze der Computerleistungsfähigkeit.

Zur Ermittlung der Fortpflanzungsgeschwindigkeit der seismischen Wellen gibt es verschiedene Methoden. Stehen keine Bohrlochinformationen zur Verfügung, werden während des Processings Geschwindigkeitsanalysen ausgeführt, die zu einer ersten Näherung der Schichtgeschwindigkeiten führen. Eine genaue Aufeinanderfolge der Schichtgeschwindigkeit kann nur aus Messungen in einem Bohrloch ermittelt werden. Liegt ein Sonic-Log vor, so können aus den dort aufgezeichneten Laufzeiten für die einzelnen Schichten direkt diese Schichtgeschwindigkeiten berechnet werden. Eine zweite Methode besteht in der sogenannten „Geophonversenkung". Dabei wird an der Oberfläche neben der Tiefbohrung in einem seichten Bohrloch mehrmals mit geringer Ladung geschossen, wobei aber die Tiefenlage des Bohrlochgeophons jeweils vor einem Schuß so verändert wird,

daß ein dem lithologischen Profil entsprechendes Geschwindigkeitsprofil erhalten wird. Das „Vertical seismic profiling" wird auch im Kapitel II.2.5.2. als weiteres Verfahren zur Ermittlung der Schichtgeschwindigkeiten erwähnt. Man kann auch aus Refraktionsmessungen diese Daten gewinnen (Kap. II.2.4.3.).

II.2.4.2.6. Auswertung, Darstellung und Interpretation reflexionsseismischer Messungen

Als Ergebnis des Processings liegt bei der 2D-Seismik ein Zeitprofil vor, das die Ausgangsbasis für die weiterführende Auswertung und Interpretation darstellt. Auf diesem Zeitprofil werden die Reflexionen durchverfolgt, ein Vorgang, der als Korrelation bezeichnet wird. Diese stützt sich zunächst auf die sogenannten Leithorizonte, die in der Regel markanten lithologischen und/oder stratigraphischen Änderungen entsprechen. In diesem Zeitprofil sind nun – entsprechende Leithorizonte vorausgesetzt – die gesamten Informationen über die geologischen Strukturen des Gebietes enthalten. Die auf den Profilen in bestimmten Intervallen abgelesenen Laufzeiten eines Leithorizonts werden sodann zur Kartendarstellung verwendet (Zeitkarten), die nach denselben Grundsätzen wie jede Isoliniendarstellung erfolgt. Bei nicht zu komplizierter Struktur, insbesondere bezüglich des Vorhandenseins von Brüchen, erfolgt die Konstruktion maschinell mit entsprechenden Rechenprogrammen.

Durch Kombination mit den Geschwindigkeitsdaten ist eine Umwandlung in Tiefenpläne (Teufenkarten) unschwer möglich, die für Vergleiche mit geologischen Daten stets bevorzugt werden. Weitere Angaben sind in Kapitel II.2.5. zu finden.

Bei der Auswertung der Zeitprofile sollen im folgenden die Besonderheiten von Brüchen und Überschiebungen skizziert werden, da diese Strukturtypen als KW-Fallen von großer Bedeutung sind.

Strukturelle Ölfallen

Für das Erkennen von normalen und inversen Brüchen gibt es bewährte Kriterien. Unter einem normalen (gleichsinnigen, synthetischen) Bruch versteht man eine Verwerfung, bei der die Einfallsrichtungen der Abschiebungsfläche und der abgesenkten Schichtfläche gleich sind, d. h. in dieselbe Weltrichtung zeigen. Bei einem inversen (gegensinnigen, antithetischen) Verwurf sind dagegen die Einfallsrichtungen der Bruchfläche (Abschiebungsfläche) und der abgesenkten Schichtfläche um 180° verschieden.

Voraussetzung für das Auffinden dieser Dislokationen (Lagerungsstörungen) ist eine gute Datenqualität in Verbindung mit dem Auftreten von Leithorizonten. Die zeitliche Versetzung derselben bildet ein Maß für die Sprunghöhe. Das Auflösungsvermögen ist frequenzabhängig und beträgt im günstigen Fall bis zu einer halben Periode. Für die Bestimmung des genauen Einfallens der Bruchfläche sind mindestens 2 Reflektoren notwendig. In den Rohabspielungen machen sich Brüche oft durch weithin anhaltende Beugungswellen, die von den Bruchkanten ausgehen, bemerkbar. Beim Studium der Eigenschaften dieser Diffraktionen (Laufzeit, Amplitude, Phase) haben sich Modellversuche sehr bewährt. Sekundäre Kriterien sind Änderungen des Schichteinfallens bei Annäherung an die Bruchfläche, Amplitudenänderungen, Ausbildung von Schattenzonen im Bereich unterhalb der Bruchfläche sowie direkte Reflexionen derselben.

Bei einem dichten Meßnetz bietet die Korrelation in geschlossenen Schleifen eine weitere Kontrolle, d. h. man muß bei Verfolgung eines bestimmten Leithorizontes wieder zur gleichen Reflexionsphase am Ausgangspunkt zurückkommen.

Ölgeologisch wichtig sind die antithetischen Brüche in der Molassezone (Tiefscholle im N), an die zahlreiche Ölfelder gebunden sind. Ein typischer Vertreter ist der antithetische Verwurf von Voitsdorf, O.Ö. (siehe Kapitel IV.4.1.), mit seinen Ölvorkommen im Eozän und Cenoman (Abb. 31).

Im nördlichen Wiener Becken ist der Steinbergbruch besonders hervorzuheben (Beilage 12), der durch Neigungsänderungen, Änderungen des Reflexionscharakters und starke Zunahme der Mächtigkeit

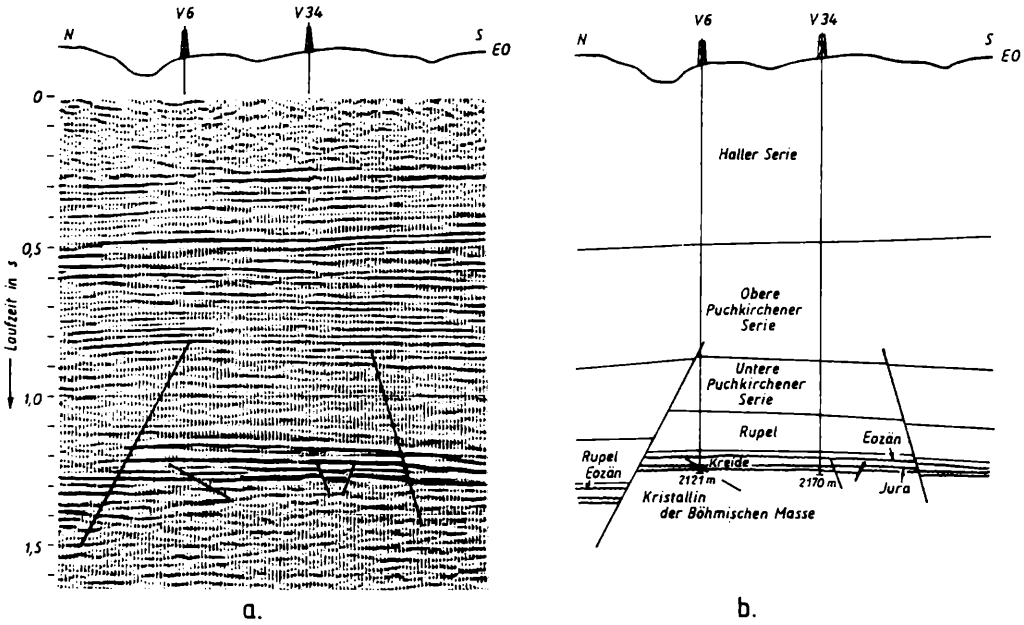


Abb. 31. Antithetischer Bruch und Monoklinale – Ölfeld Voitsdorf/Oberösterreich
a) reflexionsseismisches Profil (nach Kittler; Malzer 1984, unveröff. Material der RAG, Wien)
b) geologisches Profil (nach Kollmann; Malzer, 1980) V6, V34 – Bohrungen EO – Erdoberfläche

der Schichtglieder auf der Tiefscholle reflexionsseismisch klar in Erscheinung tritt (siehe auch Kapitel IV.3.1.1.).

Überschiebungen sind ein charakteristisches Strukturelement des alpinen Deckenbaus und bilden ein schwieriges Aufschlußproblem für die im Helvetikum/Flysch und in den Kalkalpen gelegenen Hoffnungsgebiete. Das Aufschlußziel befindet sich in der Regel in der überschobenen Einheit, das sind also die Ölfallen in der ungestörten Molasse und im Autochthonen Mesozoikum. Um diese Strukturen lagerichtig zu erfassen, muß der Einfluß des Deckenkörpers auf den Wellenweg möglichst genau berücksichtigt werden. Von den zahlreichen Komplikationen soll nur auf das Geometrie- und das Geschwindigkeitsproblem besonders hingewiesen werden. Ersteres ergibt sich durch die oft steil einfallenden Schichten, Falten und Schuppen, die zu einer höchst komplizierten Strahlengeometrie führen. Dadurch wird das Processing, speziell die Migration, zu einem schwierigen Problem mit nicht immer befriedigenden Lösungen. Insbesonders stößt es auf Schwierigkeiten, die Internstruktur des Deckenkörpers aufzulösen. Das Geschwindigkeitsproblem resultiert einerseits aus dem Umstand, daß im Deckenkörper Gesteinskomplexe mit Geschwindigkeitsunterschieden bis zu ca. 3000 m/s enthalten sind. Dazu kommen weiters Änderungen in den petrophysikalischen Eigenschaften und somit auch der Geschwindigkeit durch die starke tektonische Beanspruchung, wovon sowohl die Gesteine der Schubmasse als auch des überschobenen Bereichs betroffen sind.

Innerhalb der Flyschzone lassen sich die Reflexionselemente in der Regel nicht über längere Strecken korrelieren, d. h. es fehlen ausgeprägte Leithorizonte. In den Nördlichen Kalkalpen sind das Karn und das Permoskyth Schichtglieder mit einer markanten Geschwindigkeitsabnahme, die zu Reflexionen guter Qualität führt. Diese Niveaus bilden somit wichtige Leithorizonte, wie auch die Geschwindigkeitsmessungen in den bisherigen Tiefbohrungen in den Kalkalpen ergeben haben.

Bedeutende Verbesserungen in der Datenqualität konnten durch die 3 D-Seismik erzielt werden, wie das Beispiel des Gaskondensatfeldes Höflein bei Klosterneuburg (siehe Kapitel IV.4.3.) anschaulich demonstriert (Abb. 32).

Stratigraphische Fallen

Vor allem seit der intensiven Suche nach Gaslagerstätten im Tertiär der Molassezone und des Wiener Beckens ist die Untersuchung der lithofaziellen Verhältnisse fester Bestandteil eines jeden Aufschlußprogramms. Durch die Fortschritte der Digitalseismik wurden weltweit wichtige Erkenntnisse gesammelt, die zu einer eigenen Forschungsrichtung führten, der sog. Seismostratigraphie oder seismischen Faziesanalyse. Dadurch können Rückschlüsse auf geologische und sedimentäre Faktoren eines Gebietes gezogen werden, die die Bildung und Akkumulation von Kohlenwasserstoffen beeinflussen. Die wichtigsten Parameter, auf die sich die seismostratigraphische Analyse stützt, sind Reflexionscharakter und -kontinuität, Einfallswinkel, Reflexionsgeometrie, Amplitude, Frequenz, Polarität, Intervallgeschwindigkeit. Die Grundvoraussetzung ist also, daß in einem zu untersuchenden Gebiet zahlreiche Reflexionen bis zum Beckenuntergrund vorhanden sind, wobei an die Qualität der Aufnahmen hohe Ansprüche zu stellen sind.

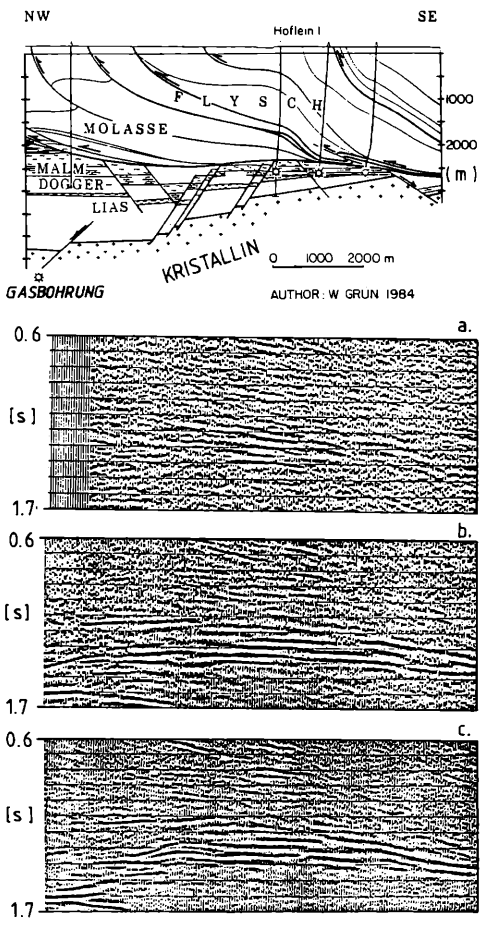


Abb. 32. Geologisches Profil und Profil der 3D-Seismik Höflein
a) Endabspielung einer Linie
b) Migration senkrecht zur Profilrichtung
c) Migration in Profilrichtung nach K. Schimunek u. E. Ströbl 1985

Im Reflexionscharakter und in der Kontinuität kommt die Art der Sedimentation zum Ausdruck, da ein Stillwassermilieu ein anderes Reflexionsmuster ergibt als ein geodynamisch unruhiger Beckenabschnitt. Reflexionen hoher Amplitude mit Leithorizontcharakter weisen auf einen mächtigen Horizont mit beträchtlichem Unterschied in den akustischen Eigenschaften hin. Bei der Reflexionskonfiguration sind 3 grundlegende Muster zu unterscheiden, nämlich geschichtet, reflexionsfrei und chaotisch; daraus lassen sich ebenfalls wichtige Schlüsse auf die Genese einer sedimentären Einheit ziehen.

Die Intervallgeschwindigkeit ist ein aussagekräftiger Parameter hinsichtlich der Lithologie und damit auch der Fazies. Durch eine weiterführende Methode, das Pseudoimpedanzlog, können auch lateral rasch erfolgende Fazieswechsel erkannt werden.

Von den zahlreichen Typen primärer und sekundärer stratigraphischer Ölfallen (Sandabfolgen in klastischen Serien und Karbonaten, Riffe, Diskordanzen) haben auskeilende Sande als Fallen in den österreichischen Kohlenwasserstoffprovinzen große Bedeutung.

Das Gasfeld Haag (O.Ö.) kann als ein typisches Beispiel eines auskeilenden San-

des an der Basis der Haller Serie genannt werden (siehe Kapitel IV.4.1.3.). An der Basis dieser Einheit treten in den marinen Tonmergeln gutpermeable, feinkörnige Sande auf, die nach K. KOLLMANN & O. MALZER (1980) als küstenparallele Sandbarrieren eines Flachmeeres gebildet wurden. Durch die Amplitudenänderung kann der Gas/Wasserkontakt exakt festgelegt werden. Der Bereich der Vertonung macht sich durch eine Charakteränderung und das Auskeilen des Horizontes überdies durch die Winkeldiskordanz bemerkbar (Abb. 33).

In diesem Zusammenhang soll auch auf die „bright spots" zur Auffindung von Gassanden hingewiesen werden. Es hat sich weltweit gezeigt, daß Gassande im Vergleich zu wasser- oder ölführenden Sanden, aber auch gegenüber Tonen, eine niedrigere Geschwindigkeit und Dichte aufweisen. Daher entsteht über der Gaskappe an der Grenze Ton/Gassand ein beträchtlicher negativer Reflexionskoeffizient und eine kräftige Reflexion. Bei genügender Sandmächtigkeit kann auch der Gas/Wasserkontakt als separate, horizontale Reflexion erkannt werden („flat spot"). Mit zunehmender Tiefe nehmen allerdings die Impedanzunterschiede ab, sodaß diese Auswertungstechnik nur bis zu einem Teufenbereich von etwa 1500 m anwendbar ist.

II.2.4.3. Refraktionsseismik

von Friedrich BRIX

Eine an der Erdoberfläche erzeugte seismische, elastische Welle breitet sich in einem darunter liegenden homogenen Gesteinskörper zunächst nach allen Richtungen gleichmäßig aus. Es soll nun ein bestimmter Wellenstrahl in seinem Lauf verfolgt werden.

Trifft dieser Wellenstrahl auf einen darunter liegenden Gesteinskörper mit anderen lithologisch-physikalischen Eigenschaften, so wird ein Teil der Welle reflektiert, wie im Kapitel II.2.4.2. schon beschrieben wurde. Ein anderer Teil der Welle dringt in diesen Gesteinskörper ein und setzt seinen Weg in die Tiefe fort. Dabei ändert sich aber die Ausbreitungsrichtung des Wellenstrahls entsprechend dem Brechungsgesetz, so wie in der Optik. Die aufeinanderfolgenden Gesteinsschichten weisen außerdem, je nach ihren physikalischen Eigenschaften, verschiedene Geschwindigkeiten für seismische Wellen auf (Wellengeschwindigkeit).

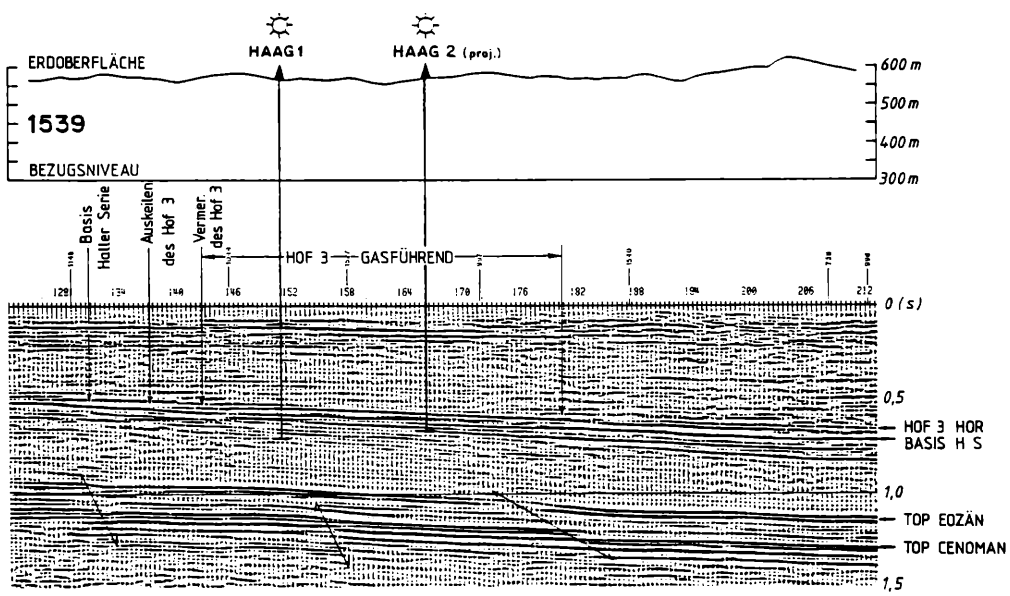


Abb. 33. Auskeilender Gassand des Feldes Haag in der Molasse von O.Ö., nach Kittler 1984

Hat nun der tiefer liegende Gesteinskörper eine höhere Wellengeschwindigkeit als der darüberliegende, so wird bei einem bestimmten Einfallswinkel α der Brechungswinkel β 90° (Abb. 34). Das heißt, daß ein weiterer Teil der Wellenenergie nicht in den tiefer liegenden Gesteinskörper eindringen wird, sondern an der Grenzschicht der beiden Gesteinskörper im Bereich der höheren Geschwindigkeit entlang laufen wird. Dabei werden ununterbrochen seismische Wellen nach oben bis zur Erdoberfläche zurückgeworfen. Dies bezeichnet man in der Seismik als Refraktion.

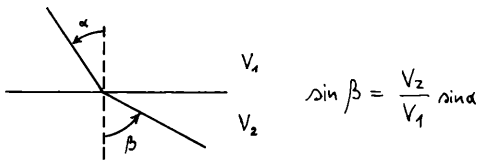


Abb. 34. Brechungsgesetz

Die refraktierten Wellen werden an der Erdoberfläche durch Geophone in elektrische Spannungen umgewandelt und in einer Meßstation digital aufgezeichnet. Dieser Effekt wird dazu benützt, um die sehr wichtigen Wellengeschwindigkeiten der verschiedenen aufeinanderfolgenden Gesteinskörper bestimmen zu können. So ist es z. B. notwendig, die Wellengeschwindigkeit und Mächtigkeit der Verwitterungsschicht zu ermitteln, da dies für die statischen Korrekturen bei der Reflexionsseismik von Bedeutung ist (siehe Kapitel II.2.4.2.5.). Dabei genügt als Energiequelle oft schon ein schwerer Hammer, mit dem auf einen Pflock im Boden geschlagen wird oder eine kleine Sprengladung. Je tiefer allerdings der refraktierende Horizont liegt, um so größer muß die Entfernung Schußpunkt - Geophon sein, so daß bei solchen refraktionsseismischen Messungen diese Entfernung viele Kilometer betragen kann. Für tiefer liegende Refraktionshorizonte ist daher eine wesentlich größere Sprengstoffmenge beim Schußpunkt nötig als bei der Reflexionsseismik.

Wie im Kapitel II.2.4.1. erwähnt, wird die Refraktionsseismik heute kaum mehr zur Struktursuche verwendet. Die Bedeutung für die KW-Prospektion liegt vielmehr darin, daß man mit dieser seismischen Methode direkt die Schichtgeschwindigkeiten bestimmen kann, wobei der lange, mehr oder weniger horizontale Wellenweg (z. B. in Gebieten mit flacher Schichtlagerung) die Werte über eine längere Strecke mittelt. Die Entfernung Schußpunkt – Geophon ist bekannt und die Zeitdifferenz Schußzeitpunkt – Eintreffen beim Geophon wird genau gemessen (Weg/Zeit = Geschwindigkeit). Daraus lassen sich entsprechend den hintereinander eintreffenden Impulsen aus verschiedenen Schichten deren mittlere Schichtgeschwindigkeiten (Wellengeschwindigkeiten) errechnen, wobei auch hier Korrekturen anzubringen sind.

In geologisch wenig bekannten Arbeitsgebieten kann es also zweckmäßig sein, beim Beginn der seismischen Geländearbeiten zuerst Refraktionsmessungen zu machen, um die für diese Gebiete wichtigen und relevanten Parameter zu erhalten.

II.2.4.4. Laufzeitsondierung

von Karl MAUVE

Im Jahre 1959 wurde im Triasdolomit des kalkalpinen Untergrundes des Wiener Beckens bei Aderklaa eine Gaslagerstätte entdeckt. Dies hatte zur Folge, daß von der ÖMV AG eine geophysikalische Meßkampagne zur Erforschung des Beckenuntergrundes begonnen wurde.

Da reflexionsseismische Messungen nicht den gewünschten Erfolg brachten, wurde vom Verfasser (ÖMV-Geophysik) vorgeschlagen, den großen Geschwindigkeitssprung zwischen dem Jungtertiär der Beckenfüllung (Wellengeschwindigkeit V = rund 3850 m/sec) und dem kalkalpinen Beckenuntergrund (V = rund 6000 m/sec) zu nützen. Es sollten in der Nähe einer Tiefbohrung Schußpunkte angeordnet und die Zeiten gemessen werden, die die seismischen Wellen von diesen verschiedenen Schußpunkten zu einem Geophon benötigten, das in der Tiefbohrung an einem Meßkabel bis in den Bereich des kalkalpinen Untergrundes versenkt war.

Die Schußpunkte wurden so loziert, daß die nähere und weitere Umgebung der Bohrung möglichst repräsentativ erfaßt wurde (Abb. 35).

Wie aus der Abbildung ersichtlich ist, wird bei Vorliegen einer Hochlage in der Nähe einer Tiefbohrung die Welle einen größeren Teil ihres Weges im Gesteinskörper mit der höheren Wellengeschwindigkeit zurücklegen und deswegen früher beim Geophon eintreffen, als wenn eine solche Hochlage nicht vorhanden ist. Man kann also so eine Hochlage in der Nähe der Tiefbohrung von der Erdoberfläche aus feststellen. Durch geeignete Auswertungsverfahren läßt sich eine Karte des Beckenuntergrundes herstellen, wobei gerade die gesuchten Hochlagen besonders gut erkennbar sind.

Da es sich hier nicht um eine Refraktionsmessung handelt, sondern einfach die Laufzeit einer gebrochenen Welle zur Ermittlung von Teufen verwendet wird, wurde vom Verfasser der Name „Laufzeitsondierung" gewählt.

Am 23. Mai 1961 wurde bei der Bohrung Schönfeld 1 (ÖMV AG) im Südosten von Gänserndorf der erste Versuch unternommen. Nach Überwindung technischer Schwierigkeiten wurde die Methode so verbessert, daß diese routinemäßig eingesetzt werden konnte. Durchschnittlich wurden für eine solche Messung 2–3 Tage benötigt. Eine erste Auswertung wurde sofort am Bohrplatz vorgenommen, sodaß eine vorläufige Karte des Beckenuntergrundes bereits am nächsten Tag vorgelegt werden konnte.

Das Verfahren erwies sich als sehr erfolgreich. Aufgrund der Laufzeitsondierung, die anschließend aus der Bohrung Schönkirchen T 1 der ÖMV AG im Nordwesten von Gänserndorf durchgeführt wurde, konnte die Bohrung Schönkirchen T 2 angesetzt werden, die zur Entdekkung der großen Öllagerstätte Schönkirchen Tief führte, was als ein bedeutender Erfolg der Laufzeitsondierung gewertet werden kann. Auch die Öllagerstätte Prottes Tief wurde so entdeckt. Es handelt sich um Relieflagerstätten am Top des Hauptdolomits des kalkalpinen Untergrundes des Wiener Beckens.

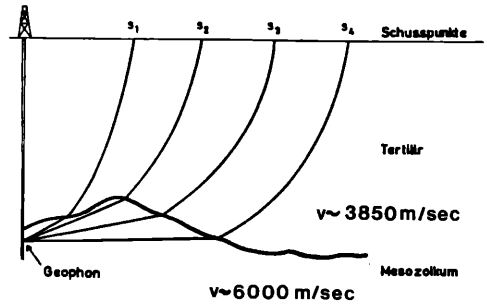


Abb. 35. Laufzeitsondierung bei der Bohrung Schönkirchen T 1

Diese seismische Arbeitsmethode erwies sich auch als sehr wirtschaftlich unter der Voraussetzung, daß eine nach Lage und Tiefe entsprechende Tiefbohrung vorhanden war, in die das Bohrlochgeophon versenkt werden konnte. Die Laufzeitsondierung ist also eine sehr effiziente und wirtschaftliche Methode der seismischen Untergrundkartierung im Bereich einer Aufschlußbohrung.

II.2.4.5. Nichtseismische Prospektionsmethoden

von Franz WEBER & Ernst STRÖBL

II.2.4.5.1. Gravimetrie (Schweremessung)

Schweremessungen zählen zu den ältesten Verfahren der KW-Suche. So wurden bereits im Jahre 1916 im Auftrag von R. von EÖTVÖS in Egbell (heute Gbely, Westslowakei, Ostrand des Wiener Bekkens), also über einer damals bereits bekannten geologischen Struktur, Drehwaagenmessungen ausgeführt, die den Nutzen der Methoden für die KW-Suche bestätigten.

In der Angewandten Gravimetrie werden mit einem Meßgerät, genannt Gravimeter, relative Unterschiede der Schwerebeschleunigung gemessen und aus den Anomalien Schlüsse auf die Struktur des Untergrundes gezogen. Gravimeter sind äußerst empfindliche Präzisionsinstrumente zur Messung von Schwereunterschieden, die als zentrale Bestandteile ein Federsystem und eine Masse enthalten (Abb. 36).

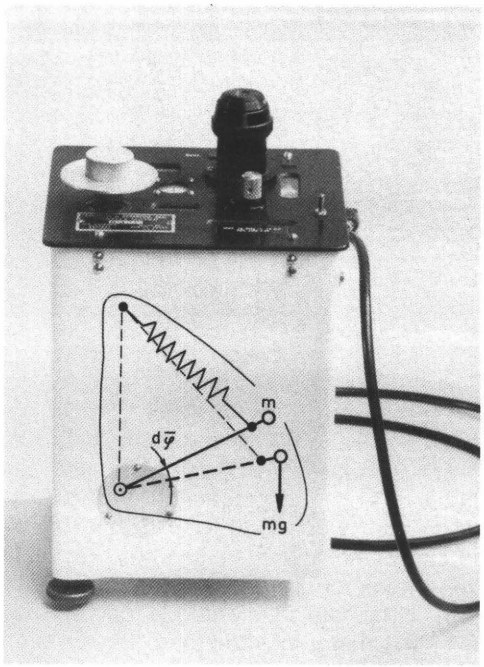


Abb. 36. Ansicht und Prinzip des La Coste-Romberg-Gravimeters

Die unterschiedliche Anziehung der Masse bewirkt eine Änderung des Neigungswinkels des Massebalkens, aus dem sich die Schwereänderung ergibt. Wichtig ist eine weitgehende Temperaturkonstanz des Meßsystems. Die dadurch erreichte Meßgenauigkeit beträgt 1.10^{-7} m/s^2.

Ein fundamentales Gesetz ist das Newton'sche Gravitationsgesetz: Die Kraft F, mit der sich zwei Massen m_1 und m_2, die sich im Abstand r voneinander befinden, anziehen, ist gegeben durch

$$F = k \cdot \frac{m_1 m_2}{r^2};$$

k = Gravitationskonstante
$6{,}67.10^{-11}$ $m^3kg^{-1}s^{-2}$

Die Schwerebeschleunigung g beträgt auf der Erde ca. 9,80 m/s^2; die praktische Einheit ist das Gal (1 gal = 1 cm/s^2) bzw. mGal. Die petrophysikalische Grundlage ist die Dichte der Gesteine, die bei Sedimenten meist zwischen $1{,}5–2{,}9.10^3$kg.m^{-3} schwankt. Um nun eine geologische Struktur mittels Schweremessungen auffinden zu können, muß ein signifikanter Unterschied in der Gesteinsdichte dieser Struktur und der umgebenden Formationen bestehen. Dies ist beispielsweise bei einer Aufragung des kristallinen Untergrunds unter gering verfestigten Sedimenten der Fall. Die Gravimetrie dient daher fast ausschließlich der Strukturerkundung und der Aufsuchung von strukturellen Ölfallen sowie von Riffen.

An den gemessenen Daten müssen in einem aufwendigen Rechenverfahren Korrekturen (Normalfeld, Freiluft, Bouguer, Topographie) angebracht werden, um diese in Form der Bouguerschwerekarte interpretierbar zu machen. Da diese die Summenwirkung verschieden tiefer geologischer Strukturen wiedergibt, ist es notwendig, durch weiterführende Auswertungsverfahren die ölgeologisch interessanten Strukturelemente im Teufenbereich von einigen Kilometern stärker herauszuarbeiten. Dafür stehen mathematische Rechenverfahren der Potentialtheorie zur Verfügung (Methode der 2. Ableitung, Filterverfahren, Feldfortsetzung).

Im Wiener Becken und in der Molassezone konnten mit gutem Erfolg Strukturelemente des prätertiären Untergrundes mittels Gravimetrie nachgewiesen werden. Die Struktur Aderklaa läßt sich besonders klar in der Restschwerekarte (Restschwere = Bouguerschwere minus Regionalfeld) erkennen (Abb. 37).

II.2.4.5.2. Magnetik

Ebenso wie die Gravimetrie gehört die Magnetik zu den sogenannten Potentialverfahren, wobei das Erdmagnetfeld gemessen und aus Anomalien desselben Schlüsse auf die Struktur und Lithologie des Untergrundes gezogen werden. Diese Messungen werden bevorzugt vom Flugzeug aus durchgeführt (Aeromagnetometrie), was neben einer hohen Genauigkeit einen großen Meßfortschritt gewährleistet. In der Erdölsuche nimmt die Magnetik vor allem bei Übersichtsmessungen Aufgaben zur ersten Erkundung des Baus eines Sedimentbeckens wahr. Voraussetzung ist in jedem Fall, daß ein deutlicher Unterschied in der Magnetisierbarkeit (Suszeptibilität) der Gesteine des Bekkenuntergrundes und der Sedimente be-

steht. Sehr bewährt hat sich die Magnetik weltweit bei der Lösung der Aufgabe, vulkanische Gesteine in einer sedimentären Schichtfolge abzugrenzen.

Die gemessenen Werte des Erdmagnetfeldes (Totalintensität) müssen noch bezüglich der Wirkungen der geographischen und zeitlichen Variationen korrigiert werden, bevor sie in Kartenform dargestellt werden können. Mathematische Analyseverfahren wie Filterung, Feldertrennung, höhere Ableitungen, Reduktion zum Pol, gestatten eine bessere Herausarbeitung der gesuchten geologisch-lagerstättenkundlichen Information. Durch eine zwei- und dreidimensionale Störkörperberechnung kann die der Anomalie zugrundeliegende Struktur in ihrer Tiefe und geometrischen Dimension innerhalb gewisser Toleranzen ermittelt werden. Die rechnergestützte Auswertung bis hin zum automatischen Kartenzeichnen hat auch bei diesem traditionellen Aufschlußverfahren die Aussagemöglichkeiten erweitert.

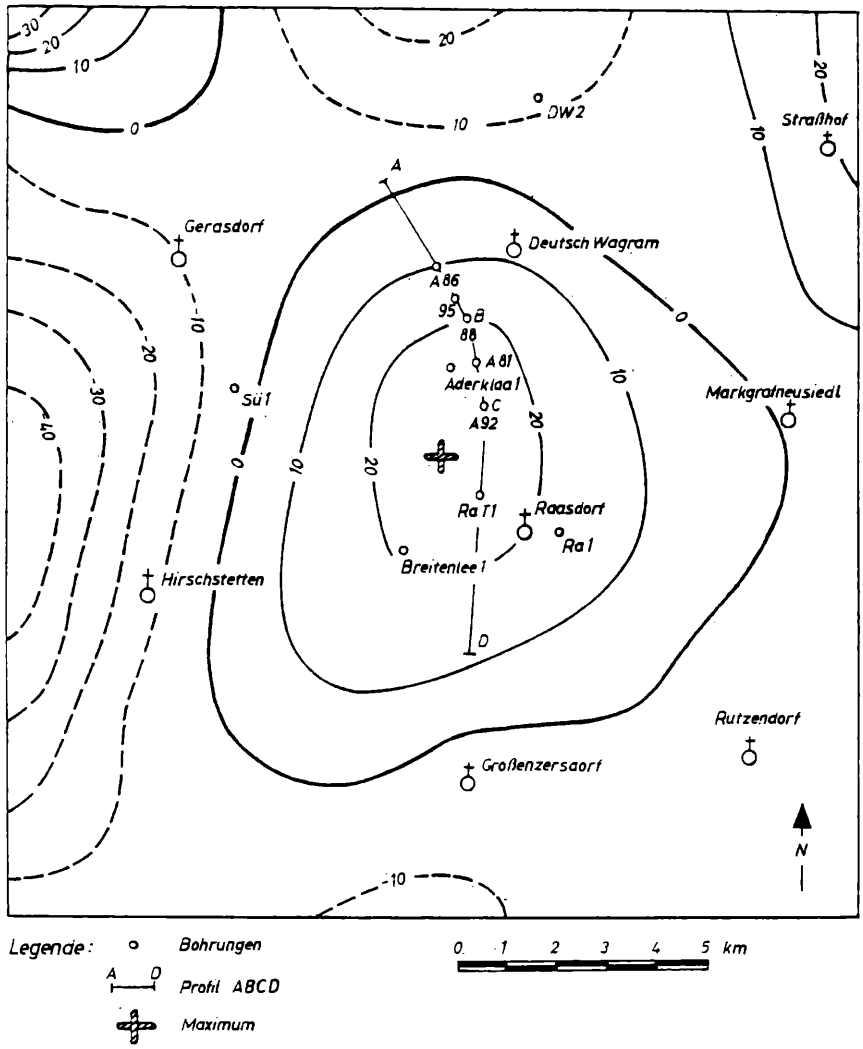


Abb. 37. Restschwerekarte der Struktur Aderklaa, Regionalfeldabtrennung mittels Polynomapproximation (Intervall 10 $\mu m/s^2$), nach D. Zych 1984

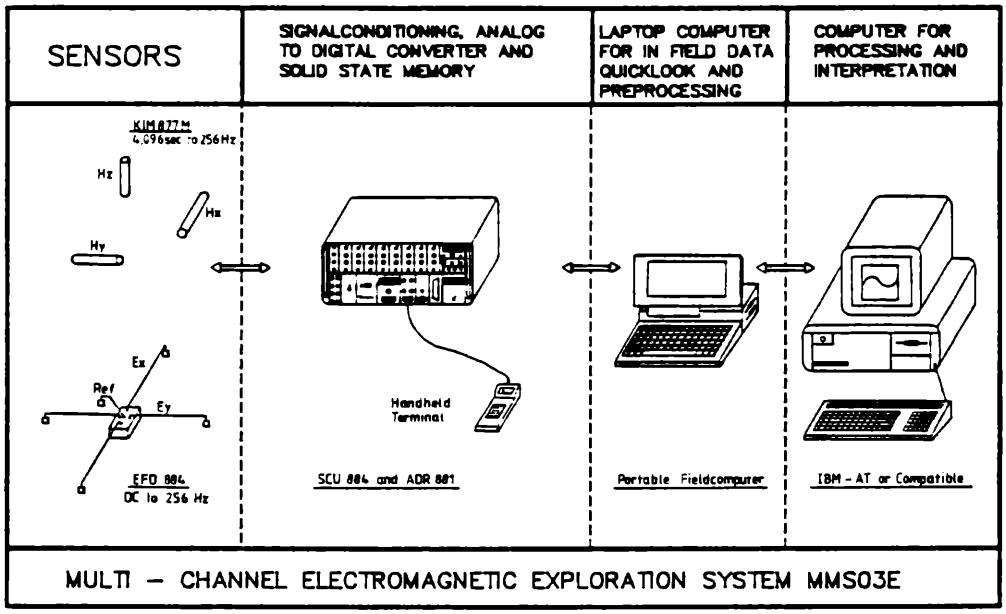


Abb. 38. Magnetotellurik, Prinzip der Meßanordnung und des Datenflusses (mit Genehmigung der Firma Metronix)

In den österreichischen Erdölprovinzen wurde die Magnetik routinemäßig im Wiener Becken eingesetzt, im Oststeirischen Tertiärbecken konnten insbesondere die miozänen Vulkanite abgegrenzt werden. Seit mehreren Jahren liegt auch ein komplettes Kartenwerk der Aeromagnetik von Österreich, ausgeführt vom Institut für Geophysik der Universität Wien und der Geologischen Bundesanstalt, vor; dieses zeigt auch großräumige Anomalien im Bereich der alpinen Einheiten (Flysch, Helvetikum, Kalkalpen), die ölgeologische Bedeutung im Hinblick auf Strukturen unterhalb der Decken haben können.

Bei dem am häufigsten verwendeten Protonenmagnetometer werden bestimmte Eigenschaften des Wasserstoffs, nämlich die charakteristische Rotation des Atomkerns, als Meßprinzip benutzt. Die Meßgenauigkeit beträgt bis 0,1 Nanotesla (Tesla = Grundeinheit der magnetischen Induktion), und der Meßfortschritt ist auch bei der Bodenmessung groß.

II.2.4.5.3. Geoelektrik

Von der Vielzahl der geoelektrischen Methoden hat bisher nur die Magnetotellurik eine gewisse Bedeutung beim Erdölaufschluß erlangt. Die Tellurik erforscht natürliche, in der Erdkruste bis in Tiefen von Zehner km fließende Ströme, die von Ionosphärenströmen induziert werden. Es handelt sich dabei nicht um Gleichströme, sondern um Pulsationen mit Perioden von Millisekunden bis zu vielen Minuten, wobei die Stromdichten, die wiederum von der Leitfähigkeit des Untergrundes abhängen, gering sind.

Bei der Magnetotellurik wird auch das die tellurische Ströme begleitende Magnetfeld, das natürlich sehr schwach ist, ausgewertet. Insgesamt werden also 5 Parameter im Feld gemessen, nämlich mit 2 aufeinander senkrechten Elektrodenpaaren die elektrischen Feldkomponenten E_x und E_y sowie mit 3 aufeinander orthogonalen Magnetometern die magnetischen Feldkomponenten H_x, H_y, H_z (Abb. 38). Aus diesen Parametern wird für verschiedene Frequenzen ein scheinbarer spezifischer Widerstand berechnet, aus dem dann Schlüsse auf die Struktur und Lithologie des Untergrundes gezogen werden können. Die methodische Voraussetzung der Auswertung ist ein horizontal ge-

schichtetes Medium. Wegen der aufwendigen Meßmethodik und der trotz EDV-Einsatz schwierigen Auswertung zählt die Magnetotellurik zu den kostenintensivsten Aufschlußverfahren, wozu noch die im Vergleich zur Reflexionsseismik und Gravimetrie wesentlich geringere Leistung, bezogen auf die Tiefenpunkte, kommt. Der beträchtliche Vorteil der Methode besteht jedoch in der Möglichkeit der lithologischen Aussage über den Schichtwiderstand, sodaß die Magnetotellurik auch als Ergänzung zur Reflexionsseismik in bestimmten geologischen Situationen ihre Berechtigung hat.

Günstige Voraussetzungen für die Tellurik und Magnetotellurik sind dann gegeben, wenn unter einer tonigen sedimentären Schichtfolge ein hochohmiger Beckenuntergrund liegt, der z. B. aus Kristallin oder Karbonaten besteht. Ein anderer Anwendungsbereich ist der Nachweis von elektrisch leitenden Sedimenten unter einem mächtigen, hochohmigen Deckgebirge. Eine solche Situation wäre in der Verfolgung der Flyschzone und der autochthonen Molasse unter den Kalkalpen gegeben, worüber allerdings erst sporadische Erfahrungen vorliegen.

Bei der in der Einleitung genannten Methode der transienten Elektromagnetik handelt es sich um die Messung jener Sekundärströme, die im Untergrund entstehen, wenn an der Erdoberfläche die Stromzufuhr abgeschaltet wird. Dabei können Leitfähigkeitsunterschiede bis in größere Tiefen erkannt werden und damit Hinweise auf die Mächtigkeit (Schichtdicke) von Sedimentbecken gewonnen werden. Auch Fragen der Grundwassererkundung gehören u. a. zu den Einsatzmöglichkeiten dieser Methode.

In zunehmendem Maße hat auch die Induzierte Polarisationsmessung (IP) Zukunftschancen. Wenn auch das Haupteinsatzgebiet die Suche nach feinverteilten Erzen in oberflächennahen Bereichen ist, so kann die IP aber auch zur Auffindung von Schwefelverbindungen, besonders von Sulfiden, dienen, die in Zusammenhang mit Oberflächeneffekten über KW-Lagerstätten stehen können.

Die IP ist eine geoelektrische Oberflächenmethode, bei der ein Stromfluß in den Erdboden geschickt wird. Nach Abschalten desselben wird an zwei Punkten der Erdoberfläche der langsame und objektspezifische Spannungsabfall des induzierten elektrischen Feldes gemessen. Durch Labormessungen der Abfallkurven und der Frequenzcharakteristik von verschiedenen Gesteins- und Mineralproben erhält man Vergleichswerte mit den Feldmessungen und kann dann gegebenenfalls auf das Vorhandensein bestimmter Gesteine und Mineralanhäufungen rückschließen.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.2.4.:

ALBERTSEN, M. 1988 und 1992; ARNETZL, H. 1980; AZAD, J. 1981; BADING, R. 1980; BECKE, M. & MAURITSCH, H. 1985; BERKHOUT, A. J. 1985; BLEIL, J. & POHL, J. 1976; BOCHMANN, H.-G. 1979; BORTFELD, R. 1971; BUCHHOLTZ, H. & WEBER, J. 1978; BÜRGL, H. & KUNZ, B. 1954; BURKHARDT, H. et al. 1990; DALLÜGGE, P. 1966; DOHR, G. 1974, 1976 und 1981; DONOVAN, T. J., FORGEY, R. L. & ROBERTS, A. A. 1979; DRESEN, L. et al. 1985; DÜRBAUM, H.-J. 1984; DÜRBAUM, H.-J. & FRITSCH, J. 1985; DÜRSCHNER, H. 1984; ERLINGHAGEN, L. & BADING, R. 1976; FERTIG, J. 1987; FINK, J. 1979; FORBERGER, K., JOHN, W. & PETRASCHECK, W. 1934; FORKMANN, B., SCHEIBE, R.-D. & SEITZ, R. 1981; FRICKE, D. & HOFFMANN, H. 1985; FÜHRER, F. X. 1991; GEUTEBRÜCK, E. 1982; GEUTEBRÜCK, E. & HERNDLER, E. 1983; GEUTEBRÜCK, E., KLAMMER, W., SCHIMUNEK, K., STEIGER, E., STRÖBL, E., WINKLER, G. & ZYCH, D. 1984; HAHN, A. et al. 1985; HARDAGE, B. A. 1985; HERNDLER, E. & EGGER, N. C. 1990; HERZFELD, R. M. 1984; HOLSTE, W. 1959; HOURDRY, P. & LANG, D. G. 1983; HUSSAIN, A., WALACH, G. & WEBER, F. 1981; KAPOUNEK, J., KOELBL, L. & WEINBERGER, F. 1963; KAPOUNEK, J., KAUFMANN, A., KRATOCHVIL, H. & KRÖLL, A. 1964; KAUFMANN, A. A. & KELLER, G. V. 1981; KOLLMANN, K. & MALZER, O. 1980; KUNETZ, G. 1957 und 1958; KUNZ, B. 1966; LINDNER, H. & SCHEIBE, R. 1975; LINDNER, H. & WRUCK, K. 1978; LOSECKE, W., KNÖDEL, K. & MÜLLER, W. 1982; MAASS, H.-W. 1964; MAURITSCH, H. & FRISCH, W. 1980; MAUVE, K. 1965; McCOLLUM, B. & LaRUE, W. W. 1931; MEISSNER, R. & STEGENA, L. 1977; MILLITZER, H. & WEBER, F. 1984, 1985 und 1987;

MUNDRY, E. et al. 1985; OEHLER, D. Z. & STERNBERG, B. K. 1984; PATZER, U. 1982; PIRSON, S. J. 1982; POSCH, E. & WALACH, G. 1990; PORSTENDORFER, G. 1980; RISTOW, D. 1984; SCHEIDEGGER, A. E. 1976a; SCHIMUNEK, K. 1978 und 1979; SCHIMUNEK, K. & WINKLER, G. 1983; SCHUMANN, R. 1923; SENFTL, E. 1968; SIEMENS, G. 1940; STEINHAUSER, P., GANGL, G. & MAKOVEC, F. 1980; STRÖBL, E., HERNDLER, E. & SCHIMUNEK, K. 1988; THOMASSON, M. P., SANDY, J., REEVES, R. G., LUCAS, J. R., EHNI, B. & PROKOP, B. F. 1984; VERM, R. W., WADE, Ch. J. & MATER, J. L. 1985; VOZOFF, K., ELLIS, R. M. & BURKE, M. D. 1964; WATZKE, H. 1971; WEBER, F. 1972 und 1983; WEIGL, M. 1983; WYATT, K. D. & WYATT, S. B. 1982; ZYCH, D. 1969.

II.2.5. Geologische Interpretation geophysikalischer Meßergebnisse

von Arthur KRÖLL & Diethard ZYCH

II.2.5.1. Allgemeines

Die Suche nach Erdöl und Erdgas ist ein sehr komplexer Vorgang. Viele geologische und geophysikalische Informationen müssen zusammengefügt werden, um eine optimale Position für die Niederbringung einer Tiefbohrung zu finden. Diesen Arbeitsvorgang nennt man Interpretation, der von erfahrenen Fachleuten (Interpreten) aus geophysikalischer und geologischer Sicht erfolgt. Die Ergebnisse der verschiedenen geophysikalischen Meßverfahren ermöglichen dabei dem Interpreten einen Einblick in den Aufbau der Erdschichten bis in einige tausend Meter Tiefe vorzunehmen. Neben diesem „Tiefenblick" ist es auch möglich, eine flächenhafte, in gewissen Fällen sogar eine räumliche Darstellung des Schichtenaufbaues zu gewinnen. Die durch geophysikalische Methoden erfaßten physikalischen Effekte und deren Änderungen, die von den verschiedenen Gesteinsschichten herrühren, tragen somit jeweils einen Baustein zum Erkennen des wirklichen Aufbaues der Schichten bei. Erst eine geologische Interpretation dieser geophysikalischen Informationen, vorausgesetzt die technische Durchführung der Messungen war einwandfrei, ermöglicht es, die geologische Situation besser zu erkennen und darzustellen.

Die Aufgabe des Interpreten ist es also, auf die geologische Realität zu schließen. Die Güte der Interpretation hängt unmittelbar von der Aussagekraft der eingesetzten Meßverfahren und der geologischen Situation ab. Zusammengefaßt heißt dies, daß korrekte geophysikalische Meßdaten immer geologische Informationen beinhalten. Es liegt daher am Interpreten, daraus die entsprechenden geologischen Schlußfolgerungen abzuleiten.

II.2.5.2. Seismische Messungen

Am häufigsten kommen bei der KW-Suche seismische Verfahren zur Anwendung und da wiederum das sogenannte Reflexionsverfahren. Mit dieser Methode können sehr detaillierte Informationen gewonnen werden, die dem geologischen Schichtbild schon sehr ähnlich sind. Es werden dabei die in Laufzeiten vorliegenden Reflexionsimpulse, die von Grenzen diverser Gesteinsschichten unter der Erdoberfläche stammen, zusammengeführt und im sog. „Zeitschnitt" (time section) dargestellt (Abb. 39). Dieser Zeitschnitt gibt optisch schon sehr gut über Schichtverlauf, Störungszonen usw. Auskunft, ist aber hinsichtlich Lage und Tiefe ein verzerrtes Bild der wirklichen geologischen Situation. Durch einen Umrechnungsprozeß mit den seismischen Wellengeschwindigkeiten kann dann das den wirklichen Verhältnissen am ehesten entsprechende Bild, betreffend Schichtneigung und Tiefe, erhalten werden (Tiefenschnitt). Die Gesteinsschichten haben je nach mineralogischer und petrographischer Zusammensetzung unterschiedliche Ausbreitungsgeschwindigkeiten für die seismischen Wellen. Die an der Erdoberfläche registrierten Reflexionszeiten resultieren aus den Wel-

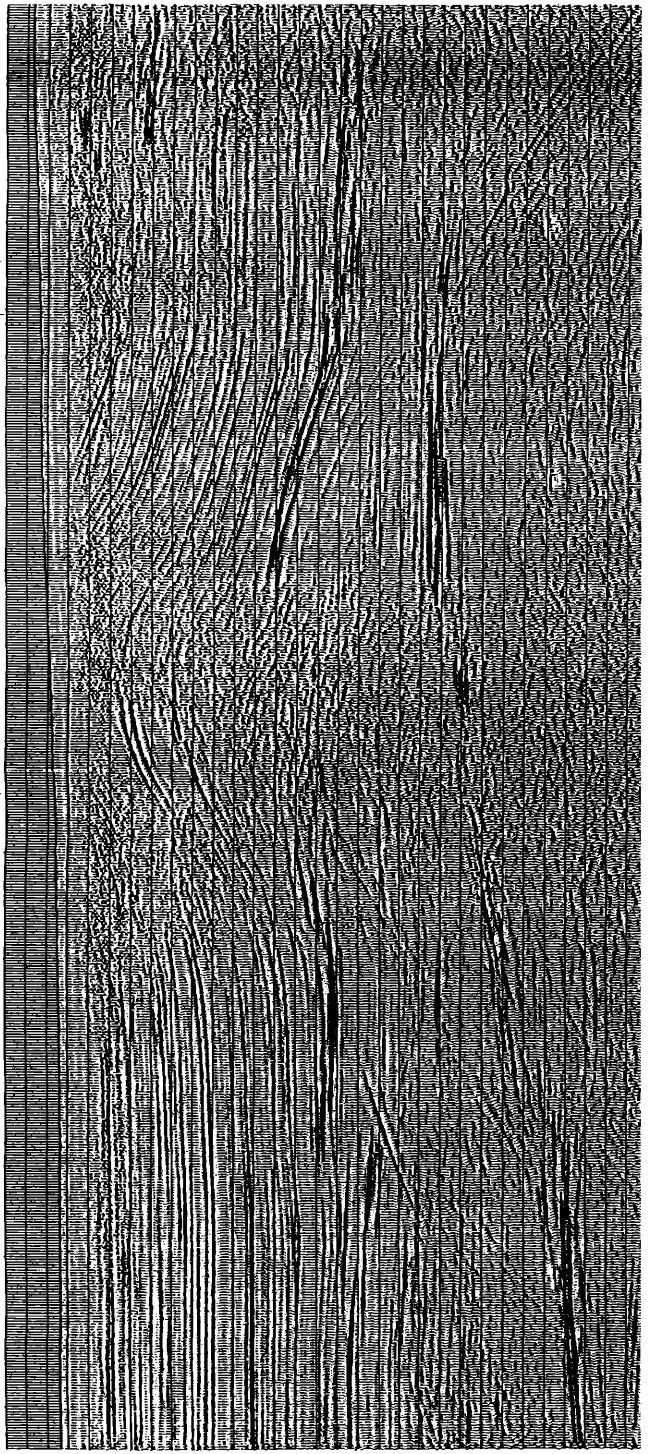


Abb. 39. Seismischer Zeitschnitt (time-section)

lengeschwindigkeiten der vom seismischen Strahl durchlaufenen Schichten. Das heißt, die Darstellung der Schichten wird so gut möglich sein, wie gut unser Wissen über die Ausbreitungsgeschwindigkeiten ist.

Es gibt verschiedene Methoden, die Geschwindigkeiten zu ermitteln. Hier soll nur das „vertical seismic profiling" (VSP) kurz erwähnt werden, welches z. Zt. die genauesten Geschwindigkeitsdaten erbringt. Hiezu wird jedoch eine Tiefbohrung benötigt, in der die Registrierungen vorgenommen werden können. In Verbindung mit einem Sonic-Log, also einer Messung im Bohrloch, die die Schallhärten der Schichten ermitteln kann, ist es dann möglich, ein synthetisches Seismogramm mit den Reflexionen herzustellen und dieses mit dem Ergebnis der seismischen Feldmessungen zu vergleichen. Damit können aus den Wellenzügen Reflexionshorizonte mit geologischen und lithologischen Schichtgrenzen unmittelbar verglichen werden. Je mehr solche Messungen aus Tiefbohrungen vorliegen, umso genauer wird das Geschwindigkeitsbild. Es wird damit leichter für den Interpreten, eine Horizont- und Tiefendarstellung zu geben (Abb. 40). In Abhängigkeit von der Datengüte und der geologischen Situation kann dabei eine Genauigkeit der Tiefenangaben von 2–5 % erreicht werden.

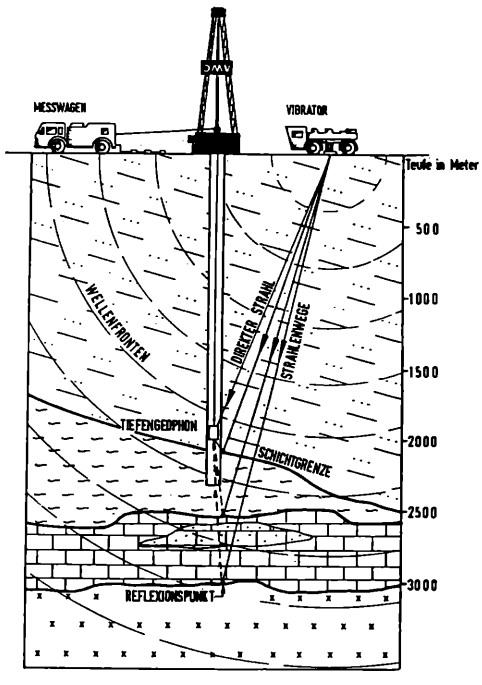


Abb. 40. Messung der Laufzeiten seismischer Wellen in einer Tiefbohrung (seismic profiling)

Ein weiterer Anwendungsbereich eröffnet sich, wenn auch nur im begrenzten Umfange, für die Erkennung von Hochdruckhorizonten und deren flächenhafter Verbreitung. Auch hiezu ist es für die Interpretation erforderlich, die seismischen Daten bei einer Tiefbohrung, besser bei mehreren, einhängen zu können und damit zu eichen. Bei der Auswertung der seismischen Aufzeichnungen muß zwischen dem Processing der Daten und der Interpretation unterschieden werden. Es war in den Anfangsjahren der Seismik noch notwendig, die Interpretation jeder seismischen Registrierung, Seismogramm für Seismogramm, vorzunehmen. Die Weiterentwicklung zur Magnetbandtechnik, zuerst analog und in weiterer Folge digital, hat wesentliche Vorteile für die Aufbereitung der Daten und deren Interpretation gebracht. Durch diese neue Technik wurde es möglich, Mehrfachregistrierungen und Stapelungen vorzunehmen, um die Aussagekraft der Messungen zu erhöhen. Es wurden verschiedene Korrektur- und Filterprozesse angewendet und damit die Interpretation wesentlich erleichtert. Die letztgenannten Prozesse wurden noch vor einigen Jahren in einem von der Interpretation getrennten „Processing-Center" durchgeführt. Durch den verstärkten Einsatz der Reflexionsseismik zur Erfassung struktureller Elemente hat sich die Interpretation auf den Einsatz von Computern umgestellt. Es werden seismische, computerunterstützte Auswertesysteme, welche die Bezeichnung „workstation" tragen, die heute in der modernen Interpretation unerläßlich sind, eingesetzt (Abb. 41).

Die seismischen Messungen werden normalerweise entlang von Linien vorgenommen, die wiederum vergittert werden, sodaß ein Netzwerk entsteht. Entlang dieses Netzwerkes werden die Informationen aus der Tiefe registriert. Die Führung und

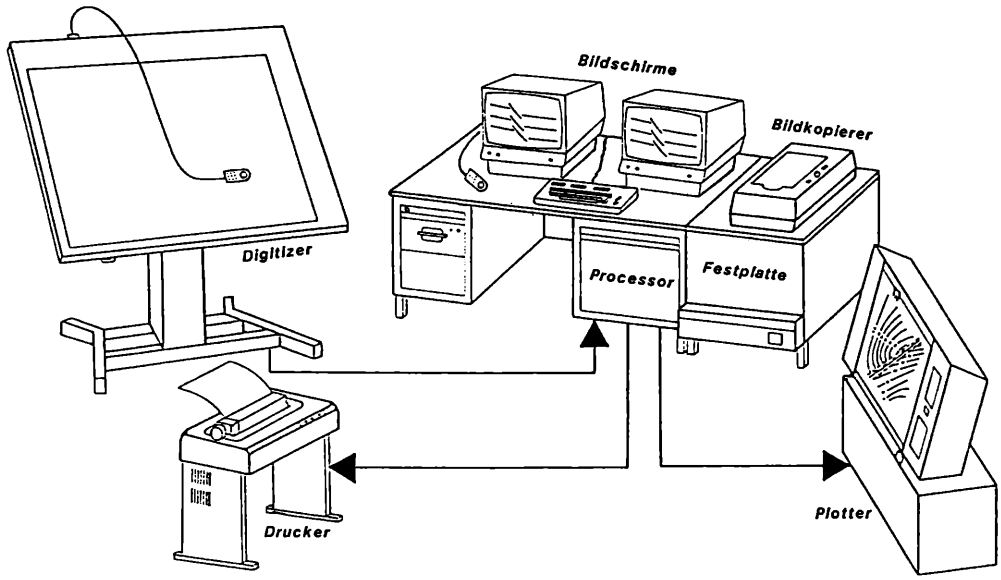


Abb. 41. Beispiel einer seismischen Auswertestation (workstation)

der Abstand der Linien hängt naturgemäß von den topographischen und technischen Möglichkeiten an der Erdoberfläche sowie der geologischen Zielsetzung, der Strukturgröße und der damit gewünschten Datendichte ab (Abb. 42).

Die Einführung der digitalen Datenerfassung bei der Feldarbeit und deren Aufbereitung über Rechenanlagen hat der seismischen Methode weitere Anwendungsgebiete eröffnet. So wurde es dadurch möglich, für ein bestimmtes Gebiet eine dreidimensionale Datenerfassung vorzunehmen (3D-Seismik), die eine wesentlich erhöhte Aussagekraft für die geologische Interpretation erbrachte (Abb. 43). Aus diesem so gewonnenen Datenblock kann jede gewünschte Profilrichtung in Form eines vertikalen Zeitschnittes (time section; Abb. 39) herausgespielt werden und darüber hinaus ist es auch möglich, horizontale Zeitschnitte (time slices) in gewünschten Zeitabschnitten anfertigen zu lassen. Diese „time slices" geben flächenhaft die Struktur der Erdschichten wieder (Abb. 44), ähnlich wie ein Schnitt durch eine Zwiebel, der ihre innere Struktur zeigt.

Aus dem so entstandenen Feld der seismischen Informationen ist es dann möglich, bestimmte geologische Leithorizonte flächenmäßig zu verfolgen und deren Struktur und Tiefe darzustellen. Mit einer „workstation" können eine Vielzahl von seismischen Horizonten, die geologisch zuordenbar sind, kartiert sowie tektonisch und stratigraphisch erfaßbare Elemente digital festgehalten werden. Mit dem Einsatz der Digitaltechnik ist es möglich, die Ver-

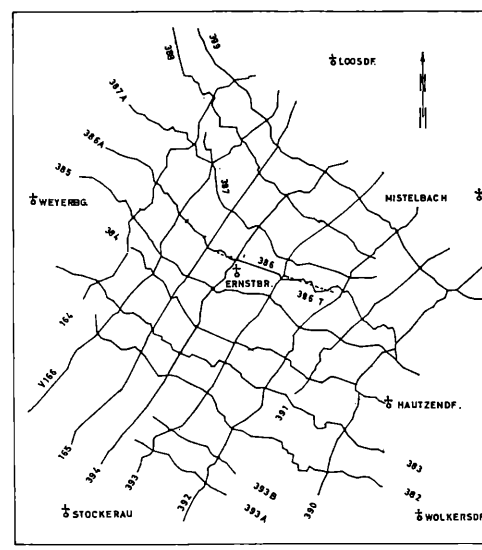


Abb. 42. Beispiel eines Netzes seismischer Profillinien

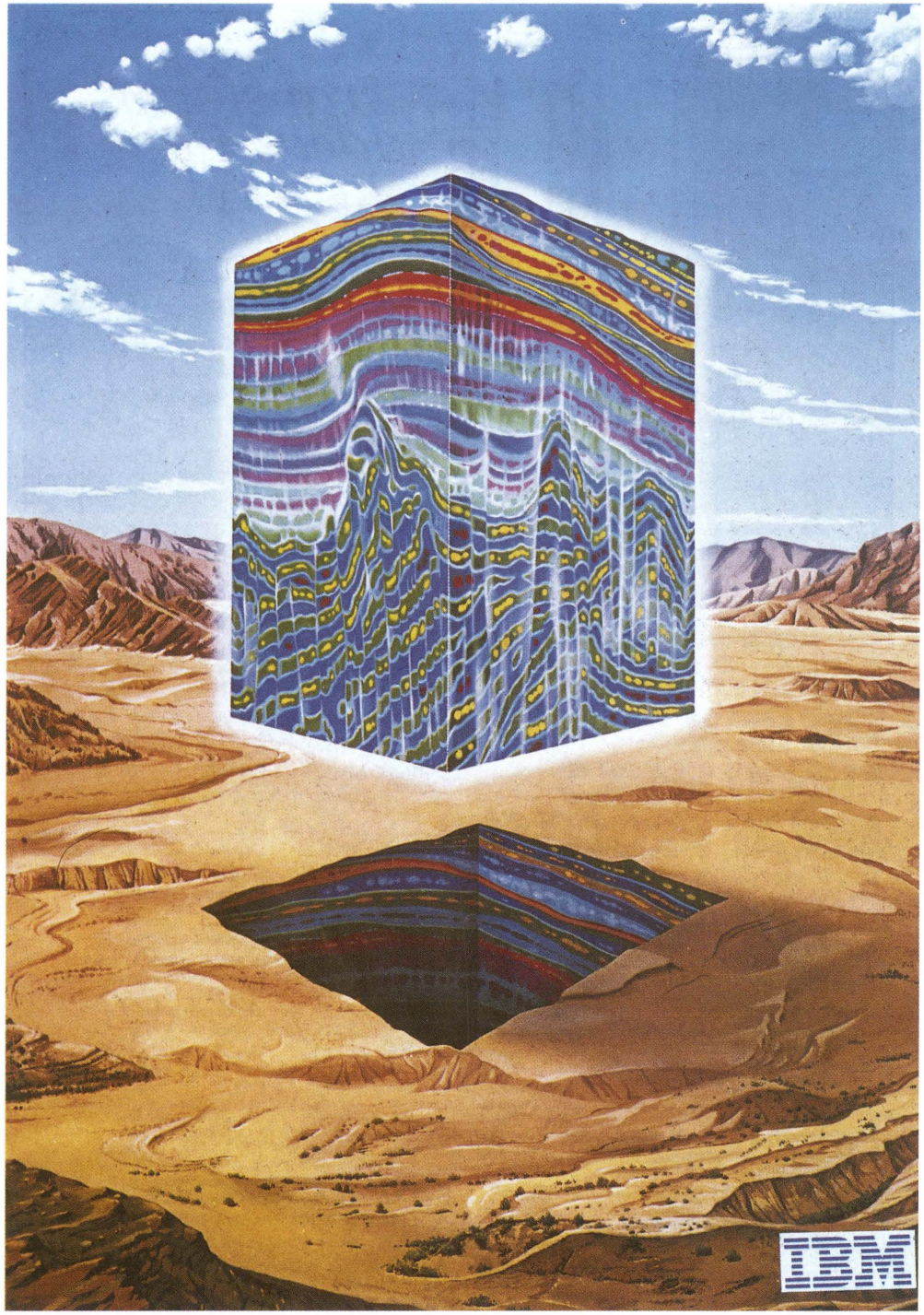


Abb. 43. Schematische Darstellung der Ergebnisse seismischer 3 D-Messungen

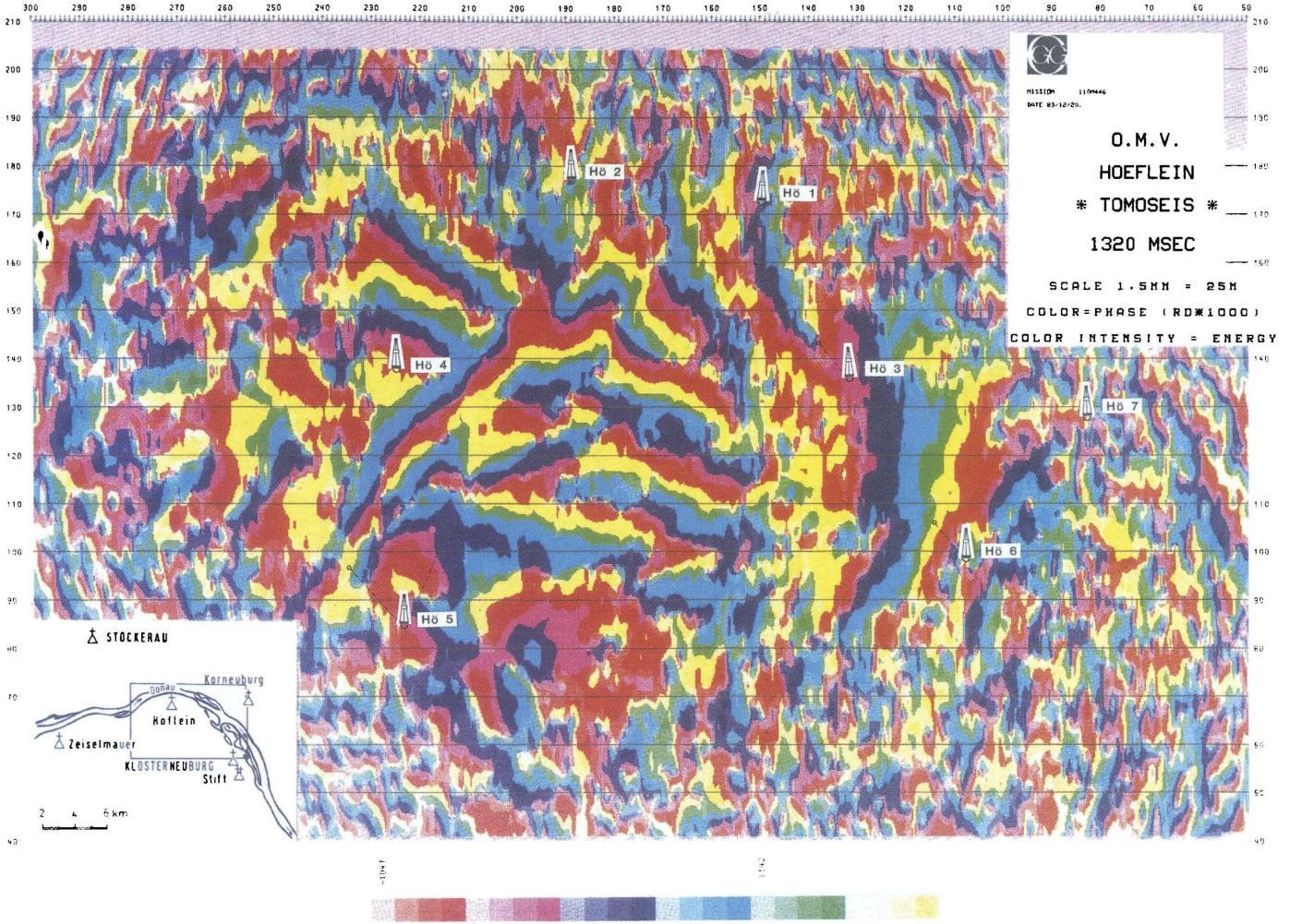


Abb. 44. 3 D-seismische Messung, horizontaler Zeitschnitt (time-slice) und Darstellung des Phasenwinkels in Farbtönen als Information über die Tendenz des Schichteinfallens.

läßlichkeit der Interpretationsaussagen stark zu erhöhen und die Zeit für die Auswertung zu reduzieren. Vorher mußten die Profilsektionen, ausgedruckt auf Papier meist im Ausmaß von 1 m mal 2 bis 5 m, je nach Profillänge, interpretiert und mit den Kreuzungsprofilen verbunden werden. Danach konnte erst eine kartenmäßige Darstellung manuell erfolgen. Die neue Technik ermöglicht es nun vom Arbeitsplatz, der über Bildschirm mit dem Rechner in Verbindung steht, direkt einzugreifen und die Korrelation der Profile vorzunehmen. Das heißt, der Interpret ruft die jeweiligen Profilschnitte vom Rechner auf seinen Bildschirm und führt die Korrelation eines bestimmten Horizontes durch, wobei automatisch die Korrelationsdaten auf die kreuzenden Profile übertragen und auf Abruf die Struktur des Horizontes auf einem Plotter dargestellt werden. Es stehen den Interpreten dabei eine Reihe von Auswerteprogrammen zur Verfügung, um eine optimale Interpretation und Darstellung der Messungen zu erzielen.

Die digitale Aufzeichnung der Felddaten hat für die geologische Interpretation noch zusätzliche Möglichkeiten eröffnet. Durch das Behandeln der seismischen Signale im Computer können seismische Spurenanalysen durchgeführt werden. Anwendungsbeispiele hiefür sind Amplituden-, Phasen- und Frequenzanalysen sowie Geschwindigkeitsstudien, die für die KW-Direkterkennung und für lithologische Studien Verwendung finden. Das unterschiedliche, elastische Verhalten der Gesteine gibt nicht nur die Möglichkeit zwischen Sandsteinen, Mergeln oder Kalksteinen zu unterscheiden, sondern erlaubt unter günstigen geologischen Bedingungen auch einen Hinweis auf eine KW-Führung und die Begrenzung derselben zu geben.

Die Auswertung der seismischen Daten ist durch die aufgezeigten Möglichkeiten wesentlich effizienter geworden und kann durch die Darstellung von Varianten und Modellen der geologischen Wirklichkeit schon sehr nahe kommen. Darüber hinaus ist es möglich geworden, eine Vielzahl von Faktoren mitzuberücksichtigen, die bei einer Analogauswertung nicht erfaßt werden konnten. Es stehen also heute der Interpretation eine Fülle von Hilfsmitteln zur Verfügung, um die seismischen Informationen optimal aufzubereiten. Es wird aber trotzdem vom geologischen Wissen und der Erfahrung des Interpreten abhängig sein, wie gut er die Inhalte der seismischen Daten in die geologische Wirklichkeit umzusetzen vermag. Weitere Hinweise zur Auswertung reflexionsseismischer Messungen sind im Kapitel II.2.4.2. zu finden.

Für alle Methoden, die in der KW-Direkterkennung eingesetzt werden, gilt es vom Standpunkt der Interpretation, die Ergebnisse in eine Komplexinterpretation einzubeziehen, um die Aussagekraft zu erhöhen (Kapitel II.2.5.4.).

II.2.5.3. Nichtseismische Methoden (Potentialverfahren)

Die Potentialverfahren, welche in der KW-Exploration eingesetzt und zur Interpretation herangezogen werden, beinhalten Ergebnisse der Untersuchung des Schwerefeldes sowie magnetische und elektrische Messungen, die mit einem meist relativ geringen Aufwand und wenig Zeit einen flächenhaften Aufschluß bringen. Die Anforderungen an diese Messungen haben sich in den letzten Jahren sehr stark geändert. Die einzelnen Methoden wurden bereits im Kapitel II.2.4. behandelt. Von der Tatsache ausgehend, daß für die KW-Erschließung Sedimentbecken vorhanden sein müssen, eignen sich alle drei vorgenannten Methoden zur Erkennung derselben, wobei in der Magnetik vor allem die Aeromagnetik, wegen ihrer raschen Durchführbarkeit, vorzugsweise eingesetzt wird.

Die Resultate aus Messungen der Potentialverfahren sind Anomaliendarstellungen, die auftretende Strukturen innerhalb von Sedimentbecken aufzeigen und darüber hinaus auch eine Tiefenabschätzung derselben erlauben. Da die größten petrophysikalischen Unterschiede zwischen der Beckenfüllung und dem Untergrund zu erwarten sind, werden die Potentialverfahren vorwiegend letzteren erfassen. Anomalien der Potentialfelder in der KW-Suche sind von besonderem Interesse, da sie Struk-

turtypen, z. B. Antiklinalen, Verwerfungen und Auskeilen von Sanden, wiederspiegeln können.

Potentialverfahren werden auch heute noch, vor allem in großen und schwer zugänglichen Gebieten, wie arktische Zonen, Gebieten mit ausgeprägter Topografie, z. B. den Alpen, eingesetzt und werden auch verstärkt zur Lösung spezieller Aufgaben, wie z. B. der Verfolgung geologischer Strukturen unter Eis oder Sedimentbedeckungen herangezogen. Der Anteil der bei der KW-Suche eingesetzten Potentialmethoden, verglichen mit den seismischen Verfahren, ist heute gering, es soll jedoch auf die Möglichkeit, zusätzliche Informationen für die seismische Interpretation zu erhalten, nicht verzichtet werden. Die Bedeutung der Potentialmethoden liegt dabei in:

- ○ der Ergebnisfindung in topografisch schwierigen Gebieten mit komplexem geologischen Bau, wo oft eine geringere seismische Aussagekraft vorhanden ist,
- ○ der Komplexinterpretation, wobei eine Zusammenführung der nichtseismischen Meßdaten mit denen der seismischen Methode und der Geologie erfolgt (Kapitel II.2.5.4.),
- ○ der Möglichkeit eines direkten KW-Nachweises, wobei naturgemäß auf Vergleiche mit erbohrten Resultaten zurückgegriffen werden muß,
- ○ der Erstellung von Modellen und die Verknüpfung derselben mit der geologischen Situation,
- ○ zusätzlichen Rechenprozessen, die als Ableitungen bezeichnet werden und eine Trennung von lokalen Erscheinungen aus regionalen geologischen Formen ermöglichen.

II.2.5.3.1. Schweremessungen

Die Resultate, Anomalien der Bouguerschen Schwerestörung (siehe Kapitel II.2.4.), spiegeln laterale Dichteänderungen der abgelagerten Sedimente, vor allem aber die Struktur des darunter liegenden Beckenuntergrundes wieder. Die Aufgabe der Interpretation ist es, im Schwerebild auftretende Anomalien, die sich durch bestimmte Charakteristika auszeichnen, den oben genannten Strukturtypen zuzuordnen. Eine Optimierung zur Lösung von Interpretationsproblemen liegt in der Meßpunktwahl in bezug auf die vorherrschenden Gesteinsdichten und in einer möglichst regelmäßigen Vermessung. Dadurch können fallweise, wie die angeführten Beispiele zeigen, Bruchstrukturen erkannt und syn- bzw. antithetische Brüche unterschieden werden. Weiters ist unter günstigen Voraussetzungen die Verfolgung von stratigraphischen Fallen, Riffkörpern und die Festlegung von Dichtegrenzen möglich (Abb. 45-48).

Die Auswertung unterscheidet:

- Regionale Trends des Schwerefeldes (Konturen über relativ lange Distanz), z. B. solche, die das Tertiär-Basisrelief wiedergeben,
- Scharung von Isolinien, den Gradienten (Abstand zwischen den Konturen z. B. bei Brüchen) oder geologische Dekkengrenzen mit starkem Dichtekontrast,



Abb. 45. Isoliniendarstellung der Bouguerschwere Wiener-Becken mit Bruchsystemen und regionalen Strukturelementen. D. Zych 1987

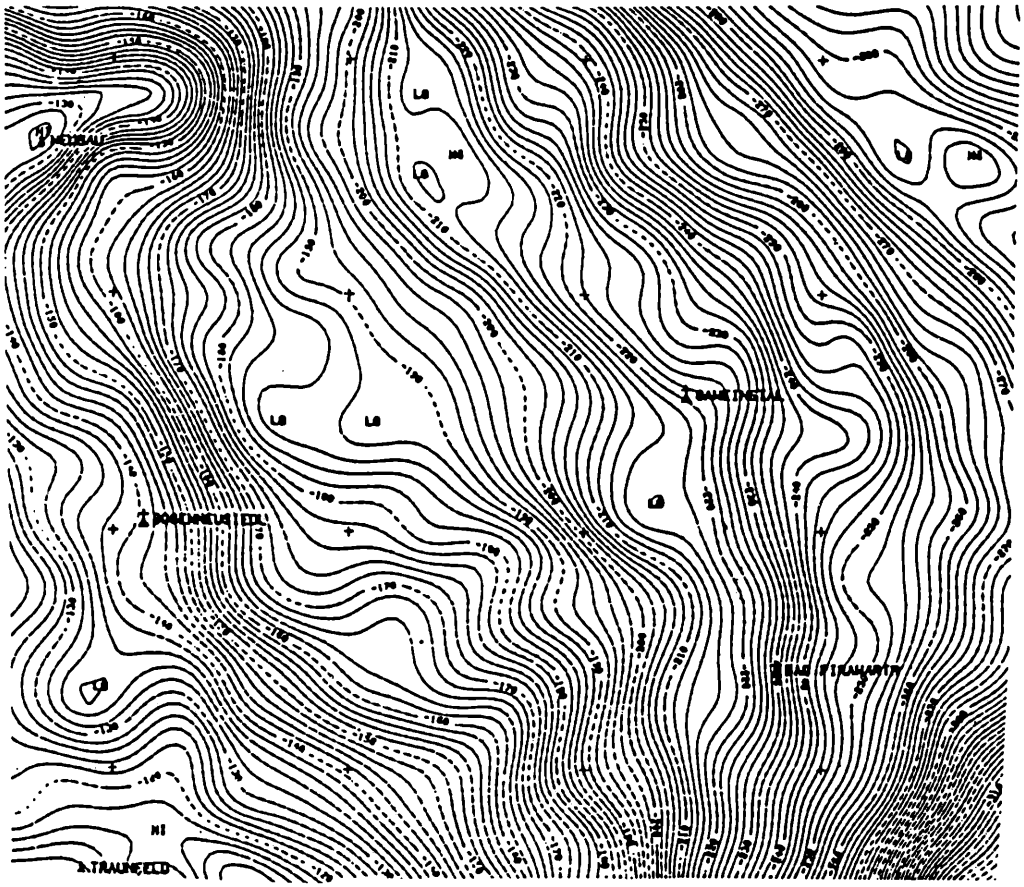


Abb. 46. Ausschnitt einer Bouguerschwerekarte mit Detailstrukturinformationen. D. Zych 1986

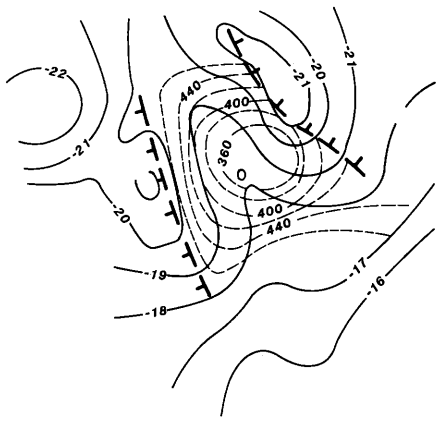


Abb. 47. Vergleich Bouguerschwerebild mit Isochronen (Reflexionsseismik) über einen Riffkörper. D. Zych 1972

- Anomalien (Maxima und Minima), z. B. bei Antiklinalen und Synklinalen sowie Mächtigkeitsänderungen von Sedimentschüttungen.
- Berechnung von geologischen Modellen.

Als eine weitere zusätzliche Interpretationshilfe dienen Resultate aus der Bohrlochgravimetrie. Hiemit können Salzstökke, Riffbildungen sowie Fazieswechsel in der näheren Umgebung der Tiefbohrung besser erkannt und verfolgt werden.

II.2.5.3.2. Magnetik (Aeromagnetik)

Diese Methode wird nicht nur zur Vorerkundung, sondern immer mehr auch für spezielle Fragen in der Interpretation herangezogen. Bei entsprechendem Magneti-

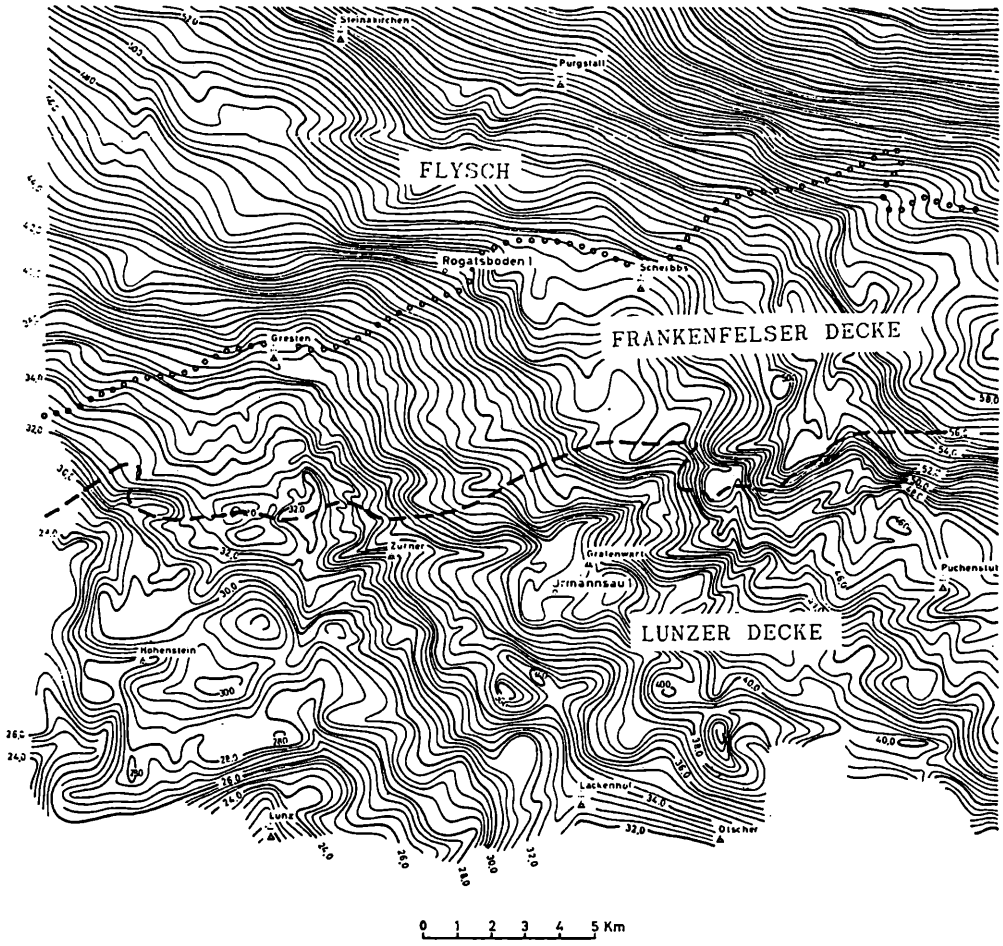


Abb. 48. Bouguerschwere, Isolinienänderungen an tektonischen Einheiten bedingt durch Dichteunterschiede. D. Zych 1969

sierungskontrast der Gesteine ist es möglich, Lage und Form von auftretenden Isanomalen ganz bestimmten geologischen Strukturtypen zuzuordnen. Hochauflösende und engmaschig vermessene Aeromagnetik erlaubt es gegebenenfalls, zusätzliche Aussagen über geologisch zuordenbare Horizonte und Strukturen hinsichtlich ihrer Ausdehnung, Mächtigkeit und Tiefenlage zu treffen. Nicht unbedeutend ist für die Interpretation die Tatsache, daß die magnetischen Anomalien von zwei verschiedenen magnetischen Eigenschaften beeinflußt werden, nämlich der induzierten und der remanenten (permanenten) Magnetisierung. Nachdem eine Trennung durch Vergleiche zwischen Vertikalintensitäts- und Totalintensitätsmessungen möglich ist, kann auch eine geologische Interpretation hinsichtlich der lithologischen Einschätzung erfolgen, da der remanente Magnetismus unabhängig vom heutigen Erdfeld ist. Je nach Zuordnung können Anomalienzüge einen Wechsel in der Grundgebirgszusammensetzung wiedergeben. Diese Grenzen sind von großer struktureller Bedeutung, da sie mit tektonischen Störelementen bzw. Bruchzonen in Verbindung gebracht werden können.

In neuester Zeit gewinnt die Magnetik Beachtung durch ihren Einsatz zum direkten KW-Nachweis (Abb. 49). Abgeleitet

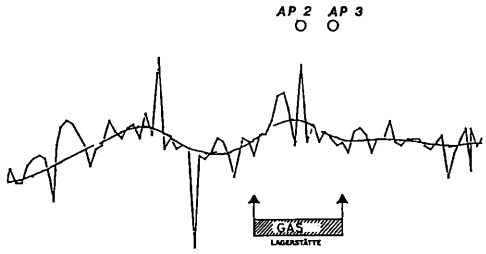


Abb. 49. Magnetische positive Anomalie (Totalintensität) über Gaslagerstätte Altprerau. N. Blaumoser, D. Zych 1985

wird der Zusammenhang zwischen KW-Akkumulation und auftretenden magnetischen Anomalien aus Beobachtungen über bekannten Feldern. Erste Ergebnisse stammen aus Feldvergleichen in Amerika. In Österreich konnten bei den durch die ÖMV AG durchgeführten Arbeiten in einem Pilotprogramm mit dem Geophysikalischen Institut der Universität Wien gewisse Korrelationen zwischen geologisch einfach aufgebauten KW-Strukturen und magnetischen Anomalien festgestellt werden. Dabei wurden auch erhöhte Suszeptibilitätswerte in den oberen Sedimenten nachgewiesen. Unter Suszeptibilität versteht man das Maß für den Grad der Magnetisierbarkeit eines Gesteins. Eine allgemein gültige Erklärung über die hier auftretenden Zusammenhänge kann z. Z. noch nicht gegeben werden.

II.2.5.3.3. Geoelektrik

Elektromagnetische, vor allem magnetotellurische Messungen, die das Vorhandensein natürlicher Erdströme nützen, werden fallweise nach wie vor zum Erfassen der Struktur des hochohmigen Bekkenuntergrundes eingesetzt. Der Schwerpunkt der elektrischen Prospektionsmethoden liegt zur Zeit jedoch bei einem Meßverfahren zur Direkterkennung von KW, der sogenannten Induzierten Polarisationsmessung (IP).

Bei der Interpretation bedient man sich auch hier der Analogieschlüsse mit Meßergebnissen über bekannten KW-Feldern, wo elektrische Potentialänderungen auftreten. Die Ursache liegt in der KW-Migration, wobei Schwefel oder Schwefelwasserstoffe zur Oberfläche mitwandern und es in den oberflächennahen Schichten dadurch zu einem Niederschlag von metallischen Sulfiden kommt, die IP-Anomalien hervorrufen. Je nach beobachtetem Analogieverhalten kann daraus auf KW-Konzentrationen geschlossen werden (Abb. 50).

II.2.5.4. Komplexinterpretation

Unter diesem Begriff werden die einzelnen Ergebnisse der aus den verschiedenen geophysikalischen Methoden gewonnenen Erkenntnisse zusammengefaßt.

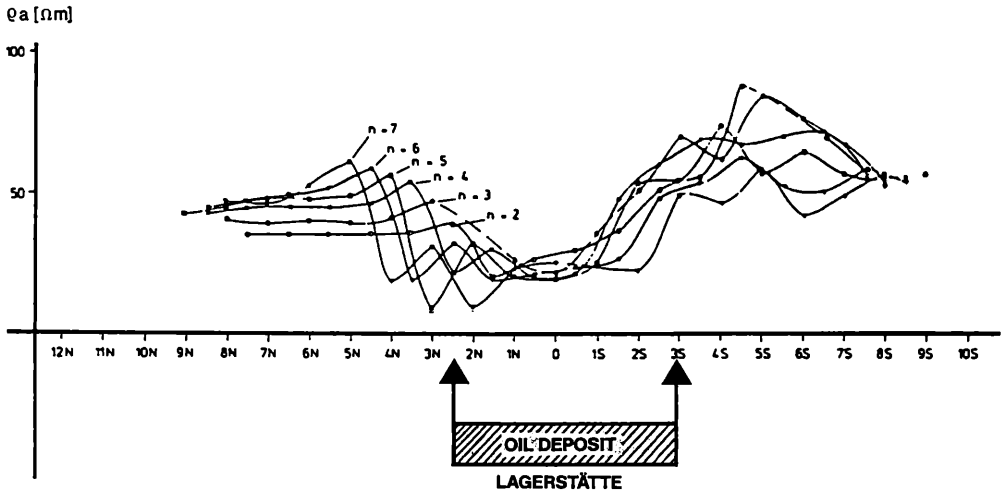


Abb. 50. IP-Messungen über einer Erdöllagerstätte. M. Weigl, Prakla-Seismos

Es wird hier vor allem eine intensive Verknüpfung der seismischen und nichtseismischen Methoden mit der Geologie sowie den allgemeinen erdölgeologischen Erfahrungen, auch hinsichtlich der KW-Entstehung, vorgenommen.

Die Interpretation ist, wie der Ausdruck anzeigt, komplex, denn nicht immer werden die zur Verfügung stehenden Unterlagen der einzelnen geophysikalischen Methoden eine eindeutige Lösung anbieten. Gerade diese auftretenden verschiedenen Deutungsmöglichkeiten werden bei dieser Interpretationsmethode verglichen und sind dann Anlaß, eine vorsichtigere Darstellung zu geben. Hingegen erbringen Ergebnisse verschiedener Meßmethoden, die sich weitgehend decken, die optimalen Voraussetzungen für eine gesicherte Interpretation. Die Komplexinterpretation kann durch geologische Modellvorstellungen noch unterstützt werden. Grundsätzlich gilt es sie dort heranzuziehen, wo es um die Ergebnisfindung in geologisch schwierigen Gebieten bzw. um den KW-Direktnachweis geht. Zusätzlich werden mathematisch-statistische Ergebnisse in die Komplexinterpretation miteinbezogen. Zusammenfassend gilt: je besser die Übereinstimmung der einzelnen Methoden, umso verläßlicher die Beurteilungsqualität.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.2.5.:

ABBOTT, W. O. 1985; ANSTEY, N. A. 1976; BÖCKH, H. v. 1917; DOHR, G. 1989; FABISCH, R. 1989; FIGDOR, H. & SCHEIDEGGER, A. E. 1977; FRIEDL, K. & KANTAS, K. 1959; GANGL, G. 1974; KANTAS, K. 1961; KRAJEWSKI, P. 1990; KRUG, V., BAUM, G. & WINDGASSEN, W. 1981; MEYER, H. G. 1985; PETRASCHECK, W. 1922; REICH, H. 1947 und 1960; ROBINSON, D. & ZIMMER, W. 1989; SACHS, B., GUTDEUTSCH, R., ZYCH, D., SEIBERL, W. & STRAUSS, U. 1989; SCHUMANN, R. 1922; WEIGL, M. 1982; WINKLER, G. R. & CASSELL, B. R. 1989; ZYCH, D. 1988.

II.2.6. Geochemische Prospektion

von Franz SCHMIDT

II.2.6.1. Einführung

In der Exploration auf Öl und Gas ist eine enge Zusammenarbeit zwischen den einzelnen geowissenschaftlichen Disziplinen unerläßlich. Die nachfolgend im einzelnen dargestellten Methoden verlangen verschieden starkes Einfließen anderer als rein geochemischer Interpretationen. Es gibt kein Idealrezept für Explorationsstrategien. Dies soll auch hier nicht aus der Abfolge der Methodenbeschreibung herausgelesen werden. Jedoch gilt, daß in verschiedenen Explorationsstufen entsprechend dem zunehmenden Wissen um das explorierte Gebiet nach und nach verschiedene Methoden zum Einsatz kommen.

Geochemische Untersuchungen im explorativen Anfangsstadium können sein:

- Untersuchungen von Öl- und/oder Gasanzeichen (seeps), das sind in der Natur an der Erdoberfläche vorkommende, auch ohne chemische Analysen erkennbare Kohlenwasserstoffe (siehe auch Kapitel II.2.1.).
- Oberflächenbeprobungen von Böden und Gesteinen sowie Untersuchung derselben auf Kohlenwasserstoffanzeichen
- Muttergesteinseigenschaften von Gesteinsproben überprüfen
- Erstellen von geologischen Beckenentwicklungsmodellen (basin modelling).

Bohrungen werden begleitend geochemisch untersucht:

- Kohlenwasserstoffanzeichen, Muttergesteinseigenschaften und Reife werden analysiert.
- Mit diesem Wissen kann die geochemische Anfangsvorstellung eines Gebietes, falls notwendig, korrigiert werden und ein genaueres Basin Modelling durchgeführt werden.

In weiterer Folge müssen Öl- und Gasfunde mit entsprechenden Muttergestei-

nen bzw. die Öle und Gase untereinander in genetische Verbindung gebracht werden. Hier spricht man von

- Korrelationsuntersuchungen. Das Wissen über Herkunft und Migrationswege von Öl und Gas wird durch Korrelationsuntersuchungen erst ermöglicht.

II.2.6.2. Methoden

Öl- und Gasanzeichen

Wie im Kapitel II.2.1. in diesem Buch ausgeführt, wurde durch Kohlenwasserstoffaustritte an der Erdoberfläche das Interesse an diesem Rohstoff geweckt. Beobachtung und Untersuchung von natürlichen Öl- und Gasvorkommen gehören zu den ersten Schritten in der Exploration. Die Art der Kohlenwasserstoffe wird ermittelt, nämlich ob es sich um Verunreinigungen handelt (z. B. ausgelaufenes Öl aus Fahrzeugen, Maschinen etc.) oder um natürliche Kohlenwasserstoffe. Deren Entstehung und Migration bis zum Obertageaustritt muß geologisch und geochemisch hinterfragt werden.

Bodenproben

Abgesehen von den auf Grund der Austrittsmengen offensichtlich gewordenen Seeps können geringere Mengen an Kohlenwasserstoffen in Bodenproben auch durch entsprechende chemische Analytik nachgewiesen werden. Dabei kommen Messungen der abgesaugten Bodenluft zur Feststellung gasförmiger Kohlenwasserstoffe (Bodengasmessungen) von CH_4 bis C_5H_{12} (Methan bis Pentan) sowie von flüssigen Kohlenwasserstoffen (höhere als C_5-Verbindungen) zum Einsatz. Darüber hinaus können auch geochemische Untersuchungen der an die Gesteins- und Mineraloberflächen gebundenen Kohlenwasserstoffe (adsorbierte Gase) durchgeführt werden. Über Lagerstätten, bzw. auch in mehr oder weniger großer Entfernung davon, können an der Oberfläche mittels chemischer Analytik unter Umständen Spuren von Kohlenwasserstoffen festgestellt werden. Kein Reservoir ist hundertprozentig dicht, die Abdichtung einer Lagerstätte ist oft nur eine Schicht von nicht sehr großer Mächtigkeit mit sehr geringer Durchlässigkeit. Durch flächenmäßige Beprobung und Analytik kann für ein Gebiet eine Verteilungskarte der Kohlenwasserstoffmengen und anderer Eigenschaften erstellt werden. Positive Anomalien in den Verteilungskarten können Hinweise auf Öl- und Gasvorkommen sein.

Oberflächen-Gesteinsproben

Um eine Vorstellung über die Beschaffenheit der Gesteine im zu explorierenden Untergrund zu bekommen, werden die vergleichbaren obertage anstehenden Gesteine herangezogen. Zur Bestimmung der Muttergesteinseigenschaften werden möglichst unverwitterte Proben von bevorzugt dunklen, feinklastischen, meist tonigen Gesteinen bzw. von dunklen Kalken gezogen. Diese Proben werden auf ihren Gehalt an organischem Material (C_{org}) bzw. mittels Pyrolyse auf ihr Öl- und Gas-Bildungspotential untersucht. Werden diese Gesteine auch im Untergrund erwartet, können ihre für die Erdöl- und Erdgasexploration relevanten Eigenschaften annähernd vorausgesagt werden. Damit hat man Hinweise auf das Kohlenwasserstoff-Bildungspotential eines Gebietes.

Geochemische Bohrungsauswertung

Bei Bohrungen auf Öl oder Gas wird neben anderen Untersuchungen auch meist eine begleitende organisch-geochemische Analytik durchgeführt. Es wird laufend auf Kohlenwasserstoffanzeichen überprüft (siehe Kapitel II.3.2. und II.3.5.). Bei positiver Indikation ist ein erster Hinweis auf eventuelle Reservoirs oder Migrationsbahnen gegeben. Weiters werden die Muttergesteinseigenschaften der Gesteine untersucht. Dabei wird der Gehalt an organischem Kohlenstoff bestimmt. Ein Muttergestein liegt dann vor, wenn im Gestein neben anderen Eigenschaften der Gehalt an organischem Kohlenstoff (C_{org}) größer als 0,8 % ist. Mit der Durchführung der Pyrolyse kann auf die Qualität des organischen Materials sowie auf das Kohlenwasserstoff-Bildungspotential des Muttergesteins und auf dessen Reife (Maturität) ge-

schlossen werden. Die „Reife" eines Gesteines beinhaltet die Summe irreversibler Veränderungen der organischen Substanz im Gestein auf Grund der Einflüsse von Zeit, Druck und insbesondere Temperatur.

Durch diese Untersuchungen, die auch „screening analysis" genannt werden, wird ein Überblick über die geochemischen Eigenschaften der während einer Bohrung durchteuften Schichten erhalten. Diese Datenbasis dient als Ausgangsmaterial für weitere, mehr zeit- und kostenintensive Untersuchungen.

II.2.6.3. Basin Modelling

Die Öl- und Gasgenese ist abhängig von der zeitlichen und temperaturmäßigen Beanspruchung des organischen Materials in einem Muttergestein. Auch die Art und Menge des organischen Materials in einem Gestein ist ausschlaggebend dafür, ob die Genese bei ausreichenden Zeit- und Temperaturbedingungen früher oder später als bei anderen Muttergesteinsqualitäten oder überhaupt einsetzt (siehe auch Kapitel II.1.1.–II.1.5.).

Wenn die Reifung des organischen Materials weit genug fortgeschritten ist, werden aus dem organischen Ausgangsmaterial Kohlenwasserstoffverbindungen gebildet. Wenn in weiterer Folge die Menge des neugebildeten Materials einen Schwellenwert überschreitet, können diese Kohlenwasserstoffe aus dem Muttergestein abwandern. Im Zusammenhang mit geologischen Vorgängen ist es wichtig zu wissen, zu welchem Zeitpunkt die Genese im Muttergestein einsetzte. Um neugebildetes Öl und Gas in entsprechenden Fallen einfangen zu können, müssen eben Migrationsbahnen und Fallen bereitstehen. Wenn das nicht der Fall ist, entweichen die Kohlenwasserstoffe in die Atmosphäre oder an die Erdoberfläche, bzw. werden über weite Bereiche verteilt und können dadurch keine wirtschaftlichen Akkumulationen bilden. Daher kann ein Gebiet nur als prospektiv gewertet werden, wenn das zeitliche Zusammenspiel von Genese und Fallenbildung im Einklang steht. Die Frage nach dem Zeitpunkt der Genese kann mit Basin Modelling beantwortet werden. Für Basin Modelling muß ein geologisches Modell des Untersu-

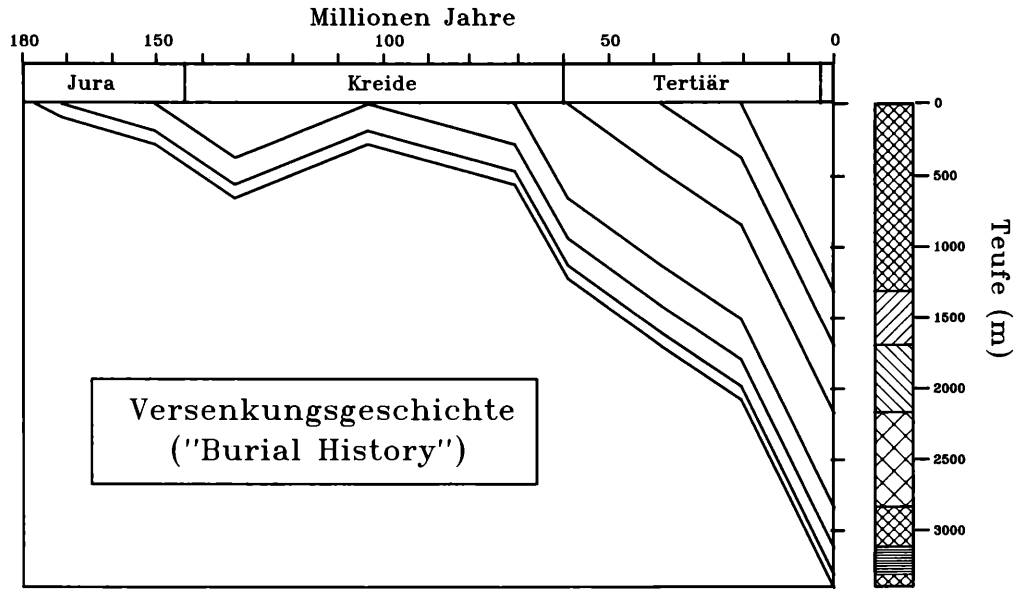


Abb. 51. Die Versenkungsgeschichte einer Lokation wird als Zeit/Teufe-Diagramm erstellt. Phasen geringer und starker Absenkung treten deutlich hervor.

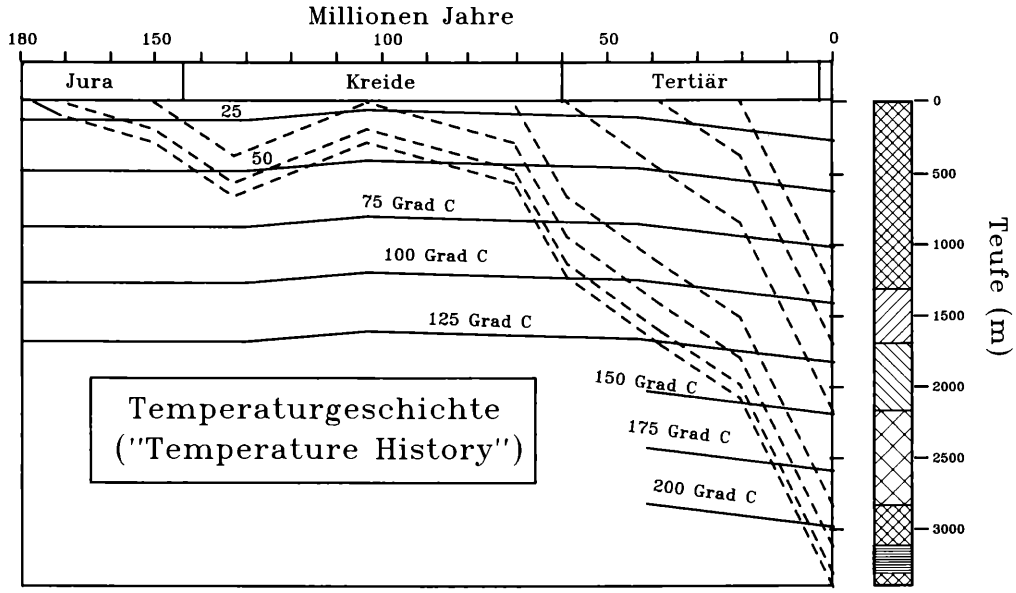


Abb. 52. Die Temperaturen der jeweiligen Teufe während der geologischen Geschichte werden der ‚Burial History' überlagert. Damit können die Verweilzeiten der Schichten in den entsprechenden Temperaturregimes erkannt werden.

chungsgebietes erstellt werden. Die Paläogeographie und alle weiteren Informationen der geologischen Vergangenheit, wie tektonisches Regime, sedimentäres Environment, Wärmefluß, Oberflächentemperaturen, Lithologie etc. stellen die Grundinformationen dar. Damit wird eine Versenkungsgeschichte (Abb. 51; „burial history") und eine Temperaturgeschichte (Abb. 52; „temperature history") des Untersuchungsgebietes errechnet. Weiters sind möglichst genaue Angaben zu den organisch-geochemischen Eigenschaften potentieller Muttergesteine bereitzustellen. Mit der ermittelten Versenkungs- und Temperaturgeschichte kann im Zusammenhang mit den geochemischen Informationen die Entstehung von Öl und Gas im Verlauf der geologischen Geschichte des gegenständlichen Gebietes errechnet werden (Abb. 53, 54). Es können Aussagen über die Art und Menge der gebildeten Kohlenwasserstoffe getroffen werden. Bei entsprechender regionaler Betrachtung können auch Hinweise auf die Migrationsrichtungen gegeben werden.

Dieses Explorationswerkzeug „Basin Modelling" kann in den verschiedenen Stadien der Exploration eingesetzt werden. Je besser und genauer die Eingaben zum geologischen Modell werden, desto genauere Voraussagen für weitere Explorationsstufen können damit erfolgen.

II.2.6.4. Korrelationsuntersuchungen

Diese dienen dazu, genetische Zusammenhänge zwischen verschiedenen Ölen und Gasen bzw. zwischen diesen und ihren Muttergesteinen herauszufinden. Es werden dabei möglichst viele chemische und physikalische Eigenschaften von den zu korrelierenden Proben untersucht. Zum Beispiel werden bei Ölen und flüssigen Extrakten aus Gesteinen relative Mengen einzelner Öl-Komponentengruppen miteinander verglichen. Gaschromatogramme und verschiedene daraus errechenbare Verhältniszahlen sind weitere Korrelationsparameter. Die Ergebnisse von massenspektrometrischen Untersuchungen (Abb. 55) sind sehr hilfreiche Informationen bei Korrelationsproblemen. Dabei werden die chemischen Verbindungen nach dem Verlassen des Gaschromatographen (GC) entsprechend ihren Mole-

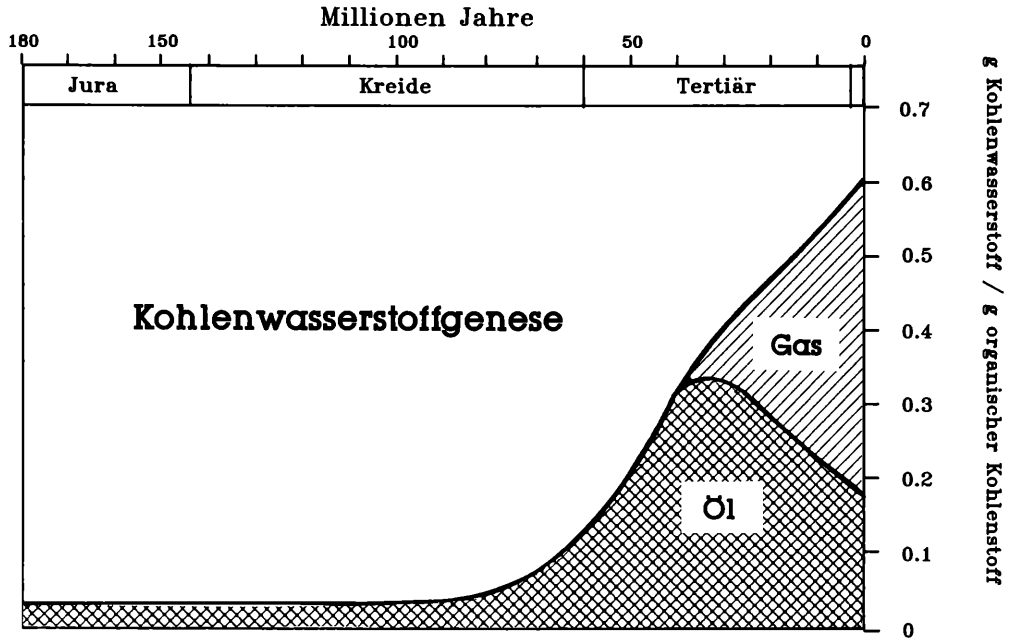


Abb. 53. Entsprechend den aus Versenkungs- und Temperaturgeschichte ermittelten Bedingungen kann mittels chemischer Reaktionskinetik die Menge der dadurch gebildeten Kohlenwasserstoffe errechnet werden.

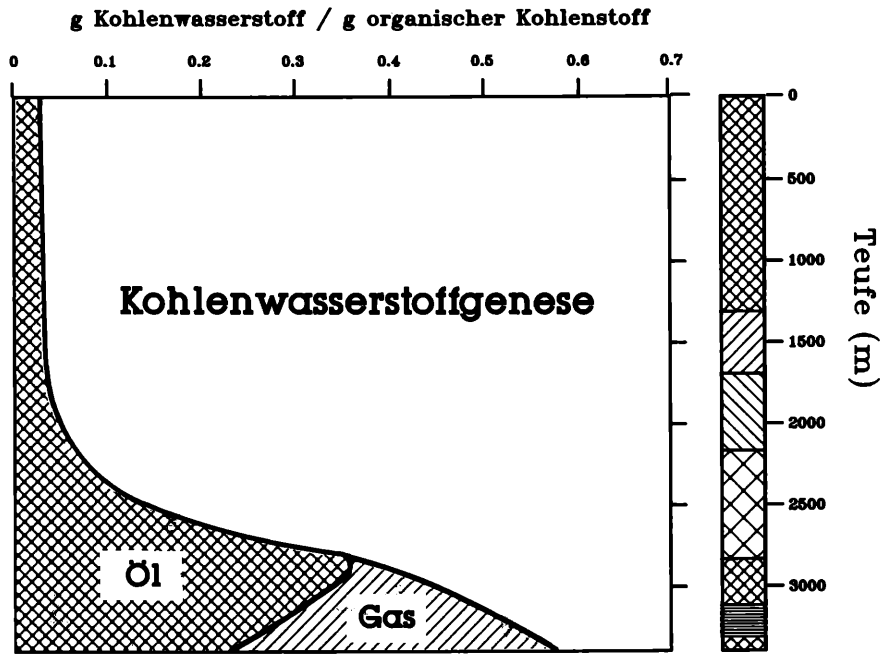


Abb. 54. Das für rezent errechnete Ölfenster (Kohlenwasserstoffmenge über der Teufe) muß mit den Daten der entsprechenden Bohrung übereinstimmen, wenn die Eingabeparameter des Modells richtig sind.

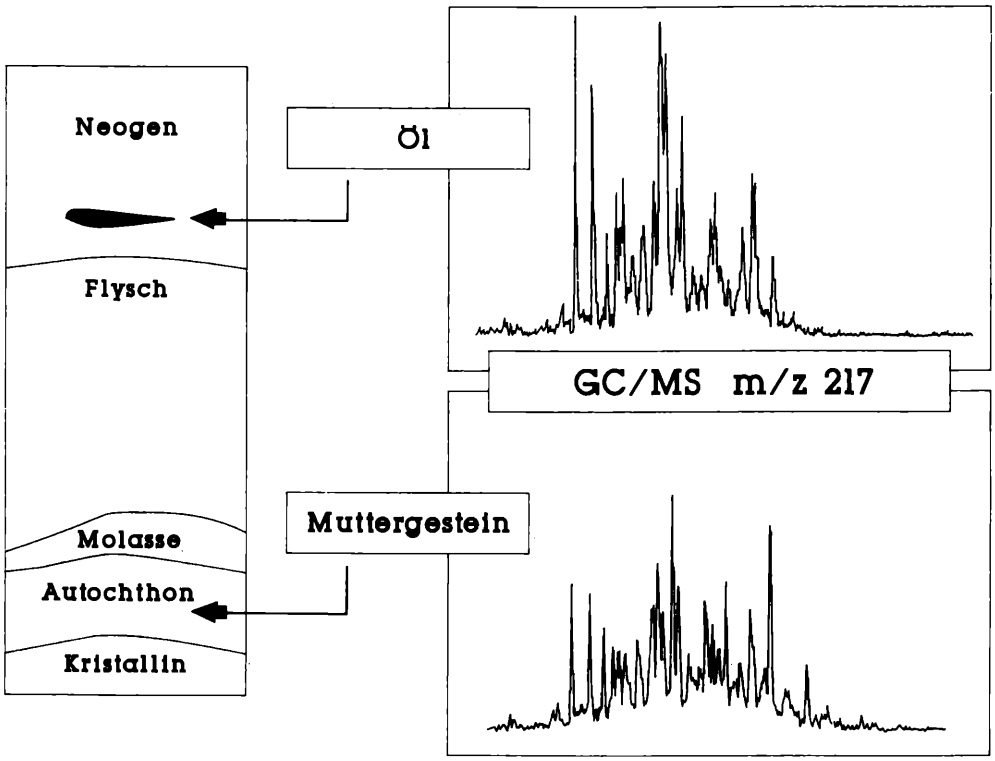


Abb. 55. Korrelationsuntersuchung mittels GC/MS: Die Kurven des Öls und des Muttergesteins zeigen in beiden Proben Vorhandensein relevanter Verbindungen in vergleichbaren Relationen. Daher kann das Öl dem darunterliegenden Muttergestein zugeordnet werden.

külmassen im Massenspektrometer (MS) erfaßt: „GC/MC" = Gaschromatographie kombiniert mit Massenspektrometrie (siehe auch Kapitel VI.1.5.).

Bei Gasen, in welchen hauptsächlich H- und C-Atome vorkommen, spielt die Isotopenanalytik eine große Rolle. So kann etwa bei einem Gas aus dem Verhältnis der $^{12}C/^{13}C$-Isotopen darauf geschlossen werden, ob es biogener Herkunft ist (durch Bakterien sehr früh nach der Ablagerung der Sedimente gebildet) oder mit Erdölbildung in Zusammenhang steht (Kapitel II.1., Abb. 10). Das Wissen um die Herkunft von Kohlenwasserstoffen bzw. über deren genetische Zusammenhänge untereinander ist für die Exploration von großer Wichtigkeit.

Literaturauswahl zu Hauptkapitel II.2.6.:

BURRUS, J. 1986; GERHARD, J. 1989; ISAKSEN, G. H. 1991; JONES, V. T. & DROZD, R. J. 1983; LADWEIN, H. W., SEIFERT, P. & SCHMIDT, F. 1989; MACKENZIE, A. S. 1984; MEINHOLD, R. 1980; NEUGEBOREN, H. J. & GERMAN, D. 1989; PHILP, R. P. 1987; RENTZSCH, J., PILLATZKE, L., SCHULZE, W. & BIRKE, M. 1983; RENTZSCH, J., SCHULZE, W., BIRKE, M., MÜLLER, H., EICHBERG, M. & PILLATZKE, L. 1985; SASSEN, R. 1985; SAUNDERS, D. F. & TERRY, St. A. 1985; SCHMIDT, F. & ERDOGAN, L. T. 1991; SIEGEL, F. R. 1974; SIMANEK, V. 1974; SOKOLOW, W. A. 1955; STAHL, W., FABER, E., CAREY, B. D. & KIRKSEY, D. L. 1981; UNGERER, P. 1989; VÖLZ, H. & SCHWARTZ, W. 1962; WAPLES, D. W. 1984; WELTE, D. H. & YALCIN, M. N. 1988; YÜKLER, M. A. 1987; YÜKLER, M. A. & KOKESH, F. 1984.

II.2.7. Bohrpunktermittlung und Bohrvorbereitung

von Otto MALZER

In den vorangehenden Kapiteln wurde erklärt, woraus und wie Kohlenwasserstoffe, also Erdöl und Erdgas, entstehen, wie sie in der Natur vorkommen und gespeichert sind und welche Methoden die Erdölindustrie bei der Suche gewöhnlich anwendet. Nun geht es darum, die unmittelbaren Vorarbeiten zu dem Schritt zu schildern, der allein im Stande ist zu zeigen, ob die Suche erfolgreich war - nämlich das „Niederbringen" oder „Abteufen" von Tiefbohrungen. Wir beschäftigen uns hier in erster Linie mit dem Aufsuchen von neuen Lagerstätten, deshalb wird im Folgenden hauptsächlich von Aufschlußbohrungen (Bohrungskategorien Kapitel II.3.2.6.) die Rede sein. Im Prinzip gilt jedoch das hier Gesagte auch für andere Kategorien von Kohlenwasserstoff-Bohrungen. Wie die Überschrift dieses Kapitels andeutet, laufen die Vorarbeiten zum Bohren grundsätzlich in zwei Stufen ab: Zuerst muß von Geophysikern und Geologen eine mögliche Kohlenwasserstoff-Falle im Untergrund geortet werden und müssen sich die Experten über den ihrer Meinung nach günstigsten Punkt für die Tiefbohrung einigen. Danach ist die Tiefbohrung selbst in allen Details vorzubereiten.

II.2.7.1. Bohrpunktermittlung

In Österreich gibt es Gebiete, wie das Wiener Becken um Zistersdorf und Matzen, oder das oberösterreichische Alpenvorland zwischen Enns und Kobernaußerwald, wo schon seit über 50, bzw. 30 Jahren nach Erdöl und Erdgas gebohrt wird. Andererseits ist etwa das Hoffnungsgebiet der Nördlichen Kalkalpen bisher erst durch ganz wenige Bohrungen erschlossen. Dementsprechend verschieden sind auch die Voraussetzungen für die Suche nach neuen Kohlenwasserstofflagerstätten.

In dem noch wenig bekannten Gebiet, z. B. der Kalkalpen, müssen eventuell noch alle in den Kapiteln II.2.1. bis II.2.6. beschriebenen Methoden eingesetzt werden, um mögliche Fangstrukturen zu lokalisieren. In dieser frühen Phase des Aufschlusses werden für gewöhnlich die größten und auffälligsten Strukturen gefunden, wobei allerdings das Bild, das man von ihnen bekommt, meist recht undeutlich ist und wenig Details zeigt. Tiefbohrungen auf derartige Projekte bringen fast immer geologische Überraschungen und sind mit einem hohen Risiko behaftet (siehe Kapitel II.2.8.).

Anders ist es in einer etablierten Erdölprovinz, wie etwa dem 1. Stockwerk des Wiener Beckens oder dem oberösterreichischen Alpenvorland. Hier ist die Suche nach neuen Lagerstätten nicht mehr mit so vielen Unbekannten belastet, da die Arten von Kohlenwasserstoff-Fallen und deren Bau schon bekannt sind. Es wird in diesen Gebieten vorwiegend zwischen, unter und manchmal auch über bekannten Feldern nach ähnlich gebauten Fallensituationen gesucht. Dabei kann auf gröbere Prospektionsmethoden, wie Magnetik oder Gravimetrie verzichtet werden. Geologische Kartierung bringt in diesem Fall wenig neue Erkenntnisse und auch die geochemische Prospektion wird weniger häufig eingesetzt. Dafür wird hier die sehr detaillierte Auswertung der seismischen Profile und der geologischen Daten, die die umliegenden Bohrungen liefern, die größte Rolle bei der Suche nach neuen Bohrprojekten spielen, die dann mit einer Tiefbohrung untersucht werden sollen.

Projektinventar

Im weltweiten Explorationsgeschäft kommt es oft vor, daß neuerworbene Konzessionen in großer Eile bearbeitet werden müssen, weil sie nur für wenige Jahre verliehen worden sind. Da jedoch die Republik Österreich langfristige Aufsuchungsverträge abgeschlossen hat (siehe Kapitel II.5.1.) und die Geophysiker/Geologenteams der Ölfirmen deshalb kontinuierlich arbeiten können, werden normalerweise

mehr Bohrprojekte produziert, als im gleichen Zeitraum durch Bohrungen untersucht werden können. Der dadurch entstehende Überhang an Projekten stellt neben den Öl- und Gasreserven, die in bekannten Lagerstätten stecken, den wertvollsten Besitz des Unternehmens dar. Es wird deshalb jede Gesellschaft irgendeine Form von Katalog führen, in den neue Bohrprojekte aufgenommen und nach verschiedenen Gesichtspunkten eingereiht werden. Dieses „Projektinventar" enthält neben Namen und Lage jeden Projektes die wichtigsten geologischen und technischen Daten, darunter die Größe der möglichen Öl- oder Gasreserven, voraussichtliche Bohrtiefe, geschätzte Bohrkosten einer Aufschlußbohrung sowie eine wirtschaftliche Bewertung. Bei der Auswahl jener Projekte, die durch Bohrungen untersucht werden sollen, stellt dieses Inventar eine wichtige Planungsgrundlage dar, die es erlaubt zu vergleichen und die jeweils vielversprechendsten Projekte auszuwählen.

Auswahl von Bohrprojekten

Bohrprojekte werden nach geologisch-technischen, wirtschaftlichen und auch politischen Gesichtspunkten ausgewählt. Zu den technischen Gesichtspunkten zählen die Qualität und Verläßlichkeit der geologischen und geophysikalischen Unterlagen auf denen das Projekt beruht, aber auch die technische Ausgereiftheit. So etwa wird eine mögliche Fangstruktur, deren wichtige Bauelemente durch seismische Profile guter Qualität belegt sind, vielleicht einer größeren vorgezogen werden, bei der entscheidende Informationslücken bestehen.

Einige wirtschaftliche Faktoren, die die Auswahl von Bohrprojekten beeinflussen, sind: die Größe der möglichen Reserven, die Kosten der Aufschlußbohrung sowie die Anzahl und Kosten von späteren Produktionsbohrungen; ebenso natürlich die Entfernung der möglichen Lagerstätte von bestehenden Produktionseinrichtungen; unter Umständen auch ob eher Öl oder Gas angetroffen werden wird, oder die zu erwartende Qualität der Kohlenwasserstoffe, etwa ein zu erwartender Schwefelgehalt.

Politische Faktoren sind überwiegend umweltbezogen. Obwohl gerade in Österreich die Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen sich in mehr als 50 Jahren als außerordentlich sicher erwiesen hat, werden Bohrvorhaben in der betroffenen Bevölkerung in zunehmendem Maß als Störfaktor und potentielle Bedrohung ihrer Umwelt betrachtet. So kommt es, daß die geographische Lage, etwa in einem Erholungsgebiet, den Wert eines Projektes und damit seine Auswahl entscheidend beeinflussen kann.

Eine entsprechende Information der umwohnenden Bürger ist deshalb eine wichtige Maßnahme der Öffentlichkeitsarbeit der jeweiligen Erdölgesellschaft.

II.2.7.2. Bohrvorbereitung

Ist die Entscheidung über ein Bohrvorhaben im positiven Sinn gefallen, so muß als nächstes die technische Durchführung im Detail geplant werden. Parallel mit der Suche nach einem Bohrplatz, deren Ergebnis noch die technische Planung beeinflussen kann, der Verhandlung mit den Grundeigentümern über die Benützung und den Baumaßnahmen, muß das behördliche Genehmigungsverfahren abgewickelt werden.

Planung der technischen Durchführung

Dem Bauplan für ein Gebäude vergleichbar, wird für Tiefbohrungen jeder Kategorie ein Bohrplan erstellt. Beteiligt an der Erstellung des Planes sind Geologen und Geophysiker, Bohringenieure, Lagerstätteningenieure und Bohrspülungschemiker. In der endgültigen Fassung, in schriftlicher Form und als Graphik dargestellt, enthält der Bohrplan etwa folgende Angaben:

- Name und Bohrungskategorie
- Koordinaten und Seehöhe des Bohrpunktes
- Eine kurze Beschreibung der Zielsetzung der Bohrung
- Die Aufstellung der geologischen Formationen, die von der Oberfläche bis

zur geplanten Endtiefe durchörtert werden sollen, mit Angabe der voraussichtlichen Tiefe der Formationsgrenzen und des Zielhorizontes.
- Soweit dies möglich ist, die Aufstellung der Gesteinsabfolgen und Gesteinstypen, die zu erwarten sind, mit Angabe besonderer Eigenschaften wie Gesteinshärte, Schichtneigung, mögliche Zonen abnormalen Druckverhaltens (über oder unter dem hydrostatischen Druck).
- Die vermutete Tiefe, Art und Mächtigkeit (= Dicke) der erhofften Kohlenwasserstoff-führenden Schichten, dazu, wenn nötig, die Abgrenzung eines Bereiches innerhalb dessen das Bohrloch die vermutete Lagerstätte antreffen soll.
- Detaillierte Anweisungen über das Entnehmen von Gesteinsproben aus der Bohrspülung (Spülproben), ab welcher Tiefe, in welchen Abständen (etwa alle 2 Meter oder 10 Meter), Reinigungs- und Verpackungsmethode, etc.
- Anweisungen über das Ziehen von Bohrkernen – welche Schichten, in etwa welcher Tiefe, Länge des Bohrkernes, Vorsichtsmaßnahmen.
- Gewünschte Eigenschaften, z. B. Gewicht und Salzgehalt der Bohrspülung.
- Einsatz von Gasregistriergeräten – ab wann, welche Empfindlichkeit, etc.
- Geplante Tiefen von bohrlochgeophysikalischen Messungen, Art und Umfang dieser Messungen.
- Geplanter Einsatz von Förderversuchen im unverrohrten Bohrloch (Tests).
- Bohrlochdurchmesser und Verrohrungsschema.

Dieser Bohrplan ist nunmehr die Grundlage aller weiteren Tätigkeiten und dient im Besonderen:
- Der Materialauswahl, von der Größe der Bohranlage über Durchmesser, Art und Anzahl der Bohrmeissel, Wandstärke der Futterrohre, Spülungszusatzstoffe, bis zum Verpackungsmaterial für Kern- und Spülproben.
- Der Berechnung der Kosten der Tiefbohrung.
- Als Dokument zur Durchführung des bergbehördlichen Genehmigungsverfahrens.
- Als Anleitung für das technische und wissenschaftliche Personal während des Niederbringens der Bohrung.

Behördliche Genehmigungsverfahren

Jede Bohrtätigkeit auf Kohlenwasserstoffe untersteht in Österreich nach dem Berggesetz von 1975 der Aufsicht der Obersten Bergbehörde, die regional durch die Berghauptmannschaften vertreten ist (siehe auch Kapitel II.5.1.).

Alle Bohrvorhaben auf Kohlenwasserstoffe werden zunächst von der zuständigen Berghauptmannschaft im Rahmen eines vorgelegten Jahresarbeitsprogrammes geprüft und genehmigt. Dabei verschafft sich die Aufsichtsbehörde in erster Linie Gewißheit darüber, daß die geplanten Bohrungen innerhalb gültiger Aufsuchungsgebiete liegen und der Unternehmer finanziell, technisch und personell in der Lage ist, die Bohrungen ohne Risiko für die Umgebung niederzubringen. Ein zweitesmal ist die Bergbehörde eingeschaltet, wenn für ein konkretes Bohrprojekt Bohrplatz und Zufahrt gefunden sind und mit dem Grundeigentümer Einigung über die Benützung erzielt ist.

In einer Verhandlung wird festgestellt, ob Sicherheitsabstände, etwa von Wohnhäusern, Hochspannungsleitungen, Bahnlinien, Straßen etc. eingehalten werden, beziehungsweise die Rechte der Grundeigentümer und Anrainer gewahrt sind. Es wird daraufhin die Erlaubnis zur Herstellung des Bohrplatzes erteilt.

An der bereits eingerichteten Bohrstelle findet dann vor Beginn der Bohrarbeiten nochmals eine bergbehördliche Verhandlung statt, bei der die Bohranlage selbst und ihre Nebeneinrichtungen auf deren Sicherheit sowie die Erfüllung eventuell früher erteilter Auflagen, z. B. Errichtung einer Schallschutzwand, Asphaltierung des Bohrplatzes, etc., überprüft wird. Es folgt die Erteilung der Betriebsbewilligung, auf die hin erst die Bohrarbeiten beginnen können.

Bohrplatz und Zufahrt

Das Projektantenteam einer Aufschlußbohrung – Geophysiker und Geologen –

gibt meist nur eine Ideallokation für ihre Tiefbohrung an, die man als den Punkt auf der Erdoberfläche definieren könnte, der genau über der Stelle liegt, an der die erhoffte Lagerstätte im Untergrund angebohrt werden soll.

Anderen Spezialisten kommt in der Folge die oft sehr schwierige Aufgabe zu, obertags möglichst nahe der Ideallokation einen brauchbaren Bohrplatz mit der erforderlichen Zufahrt ausfindig zu machen. Je nach Größe der Bohranlage, die sich ihrerseits nach der geplanten Tiefe der Bohrung richtet, wird ein rechteckiges Areal von etwa 60 x 40 m bis 100 x 50 m zur Aufnahme der Bohranlage und den Nebeneinrichtungen benötigt. Es ist vorteilhaft, wenn diese Fläche eben, trocken, ohne Baumbewuchs und in der vorgeschriebenen Mindestentfernung von Bauwerken aller Art ist, aber auch wenn sie andererseits gut mit schweren Fahrzeugen erreichbar ist. Zeigt die topographische Karte einen möglichen Bohrplatz an, so ist dieser in der Natur zu besichtigen, um die genaue Oberflächenbeschaffenheit zu beurteilen und eventuelle Änderungen der Verbauung festzustellen. Nicht selten erweist es sich, daß der nach der Karte „günstige Bohrplatz" auf einer freien Wiese, inzwischen von Siedlungshäusern besetzt ist. Weiters sind Verbauungspläne und andere Planungsunterlagen einzusehen und erst wenn sich daraus keine Hindernisse ergeben haben, können Verhandlungen mit den Eigentümern jener Grundstücke, die zur Herstellung des Bohrplatzes benötigt werden, beginnen. Da in Österreich die Suche nach Kohlenwasserstoffen in öffentlichem Interesse und Auftrag geschieht, ist es dem Grundeigentümer nur in besonderen Fällen möglich, die Zurverfügungstellung der nötigen Grundflächen zu verweigern. Andererseits obliegt dem Unternehmer die volle Entschädigung der Grundeigentümer. Sind die diesbezüglichen Verhandlungen abgeschlossen und ist die behördliche Genehmigung erreicht, so bleibt als letzte Vorbereitung vor der Übersiedlung der Bohranlage die Errichtung des Bohrplatzes. Dazu muß nunmehr die erforderliche Fläche eingeebnet und zur sicheren Aufnahme der viele Tonnen schweren Anlagen befestigt werden. Ein seichter, betonierter Schacht („Keller"), etwa in der Mitte des Platzes bezeichnet die Stelle, an der endlich die Bohrung abgeteuft werden wird, während daneben eine größere und tiefere Grube zur Aufnahme der verbrauchten Bohrspülung und des Bohrkleins auszuheben ist (Spülgrube). Wasser- und elektrische Anschlüsse vervollständigen die Einrichtung. So wichtig wie der Platz selbst ist die Zufahrt, die für Schwerfahrzeuge geeignet sein muß und für die häufig öffentliche oder private Verkehrswege ausgebaut, manchmal aber auch Straßen von mehreren Kilometern Länge neu gebaut oder Brücken verstärkt werden müssen. Sowohl bei der Anlage des Bohrplatzes wie auch im darauffolgenden Bohrbetrieb hat der Unternehmer eine lange Reihe strenger Vorschriften striktest zu befolgen, die sämtlich den Schutz der Bohrmannschaft, der Anrainer und der Umwelt gewährleisten sollen.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.2.7.:

KRÖLL, A. 1977; KRÖLL, A., SCHIMUNEK, K. & WESSELY, G. 1981; LADWEIN, W. & FUCHS, R. 1991; SCHOTT, W. 1968 und 1984; STERBA, J., KRÖLL, A. & SCHNEIDER, G. 1981.

II.2.8. Risikobewertung

von Wolfgang REMP

Bohrprojekte sind grundsätzlich als mit Risiko behaftete Investitionsvorhaben einzustufen. Besonders trifft dies natürlich bei Aufschluß- und Untersuchungsbohrungen zu, die der Erschließung neuer Kohlenwasserstoff-Vorkommen dienen. International liegt die Fundwahrscheinlichkeit für das Entdecken einer wirtschaftlich för-

derbaren Lagerstätte bei 10–15 %, d. h. von 20 Aufsuchungs- und Untersuchungsbohrungen sind 2–3 wirtschaftlich fündig.

Man sollte daher unbedingt vor Inangriffnahme derartiger Bohrprojekte die vorhandenen Risken analysieren, quantifizieren und durch geeignete Maßnahmen zu verringern trachten. Grundsätzlich können hier drei Arten von Risken unterschieden werden:

- geologisches Risiko
- technisches Risiko
- wirtschaftliches Risiko

Darunter ist im einzelnen zu verstehen:

II.2.8.1. Geologisches Risiko

Die geologische Fundwahrscheinlichkeit setzt sich aus 3 Faktoren zusammen:

$FW = W_{KW} \times W_{Sp} \times W_{Fa}$

FW = geologische Fundwahrscheinlichkeit

W_{KW} = Wahrscheinlichkeit des Vorhandenseins eines Muttergesteins mit entsprechender Maturität und von Migrationswegen

W_{Sp} = Wahrscheinlichkeit des Vorhandenseins eines Speichergesteins mit genügender Porosität und Permeabilität

W_{Fa} = Wahrscheinlichkeit des Vorhandenseins einer Falle mit guter Abdichtung

Die obigen 3 Parameter lassen sich durch vergleichsweise billige Vorarbeiten, wie Vergleichsstudien mit ähnlichen Nachbargebieten, geologische Kartierung, zusätzliche Seismik, geochemische Studien u. a., oftmals positiv beeinflussen, was zu einer entscheidenden Risikoverminderung des Bohrprojektes beitragen kann.

II.2.8.2. Technisches Risiko

Voraussetzung für einen Fund ist das erfolgreiche Abteufen des Bohrprojektes. Das dabei auftretende Risiko hängt sehr von der Lage der Bohrung (am Festland = onshore, im Meer = offshore), der Teufe sowie formationsbedingten Parametern ab. Dies können z. B. tektonisch stark gestörte Gebirgsteile, hoher Gebirgs- oder Lagerstättendruck, starke Abweichungen des Bohrloches von der Vertikalen durch steile Schichtstellung sein.

II.2.8.3. Wirtschaftliches Risiko

In der Regel können die Öl- bzw. Gasreserven der erhofften Lagerstätte und die daraus resultierenden Produktionsverhältnisse nur schätzungsweise angegeben werden. Daraus abgeleitet, ergibt sich eine hohe Unsicherheit hinsichtlich der nötigen Geldmittel für die Entwicklung und Förderung der Lagerstätte.

Diese Situation wird von der Vorhersageproblematik der Öl- bzw. Gaspreise überlagert, die meist für die Wirtschaftlichkeit eines Projektes von entscheidender Bedeutung sind.

International gesehen spielen in einigen Ländern zusätzlich noch Risken hinsichtlich Vermarktung, Konvertibilität der Währung, Rechtslage und Umwelt eine nicht zu unterschätzende Rolle.

Alle angestellten Risikoüberlegungen und technisch-wirtschaftlichen Betrachtungen sollten letztlich in ein geschlossenes System einer wirtschaftlichen Bewertung einfließen. Mittels finanzmathematischer und statistischer Methoden (Cash Flow, Decision Tree, Monte Carlo Simulation, Expected Monetary Value) können risikogewichtete wirtschaftliche Kenngrößen ermittelt werden, die einen wesentlichen Beitrag in der Entscheidungsfindung bei Bohrprojekten leisten.

Literaturhinweis für das Hauptkapitel II.2.8.:

NEWENDORP, P. D. 1980.

II.3. Die Aufschließung von Erdöl- und Erdgaslagerstätten

II.3.1. Technik des Bohrens

von Hermann SPÖRKER

II.3.1.1. Historische Entwicklung

Wann immer geologische Schichten unter der Erdoberfläche auf direktem Weg untersucht werden sollen, muß eine Tiefbohrung angesetzt werden. Schächte, wie sie beim konventionellen Bergbau verwendet werden, scheiden nicht nur aus Kostengründen, sondern auch wegen der Lagerstättenverhältnisse bei Kohlenwasserstoffen aus, da diese in flüssigem und/oder gasförmigem Zustand unter hohem Druck stehen. Tiefbohrungen, die erst in den letzten Jahrzehnten durch die intensive weltweite Suche nach Erdöl und Erdgas auch dem breiten Publikum bekannt wurden, gab es schon vor Jahrtausenden.

Die ersten Bohrungen, die meistens, jedoch nicht immer, nach unserem Sinn gegrabene Brunnen darstellten, sind Jahrtausende vor unserer Zeitrechnung niedergebracht worden und dienten in erster Linie der Suche nach Wasser. In den letzten Jahrhunderten vor Christus wurden bereits Brunnen zur Gewinnung von Salzwasser und Erdöl beschrieben.

KONFUZIUS berichtete von Bohrungen in China, die zur Gewinnung von Salzsole schon während der Tschou-Dynastie (1050–256 v. Chr.) niedergebracht wurden. Es kann angenommen werden, daß diese Bohrungen Teufen um 500 m erreichten.

HERODOT schreibt von Bohrungen, die etwa 500 bis 450 v. Chr. in Kleinasien (etwa dem heutigen nördlichen Irak) zur Gewinnung von Asphalt durchgeführt wurden. Zwischen dem 6. und 16. Jahrhundert unserer Zeitrechnung sind Bohrungen – oder besser handgegrabene Brunnen – zur Gewinnung von Erdöl aus Japan und Burma bekannt geworden.

Um 1500 verfertigte Leonardo da VINCI Skizzen eines Erdbohrapparates unter Verwendung eines Spiralmeißels. Die ersten tatsächlichen Bohrungen Mitte des 18. Jahrhunderts (DIDEROT) und Anfang des 19. Jahrhunderts (PRUD'HOMME) verwendeten teilweise da VINCI'S Ideen. So wurde 1795 nahe St. Nicholas d'Abremont in Frankreich eine Wasserbohrung bis auf eine Teufe von 330 m niedergebracht. Danach entwickelte sich immer stärker das sogenannte Seilschlagbohrverfahren, das später in der Erdöltechnik dann allgemein das pennsylvanische Bohrverfahren genannt wurde.

Grundsätzlich sind beim Herstellen einer Tiefbohrung drei wesentliche Aufgaben zu lösen (Bohrphasen):

1. Die Zerstörung der Bohrlochsohle zur Vertiefung der Bohrung, der eigentliche Bohrvorgang (Phase 1)
2. Die Entfernung und der Abtransport des bei der ersten Phase angefallenen Gebirges (Phase 2)
3. Sicherung des hergestellten Hohlraumes (Bohrloch) gegen Verbruch (Phase 3)

Beim Schlagbohrverfahren sind alle drei vorgenannten Phasen immer zeitlich voneinander getrennt: zuerst wird mittels eines an einem Seil hängenden Meißels durch Auf- und Abbewegung die Bohrlochsohle zerstört. In Abständen wird der Meißel hochgezogen und ausgebaut, damit der auf der Bohrlochsohle befindliche Bohrschmant (das zertrümmerte Gestein) mittels eines Schmantlöffels zutage befördert werden kann. Ein Schmantlöffel ist ein Rohr, das am unteren Ende eine Rückschlagklappe hat, die sich beim Hochfahren schließt, damit der Bohrschmant nicht wieder herausfällt. Von Zeit zu Zeit müssen Rohre zur Abstützung der offenen Bohrlochwand eingebracht werden. Dies war ziemlich oft notwendig, wodurch solche Bohrungen je nach der Standfestigkeit der zu durchteufenden Schichten nur beschränkte Teufen erreichen konnten.

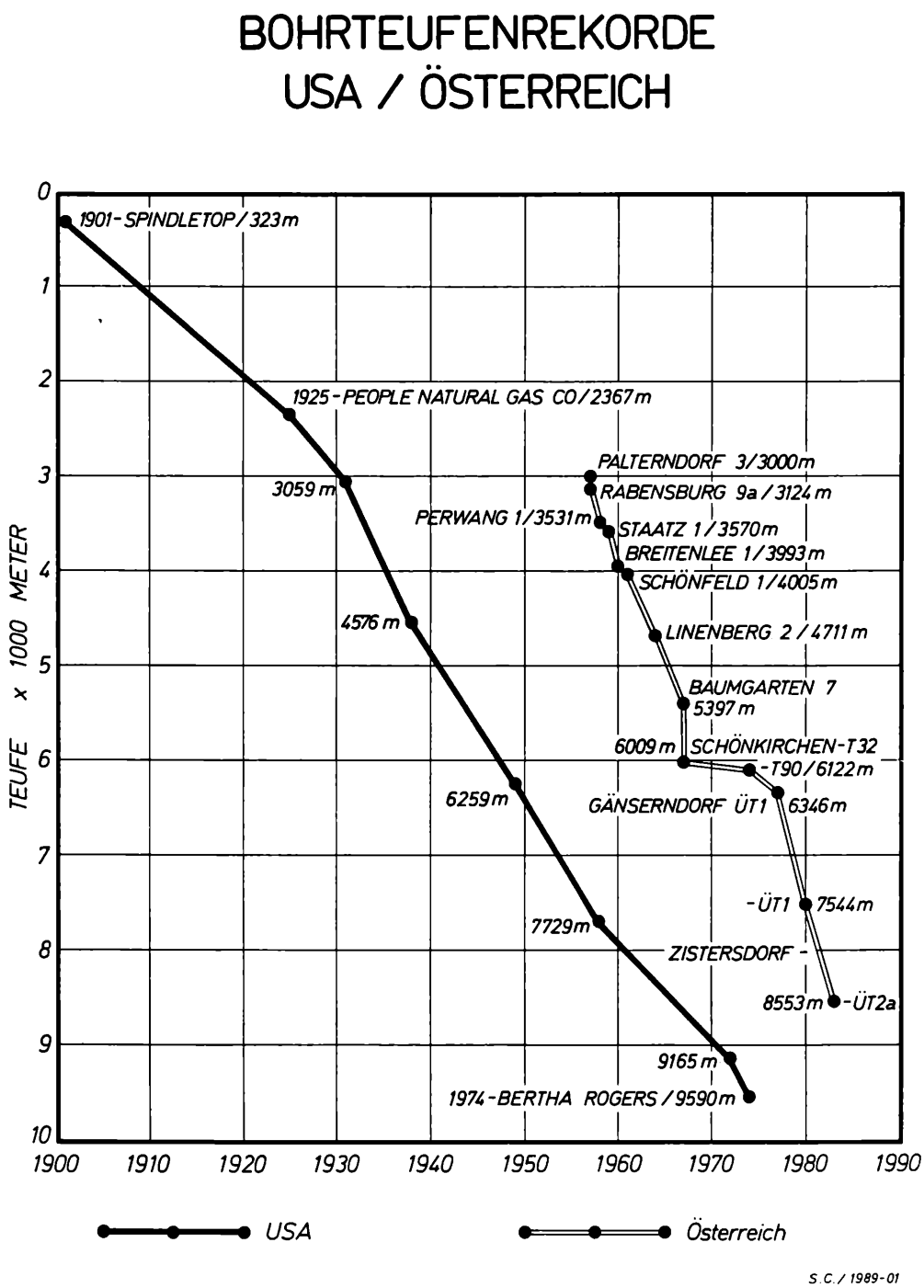


Abb. 56. Bohrteufenrekorde in den USA und in Österreich

Die tiefste Seilschlagbohrung der Welt wurde 1925 von der People's Natural Gas Company in Pennsylvania, USA, mit einer Endteufe von fast 2367 m fertiggestellt. Die berühmteste Seilschlagbohrung war wohl die von „Colonel" DRAKE bei Titusville, Pennsylvania, USA, die am 27. August 1859 in einer Teufe von 21,2 m (!) ölfündig wurde. Das war der Geburtstag der Erdölindustrie.

Eine Abart des Seilschlagbohrverfahrens ist das Kanadische Schlagbohrverfahren, bei dem statt des Bohrseiles ein Bohrgestänge aus Rundeisen verwendet wurde.

Einen wesentlichen Fortschritt bedeutete die Entwicklung des Spülschlagbohrverfahrens. Es wird dabei eine Spülflüssigkeit, ursprünglich Wasser, kontinuierlich durch den hohlen Bohrstrang (Bohrgestänge) zum Meißel gepumpt, tritt beim Bohrmeißel aus, nimmt das erbohrte Bohrklein (Bohrschmant) auf und transportiert es über den Ringraum zutage. Der Ringraum ist der Raum zwischen Bohrstrang und dem Gebirge (Gestein). Die oben genannten Phasen 1 und 2 waren nun zu einer Phase vereint, womit eine wesentliche Steigerung des Bohrwirkungsgrades erfolgte. Teilweise wurde damals auch schon die dritte Phase, die Sicherung des hergestellten Hohlraumes gegen Verbruch, erreicht. Vollständig wurde dies erst später möglich, als die Bedeutung der Spülflüssigkeit für die Tiefbohrtechnik erkannt wurde (siehe Kapitel II.3.1.3.).

In Europa wurde dieses System von Albert FAUK weiter entwickelt und als Fauk-Rapid-Bohrkran bekannt. Mittels dieses Bohrverfahrens wurden schon um die Jahrhundertwende in Österreich-Ungarn (Galizien) Bohrungen auf über 1500 m erfolgreich niedergebracht.

Unabhängig von der schlagenden Bewegung kann die Bohrlochsohle auch durch eine drehende, schabende Abtragung, ähnlich wie bei einem Spiralbohrer, zerstört werden. Diese Bohrmethode benötigt eine kontinuierliche Reinigung der Bohrlochsohle, also den Spülungskreislauf (Spülungsumlauf). Es ist das heute zur Herstellung von Tiefbohrungen am meisten verwendete Bohrsystem und wird weltweit Rotary-Verfahren genannt.

Wenn diese Methode auch schon vorher angewendet wurde, so gilt heute allgemein der 10. Jänner 1901 als Geburtstag der modernen Rotary-Tiefbohrtechnik. An diesem Tag eruptierte der berühmte Spindletop Gusher mit 100.000 Faß Öl (1 Faß ist 159 l) aus der Erde von Texas. Wir dürfen mit Stolz feststellen, daß es ein Marineingenieur der österreichisch-ungarischen Monarchie war, der diese Leistung vollbrachte: Anton LUCAS (LUCHICH).

Österreich war schon lange, und ist es heute noch, sehr erfolgreich in der Tiefbohrtechnik. Die Abbildung 56 zeigt die Entwicklung der maximalen Bohrteufen in den USA (stets Weltrekordhalter bei KW-Bohrungen) und in Österreich.

II.3.1.2. Die Rotary-Bohranlage

Eine moderne Bohranlage, so wie sie im Luftbild (Abb. 57) zu sehen ist, setzt sich aus den im folgenden beschriebenen Teilen zusammen (Abb. 58).

Bohrgerüst: das ist eine Stahlkonstruktion, die als Mast oder pyramidenförmiger Turm ausgebildet ist, mit einer Höhe meist zwischen 20 und 60 m und einer Tragfähigkeit bis zu mehreren hundert Tonnen. In diesem Bohrgerüst befindet sich ein Flaschenzugsystem, das der Belastbarkeit des Gerüstes entspricht und alle Manipulationen im Bohrloch, wie Gestängeein- und -ausbau sowie Futterrohr-Einbau (Verrohrung) ermöglicht. Während des Bohrens hängt natürlich auch der Bohrstrang an diesem Flaschenzug. Die Höhe des Bohrgerüstes ist zur Rationalisierung des Gestängeaus- und -einbaus (z. B. um das Bohrwerkzeug zu wechseln) entsprechend groß vorgesehen. Die einzelnen Bohrstangen sind etwa 9 m lang. Damit jedoch das Bewegen des Gestänges erleichtert und auch zeitlich verkürzt wird, werden 2, 3 oder 4 solcher Stangen, als „Züge" verschraubt, beim Aus- und Einbauen gemeinsam bewegt. Beim Ausbauen werden diese Züge dann im Bohrgerüst abgestellt.

Das Bohrgerüst ruht auf einer manchmal über 10 m hohen Stahlkonstruktion, dem Kellergerüst, dessen obere Plattform als Arbeitsbühne dient und das Hebewerk so-

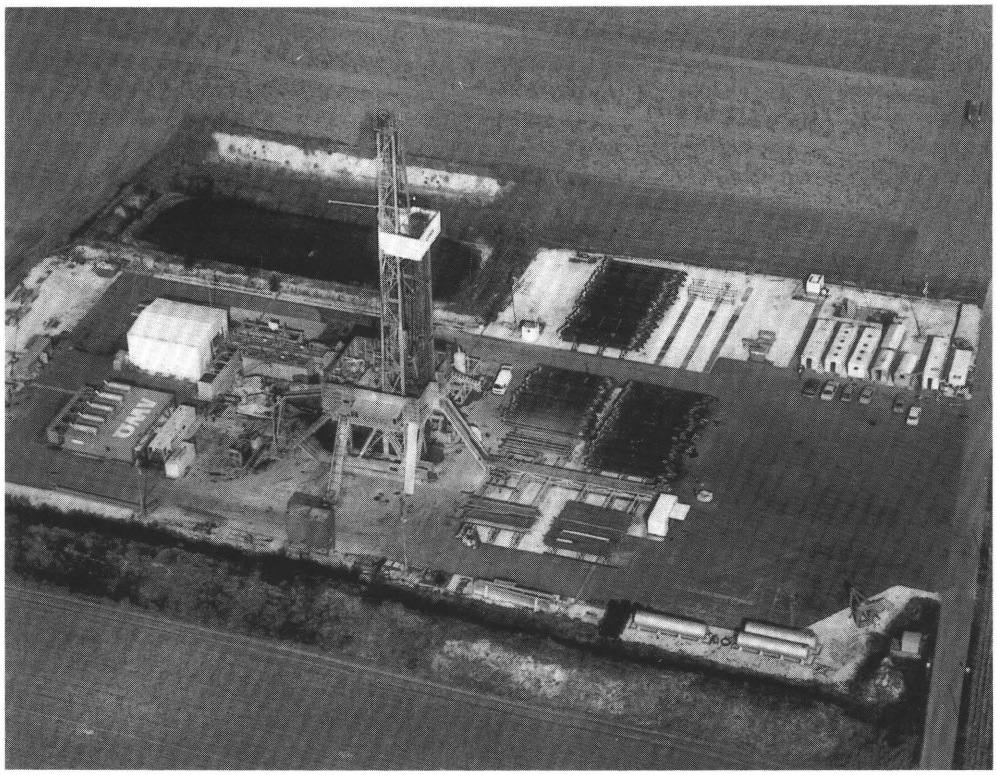


Abb. 57. Überschwere Bohranlage (ÖMV Zistersdorf ÜT2, Endteufe: 8.553 m)

wie den Drehtisch aufnimmt. Die freie Höhe darunter wird für die Preventeranlage, das sind die Sicherheitsarmaturen auf dem Bohrlochmund, benötigt (Abb. 58–60).

Hebewerk: es besteht meist aus einem Ein-Trommel-Kran zum Bewegen des Flaschenzugsystems im Bohrgerüst. Von diesem Hebewerk erfolgt auch der Antrieb des Drehtisches auf der Arbeitsbühne, wenn nicht ein elektrischer Direktantrieb verwendet wird.

Antriebsmaschinen: die meisten Rotary-Bohranlagen verwenden zum Antrieb zwei bis vier Dieselmotore, die ihre Kraft in ein Verbundgetriebe einspeisen und so Hebewerk und Spülpumpen antreiben. Bei schweren Bohranlagen beträgt die installierte Leistung bis zu 5 000 PS, das sind 3 678 kW. Heute wird bei schweren Bohranlagen der diesel-elektrische Antrieb immer mehr bevorzugt. Dieselmotore erzeugen über Generatoren Drehstrom. Durch Gleichrichter wird dieser in Gleichstrom umgewandelt, der die Elektromotore der einzelnen Arbeitsmaschinen antreibt.

Spülpumpen: je nach Größe der Bohranlage werden ein bis drei Spülpumpen verwendet, die zur Zirkulation der Spülflüssigkeit dienen. Waren früher meist doppelt wirkende Duplex-Kolbenpumpen eingesetzt, so werden heute einfach wirkende Triplex-Konstruktionen bevorzugt. Jede dieser Pumpen kann bis zu 1700 PS (= 1250 kW) Eingangsleistung besitzen und Zirkulationsdrücke bis 350 bar ermöglichen (Abb. 59).

Spülsystem: zur Lagerung, Reinigung und Regenerierung der verwendeten Bohrspülung werden neben einer Tankanlage, die ein Volumen bis zu 500 m^3 haben kann, Schüttelsiebe (Vibrationssiebe), Hydrozyklone (Abscheidungsgeräte) und manchmal auch Zentrifugen benötigt, um das von der Spülung aus

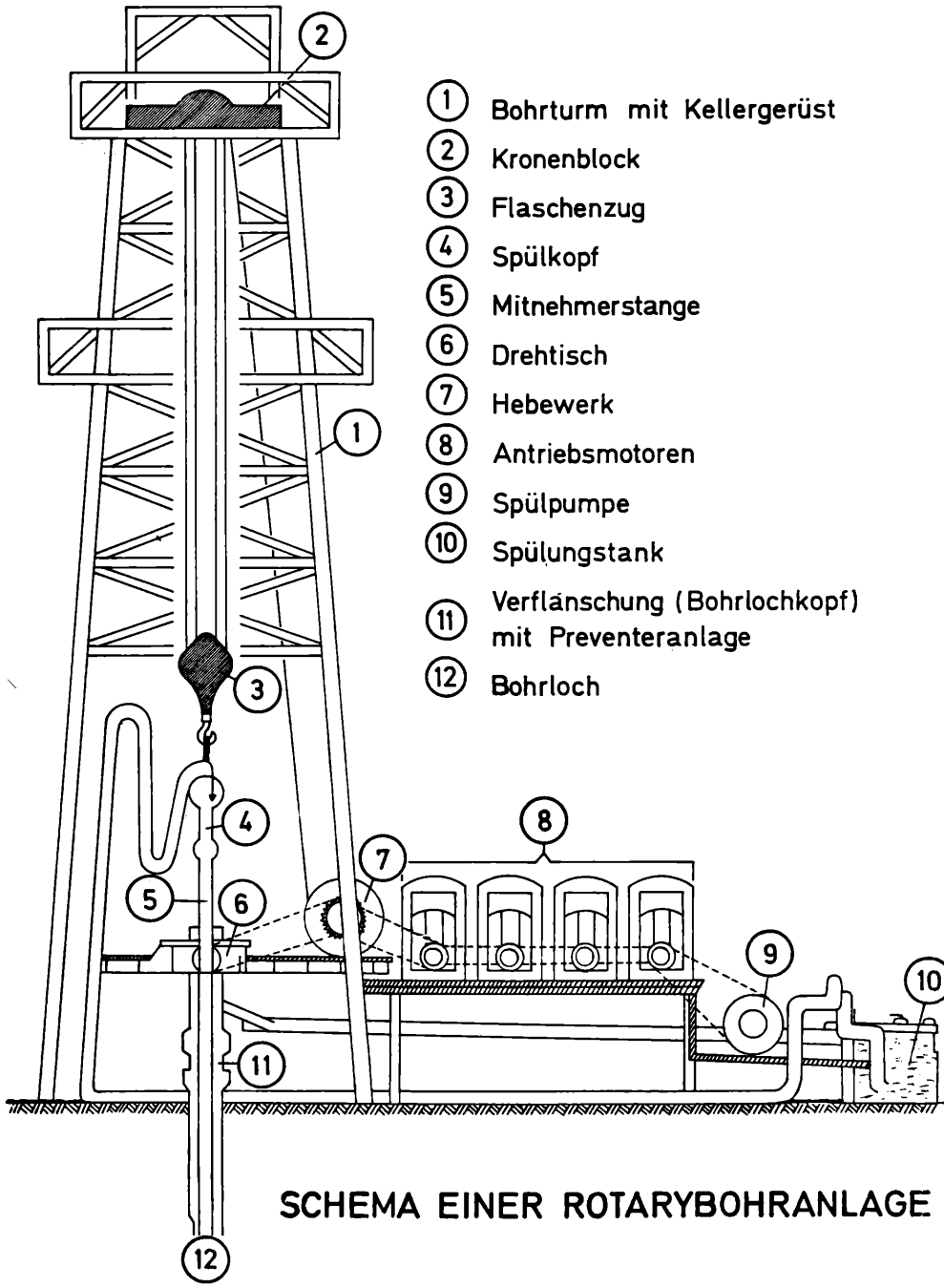


Abb. 58. Schema einer Rotarybohranlage

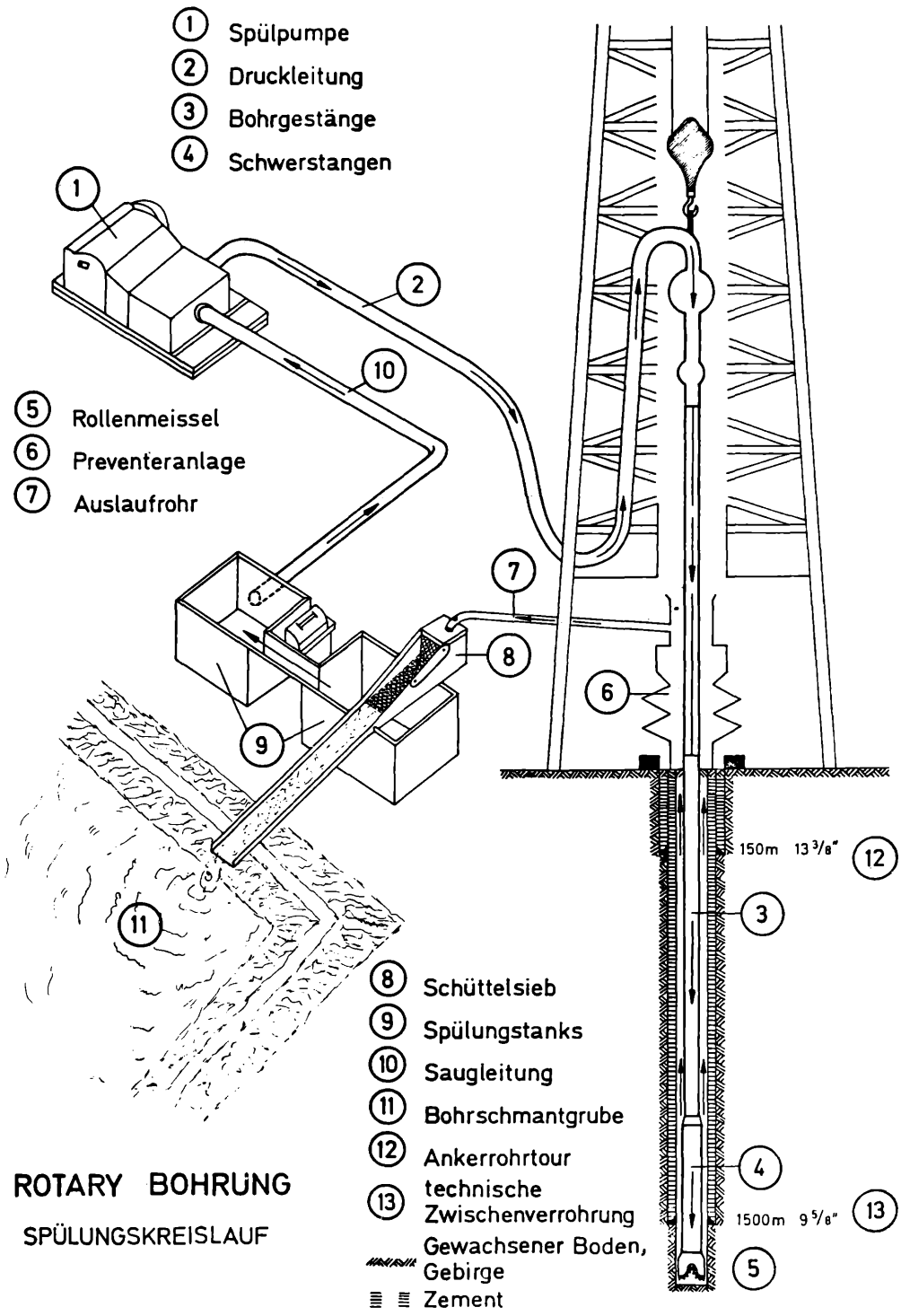


Abb. 59. Rotary Bohrung, Spülungskreislauf

dem Bohrloch ausgetragene Bohrgut abzuschneiden. Rührwerke in den Spülungstanks gewährleisten die Homogenität der Spülung, Chemikalientanks ermöglichen den gleichmäßigen Zusatz von Reagenzien zur Kontrolle der rheologischen Eigenschaften, das sind jene, die beim Fließen flüssiger oder kolloidaler Substanzen, wie der Bohrflüssigkeit, unter der Einwirkung äußerer Kräfte auftreten. Für den Notfall sind Einrichtungen vorgesehen, die das rasche Beschweren der Spülung (= die Erhöhung des spezifischen Gewichtes) durch Zusetzen von feingemahlenem Baryt (= $BaSO_4$, Schwerspat) gestatten.

Bohrstrang: beim Rotary-Bohrsystem ist es notwendig, daß eine Drehbewegung von obertags bis zum Bohrwerkzeug auf der Bohrlochsohle übertragen wird und auch die Spülflüssigkeit dorthin gelangt. Zu diesem Zweck werden die schon erwähnten Gestängerohre (Bohrstangen) verwendet, die mit meist vorgeschweißten Verbindern, die ein verschleißfestes, konisches Grobgewinde besitzen, verschraubt werden. Bohrgestänge steht in folgenden Außendurchmesser-Dimensionen zur Verfügung:

Zoll	Millimeter
2⅜	60,33
2⅞	73,03
3½	88,90
4½	114,30
5	127,00
5½	139,70
6⅝	168,28

Am oberen Ende des Bohrstranges befindet sich eine quadratische oder sechseckige Mitnehmerstange (Kelly), die die Übertragung der Drehbewegung vom Drehtisch auf den Bohrstrang ermöglicht. Der untere Teil des Bohrstranges zwischen Bohrgestänge und Bohrmeißel besteht aus den Schwerstangen. Das sind Rohre mit einer Wandstärke bis zu 100 mm und manchmal auch noch größer, deren große Masse dazu benötigt wird, um die gewünschte Belastung auf den Bohrmeißel ausüben zu können sowie eine größere Steifheit des unteren Bohrstranges herbeizuführen. Dies soll bewirken, daß beim Bohren ein möglichst vertikales Bohrloch geschaffen wird.

Zwischen der Mitnehmerstange und dem Flaschenzugsystem im Bohrgerüst befindet sich der Spülkopf, der mittels Lager und Stopfbüchsen die Drehbewegung des Bohrstranges bei gleichzeitiger Zuführen der Spülflüssigkeit ermöglicht.

Sicherheitseinrichtungen: auf dem Bohrlochmund, der Verflanschung, in der die bereits eingebrachten Rohrkolonnen (Futterrohre, Verrohrung) abgefangen und abgedichtet sind, werden Schieberkombinationen (Preventer, meist hydraulisch zu betätigen) aufgeflanscht, die es jederzeit ermöglichen sollen, das Bohrloch zu verschließen, um einen unkontrollierten Ausbruch aus dem Bohrloch zu verhindern (Abb. 60). Neben diesen primären Ausbruchsicherungen sind noch sekundäre vorhanden, wie Düsenmanifolds, die das Zirkulieren der Spülung auch bei geschlossenen Preventern gestatten sowie Entgasungsgeräte, die das Abscheiden von in das Bohrloch eingetretenem Gas von der Spülung bewirken.

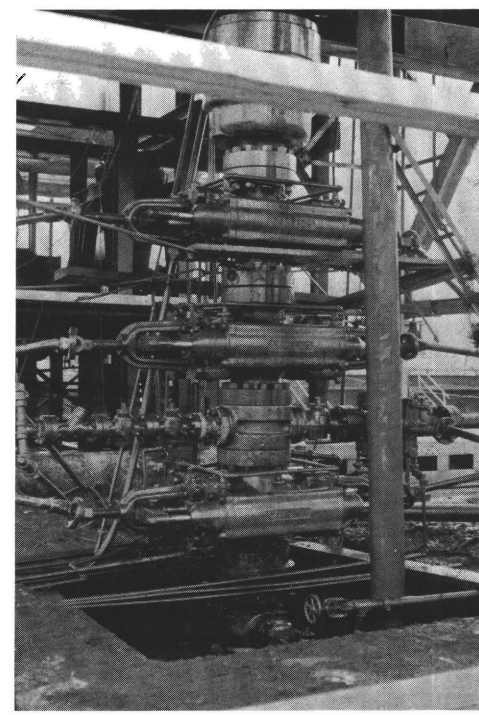


Abb. 60. Preventeranlage

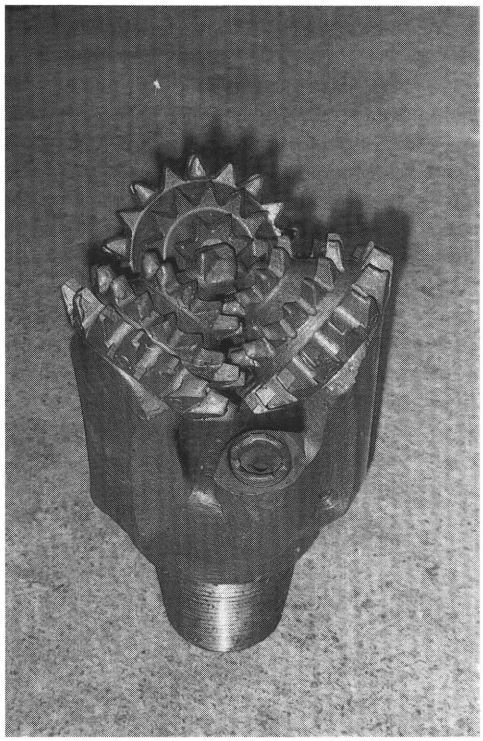


Abb. 61. Dreirollen-Zahnmeißel

Neben diesen Maschinen und Geräten sind noch einige Werkzeuge und Materialien für das Niederbringen von Bohrungen notwendig, von denen die wichtigsten kurz beschrieben werden sollen.

Bohrwerkzeuge: bei Rotary-Bohrungen wurden anfangs nur spanabhebende Meißel, sogenannte Fischschwanzmeißel, verwendet. Neben der hohen Torsionsbeanspruchung des Bohrstranges, die solche Werkzeuge verursachten, wurden sie auch beim Bohren in härteren Schichten, z. B. Sandsteinen, rasch stumpf und verursachten auf diese Weise hohe Bohrkosten. Daran änderte auch das Aufbringen von Hartmetall auf die Meißelschneiden wenig. Im Jahre 1909 verfertigten SHARP und HUGHES den ersten Rollenmeißel, eine Erfindung, die die Rotary-Bohrtechnik revolutionierte. Gezahnte Rollen wurden auf der Bohrlochsohle drehend bewegt und zerstörten das Gestein (Abb. 61). Entsprechend der unterschiedlichen Härte des Gesteins wurden in der Folge verschiedene Rollen- und Zahnkonfigurationen entwickelt. Für extrem harte und abrasive Formationen wurden die aus dem Vollen der Rollen gefrästen Zähne durch Hartmetallstifte (Disken) aus Wolframkarbid ersetzt (Abb. 62).

In den frühen fünfziger Jahren begann man auch den Spülungsstrom, der bisher nur für den Transport des erbohrten Gesteinsmaterials verwendet wurde, zur Zerstörung, bzw. zumindest zur vollständigen Reinigung der Bohrlochsohle zu verwenden. Die bis dahin im Zentrum des Rollenmeißels befindlichen Spülungsaustrittsöffnungen wurden nach außen zwischen die Schneidrollen verlegt und mit Düsen versehen. Die in der Folge eingetretene Entwicklung von größeren, leistungsfähigeren Spülpumpen gestattete es, die Spülung mit einer Geschwindigkeit von über 100 m pro Sekunde beim Meißel in Richtung Bohrlochsohle austreten zu lassen. Dies führte zu einer gewaltigen Steigerung des Bohrfortschrittes. Heute werden bei Rol-

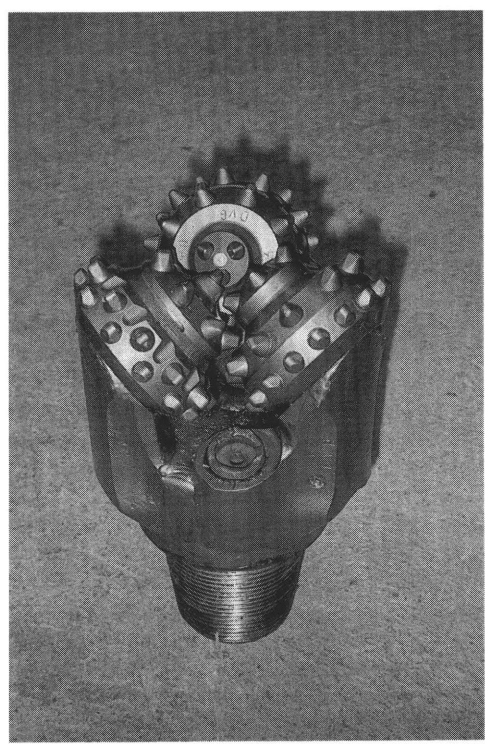


Abb. 62. Dreirollen-Diskenmeißel

lenmeißeln fast ausschließlich Konstruktionen mit Düsen verwendet. Für das Bohren in extrem harten Gebirgsschichten wurden, gleichfalls in den fünfziger Jahren, Diamantmeißel entwickelt (Abb. 63).

Nachdem es der Firma General Electric gelungen war, künstliche Diamanten herzustellen, wurden später auch Formstücke daraus angeboten, sogenannte „polycristalline diamond compacts" (PDC). Diese wurden als Schneidelemente für Bohrmeißel eingesetzt und brachten hervorragende Leistungen. Heute ist man überzeugt, daß nach den Rollenmeißeln mit der Verwendung von PDC's eine neue Generation von Bohrwerkzeugen begonnen hat (Abb. 64).



Abb. 63. Diamantmeißel

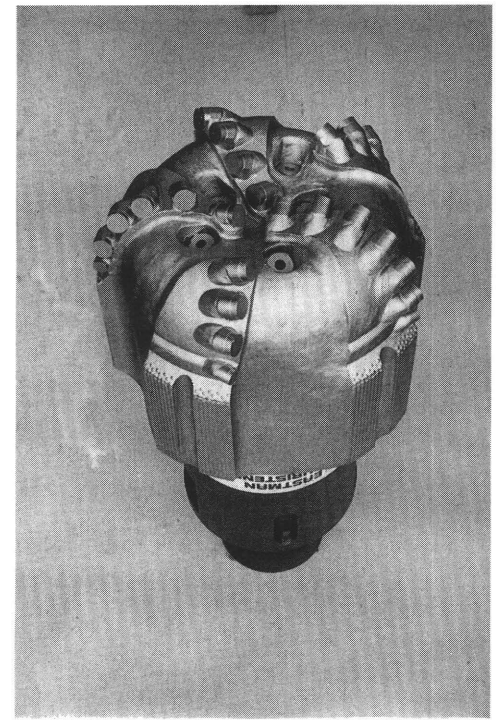


Abb. 64. PDC-Meißel

II.3.1.3. Die Bohrspülung

Diese Flüssigkeit, ursprünglich reines Wasser, wurde, wie erwähnt, zuerst nur als Transportmittel für das erbohrte Gebirge eingesetzt. Als man jedoch weichere, wenig standfeste Schichten durchbohrte, erkannte man, daß durch Zusatz von Ton oder ähnlichen Stoffen ein Verkleisterungseffekt an der Bohrlochwand herbeigeführt werden konnte und diese dadurch weniger zum Nachfall neigte.

Heute ist der Problemkreis der Bohrspülung zu einem der wichtigsten Fachgebiete der Tiefbohrtechnik geworden. Die Hauptaufgaben, die eine Spülung zu erfüllen hat, sind:

- Kühlung des Bohrwerkzeuges
- Reinigung der Bohrlochsohle
- Abtransport des Bohrschmantes
- Stabilisierung der Bohrlochwand
- Kontrolle des Druckes in den durchbohrten Schichten
- Möglichkeit, bestimmte Bohrlochmessungen durchzuführen.

Eine weitere wichtige Eigenschaft der Bohrspülung, die zumeist eine Tonsuspension ist, stellt das Verhalten bei Aufhören der Zirkulation, z. B. während des Aus- und Einbauens des Bohrstranges, während eines Tests oder bei sonstigen Stillständen dar. Die nun unbewegte Spülungsflüssigkeit versteift sich zu einem

puddingartigen Gel. Diese Eigenschaft nennt man Thixotropie. Damit wird bewirkt, daß bei Spülungsstillstand der mitgeführte Bohrschmant in Schwebe bleibt und nicht zurück auf die Bohrsohle sinkt, was beim Weiterbohren Schwierigkeiten verursachen kann. Durch den Pumpendruck bei Wiederbeginn der Zirkulation wird die Bohrspülung wieder verflüssigt.

Die oben erwähnte Reinigung der Bohrlochsohle wird vor dem Ausbauen des Bohrstranges besonders gründlich dadurch besorgt, daß man ein bis mehrere Stunden die Spülflüssigkeit zirkulieren läßt, wobei der Meißel etwas von der Bohrsohle abgehoben wird. Ebenso kann vorgegangen werden, wenn in der Bohrspülung unerwünschte Beimengungen auftreten, die auszirkuliert werden sollen, wie zu hoher Sand- oder Gasgehalt. Die gleiche Methode kann auch angewendet werden, wenn aufgrund geänderter Druckverhältnisse eine leichtere gegen eine schwerere Spülung ausgetauscht werden muß.

Wenn auch Spülungen zur Optimierung des Bohrfortschrittes mit möglichst niedrigem spezifischen Gewicht gefahren werden sollen, können sie durch Zusatz von Beschwerungsmitteln (z. B. Baryt) bis auf ein Gewicht, das weit über dem Doppelten von Wasser liegt, angehoben werden. Überwiegend werden Spülungen auf Wasserbasis verwendet, das heißt, die Hauptmasse der Spülung besteht aus Wasser, dem bestimmte Zusätze beigegeben sind. Es können jedoch schwierige Gebirgsverhältnisse oder empfindliche Lagerstätten den Einsatz von ölbasischen Spülungen erforderlich machen.

Unter besonders günstigen Umständen, wie hartes, trockenes und standfestes Gebirge, wird statt einer Flüssigkeitsspülung Luft verwendet (Luftbohrverfahren), was zu einer bedeutenden Erhöhung des Bohrfortschrittes führt. Bei extrem schwierigen Verhältnissen, wie etwa bei hartnäckigen Spülungsverlusten, kann man dieses Verfahren auch verwenden. In weniger standfesten Schichten und bei begrenztem Wasserzufluß muß man dann jedoch schaumbildende Chemikalien zusetzen. Dies nennt man das Schaumbohrverfahren.

II.3.1.4. Der Bohrvorgang

Soll nun eine Bohrung niedergebracht werden, dann werden zunächst die im Kapitel II.2.7. geschilderten Vorbereitungsarbeiten für den Bohrplatz und die Zufahrt ausgeführt. Sodann wird auf der Lokation eine für die voraussichtliche Endteufe entsprechende Bohranlage errichtet. Dies dauert bei den heute im Einsatz befindlichen modernen Geräten zwei bis zehn Tage. Vor Bohrbeginn wird meist händisch das Standrohr als erstes Führungsrohr eingesetzt, das zur Ermöglichung des Spülungsumlaufes dient.

Wir wollen nun als typisches Beispiel das Abteufen einer 3 000 m tiefen Bohrung im Wiener Becken beschreiben. Das genannte Standrohr hat einen Außendurchmesser von 18⅝ Zoll (473 mm) und reicht bis 5 m unter die Ackersohle. Der Ringraum zwischen Standrohr und Gebirge wird von außen sorgfältig verzementiert. Anschließend wird mit einem 17½-Zoll-Meißel (445 mm) unter Verwendung von reiner Tonspülung das Bohrloch bis etwa 150 m Teufe niedergebracht, der Meißel ausgebaut und die Bohrstrecke geophysikalisch vermessen (siehe Kapitel II.3.3.), sodann in das mit Spülung gefüllte Bohrloch Rohre mit einem Durchmesser von 13⅜ Zoll (340 mm) eingebaut. Hat dieser Rohrstrang (Verrohrung, Futterrohre) die Sohle erreicht, wird durch diesen Rohrstrang Zementbrühe eingepumpt und in den Ringraum zwischen Bohrlochwand und Rohrstrang verbracht, wobei eine vollständige Abdichtung bewirkt wird. Diese Rohrkolonne dient in erster Linie dem Schutz von möglichen Grundwasserhorizonten.

Nach der Zementerhärtung wird vor dem Weiterbohren auf diese Rohrkolonne die Preventeranlage montiert und auf Funktionstüchtigkeit überprüft, anschließend wird mit einem 12¼-Zoll-Meißel (311 mm) weitergebohrt. Nach Erreichen der Teufe von etwa 1 500 m wird wieder ausgebaut und das Stück von 150 bis 1500 m bohrlochgeophysikalisch vermes-

sen. Sodann wird auf die gleiche Art wie vorher nun eine 9⅝-Zoll-Rohrkolonne (245 mm) eingebracht und verzementiert. Ebenso wiederholen sich die Arbeiten zur Überprüfung der Sicherheitseinrichtungen. Schließlich wird mit einem 8½-Zoll-Meißel (216 mm) bis zur Endteufe (3000 m) weitergebohrt.

Die tatsächliche Endteufe wird aus rein geologischen Gründen festgelegt. Es ist daher im Bohrplan die normale Endteufe wie auch eine maximale Endteufe angegeben, um einen gewissen Spielraum bis zur Erreichung des geologischen Bohrzieles zu haben. Ist nun die Endteufe erreicht, so wird das Bohrloch abschließend geophysikalisch vermessen. Konnte die Bohrung eine Öl- oder Gaslagerstätte antreffen, so wird nun eine letzte 5½-Zoll- (140 mm) oder 7-Zoll-Rohrkolonne (178 mm) in gleicher Weise wie vorher eingebaut, der Ringraum zementiert und am Bohrlochkopf die endgültige Verflanschung aufgebracht. In diesem Zustand wird eine fündige Bohrung, die nun die Bezeichnung „Sonde" hat, zur weiteren Verwendung an einen Öl- oder Gasförderbetrieb übergeben.

Bohrungen haben demnach einen teleskopartigen Aufbau, wobei das verbreitetste Verrohrungsschema 24½ Zoll, 20 Zoll oder 18⅝ Zoll, 13⅜ Zoll, 9⅝ Zoll, 7 Zoll, 5 Zoll bzw. 4½ Zoll ist. Mit welchem Rohrdurchmesser eine Bohrung begonnen wird, hängt von der geplanten Endteufe und der daraus abzuleitenden Anzahl von Zwischenverrohrungen und der gewünschten Dimension der Endverrohrung ab. Die Zwischenverrohrungen sind außerdem von der Standfestigkeit der durchteuften Gebirgsschichten, den darin herrschenden Druckverhältnissen und davon abhängig, ob in der betreffenden Bohrstrecke Öl- und/oder Gaslagerstätten angetroffen wurden.

Die für solche Verrohrungen verwendeten Rohre werden entsprechend den zu erwartenden Belastungen in verschiedenen Stahlqualitäten hergestellt. Die Rohrverbindungen erfolgen über Gewinde (aufgeschraubte Muffen), oder das Muffengewinde befindet sich in den aufgeweiteten Enden der Rohre (Integralverbindung).

II.3.1.5. Geologische und lagerstättenkundliche Daten

Die geologische Überwachung einer Bohrung (siehe auch Kapitel II.3.2.) während des Abteufens erfolgt durch laufende Beobachtung der Spülung auf Gasanzeichen und der Untersuchung des zutage gebrachten Bohrschmantes. Wird eine größere Gesteinsprobe benötigt, wird ein sogenannter Kern gezogen. Ein Kernapparat ist dafür notwendig. Dieser besteht aus einem doppelwandigen Rohr, das am unteren Ende eine meist mit Diamanten besetzte Schneidlippe aufweist (Diamant-Kernkrone). Dieser Kernapparat wird so wie der Meißel eingebaut und dann auf der Bohrlochsohle ein zylinderförmiger Gebirgskern erbohrt, der beim Hochfahren (Ausbauen) durch eine konische Fangeinrichtung im Innenkernrohr festgehalten wird. Der Kernapparat mit dem Bohrkern wird dann durch Ausbauen des Bohrstranges zutage gebracht und der Bohrkern entnommen. Solche Kerne haben bei einer Bohrlochdimension von 8½ Zoll etwa 100 mm Durchmesser. Üblicherweise beträgt die nutzbare Länge des Kernrohres rund 9 m und gestattet auch das Erbohren von Kernen in dieser Länge.

Weitere Auskunft über die Ausbildung der durchbohrten Schichten ergeben die schon erwähnten geophysikalischen Messungen, wobei spezielle Meßgeräte (Sonden) an einem Kabel in das Bohrloch bis zur Bohrlochsohle eingelassen werden. Die Meßwerte werden obertags in einem Meßwagen aufgezeichnet und können meist sofort in Form von Diagrammen eingesehen werden (siehe Kapitel II.3.3. und II.3.4.).

Durch Auswertung der verschiedenen geophysikalischen Parameter kann man zwar gas- oder ölführende Schichten erkennen, über ihre mögliche Produktivität kann jedoch im noch nicht verrohrten Teil des Bohrloches nur ein sogenannter Gestängetest Aufschluß geben. Zur Durchführung wird am leeren Bohrgestänge eine Testapparatur eingebaut, die im wesentlichen aus Packern (Gummimanschetten), einem perforierten Rohr und von obertags zu steuernden Ventilen so-

wie Meßeinrichtungen besteht. Nach dem Einbau wird durch Aufweiten der Packer über der zu untersuchenden Schicht der Ringraum zwischen Bohrgestänge und Bohrlochwand (Gebirge) abgedichtet. Anschließend wird das Testventil geöffnet und so die zu prüfende Schicht unter den Packern durch das perforierte Rohr in das leere oder teilweise mit Wasser gefüllte Bohrgestänge entlastet, der Formationsinhalt kann zufließen. Nach Beendigung dieses Open-hole-Tests (Test im offenen Bohrloch) werden durch Hochfahren des Bohrstranges die Packer gelöst und das untersuchte Intervall durch die Spülung im Bohrloch wieder gefüllt. Da mit der Testgarnitur auch Druck- und Temperaturschreiber eingebaut werden, ist ein Gestängetest die aussagekräftigste Formationsuntersuchung im offenen, unverrohrten Bohrloch, die es heute gibt (siehe auch die Kapitel II.3.6. und VI.2.2.). Art und Menge des Zuflusses können direkt bestimmt und untersucht werden. Daraus läßt sich ableiten, ob eine wirtschaftlich nutzbare Lagerstätte mit hoher Wahrscheinlichkeit gefunden wurde oder nicht.

II.3.1.6. Fangarbeiten und Bohrlochablenkungen (Richtbohrungen)

Während des Bohrvorganges kann es nun, bedingt durch Ermüdung und/oder Überbeanspruchung des Materials, zu einem Bruch des Bohrstranges kommen, wodurch ein Teil von diesem, im Fachjargon „Fisch" genannt, im Bohrloch verbleibt. Mittels zum Teil komplizierter Fangwerkzeuge können in den meisten Fällen diese Bruchstücke zutage gebracht werden, sodaß der Bohrprozeß seinen Fortgang finden kann. Durch labile Bohrlochverhältnisse kann es aber auch zum teilweisen Einsturz des Bohrloches kommen, wodurch der Bohrstrang im Bohrloch fest verklemmt wird (Festwerden). Auch in solchen Fällen gelingt es meistens durch entsprechende Operationen, wie z. B. durch Überbohren des verklemmten Bohrstrangteiles, das Bohrloch freizumachen. Gelingt dies nicht, kann über dem im Bohrloch befindlichen Fisch eine Zementbrücke (Zementpfropfen) gesetzt werden und durch eine Ablenkung aus dem alten Bohrloch seitlich hinausgebohrt und ein neues Bohrloch neben dem Fisch vorbei bis zur gewünschten Endteufe vorgetrieben werden. Dabei kommen Spezialwerkzeuge, wie z. B. Bohrlochsohleantriebe, zum Einsatz.

Neben solchen technisch bedingten Ablenkungen gibt es auch solche, die notwendig sind, um unterirdische Bohrziele zu erreichen, bei denen die vertikal darüber an der Erdoberfläche befindliche Lokation nicht zugänglich ist, weil es sich z. B. um verbautes Gebiet handelt. Die horizontale Abweichung solcher Richtbohrungen kann je nach der Teufe des Bohrloches bis zu mehreren hundert Metern betragen. Bohrlochneigungen von mehr als 50° (bezogen auf die Vertikale) sind durchaus üblich. In speziellen Fällen sind Richtbohrungen schon so stark abgelenkt worden, daß der unterste Abschnitt des Bohrloches horizontalen Verlauf hatte (Horizontalbohrung, siehe Hauptkapitel II.4.4.).

Früher hat man zur Ablenkung bei Richtbohrungen sogenannte „Richtkeile" auf der Bohrlochsohle abgesetzt, die den Bohrmeißel zwangen, in eine bestimmte Richtung zu bohren. Heute kommen Bohrlochsohleantriebe zum Einsatz, die solche Operationen wesentlich rascher und präziser ermöglichen. Unter Bohrlochsohleantrieben versteht man hydraulische Kraftaggregate, z. B. Turbinen, Lamellen-Motore, Spindelmotore, die zwischen Bohrmeißel und Schwerstangen, bzw. dem Bohrstrang eingebaut werden und den Bohrmeißel direkt antreiben. Die Energie wird diesen Aggregaten durch den Spülungsstrom zugeführt. Da der Bohrstrang während des Bohrens nicht mehr gedreht werden muß, kann die Richtung der Bohrlochablenkung durch Fixierung des Bohrstranges obertags präzise eingestellt werden. Diese Bohrlochsohleantriebe haben nicht nur extreme Richtbohrungen ermöglicht, sondern werden auch immer mehr zum normalen (vertikalen) Leistungsbohren verwendet.

II.3.1.7. Umbau von Bohranlagen

Moderne Rotary-Bohranlagen sind nach dem Baukastensystem ausgelegt, sodaß ihr Auf- und Abbau rasch erfolgen kann.



Abb. 65. Bohranlagenaufbau mittels Mobilkran

Soweit wie möglich entsprechen die einzelnen Anlagenteile den maximal für den Straßenverkehr zugelassenen Abmessungen, wobei für den Transport oft Spezialfahrzeuge zum Einsatz kommen. Auf den Bohrplätzen erfolgt die Montage der Anlageteile unter Verwendung von mobilen Großkränen (Abb. 65).

II.3.1.8. Bohrkosten

Die Kosten von Tiefbohrungen sind erheblich und nehmen mit der Teufe exponentiell zu. Das gleiche gilt auch für die Dauer von solchen Bohrungen. Die fast idente Entwicklung von Bohrkosten und Bohrzeit ist auch in der Aufschlüsselung der Kosten von übertiefen ÖMV-Bohrungen in Abb. 66 zu erkennen.

Die durchschnittlichen Bohrkosten teilen sich folgendermaßen auf:

Bohrplatz, Auf- und Abbau, Abtransport	6 %
Bohrwerkzeuge	9 %
Formationsuntersuchungen	5 %
Spülung	6 %
Verrohren und Zementieren	21 %
Bohranlagenbreitstellung	53 %

II.3.1.9. Ausblick

In Österreich wurden von 1917 bis Ende 1992 insgesamt 6,736.594 Bohrmeter zur Suche und Gewinnung von Erdöl und Erdgas niedergebracht, wobei im Laufe der Jahre die erreichten maximalen Bohrteufen immer größer wurden.

Die Bohrung „Zistersdorf ÜT 2A" der ÖMV AG hat im Jahre 1983 die Endteufe von 8 553 m erreicht und ist damit (1992) die tiefste Kohlenwasserstoff-Aufschlußbohrung außerhalb der USA. Die bisher tiefste Erdölbohrung der Welt ist die Bohrung „Berta Rogers 1" bei Elk City, Oklahoma, USA, die 1974 eine Teufe von 9589,5 m erreichte.

Die derzeit (1991) tiefste Bohrung der Welt ist die Forschungsbohrung „Kola SG3" nahe Murmansk auf der Halbinsel Kola, Rußland, die zur Klärung geowissenschaftlicher Fragen im Mai 1970 ihren Bohrbeginn hatte und im Juli 1990 eine Teufe von 12 065 m erreichte und seither nicht weiter vertieft wurde. Die geplante Endteufe liegt bei 15 000 m.

Von besonderem Interesse für Mitteleuropa ist der Beginn der Kontinentalen Tief-

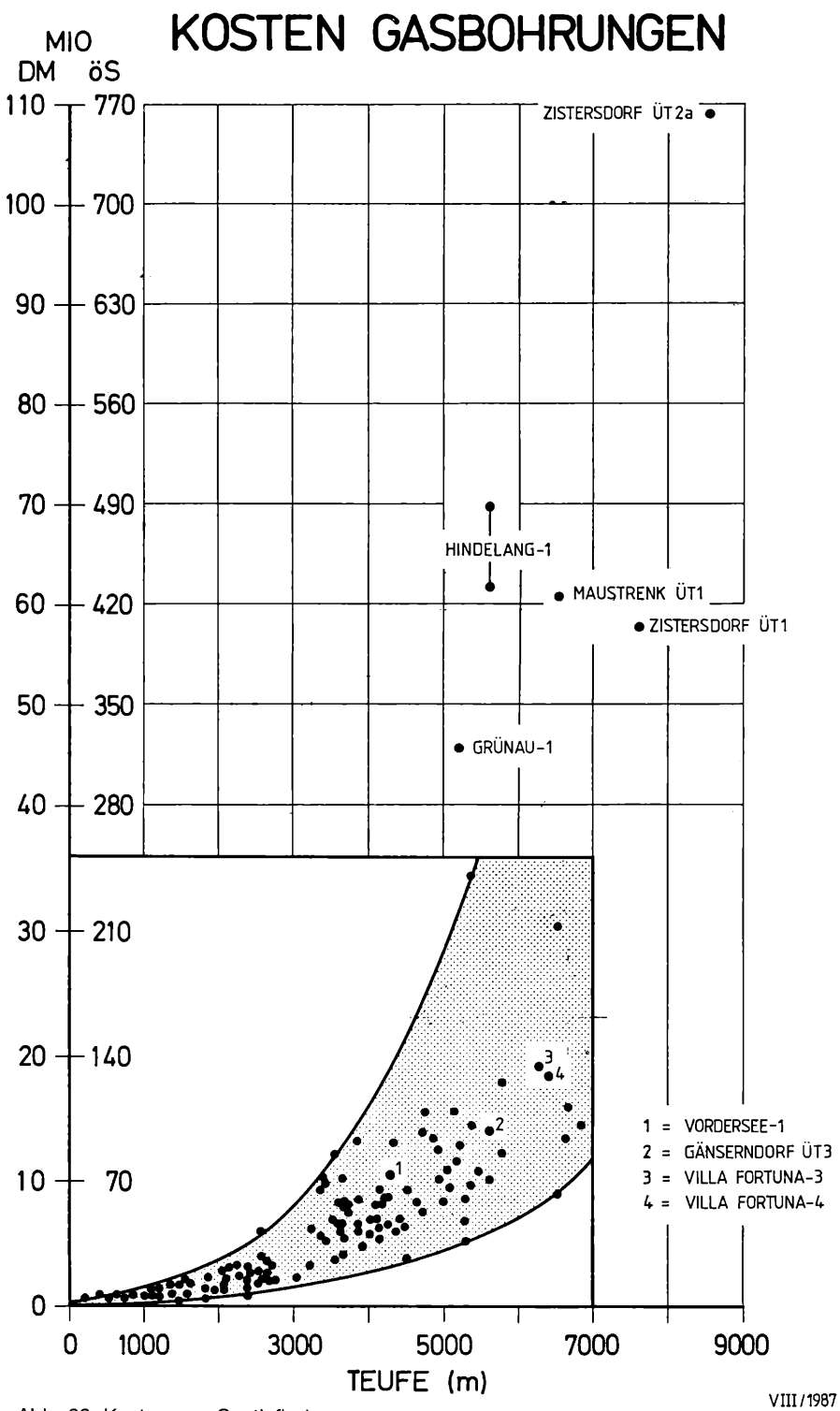


Abb. 66. Kosten von Gastiefbohrungen

bohrung (KTB) am 6. Oktober 1990 in der Oberpfalz, Deutschland. Diese wissenschaftliche Bohrung soll bis etwa 1994 eine Teufe zwischen 10 000 und 12 000 m erreichen (Bohrteufe Mitte 1993: 7.500 m). Der Bohrmast einschließlich Unterbau mißt ab Ackerniveau 83 m, das Gewicht der gesamten Bohranlage beträgt etwa 2.500 Tonnen, die installierte Leistung wird mit 9 500 kW und die Hakenlast mit 8 000 kN (Kilonewton) angegeben.

Solange es eine Suche nach Kohlenwasserstoffen geben wird, werden Tiefbohrungen notwendig sein und sie werden in immer größere Teufen vordringen; sie werden dann auch einmal der größeren Nutzung von Erdwärme dienen, vorausgesetzt, daß es gelingt, die hohen Kosten zu reduzieren (siehe auch Kapitel VI.1.6.).

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.3.1:

BECKER, H. & PETERSON, G. 1963; CHUR, C. 1991; CIPA, W. & GRODDE, K.-H. 1959; CIPA, W. 1960; DENNER, J. & SCHICKETANZ, H. 1977; EHLERS, R. et al. 1992; ENGELHARDT, W. v. 1953a und b; GHOFRANI, R. & DELIUS, A. 1991; GÖRISCH, K. 1982; GROSSMANN, U. & MARX, C. 1990; HATZSCH, P. 1991; HÄUSSLER, A. 1990; HAUK, V. 1977; HEYNE, B. 1976; HINGL, J., TOTH, Z. & MUCZANY, J. 1980; HÜGEL, H. 1955; KAMMANN, R. & SPERBER, A. 1990; KREBS, E. & HIMSTEDT, W. 1962; KRÖLL, A. & SPÖRKER, H. 1980; LECHNER, H. 1988; LORBACH, M. 1969; MAIER, A., SCHENZ, W. & SPÖRKER, H. 1977; MORITZ, J. 1980; NÖVIG, T. 1989; PAL, Z. 1980; PAULITSCH, P. 1992; PETERSON, G. & RAUTER, H. 1962; PLANK, J. 1990; PREVEDEL, B. 1987; PRIKRYL, J. & VALISOVA, I. 1980; QUADFLIEG, E., KRUG, G. & SPERBER, A. 1990; REISINGER, W. & SPÖRKER, H. 1980; RISCHMÜLLER, H. 1989 und 1991; SADJADI, S. & GOLD, O. 1986, SPÖRKER, H. 1969a und b, 1976a, 1976b, 1977 und 1980; SPÖRKER, H. & KRÖLL, A. 1979; SPÖRKER, H. & LOGIGAN, St. 1988; SZTANKOCZY, E. 1959; TAYLOR, J. C. M. & GERNECK, J. R. 1983; TRUMAUER, H. 1960; VALISOVA, I. & KAZDA, J. 1980; VENDITTO, J. J. & GEORGE, C. R. 1984; WATKINS, P. E. & WHITE, Th. 1956; WHITE, Th. 1953; ZESCH, Th. 1983 und 1985.

II.3.2. Geologische Betreuung und Bearbeitung von Bohrungen

von Friedrich BRIX

II.3.2.1. Grundsätzliches zur Arbeit des Bohrgeologen

Das Endziel der KW-Prospektion besteht in der Festlegung mindestens eines Bohrpunktes in einem öl- oder gashöffigen Gebiet. Eine sehr eingehende Vorausplanung aufgrund der geologischen, geochemischen und geophysikalischen Gegebenheiten (Kapitel II.2.1. bis II.2.7.) bildet die Basis zur Wahl des Bohrplatzes und zur Abfassung des Bohrprogrammes. Da in zunehmendem Maße Bohrungen für größere Tiefen projektiert werden, handelt es sich oft um technisch sehr aufwendige und daher kostspielige Vorhaben (Kapitel II.3.1., Abb. 66), die einer besonders effizienten geologischen Betreuung bedürfen.

Jedes Bohrprojekt hat bestimmte geologische, bohrtechnische und lagerstättenkundliche Ziele, die in einem detaillierten Arbeitsprogramm und im sogenannten „Bohrlochstammblatt" oder „Vorprogramm" vom geologischen Projektbearbeiter gemeinsam mit Bohrtechnikern, Lagerstättentechnikern, Bohrlochgeophysikern und Laborgeologen festgelegt werden (Abb. 67, siehe auch Kapitel II.2.7.). Wichtigste Daten sind dabei die geplante Endteufe mit der tiefsten zu erreichenden geologischen Formation, weiters das zu erwartende geologische Profil, die voraussichtlichen Druck- und Temperaturverhältnisse, die Anzahl der Bohrkerne und Tests, die Abstände der Spülprobenentnahme, die möglichen KW-Anzeichen und Vorkommen, das Verrohrungsschema, das bohrlochgeophysikalische Meßprogramm, Hinweise auf mögliche oder wahrscheinliche bohrtechnisch schwierige Strecken (z. B. bruchhaftes bzw. tektonisch gestörtes Gebirge, Spülungsverlustzonen, Auftreten von H_2S, quellende Tone, steiles Schichteinfallen, Hochdruck-

zonen) sowie die voraussichtlich notwendigen Spülungskonditionen (chemische und physikalische Beschaffenheit der Bohrspülung in verschiedenen Bohrabschnitten).

Dem Bohrgeologen müssen alle diese Angaben und Zielsetzungen vertraut sein. Darüber hinaus muß er über den bohrtechnischen Ablauf, die auftretenden chemisch-physikalischen Vorgänge und die technischen Möglichkeiten bei Eintritt gewisser Grenzsituationen Bescheid wissen. Es werden daher erst dann Geologen zur Betreuung einer Tiefbohrung verantwortlich herangezogen, wenn sie sich das notwendige, zusätzliche Spezialwissen erworben haben, z. B. als Assistenten eines erfahrenen Bohrgeologen.

Bei den einzelnen Erdölgesellschaften gibt es in bezug auf die geologische Bohrungsbetreuung im Detail verschiedene Organisationsformen. Zumeist ist der Bohrgeologe auch Vertreter des Auftraggebers und hat daher gewisse Aufsichts-, Kontroll- und Beratungsfunktionen (Kapitel II.3.2.5.). Unzureichende geologische Betreuung und lückenhafter Informationsfluß z. B. zwischen den Bohrtechnikern und dem Bohrgeologen können Fehlentscheidungen hervorrufen und unter Umständen das Erreichen des Bohrzieles beeinträchtigen. Auch bei einer technisch perfekt ausgeführten Bohrung ist sowohl der wirtschaftliche wie der wissenschaftliche Erfolg oftmals von der Gewissenhaftigkeit und den Fachkenntnissen des Bohrgeologen und der Lagerstättentechniker abhängig.

Als wesentliche Aufgaben bei der geologischen Betreuung und Bearbeitung von KW-Bohrungen können gelten:

- Ausstattung der Bohranlage mit den nötigen Hilfsmitteln und Geräten zur geologischen Bohrbetreuung (Kapitel II.3.2.2.).
- Beobachtung und Aufzeichnung möglichst aller erfaßbaren geologischen, geochemischen, technischen und geophysikalischen Daten während der gesamten Bohrzeit (Kapitel II.3.2.3. und II.3.2.4.).
- Erkennen von Speichergesteinen, KW-führenden Horizonten und von abdichtenden Lagen (Kapitel II.3.2.3., II.3.2.4., II.3.3. bis II.3.5.).
- Erstellung eines stratigraphischen (altersmäßigen) und lithologischen (gesteinsmäßigen) Schichtprofiles (Kapitel II.3.2.4. und VI.1.2. bis VI.1.4.).
- Erkennung der Lagerung und der Lagerungsstörungen der durchbohrten Gesteinsfolge (Kapitel II.3.2.3., II.3.2.4., II.3.3. und II.3.4.).
- Ermittlung der Druck-, Temperatur- und Fließverhältnisse im Poren- und Kluftraum der durchbohrten Gesteine gemeinsam mit den Lagerstätteningenieuren und Bohrlochgeophysikern (Kapitel II.3.3. bis II.3.6. und VI.2.2.).
- Kooperation mit den Bohrtechnikern und den Bohrlochgeophysikern während der gesamten Bohrzeit.
- Kooperation mit dem Spezialisten des Labors zur optimalen Betreuung der erforderlichen Probenahmen an Bohrkernen, Spülproben, Spülungsflüssigkeit sowie von Öl, Gas und Wasser aus Zuflüssen (Kap. II.3.5.).
- Kooperation mit den Seismikern bei der Ausführung von Geophonversenkungen und vertikalem seismischen Profilieren (VSP, Kapitel II.2.4. und II.2.5.).
- Kooperation mit dem Bohrprojektanten bei der Abfassung des geologischen Abschlußberichtes II.3.2.4. und II.3.7.).

Aus den oben genannten Punkten ist ersichtlich, daß in vielen Fällen bohrlochgeophysikalische Meßergebnisse eine unentbehrliche Hilfe für den Bohrgeologen sind, da diese Messungen kontinuierlich die gesamte Bohrstrecke erfassen und durch Kombination und Interpretation verschiedener Meßmethoden mit den geologischen Daten die Lösung vieler der zitierten Aufgaben überhaupt erst möglich ist. Es ist daher unerläßlich, daß Bohrgeologen über diese Meßmethoden und deren geophysikalische sowie geologische Auswertemöglichkeiten gut informiert sein müssen, zumal die Bohrgeologen für die

E - EPI

Unternehmensgruppe ÖMV

Bohrlochstammblatt

Masstab: 1: 5000

Aufschluß - Bohrung

NEURUPPERSDORF 2

Genehmigt:

E - EPI 25.10.90 EPI - EI 22/10/90

Projekt. Teufe: 1.300 m Maximalteufe: 1.300 m

Koord.: x: 403.161,59 m Geologische Zone: Molasse

(M 34) y: 511.708,06 m Bohrziel: 1.: Malm (Kalkarenitserie) 2.: Ottnang (Oncophora Schichten)

Seehöhe: 202,95 m Tiefste Einheit: Malm

(Abteckwert)

Aufsuchungsgebiet: ÖMV - NÖ

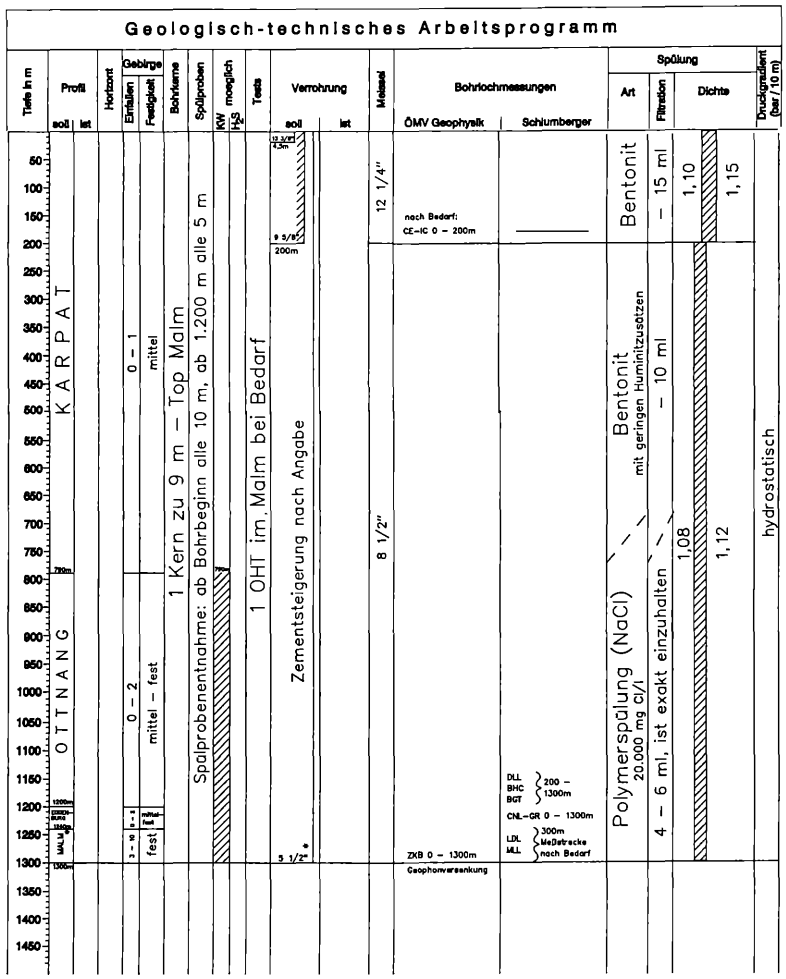
Gewinnungsfeld: ———

Auftraggeber: EPI-EI

Projektbearbeiter: Prof. Dr. D. Zych

Aktualisierung: Dr. U. Herzog

Vergleichsbohrungen: Pottenhofen 2; Neuruppersdorf 1, 5
Altprerau 2; Wildendürnbach K2 und T1



Anmerkungen: Anbringen eines Gaschromatographen und Bohrfortschrittschreibers ab Bohrbeginn.
Bei Beobachten von Öl- oder Gasspuren in der Spülung (Gaschromatograph) oder in den Spülproben sofort den Geologen verständigen.
Paläontologische Bearbeitung der Spülproben ab 600 m.
Schlagkreis: Tiefe: −1100 m NN, Radius: 120 m, Mittelpunkt: x,y wie Bohrpunkt.
Kalzimeter: ab 1.000 m

* Sollte die Karbonatriffserie des Malm erbohrt werden, ist eine mögliche KW-Führung in den Oncophora-Schichten durch Messungen zu verifizieren, wenn eine solche durch die Evaluierung der Mud-Logging-Daten nicht auszuschließen ist.
Bei KW-Führung in den Oncophora-Schichten ist vor dem Weiterbohren eine 7"-Kolonne wegen möglicher Spülungsverluste einzubringen.
Einbau eines 4 1/2" Liners bei Fündigkeit im Malm.



Operating: 19.Okt. 1990

Bohrgeologie: 90-10-17

Lagerstättenbewertung und Statistik: 1990-10-17

Abb. 67. Bohrlochstammblatt mit Lageplan

Bestellung der Meßarten und der Meßstrecken mitverantwortlich sind.

Bohrgeologen müssen während der Bohrtätigkeit Tag und Nacht erreichbar sein (z. B. durch Funk und/oder Telefon). Bei Bohrkernentnahmen, Bohrlochmessungen, Tests und kritischen Situationen haben sie am Bohrplatz anwesend zu sein. Bei länger andauernden kritischen Situationen wird rund um die Uhr ein geologischer Betreuungsdienst eingerichtet.

II.3.2.2. Ausrüstung für die geologische Betreuung von Tiefbohrungen

In den Jahren der Bohrtätigkeit auf KW in Österreich, etwa ab 1930, haben sich bestimmte Ausrüstungsformen und Bearbeitungsmethoden entwickelt, die laufend den geologischen und technischen Notwendigkeiten angepaßt wurden.

Die nachfolgende Auswahl der wichtigsten Geräte und Hilfsmittel sind entweder

in der Geologenkaue oder in der Kernkaue am Bohrplatz untergebracht:

Quarzlampe, 302–366 nm Wellenlänge, zum Ableuchten von Bohrkernen, Spülproben und Spülungsflüssigkeiten mit UV-Strahlen auf KW-Anzeichen

Binokular-Mikroskop samt Beleuchtungseinrichtung, zum Untersuchen der Gesteinszusammensetzung von Kernen und Spülproben

Kombination von Quarzlampe und Mikroskop (z. B. „Corvascop") sowohl zur lithologischen Analyse der Spülproben im Normallicht wie zur Betrachtung im UV-Licht

Siebsatz und flache Emailschüsseln zum Bearbeiten der Spülproben

Zentrifugengerät, zum Trocknen von Gesteinsproben

Dichtewaage, zum Bestimmen des Raumgewichts ausgewählter Gesteinsproben (Kerne, Spülproben)

Elektro-Kochplatte samt Wassertopf mit Deckel, für die Heißwasserprobe zum Extrahieren von KW aus Gesteinsproben

Calcimeter, zum Bestimmen des Karbonatgehaltes von Gesteinsproben mit verdünnter HCl

Gasprobenbehälter („Gasmäuse"), zum Transport von Gasproben aus der Spülung oder von Tests in das Labor

Gasspürgerät mit Balgpumpe und Prüfröhrchen (z. B. von der Fa. Draeger), zum direkten Nachweis von Gasen (z. B. Methan, Co_2, H_2S) aus Kernen

Plastikdosen (ca. 300 cm^3 Inhalt) mit gut schließendem Schraubdeckel für den Transport der ungewaschenen Spülproben in das Labor

Wasserflaschen (1 Liter) mit Verschlußdekkel für den Transport von Rohöl und Spülungsflüssigkeit in das Labor

Reinigungsgeräte für Bohrkerne und Siebe (Putzbürsten, Metall-Gärtnerschaufel, Spachteln)

Küchensieb mit Handgriff, zum Transport der Spülproben vom Schüttelsieb zur Geologenkaue

Metermaß, für die Kernbeschreibung

Diverse Laborgeräte (z. B. Eprouvetten mit Ständer, Glasstäbe, Porzellanabdampfschalen, Verschlußstöpsel, Pinzetten, Reibplatte, Filterpapier, Indikatorpapierstreifen für pH-Bestimmung)

Chemikalien in geeigneten Flaschen: verdünnte Salzsäure (HCl) zur Karbonatbestimmung, Bariumchlorid-Lösung (zum Nachweis von Gips oder Anhydrit), Azeton oder Tetrachlorkohlenstoff (Lösungsmittel für KW), Alizarin Rot-S (zur Unterscheidung von Kalk und Dolomit), destilliertes Wasser (zum Reinigen und Verdünnen)

Ausrüstung zum Bestimmen des Chloridgehaltes der Spülung nach der Titrationsmethode (z. B. mit Kaliumchromat, K_2CrO_4 und Silbernitrat, $AgNO_3$)

Kernkisten, 1 m Innenlänge, in genügender Anzahl und Innenbreite, je nach geplanten Kerndurchmessern

Kernkistenetiketten und Reißnägel

Schwarze und rote, breite Filzschreiber (z. B. Marking Ink) zum Markieren der Kernstücke auf Lagerichtigkeit

Kunststoffsäckchen für die Aufbewahrung gewaschener und getrockneter Spülproben

Stanniolpapier oder Aluminiumfolie zum Einwickeln ölgetränkter oder gasführender Bohrkernstücke für den Transport in das Labor

Watte für zerbrechliche Fossilien aus Kernen

Geologenhammer, Flach- und Spitzmeißel für die Kernuntersuchung

An einer Tiefbohranlage befinden sich außerdem mehrere, für die Bohrtechniker wichtige Anzeigegeräte, die aber auch für den Bohrgeologen von Bedeutung sind (siehe auch Kapitel II.3.2.3. und II.3.2.4.):

Gasmeßgerät, zur qualitativen und quantitativen Erkennung und Bestimmung von Gasen aus dem Spülungsstrom, entnommen kurz vor dem Schüttelsieb. Hauptteile sind der Gasdetektor und ein Gaschromatograph mit automatischem Schreibgerät. Die Aufstellung und Wartung dieser Geräte erfolgt durch eine Servicefirma

Anzeigegerät für die jeweilige Bohrteufe in Metern

Anzeigegerät für die Umdrehungszahl des Meißels pro Minute (RPM = rotation per minute)

Anzeigegerät für die Meißelbelastung auf der Bohrsohle in Tonnen (WOB = weight on bit)
Anzeigegerät für die ein- und ausfließende Spülungsmenge pro Zeiteinheit
Anzeigegerät für die Temperatur der ein- und ausfließenden Spülung

Daneben gibt es u. a. noch Anzeigegeräte für die Hakenlast, das Drehmoment der Bohrgarnitur, den Pumpendruck, die Pumpenhübe pro Minute, den Spülungsdruck.

Von großer Wichtigkeit ist das Anzeige- und Aufzeichnungsgerät für die Bohrzeit (Penetration, ROP = rate of penetration) in Minuten pro Meter. Es wird also gemessen, wielange das Bohrwerkzeug (Meißel, Kernkrone) benötigt, um bei einer bestimmten Drehzahl und einem bestimmten Sohldruck des Meißels einen Bohrfortschritt von einem Meter zu erzielen. Daraus läßt sich leicht die Bohrgeschwindigkeit (drilling speed) in Metern pro Stunde berechnen.

Der Bohrgeologe hat auch dafür zu sorgen, daß alle nötigen Schreib- und Zeichengeräte, die Materialien für die Herstellung von Klebelogs, das Bohrlochstammblatt und sonstige schriftlichen Arbeitsunterlagen vorhanden sind. Das gleiche gilt für die Berichtsformulare.

Die Geologenkaue sollte eine ausreichende Arbeitsfläche, Stromanschluß, Heizung, Kalt- und Warmwasser, ein Spülbekken, eine Magnetwand, ein Feldbett und eine Verdunklungsmöglichkeit enthalten sowie versperrbar sein.

II.3.2.3. Geowissenschaftliche, physikalische, technische und sonstige Informationsquellen

Die im Kapitel II.3.2.1. beschriebenen Aufgaben des Bohrgeologen können nur durch die möglichst lückenlose Ausnützung aller verfügbaren Informationsquellen gelöst werden. Dabei sind nicht nur spezifisch geologische Beobachtungen zu registrieren, sondern alle jene geochemischen, physikalischen und technischen Daten, aus denen sich geologische Schlußfolgerungen ableiten lassen. Die Datenerfassung selbst und die Art der Berichterstattung werden in den Kapiteln II.3.2.4. und II.3.7.2. bis II.3.7.7. beschrieben.

Man kann zwischen direkten und indirekten Informationsquellen unterscheiden. Direkte Quellen sind solche, die ohne weitere Interpretation, Umrechnung oder Laborbearbeitung sofort deutbar sind. Es können das unmittelbare Beobachtungen an zutage kommendem Gesteinsmaterial, an Zuflüssen, an der Bohrspülung sowie Ablesungen von Meßgeräten und Diagrammen sein.

Indirekte Quellen sind jene, die zu ihrer geologischen Deutbarkeit oder Auswertung erst bestimmte Interpretationen, Umrechnungen bzw. Bearbeitungen im Labor erfordern. Dazu gehören die petrophysikalischen Daten und der Fossilgehalt der durchbohrten Gesteine, Daten für die Hochdruckvorhersage, Auswertungen von Test- und Bohrlochdiagrammen, Daten über die Spülungseigenschaften sowie einige bohrtechnische Informationen.

Eine strenge Trennung zwischen den beiden Informationsgruppen ist nicht notwendig, da es mehrere Datenquellen gibt, die zunächst direkte Beobachtungen liefern, zur weiteren Ausschöpfung aber noch zusätzlicher Bearbeitungen bedürfen. Dazu gehören z. B. die meisten bohrlochgeophysikalischen Messungen.

Für den Bohrgeologen, der gleichsam an vorderster Front steht, sind aber alle sofort interpretierbaren Daten von großer Bedeutung, da es oft darauf ankommt, rasche Entschlüsse zu fassen, um kostspielige Wartezeiten oder sonstige Verzögerungen beim technischen Ablauf einer Bohrung zu vermeiden. Weiters hängt es oft vom Informationsstand des Bohrgeologen ab, ob bestimmte Aktivitäten gesetzt werden sollen, wie zum Beispiel: Weiterbohren oder Kernen; Meißelausbauen, um anschließend Bohrlochmessungen zu machen; Verringerung des Abstandes der Spülprobenentnahme; Entnahme von Gas- oder Ölproben u.s.w. (siehe auch Kapitel II.3.2.5.).

Es muß aber darauf hingewiesen werden, daß der wirklich brauchbare Informationsgehalt selbstverständlich auch von der Qualität der Informationsquellen ab-

hängt. Dazu kommt, daß manche Beobachtungen oder Berechnungen zu irreführenden Schlüssen verleiten können, also erst durch weitere Daten zu überprüfen ist, ob diese Schlüsse fundiert sind. Es ist deshalb notwendig, daß der Bohrgeologe beim Auftreten wichtiger Beobachtungen oder Berechnungsdaten sofort nach anderen Indizien sucht, besonders dann, wenn es sich um die Sicherheit des Personals und der Bohranlage oder um Entscheidungen mit möglicherweise hohen Folgekosten handelt. Es wird nun eine Übersicht der Informationsquellen gegeben, wobei das Zustandekommen und die Art dieser Quellen beschrieben wird. Im Kapitel II.3.2.4. ist dann die Bearbeitung, der Informationsgehalt und die Datenerfassung zusammengefaßt. Die Berichterstattung wird im Kapitel II.3.7. erläutert.

Vorwiegend direkte Informationsquellen

Bohrkerne: Diese sind die wichtigsten geologischen Informationsquellen einer Bohrung, da eine unmittelbare lithologische Beobachtung möglich ist. Bohrkerne sind Gesteinssäulen, die mit Hilfe einer sich drehenden Kernkrone aus dem Gebirge herausgeschnitten werden (siehe Kapitel II.3.1.). Die Festlegung der Teufenlage und der Länge der Kernstrecke richtet sich zunächst nach den Angaben im Bohrprogramm. Der Bohrgeologe kann jedoch aufgrund geänderter Gegebenheiten umdisponieren, z. B. dann, wenn er aus anderen Informationen (Spülproben, Bohrfortschritt, Gasanzeige) erkennen kann, daß ein Speicherhorizont oder ein unvermuteter Gebirgswechsel auftritt.

Nicht immer kann aber die gesamte Kernstrecke vollständig zutage gebracht werden, sei es, weil die lithologische Beschaffenheit des Gesteins es nicht zuläßt (Ruschelzonen, bröseliges oder stark zerklüftetes Gestein, lose Sande u.s.w.), sei es, daß beim Ausbauen doch Teile herausrutschen oder an der Bohrlochsohle stehen bleiben. Bei zu erwartenden schwierigen Bohrlochverhältnissen können spezielle Kernapparate zum Einsatz kommen, die dann zumeist einen besseren Kerngewinn ermöglichen.

Orientierte Kerne: Bei sehr steiler Schichtlagerung, starker Klüftung, bei schlecht erkennbarem Schichteinfallen, bei dem möglichen Vorliegen sedimentärer Strukturen, bei überkippter Lagerung besteht die Gefahr, daß das wahre Einfallen durch geophysikalische Bohrlochmessungen nicht erkennbar ist. Ist so etwas vorhersehbar, dann kann man versuchen, durch einen orientierten Kern das wahre Streichen und Fallen der Gesteinsschichten und von Störungsflächen zu ermitteln.

Die Gewinnung eines orientierten Kernes erfolgt so, daß in den Bohrkern während des Kernvorganges 3 seichte Rillen in Längsrichtung eingeschnitten werden, die so angelegt sind, daß eine davon, die Hauptmarke, durch bestimmte Winkelabstände leicht erkennbar ist. Die Richtung dieser Hauptmarke, gemessen von der Bohrkernachse zum Bohrkernmantel, wird in einer dem Kernapparat aufgesetzten Meßhülse mit einem kardanisch aufgehängten Kompaß gemessen. Dies erfolgt durch eine Kombination des die Hauptmarke einschneidenden Messers mit einer bestimmten, am Kompaß angebrachten Marke. Die beiden anderen Rillen dienen als Reserve, wenn die Hauptmarke nicht oder nicht gut genug erkennbar ist (z. B. durch zerbröselndes Gestein). Der Kompaß zeigt aber auch die Lage des Kernapparates im Bohrloch an.

Die Registrierung der Meßdaten erfolgt so, daß in bestimmten Zeitabständen der Kernvorgang gestoppt wird, das ganze Gerät also zur Ruhe kommt. Nun wird mit einem in der Meßhülse sich befindenden Fotoapparat ein Bild des Kompasses mit Hilfe einer synchronen Belichtung gemacht, sodann bis zum nächsten Halt weitergekernt und das so oft wiederholt bis die geplante Kernstrecke abgebohrt ist. Die ganze Operation ist also von den vorher in der Meßhülse eingegebenen Stillstandsphasen und der Filmlänge abhängig. Die Lage des Kernapparates im Bohrloch ist deshalb wichtig, weil sonst bei einer nicht vertikalen Bohrlochachse die Meßwerte und die später zu bestimmen-

den Schichteinfalls- oder Kluftwinkel am Kern selbst verfälscht sein würden.

Für das orientierte Kernen gibt es eine natürliche Begrenzung der Einsatztiefe, da die dabei verwendeten Filme und Batterien, je nach Fabrikat, bei Bohrlochtemperaturen von 110–120 Grad ihren Dienst versagen. Dies tritt z. B. im nördlichen Wiener Becken bei etwa 3400 und im südlichen Wiener Becken bei etwa 4000 m Bohrtiefe ein.

Seitenwandkerne: Bei speziellen, meist biostratigraphischen oder lagerstättenkundlichen Problemen gibt es noch die Möglichkeit, aus bereits durchbohrten Strecken noch frisches Gesteinsmaterial zu erhalten. Dies geschieht im unverrohrten Bohrloch mit Seitenwandkernen, von denen es zwei Arten gibt. Die erste Art besteht im Herausschießen von Gesteinsmaterial aus der Bohrlochwand durch Schußhülsen (Schußkerne). Beim Hochziehen des an einem Kabel hängenden Schußkernapparates werden die mit diesem Apparat durch einen starken Draht verbundenen Schußhülsen wieder aus der Bohrlochwand herausgezogen und zutage gebracht.

Bei der zweiten Art werden die Gesteinsproben durch eine spezielle Apparatur direkt aus der Bohrlochwand herausgebohrt. In beiden Fällen sind geophysikalische Bohrlochmessungen vor dem Gewinnen von Seitenwandkernen nötig, um die genaue Tiefenlage der Entnahmestellen bestimmen zu können.

Spülproben: In jeder Rotary-Bohrung werden durch die abhobelnde Tätigkeit des Meißels oder der Kernkrone und mit Hilfe des Spülungskreislaufes während des Bohrens oder Kernens ununterbrochen Spülproben (Bohrklein, Bohrschmant, Cuttings) zutage gebracht. Diese Spülproben stellen daher eine kontinuierliche Informationsquelle dar, wenn auch die geologische Aussagekraft von Fall zu Fall verschieden ist. Je länger der unverrohrte Bereich einer Bohrung ist, umso größer wird auch der Anteil der Spülproben sein, der nicht von der Bohrlochsohle, sondern von höher oben liegenden Stellen der Bohrlochwand stammt, man spricht vom „Nachfall".

Ganz allgemein tritt eine Verzögerung des Spülprobenaustrags dadurch ein, daß die Aufstiegszeit der die Spülproben mitführenden Bohrspülung von der Sohle bis zur Erdoberfläche je nach Pumpendruck, Ringraumquerschnitt und Bohrteufe von einigen Minuten bis zu Stunden betragen kann.

Die Spülproben selbst sind in Größe und Form von der Art des erbohrten Gebirges, der Meißeltype, der Meißelbelastung, der Umdrehungszahl des Meißels pro Minute, den Druckverhältnissen im Gebirge, der Spülungsart und dem Anteil an Nachfall abhängig. Die Entnahmeintervalle obertags an der Spülrinne oder dem Schüttelsieb werden aber auf die jeweilige Bohrteufe zur Zeit der Spülprobenentnahme bezogen und erst später auf die wahre Teufe korrigiert. Die Entnahmeintervalle selbst schwanken je nach dem geologischen Bedarf zwischen 0,5 und 20 m.

Spülungsflüssigkeit: Die Bohrspülung ist eine überaus bedeutende Informationsquelle sowohl für den Bohrgeologen wie für den Bohrtechniker, stellt sie doch, so wie die Spülproben, eine kontinuierliche Verbindung mit der Bohrlochsohle und der Bohrlochwand her. Es werden daher mehrere direkte Aussagen vermittelt. Voraussetzung ist, daß man die chemischen und physikalischen Eigenschaften der Bohrspülung mehrmals am Tage während des Bohrens feststellt. Solche Aussagen sind: Verfärbungen, unplanmäßige Veränderungen der gesamten Spülungsmenge, der Auslauftemperatur, der physikalischen und chemischen Eigenschaften (siehe auch Kapitel II.3.2.4.).

Öl- und Gasanzeichen: Direkte Ölanzeichen sind in der Bohrspülung, an ungewaschenen Spülproben (Bohrschmant) und Bohrkernen zu erkennen. Diese Anzeichen müssen aber durch Ableuchten mit der Quarzlampe und Laboruntersuchungen erst verifiziert werden, damit der Beobachter nicht einer Täuschung durch Ölderivate (z. B. Schmieröl, Spindelöl, Dieselöl) unterliegt. Ob echte oder unechte Ölanzeichen, man sieht dabei meist in den Regenbogenfarben schillernde Schlieren.

Direkte Gasanzeichen können ebenfalls in der Bohrspülung auftreten, man sieht in der Spülungsrinne, die vom Schüttelsieb offen bis zu den Spülpumpen führt, zerspratzende Gasbläschen. Auch auf der Außenhaut von noch nicht gewaschenen Bohrkernen kann man manchmal solche Gasbläschen erkennen, wenn sie die umgebende Spülungshaut durchdringen. Bei den Gasanzeigen ist Vorsicht geboten, da solche Bläschen in der Bohrspülung z. B. von mitgeführter Luft stammen können. Stark verschäumte Spülungsflüssigkeit weist allerdings darauf hin, daß größere Naturgasmengen sich mit der Spülung vermischt haben. Dies ist immer ein Alarmsignal, da das Spülungsgewicht stark reduziert wird und die Spülungsflüssigkeit als Druckregulator nicht mehr wirksam sein kann. Es gibt aber auch Gasanzeichen, die aufgrund von Änderungen der Spülungszirkulation oder der Spülungszusammensetzung auftreten. Es handelt sich dabei meist um geringe Gasmengen, die bei gleichbleibenden Spülungsverhältnissen im Spülungsstrom verbleiben würden, durch die genannten chemisch-physikalischen Änderungen jedoch zum Verlassen der Spülung gezwungen werden.

Treten daher Gasanzeichen auf, so ist das Gasmeßgerät, das sich am Bohrplatz befindet, eine wirksame Kontrolle. Das Gerät ist im Kapitel II.3.2.3. beschrieben. Es gestattet sowohl eine quantitative wie eine qualitative Bestimmung des Gasgehaltes der Bohrspülung. Ursprünglich war dieses Gerät vorwiegend für die Bohrtechniker gedacht, da es unvermutete Gaszuströme rechtzeitig anzeigen und damit einen Gasausbruch verhindern helfen sollte.

Es hat sich nun in den letzten Jahrzehnten gezeigt, daß, wohl auch durch die technische Weiterentwicklung, das Gerät eine heute unentbehrliche Informationsquelle für den Bohrgeologen ist. Es ist daher notwendig, daß das Gerät laufend auf Funktionstüchtigkeit überprüft wird.

Auf dem kontinuierlichen Meßstreifen können dann, je nach Baujahr, Gerätetyp und Gerätekombination, auf die Bohrzeit bezogen, direkt und getrennt abgelesen werden: die gasförmigen Kohlenwasserstoffe CH_4 bis C_5H_{12}, weiters Wasserstoff, Stickstoff, Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff, alle Gase auch der Menge nach.

Es bleibt zu erwähnen, daß Kohlenwasserstoffe häufig auch durch ihren typischen Geruch nach Benzin oder Petroleum zu erkennen sind.

Tests: Darunter versteht man den direkten Nachweis des Inhalts von Speichergesteinen bei Vorliegen einer Bohrung. Die Tiefenlage des Speichers, seine Mächtigkeit und seine lithologischen Eigenschaften können natürlich erst nach Durchbohren der betreffenden Strecke mit Hilfe von Spülproben, Bohrlochmessungen, KW-Anzeichen und z. T. durch Bohrkerne ermittelt werden. Aus diesen Informationen ergibt sich durch Zusammenwirken des Bohrgeologen, Lagerstätteningenieurs und Bohrlochgeophysikers die Testwürdigkeit einer Strecke.

Der technische Ablauf eines Tests ist in den Kapiteln II.3.1.5. und VI.2.2. dargestellt. Zur Milderung des Unterschiedes zwischen Lagerstättendruck und Luftdruck wird vor dem Test ein meist aus Süßwasser bestehender Wasserpolster (Wasservorlage) in die mit Luft gefüllten Gestängerohre eingefüllt, sodaß das untere Drittel der Rohre Wasser enthält.

Bei Beginn des Tests schiebt das zufließende Erdgas, Rohöl, Salzwasser oder ein Gemisch davon den Wasserpolster vor sich her und bringt ihn an der Erdoberfläche zum Überlaufen, wenn der Differenzdruck groß genug ist. Fließt reines Erdgas zu, kann es sein, daß dieses schneller an der Erdoberfläche ist als der Wasserpolster, der erst später nachkommt.

Ein Test im unverrohrten Bohrloch (Open-hole-Test, OHT) kann wegen möglicher Gefährdung der Bohrlochwand nur 1–1½ Stunden dauern, sodann wird die Testgarnitur wieder verschlossen und ausgebaut. Ein Teil des Zuflusses kann übrigens auch aus Bohrspülung und Spülungsfiltrat bestehen, letzteres ist während des Bohrvorgangs in das Speichergestein eingedrungen.

Ein Test im verrohrten Bohrloch (Casing-Test, CT) kann erst nach Perforation der

Futterrohre (Verrohrung) und des dahinter befindlichen Zementmantels erfolgen. Dabei ist es wichtig, daß durch die Perforation zahlreiche Öffnungen tatsächlich bis in das Speichergestein geschaffen wurden. Der übrige Testverlauf ist ähnlich wie bei einem OHT, die Zuflußzeiten können jedoch wesentlich länger sein und auch mehrere Tage dauern.

Vorwiegend indirekte Informationsquellen

Kerne, Spülproben: Diese liefern durch spezielle Untersuchungen am Bohrplatz und im Labor weitere wichtige geologische Informationen, z. B. durch Heißwasserbehandlung, Lösungsmittel, Calcimetereinsatz, Raumgewichtsbestimmung, Ableuchten mit der Quarzlampe (siehe Kapitel II.3.2.4. und II.3.5.).

Spülungsflüssigkeit: Täglich wird die Bohrspülung mehrmals untersucht. Dabei werden auch für den Bohrgeologen bedeutsame Daten festgestellt, wie das spezifische Gewicht, der Feststoffgehalt, der Chloridgehalt, die Viskosität.

Bohrtechnische Daten: Diese können geologische Schlußfolgerungen zulassen und sind vom Bohrgeologen daher zu berücksichtigen. Jede Tiefbohranlage hat auf der Arbeitsbühne ein Gerät, das die Penetration des Meißels oder der Kernkrone in das Gebirge in Minuten pro Meter anzeigt (z. B. ein Geolograph). Daraus läßt sich leicht die Bohrgeschwindigkeit (Bohrfortschritt) in Metern pro Stunde errechnen. Eine Weiterentwicklung unter Berücksichtigung von Meißeldrehzahl, Meißelbelastung, Meißeldurchmesser, Bohrfortschritt, Spülungsgewicht und Ringraumdruckverlust ergibt den D-Faktor (drillability factor, Bohrbarkeitsfaktor), dessen Veränderungen in Zusammenhang mit der Art des durchbohrten Gebirges stehen und daher von Bedeutung für die geologische Auswertung ist (siehe den folgenden Abschnitt über Datenerfassungsanlagen). Weitere bohrtechnische Ereignisse können indirekt Hinweise auf geologische Zusammenhänge geben: Klemmungen beim Bohren, Drehmomentänderungen, starke Zunahme der Hakenlast, Überlast ziehen beim Ausbauen, Festwerden des Meißels oder des Gestänges, starker Nachfall mit Kavernenbildungen an der Bohrlochwand, Springen des Bohrstranges während des Bohrens. Wieweit tatsächlich geologische Faktoren mitverantwortlich sind, ist meist nur in Zusammenarbeit mit den Bohrtechnikern aufzuklären.

Tests: Die in der Testgarnitur vorhandenen Aufzeichnungsgeräte liefern Daten über den Druckverlauf (Fließdruck und Schließdruck), die auszuwerten sind sowie Angaben über die Zuflußtemperatur der aus dem Gebirge herausströmenden Fluida und Gase.

Datenerfassungsanlagen

Es handelt sich um mobile, konzentrierte Systeme, die kontinuierlich und reproduzierbar Überwachungs-, Registrierungs- und Warnaufgaben auszuführen haben, um wirkungsvoll, ökonomisch und sicher bohren zu können. Die Anlagen stehen unmittelbar am Bohrplatz und werden von verschiedenen Firmen zum Kauf angeboten oder einschließlich Personal vermietet.

Es ergeben sich folgende Vorteile: Hilfe beim Erkennen KW-führender Zonen schon während des Bohrens; Anzeige kritischer Wechsel der Bohrparameter mit Alarm bei Überschreitung von vorgegebenen Grenzwerten; laufende Registrierung und Interpretation geologischer Daten und deren Änderungen im laufenden Bohrgeschehen; Porendruckdaten während des Bohrens, damit Ermöglichung des „balanced drilling", d. h. bei möglichst niedrigem Spülungsgewicht und daher geringeren Kosten für Spülungszusätze.

Alle Daten, die zur Bestimmung des D-Faktors und seiner verfeinerten Form, dem Sigma-Log, nötig sind, werden geliefert. Aus diesen Daten läßt sich der Formationsdruck ermitteln, was zur Früherkennung von Hochdruckzonen sehr nützlich ist und das Bohrloch vor einem unkontrollierten Gaszustrom („Kick") bewahren kann. Aber auch andere Parameter, die diesem Zweck dienen, können abgelesen oder errechnet werden. Dies sind u. a.: Drehmomentänderungen, Änderungen der

Hakenlast, Transportgeschwindigkeit des Bohrkleins, Spülungstankmessungen während und nach dem Ein- und Ausbauen des Gestänges, Angaben über die Menge, Dichte und Temperatur der Spülung beim Eintritt in das Bohrloch und beim Austritt aus demselben (während des Bohrens).

Datenerfassungsanlagen liefern also direkte und indirekte Informationen, die sowohl für die technische Ausführung und Sicherheit einer Tiefbohrung wie für die Qualität der geologischen Betreuung von besonderer Bedeutung sind.

Bohrlochmessungen

Über die verschiedenen Arten von geophysikalischen Bohrlochmessungen und ihre Interpretation wird in den Kapiteln II.3.3. und II.3.4. berichtet. Es handelt sich dabei sowohl um direkte wie indirekte Informationsquellen für den Bohrgeologen. Selbstverständlich sind diese Messungen ebenso für die Bohr-, Förder- und Lagerstättentechniker unentbehrlich.

Die Auswahl der Meßarten und die Meßstrecken sind im Arbeitsprogramm vorgegeben. Dazu kommen aber noch zusätzliche Messungen u. a. zur Vorbereitung von Tests, Perforationen und Seitenwandkernen sowie Messungen, die zur Feststellung von Schäden in der Verrohrung dienen. Zwischenmessungen hat bei Bedarf der Bohrgeologe zu veranlassen. Dies ist z. B. der Fall, wenn aufgrund seiner Beobachtungen die Möglichkeit des Vorhandenseins eines KW-führenden Speichergesteins vorliegt. Die Bohrloch-Meßtechniker liefern am Ende der Messungen Diagramme, die zum Teil schon direkte Informationen für den Geologen enthalten, zum anderen Teil erst interpretiert werden müssen, um geologisch verwertbar zu sein. Diese Interpretation wird zumeist erst im Auswertungsbüro durchgeführt.

Bohrlochmessungen gehören zu den wichtigsten Informationsquellen, da sie eine kontinuierliche Registrierung physikalischer und geometrischer Daten über die gesamte vermessene Bohrstrecke ermöglichen. Diese Daten ergeben wesentliche Grundlagen für geologische, lagerstättenkundliche sowie technische Beurteilungen und Entscheidungen.

Eine besondere Art von Bohrlochmessung ist „measurement while drilling" (MWD), was „Messung während des Bohrens" bedeutet. Eine speziell adaptierte Meßvorrichtung ist dabei im Bohrstrang während des Bohrens loziert und gestattet laufend Angaben über die Gammastrahlung und den scheinbaren elektrischen Widerstand des durchbohrten Gebirges sowie über die Spülungstemperatur, das Drehmoment und die Meißelbelastung auf Sohle. Auch bei diesem Meßsystem sind also direkte und indirekte Informationen zu verzeichnen.

Geophonversenkungen und VSP (vertical seismic profiling) sind geophysikalische Messungen im Bohrloch, die zur Ermittlung der Laufzeit seismischer Wellen durchgeführt werden (siehe Kapitel II.2.4. und II.2.5.). Der Bohrgeologe gibt aufgrund seiner Kenntnisse über die Lithologie und Geologie der durchbohrten Strekke wichtige Hinweise für die sinnvolle Ausführung dieser Messungen.

II.3.2.4. Bearbeitung der Informationsquellen und die Datenerfassung

Die geschilderten umfangreichen, verschiedenartigen und auch verschieden gewichtigen direkten und indirekten Beobachtungen und Geräteablesungen sowie Meß- und Berechnungsergebnisse müssen vom Bohrgeologen so aufgearbeitet werden, daß damit möglichst konkrete Vorstellungen und Aussagen über die Geologie und die KW-Situation der gesamten Bohrstrecke gemacht werden können.

Nachdem im Kapitel II.3.2.3. das Zustandekommen und die Art der Informationsquellen beschrieben worden sind, sollen nun die diesbezüglichen eigentlichen Tätigkeiten eines Bohrgeologen dargelegt werden.

Von besonderer Wichtigkeit für die routinemäßige geologische Bearbeitung einer Bohrung ist, daß gewisse Informationen nur einmal auftreten können und unwiederbringlich verloren sind, wenn sie nicht

registriert werden: kurze Öl- und Gasanzeichen in der Bohrspülung; Geruchsphänomene; gering mächtige, aber markante Gesteinslagen; kurze Verfärbungen der Bohrspülung. Das ergibt die Notwendigkeit, weitere geschulte Mitarbeiter im Schichtdienst einzusetzen, da der Bohrgeologe nicht ununterbrochen Dienst machen kann. Solche Mitarbeiter sind „Sampler" (Probennehmer) und Kollektoren (eine Art Hilfsgeologen).

Im folgenden wird nun die Bearbeitung und die Bedeutung der einzelnen Informationsquellen in kurzer Form geschildert.

Bohrkerne: Je nach Notwendigkeit kann ein Bohrkern, entsprechend der Länge des Kernapparates, bis zu 9 m Länge gebohrt werden. Diese unverfälschte Gesteinsprobe gestattet zumeist die einwandfreie Erkennung der Gesteinart, der Lagerung (Einfallswinkel), von Lagerungsstörungen, Klüften, Fossilresten, Ölimprägnation, Gasbläschen, Salzausblühungen beim Trocknen, von Benzin- oder Petroleumgeruch.

Die Entnahme des Kernes aus dem Innenkernrohr soll liegend erfolgen, um unkontrolliertes Herausfallen von Kernteilen zu vermeiden. Der Kern wird in meterlange, beschriftete Kisten gelegt und sofort in einen verdunkelten Raum zum Ableuchten mit der Quarzlampe gebracht (Abb. 68). Sodann wird der Kern von der anhaftenden Spülung befreit und erneut abgeleuchtet. Auf diese Weise können Ölanzeichen aus der anhaftenden Bohrspülung und aus dem Kern selbst unterschieden werden. Der Kerngewinn wird in Prozenten der gebohrten Kernstrecke angegeben.

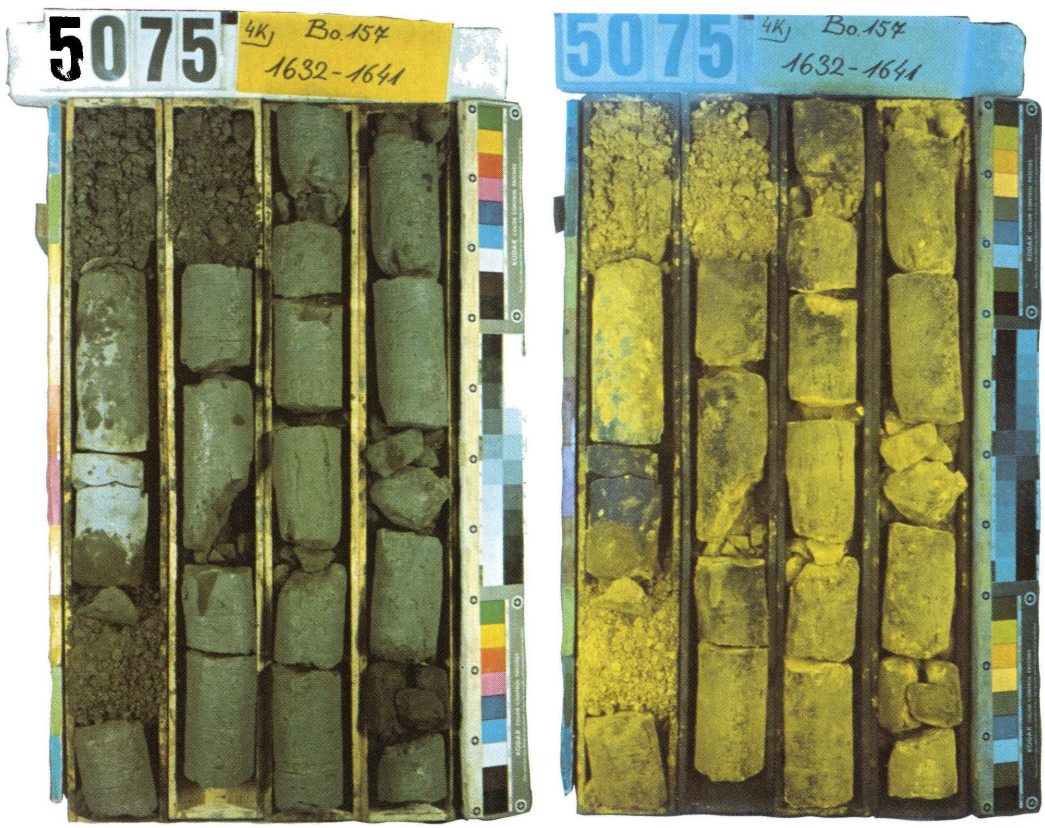


Abb. 68. Ölimprägnierter Bohrkern in normalem Auflicht (links) und im UV-Licht (rechts, mit gelber Fluoreszenz)

Die lithologische Beschreibung eines Kernes erfolgt von oben nach unten etwa in der Art, wie man die Schichtfolge eines Steinbruches darstellen würde. Es kommen aber noch die besonderen Angaben über KW-Führung, Porosität, Eignung als Deckgebirge, Speichergestein oder Erdölmuttergestein dazu, soweit dies mit freiem Auge oder mit einer Lupe möglich ist. Alle diese Angaben erfolgen in einer bestimmten Reihenfolge, damit nichts Wesentliches vergessen wird.

Der nächste Schritt ist die Auswahl von Gesteinsproben für die Laborbearbeitung (siehe Kapitel II.3.5.). Ölimprägnierte Kernstücke werden z. B. in Aluminiumfolie gewickelt und möglichst umgehend in das Labor geschafft, damit die Probe unverfälscht dort ankommt. Alle mit der Entnahme, der lithologischen Beschreibung, der Probennahme und weiteren Aufbewahrung eines Bohrkernes zusammenhängenden Vorgänge sind bei den einzelnen Gesellschaften zwar etwas unterschiedlich, aber ähnlich geregelt.

Bei orientierten Kernen kommt neben der üblichen, bereits geschilderten Bearbeitung noch die spezielle Auswertung dazu. Die einzelnen Bohrstrecken zwischen den Stillstandszeiten sind am Kern anzumerken. Alle Beobachtungen, wie Lage und Meßwerte der Schicht- oder Kluftflächen und von sedimentären Strukturen, sind auf diese Kernsektionen zu beziehen. Die Teufenangaben werden immer auf den „Kopf" des Kerns bezogen, d. h. auf den lagemäßig höchsten Punkt der Kernstrecke. Um die Richtung des jeweiligen Einfallens festzustellen, wird an der Außenseite des Kerns die Entfernung Hauptmarke zum tiefsten oder höchsten Punkt, z. B. einer Schichtfläche, in Millimetern gemessen und entsprechend festgehalten. Die Meßrichtung von der Hauptmarke im oder gegen den Uhrzeigersinn (bei Betrachtung der Kernachse von oben) sowie der Durchmesser des Kerns an der Meßstelle sind zu berücksichtigen. Der Einfallswinkel der Flächen wird am Kern mit einem Inklinometer direkt gemessen. Alle diese Daten werden notiert und gemeinsam mit den Daten aus der Fotoauswertung mit Hilfe eines Rechenprogramms weiterverarbeitet. Unter Berücksichtigung der wahren Lage und Teufe des Kernapparates bei den einzelnen Kernsektionen erhält man als Ergebnis die Richtungen des Einfallens (bezogen auf magnetisch Nord) und die wahren Einfallswinkel der ausgewählten Flächen.

Alle Bohrkerne sind in ihrer ganzen Länge so zu markieren, daß die Lage einzelner Kernstücke rekonstruierbar ist. Bewährt hat sich z. B. die Methode, einen schwarzen und roten Doppelstrich anzubringen, wobei bei Betrachtung von der Kernsohle her der schwarze Strich rechts und der rote links zu liegen kommt. Damit wird eine verkehrte Lage von Kernstücken, z. B. verursacht durch falsches Zurücklegen von Kernstücken in die Kernkisten, sofort erkennbar. Alle Kernkisten werden an der Sohleseite etikettiert (Bohrungsname, Kernstrecke, Kistennummer, Entnahmedatum des Bohrkernes).

Raumgewichtsbestimmungen von Kernstücken können bei Vorhandensein der nötigen Geräte auch am Bohrplatz ausgeführt werden. Es wird dabei ein sauberes Kernstück im Gewicht von 3–5 kg ausgewählt und sowohl in Luft wie in reinem Wasser auf Dekagramm genau gewogen. Zur Befestigung beim Wiegen verwendet man ein dünnes Plastiknetz. Nach Abzug der jeweiligen Tara (in Luft, bzw. im Wasser) wird das Raumgewicht nach dem archimedischen Prinzip berechnet: Nettogewicht in Luft – Nettogewicht in Wasser = Volumen; Nettogewicht in Luft durch Volumen = Raumgewicht. Diese Raumgewichtsbestimmungen sind wichtige Hilfen bei der Auswertung gravimetrischer Messungen (siehe Kapitel II.2.4.5.1.).

Weitere Untersuchungen von Bohrkernmaterial am Bohrplatz sind Bestimmungen des Karbonatgehaltes mit Hilfe eines „Calcimeter" genannten Gerätes. Nach Zugabe einer bestimmten Menge von kalter, verdünnter Salzsäure auf die Gesteinsprobe wird die entstehende Menge an Kohlendioxid gemessen. Es werden dabei der Gesamtkarbonatgehalt, der Kalk- und der Dolomitgehalt sowie der nichtkarbonatische Rest ermittelt.

Ein Kalziumsulfatgehalt einer Probe (Gips oder Anhydrit) läßt sich mit einfa-

chen Mitteln bestimmen: verdünnte Salzsäure und eine Bariumchlorid-Lösung auf die Probe, es tritt eine perlmutterartige, weiße Entfärbung des Gesteins ein.

Die Untersuchung von Kernmaterial auf das Vorhandensein von Kohlenwasserstoffen geschieht nach mehreren Methoden. Mit freiem Auge sind gegebenenfalls auf der Spülungshaut (vor dem Waschen des Kernes) schillernde Ölspuren und zerspratzende Gasbläschen erkennbar. Schlecht durchlässiges Gestein läßt beim Ausdringen von Gas ein leises Knacken hören. Schließlich kann Rohöl durch den Geruch nach Benzin oder Petroleum erkannt werden. Der gewaschene Kern wird an einigen Stellen zerklopft, um auch KW-Spuren an Schicht- oder Kluftflächen und im Gestein selbst erkennen zu können. Immer ist aber auf Verunreinigungen durch Destillate (Spindelöl, Schmieröl, Gestängefett), die beim Bohrvorgang vorkommen können, zu achten. Die wichtigste Methode für die Rohöl-Erkennung am Bohrplatz ist das Ableuchten mit der Quarzlampe in einem abgedunkelten Raum. Naturgas ohne flüssige KW fluoresziert nicht. Leichtöle bzw. Kondensate (z. B. mit einem spez. Gewicht von 0,731 g/cm^3 = 62,1 ° API*)) zeigen eine blaßblaue Fluoreszenz, die nach wenigen Minuten verschwindet. Je schwerer das Öl ist, umso intensiver wird zunächst das Blau. Ab einem spez. Gewicht des Rohöles von 0,825 g/cm^3 (= 40 ° API) beginnt die Fluoreszenz von Blau auf Gelb umzuschlagen, ab 0,850 g/cm^3 (= 35 ° API) treten nur mehr gelbe, dann goldgelbe und schließlich braungelbe Fluoreszenzfarben auf (Abb. 68). Je schwerer das Öl ist, um so geringer ist auch der korrespondierende Gasgehalt der Spülung im Gasmeßgerät. Leider zeigen die oben genannten Destillate ebenfalls verschiedene Blautönungen bei UV-Bestrahlung, reines Benzin fluoresziert nicht. Eine Klärung kann nur durch eine chemische Untersuchung im Labor herbeigeführt werden.

Andere Hilfen zum Erkennen von flüssigen KW sind die Heißwasserprobe und Lösungsmittel. Bei der Heißwasserprobe werden zerkleinerte Gesteinsstücke in einen entsprechend großen Topf gegeben und mit reinem, kochenden Wasser übergossen, sodaß die Probe völlig bedeckt ist. Schon nach kurzer Zeit wird bei Vorhandensein von Öl in der Gesteinsprobe auf dem Wasser ein in den Regenbogenfarben schillerndes Häutchen schwimmen, das nun mit der Quarzlampe abgeleuchtet wird (Effekte wie oben). Mit entsprechender Vorsicht kann man ölverdächtiges Gestein auch direkt über Feuer erhitzen. Vorhandenes Öl wird sich bald durch den Geruch bemerkbar machen. Bei stärkerer Ölimprägnation kann die Probe sogar zu brennen beginnen.

Eine weitere Methode ist die folgende: Gesteinsprobe kleinstückig zerklopfen, in der Luft etwas trocknen lassen, dann das Material in eine Eprouvette (oben offenes, gläsernes Probenröhrchen) bis zu einem Drittel einfüllen, ein organisches Lösungsmittel (Azeton, reines Benzin, Tetrachlorkohlenstoff) daraufschütten bis das Gestein etwa 2 cm bedeckt ist, mehrmals gut durchschütteln. Nun wird der Inhalt der Eprouvette mit der Quarzlampe abgeleuchtet (Effekte wie oben), wobei es zweckmäßig ist, ein zweites Probenröhrchen zu Vergleichszwecken nur mit dem Lösungsmittel zu füllen, um Farbunterschiede leichter erkennen zu können. Eine aussagekräftigere Methode besteht darin, die Eprouvette nach dem Durchschütteln etwa 15 Minuten stehen zu lassen und dann die Flüssigkeit durch ein weißes Filterpapier zu schütten. Das Filtrat wird in einer sauberen weißen Porzellanschale aufgefangen. Beim Vorhandensein von Öl zeigt sich am Filterpapier ein brauner oder schwarzer „Ölring". In der Schale bleibt dann nach dem Verdampfen des Lösungsmittels Öl zurück. Bei Ölschiefern sind diese Methoden nicht anwendbar, da das darin enthaltene Kerogen in organischen Lösungsmitteln unlöslich ist. Die oben beschriebenen Öluntersuchungs-Methoden sind nicht nur bei Bohrkernen, sondern auch bei Seitenwandkernen, Spülproben und Geländeproben zu empfehlen.

Seitenwandkerne (geschossen oder gebohrt) werden vom Geologen entnommen, abgeleuchtet, von Spülung gesäu-

*) API = American Petroleum Institute

bert, wieder abgeleuchtet und lithologisch beschrieben. Die zu gewinnende Kernmenge entspricht bei vollem Kerngewinn etwa dem Volumen eines Daumens. Man setzt auf dieselbe Schicht meist mehrere Seitenwandkerne an, da nicht selten Kernverluste oder Versager (bei Schußkernen) vorkommen. Die Kernstückchen werden in entsprechende Glasfläschchen gegeben, diese etikettiert, gut verschlossen und sodann in das Labor gebracht, wo die weitere Bearbeitung erfolgt.

Spülproben: Es hat sich die Methode bewährt, von jeder Entnahmeteufe zwei Proben vom Schüttelsieb zu entnehmen. Die erste Probe (etwa 500 cm^3) wird mit einem engmaschigen Küchensieb zur Geologenkaue gebracht, abgeleuchtet (Fluoreszenz der Spülung), gewaschen, nochmals abgeleuchtet (Fluoreszenz des Bohrkleins), getrocknet und zur Bearbeitung für den Bohrgeologen in beschriftete Säckchen gefüllt. Bei der zweiten Probe wird das Bohrklein zusammen mit der Bohrspülung in einen gut verschließbaren Kunststoffbehälter (Inhalt ca. 300 cm^3) gefüllt, etikettiert und für den Abtransport in das Labor bereitgestellt.

Der Bohrgeologe hat nun die erste Probe zu untersuchen. Dabei werden die Volumsprozente der auftretenden Gesteinsarten mit Hilfe einer Lupe oder mit einem Binokular-Mikroskop etwa auf 5 % genau abgeschätzt. Zu beachten sind dabei einerseits das Auftreten einer neuen Gesteinsart („erster Einsatz") und andererseits das Vorkommen von Nachfall-Material. Letzteres ist meist größer (12–15 mm Durchmesser), als das von der Bohrlochsohle stammende Bohrklein (meist bis etwa 5 mm Durchmesser). Je besser der Bohrgeologe die Lithologie der bereits durchbohrten Strecke kennt, umso besser wird er Nachfall von echten Spülproben unterscheiden und umso leichter wird er erste Einsätze richtig ansprechen können.

Die zweite (Labor-)Probe ist vor allem für die mikropaläontologische Bearbeitung bestimmt (siehe Kapitel II.3.5.2. und VI.1.3.). Es können aber bei Bedarf auch Gasinhalts-, Schwermineral-, Dünnschliff- und andere Untersuchungen ausgeführt werden (siehe Kapitel II.3.5.1.).

Von tonig-mergeligen Spülproben wird zur Feststellung möglicher Hochdruckzonen (siehe Ende dieses Kapitels) auch das Raumgewicht mit der Spülungswaage am Bohrplatz bestimmt, wobei der Geologe die entsprechenden Gesteinsstückchen erst aus der betreffenden Spülprobe heraussuchen muß. Die Bestimmung des Karbonatgehaltes der Gesamtprobe oder von selektierten Probenstückchen kann analog wie bei Bohrkernen ausgeführt werden, das gleiche gilt für das Ableuchten mit der Quarzlampe, die Heißwasserprobe und den Einsatz von Lösungsmitteln.

Für alle Arten von Bohrkernen und für die Spülproben gibt es entsprechende Formulare, die bei der Beschreibung am Bohrplatz hilfreich sind, da durch spezielle Rubriken auf wichtige Daten aufmerksam gemacht wird. Diese Kern- und Spülprobenberichte sind die Grundlagen für mehrere weitere Berichte, auf die später eingegangen wird (siehe Kapitel II.3.7.).

Eine überaus hilfreiche und effiziente Methode die geologischen Ergebnisse darzustellen, ist das Klebelog (Abb. 69). Dabei werden, meist im Maßstab 1 : 1000, ausgesuchte Spülprobenstückchen (ohne Nachfall) in einem 3–6 cm breiten Streifen teufengerecht auf eine kräftige Kunststoff-Folie geklebt. Für die endgültige Fassung eines solchen Klebelogs benötigt man noch die Bohrlochmessungen für die betreffende Bohrstrecke. Man vergleicht die aus den Diagrammen ablesbaren Daten über die Schichtfolge mit den durch die Spülprobenbearbeitung erhaltenen geologischen Angaben, wobei natürlich erste Einsätze besonders beachtet werden. Ebenso werden Bohrkern-Ergebnisse mit eingearbeitet. Falls vorhanden, kann jetzt auch eine Teufendifferenz zwischen den in den Diagrammen angegebenen Kabelteufen und den Gestängeteufen bei Bohrkernen, bzw. die Teufenkorrektur bei Spülproben durchgeführt werden. Man erhält so eine teufenkorrigierte Folge aufgeklebter Spülproben und Kernstückchen im Maßstab 1 : 1000, die einen ausgezeichneten Überblick über die Lithologie der jeweils durchbohrten Strecke gibt. Liegen

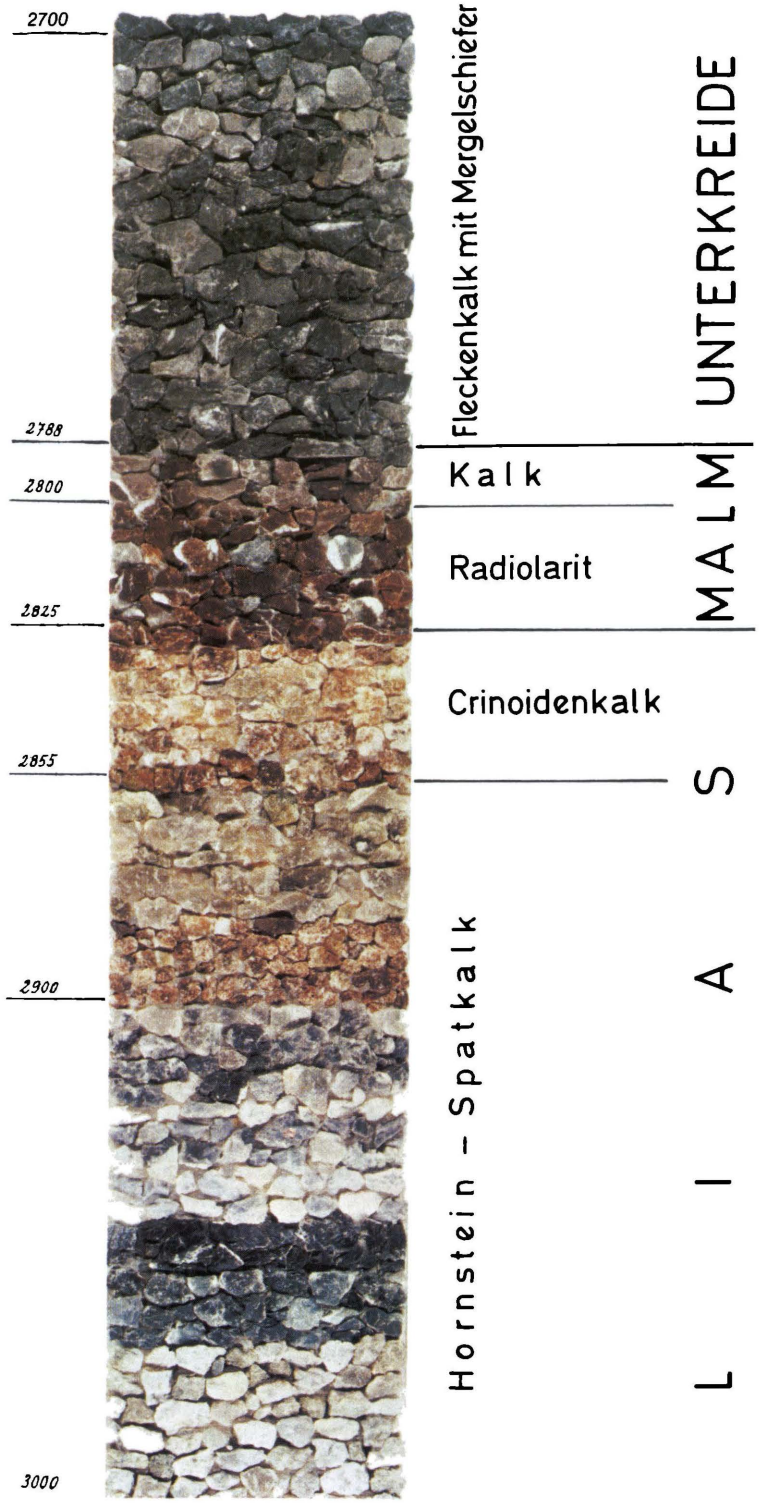


Abb. 69. Klebelog der Aufschlußbohrung Aderklaa 82

mehrere Bohrungen in einem näheren Bereich vor, so sind diese Klebelogs ganz hervorragende Korrelationshilfen, die zum leichteren Erkennen von Störungszonen, Diskordanzen, Schichtauskeilen usw. zwischen diesen Bohrungen benützt werden, umso mehr als es sich dabei um Originalmaterial aus diesen Bohrungen handelt.

Spülungsflüssigkeit: Die Spülungseigenschaften, die kontinuierlich direkte und indirekte Informationen von der Bohrlochsohle sowie z. T. auch von der Bohrlochwand liefern, werden laufend überwacht. So führt der Sampler mehrmals täglich während der Bohrphase Spülungsuntersuchungen durch, wie z. B. Bestimmungen des spezifischen Gewichts, der Viskosität, des Feststoffgehalts, des Filtrationsverhaltens und der Filterkuchenbildung, des pH-Wertes, des Sand-, Chlorid-, Sulfat- und Karbonatgehaltes.

Der Unterschied zwischen der geringeren Temperatur der Spülung beim Einpumpen in das Bohrloch und der höheren Temperatur beim Wiederaustritt kann mehrere Ursachen haben. Allgemein tritt eine Erwärmung durch die Zunahme der Gesteinstemperatur mit der Tiefe ein (geothermische Tiefenstufe). Die zweite Ursache kann die Reibungswärme des Meißels auf der Bohrlochsohle sein, die von der Spülung abtransportiert werden soll. Eine dritte Ursache kann im Zutritt heißer Flüssigkeiten (z. B. heiße Thermalwässer) bestehen. Im Zweifelsfall kann eine Bohrloch-Temperaturmessung Aufklärung schaffen.

Die Menge der Bohrspülung wird im Spülungstank laufend registriert. Bei der Zunahme des Bohrlochvolumens mit der Teufe nimmt naturgemäß auch die eingesetzte Spülungsmenge adäquat zu, da das Bohrloch aus Sicherheitsgründen immer voll gehalten werden muß. Nimmt nun die Spülungsmenge ab, so ist irgendwo im unverrohrten Bohrloch ein Spülungsverlust eingetreten. Für den Geologen bedeutet das, daß eine poröse oder klüftige, durchlässige Gesteinslage einen deutlich geringeren Druck aufweist als die Spülungssäule und daher größere Spülungsmengen in das Gebirge eintreten können. Eine Bohrlochmessung (Kalibermessung) zeigt dann bei dieser Gesteinslage eine starke Filterkuchenbildung (Kapitel II.3.3. und II.3.4.).

Ist dagegen die obertags ausfließende Spülungsmenge deutlich größer, als sie sein sollte, so muß aus einer Gesteinslage im unverrohrten Bohrlochteil Flüssigkeit zuströmen, da der Druck in dieser Lage offenbar größer ist als der Gegendruck der Spülung. Tritt dabei Salzwasser in das Bohrloch, so wird der Chloridgehalt der Spülung bemerkbar ansteigen, da die Spülung normalerweise mit Süßwasser zubereitet wird. Ein Gaszustrom wird sofort im Gasmeßgerät registriert werden. Beim Zufluß von Öl ist dies obertags in der Spülrinne bemerkbar, dazu steigt auch meistens der Gasgehalt. Außerdem tritt durch Wasser-, Gas- und Ölzufluß in verschiedenem Maße eine Verringerung des Spülungsgewichtes ein, was eine Gefahr für das Bohrloch bedeuten kann. Durch Beschweren der Spülung (Erhöhung des spezifischen Gewichtes) ist dieses Überlaufen meist beherrschbar.

Neben der üblichen lithologischen Analyse des Bohrschmants erhält der Geologe durch die Spülungsflüssigkeit selbst weitere Hinweise über die Art der durchbohrten Schichten, etwa durch einen erhöhten Sandgehalt und durch Verfärbungen der Spülung. Kohlenlagen färben die Spülflüssigkeit dunkelgrau bis schwarzgrau, rote Tone je nach Verdünnung rosa bis rot, weiße, kreidige Kalke hellen die Spülung stark auf. Steigt der Sulfatgehalt der Spülung, ist das ein Anzeichen, daß gips- oder anhydrithältige Lagen durchbohrt wurden.

Schließlich können noch Geruchsphänomene aus der Spülung Informationen liefern. Benzin- oder Petroleumgeruch weist auf Ölzufluß hin. Stechender Geruch nach faulen Eiern zeigt an, daß offenbar Schwefelwasserstoff (H_2S) mit Gas oder Öl zugeflossen ist. H_2S kann man außerdem mit speziellen Prüfröhrchen erkennen.

Tests: Das Intervall einer Teststrecke wird vom Geologen, Bohrlochgeophysiker und Lagerstätteningenieur gemeinsam festgelegt. Der Geologe hat bei den wichtigen Testphasen anwesend zu sein, um

die Ergebnisse direkt beobachten und registrieren zu können, wie die Zuflußart (Gas, Öl, Wasser) die Zuflußmenge und die Zuflußzeit. Ist der Lagerstättendruck hinreichend, um den Wasserpolster und den Lagerstätteninhalt bis zutage zu fördern, kann unmittelbar beobachtet werden, woraus dieser Lagerstätteninhalt besteht. Gas wird über eine Rohrleitung (Testleitung) in der Windrichtung vom Bohrturm weggeleitet, dann über ein senkrechtes Rohrstück abgelassen und angezündet (abgefackelt), womit das Gas keinen Schaden mehr anrichten kann. Kommen Rohöl oder Salzwasser zutage, so werden diese Flüssigkeiten in vorbereitete Tanks geleitet.

Es besteht durch entsprechende Schieber laufend die Möglichkeit, aus der Testleitung Proben zu entnehmen. Ist der Test beendet, so richtet sich das Augenmerk auf den Inhalt des Bohrstranges und der Testgarnitur, die jetzt ausgebaut werden. Bei druckschwachen Lagerstätten befinden sich die Zuflüsse in diesen Rohren.

Vom Lagerstätteningenieur wird die Auswertung der Diagramme der Meßeinrichtungen durchgeführt. Es werden die Druckverhältnisse während des Zufließens (Fließdruck) sowie vor und nach dem Fließvorgang (Schließdruck) ermittelt. Von besonderer Wichtigkeit ist, ob der Fließdruck bis zum Ende der Testzeit noch angestiegen ist oder nicht. Weiters können aus den Testdaten Aussagen über die Temperatur des Fördergutes sowie über die Permeabilität (Durchlässigkeit) der Teststrecke gemacht werden (siehe auch Kapitel VI.2.2.). Der Bohrgeologe hat über seine Beobachtungen einen Testbericht zu verfassen.

Bohrtechnische Daten: Viele dieser Daten sind von den geologischen Gegebenheiten der Bohrstrecke abhängig und werden daher einer Bearbeitung und Interpretation durch den Bohrgeologen unterzogen (siehe auch Kapitel II.3.2.3.). Die Penetration in Minuten pro Meter ist bei gleichen Bohrparametern von der Gesteinsbeschaffenheit und den Druckverhältnissen abhängig, ebenso wie der schon erwähnte D-Faktor.

Wird im Bohrloch die Drehbewegung des Meißels erschwert (Drehmomentanstieg), so kann dies durch eine starke Zunahme der Menge und der Größe des Bohrschmants bewirkt worden sein, was auf eine unmittelbar bevorstehende Hochdruckzone hindeuten kann. Es kann weiters vorkommen, daß in der Bohrstrecke quellende Tone (Montmorillonit) auftreten, die Wasser aus der Spülungsflüssigkeit entziehen und dadurch das Bohrloch verengen. Dies kann zu Klemmungen beim Bohren und zum Ziehen von Überlast beim Ausbauen des Bohrstranges führen, in Extremfällen zum Festwerden des Meißels oder des Gestänges. Da solche Bohrschwierigkeiten auch durch große Nachfallstücke aus der Bohrlochwand (Kavernenbildung) auftreten können, wird unter Umständen eine Untersuchung der letzten hochgekommenen Spülproben Auskunft geben können, bzw. eine Kalibermessung.

Weicht ein Bohrloch unbeabsichtigt ab einer bestimmten Teufe stark von der Vertikalen ab, so sind meist deutliche Änderungen im Schichteinfallen der durchbohrten Gesteine die Ursache. Das kann sich auch in Form von Klemmungen und einem Drehmomentanstieg äußern. Hier klärt eine Schichteinfallsmessung (Dipmeter) den Sachverhalt.

Diese Auswahl einiger bohrtechnischer Daten soll die Komplexität der Auswertemöglichkeiten aufzeigen. Daraus folgt, daß eine optimale Erfassung der Informationen und Daten sowie deren geologische Interpretation nur durch eine möglichst lückenlose Ausnützung aller verfügbaren technischen und wissenschaftlichen Hilfsmittel erreicht werden kann.

Hochdruckzonen-Früherkennung: In den letzten Jahrzehnten ist das Auftreten von Gesteinszonen mit deutlich höherem Druck als dem hydrostatischen Druck häufiger geworden, da immer mehr Bereiche von tektonisch stark beanspruchten oder tief abgesenkten geologischen Zonen exploriert wurden und werden. Unter dem hydrostatischen Druck versteht man, vereinfacht ausgedrückt, den Druck einer gleich hohen Säule aus

reinem Wasser in bar. In 1000 m Teufe beträgt z. B. der hydrostatische Druck 98,07 bar (1 bar = 10,19716 m Wassersäule, wozu noch der atmosphärische Druck und das erhöhte spezifische Gewicht von Salzwasser kommt, was in Summe etwa 100 bar ausmacht.

In Hochdruckzonen kann der Lagerstättendruck bis rund das 2,4fache von reinem Wasser ausmachen, z. B. bei 3000 m Teufe bis 720 bar. Es ist klar, daß dies eine eminente Gefahr für das Bohrgeschehen darstellt. Um dieser Gefahr zu begegnen, wurden mehrere Methoden ausgearbeitet, um Hochdruckzonen möglichst frühzeitig zu erkennen.

Der Porenraum eines tonig-mergeligen Deckgebirges ist normalerweise mit Wasser gesättigt. Steht die darunter liegende Lagerstätte unter Hochdruck, wird das Deckgebirge von unten gleichsam aufgeladen, die Mineralplättchen etwas auseinander gedrängt und der dabei entstehende zusätzliche Porenraum mit Hochdruckgas gefüllt. Erfahrungsgemäß hat diese Zone eine Mächtigkeit bis zu etwa 90 m; sie wird Übergangszone (transition zone) genannt. Es geht also darum, diese Zone rechtzeitig zu erkennen. Dafür stehen u. a. folgende Hilfsmittel zur Verfügung:

- Raumgewicht der tonig-mergeligen Spülproben. Bei normalen, hydrostatischen Druckverhältnissen nimmt das Raumgewicht dieser Gesteine durch die Kompaktion und den Wasserverlust ständig mit der Tiefe zu. Beim Anbohren einer Übergangszone wird dieser Trend umgekehrt, das Raumgewicht nimmt nun mit der Tiefe ab, da die Porenfüllung leichter ist als das Gestein.
- D-Faktor: Hier ist die gleiche Tendenz zu beobachten. Der Bohrbarkeitsfaktor (eine dimensionslose Zahl) nimmt im Normalfall mit der Teufe zu, bei Antreffen der Übergangszone nimmt er deutlich ab.
- Gasanzeige: Bei Erreichen der Übergangszone steigt der Gasgehalt der Bohrspülung markant an.
- Penetration: Die Bohrzeit in Minuten pro Meter nimmt bei gleichbleibenden Bohrparametern aus den schon genannten Gründen normalerweise mit der Tiefe zu. Beim Anbohren der Übergangszone nimmt der besseren Bohrbarkeit wegen (aufgelockertes Deckgebirge) die Bohrzeit ab oder, anders ausgedrückt, die Bohrgeschwindigkeit (rate of penetration, drilling speed) nimmt zu.
- Spülungstemperatur: Es erfolgt entsprechend der geothermischen Tiefenstufe im Fall von Normaldruck eine Temperaturzunahme mit der Teufe (z. B. 3 ° C pro 100 m). Bei Erreichen und innerhalb der Übergangszone bleibt die Temperatur konstant oder steigt nur sehr gering an, da diese Zone eine schlechte Wärmeleitfähigkeit besitzt. Die Temperatur der Spülung nimmt jedoch beim Eintritt in die Hochdrucklagerstätte stark zu.

Dazu kommen, wenn auch meist erst nachträglich, die Ergebnisse von Bohrlochmessungen. Besonders die Ultraschallmessungen (Sonic-Log, Acoustic-Log) sind sehr aussagekräftig, da durch diese Messungen kompaktere Gesteine von aufgelockerten Gesteinen, wie sie in der Übergangszone vorliegen, unterscheidbar sind. Während die Geschwindigkeit der Wellen im Normalfall im homogenen Gebirge mit der Teufe zunimmt, tritt in der Übergangszone eine deutliche Geschwindigkeitsverminderung ein. Es muß bemerkt werden, daß bei einem karbonatischen Deckgebirge die oben genannten Hilfsmittel nicht anwendbar sind.

Es gehört zu den Aufgaben des Bohrgeologen auf die genannten Warnzeichen zu achten. Eine klare Schlußfolgerung, daß der Bohrmeißel in eine Übergangszone aus tonig-mergeligen Gesteinen über einer Hochdrucklagerstätte eingedrungen ist, kann aber erst dann gezogen werden, wenn mehrere Parameter eindeutig in die gleiche Richtung weisen. Ein sehr enger Kontakt mit den Bohrtechnikern ist daher unerläßlich.

Bohrlochmessungen: Einige wichtige Meßarten sind in Kapitel II.3.3. und in Tabelle 10 kurz beschrieben, die rechnerische Auswertung wird in Kapitel II.3.4. behandelt. Hier soll nun ergänzend

einiges über die geologische, lagerstättenkundliche und bohrtechnische Nutzanwendung ausgesagt werden.

Über die geologische Anwendung sind in den vorangegangenen Kapiteln mehrere Beispiele erwähnt worden. Daraus geht hervor, daß Bohrlochmessungen unentbehrliche Informationsquellen sind, ohne welche eine effiziente, kostengünstige und umfassende Bearbeitung und Interpretation nicht möglich wäre. Der Schwerpunkt liegt dabei auf den physikalisch voneinander unabhängigen Meßdaten, die eine Einengung der möglichen Ergebnisse gestatten, sodaß in Kombination mit den geologischen Informationen zumeist eindeutige Resultate und Aussagen über die durchbohrte Strecke gewonnen werden können. Neben der exakten lithologischen Erfassung der Schichtfolge mit präzisen Angaben über die Schichtgrenzen ebenso wie über tektonische Grenzen ist es auch möglich, durch Einbeziehung der Raumlage des Bohrloches die absolute Teufe dieser Grenzen zu berechnen. Durch die Abweichung des Bohrloches von der Vertikalen können nämlich z. T. erhebliche Verkürzungen auftreten, sodaß die wahren Teufen von Grenzen im Bohrloch höher liegen als die ursprünglichen Bohrteufen angeben.

Von besonderer Wichtigkeit für ein Bohrvorhaben sind jene bohrlochgeophysikalischen Messungen, die auf den Formationsinhalt schließen lassen, d. h. angeben können, ob mit hoher Wahrscheinlichkeit in einem bestimmten Speichergestein Gas, Öl oder Wasser enthalten sind. Solche Messungen sind z. B. der spezifische elektrische Widerstand (Wassersättigung des Porenraumes, Kontaktflächen Gas – Öl – Wasser des Porenraumes im Speichergestein), Neutronmessung und radioaktive Dichtemessung (Unterscheidung Gas – Flüssigkeiten im Speichergestein).

Die lagerstättenkundliche Anwendung ist in den Kapiteln II.3.6. und VI.2.2. behandelt. Eine lagegenaue Ausführung von Tests im offenen oder verrohrten Bohrloch sowie von Perforationen der Verrohrung wäre ohne Bohrlochmessungen unmöglich. Das gilt auch für Stimulationsarbeiten, Errichtung von Wassersperren, Einbringung von einer Zementabdichtung bei ausgeförderten und daher aufgegebenen Lagerstättenteilen usw.

Die bohrtechnische Anwendung von Bohrlochmessungen liegt einmal bei der Teufenkontrolle und bei der Aufzeichnung der Geometrie des Bohrloches. Die Festlegung von Verrohrungsteufen, die Höhe der Zementsteigerung hinter den Rohren, dann Beschädigungen, Korrosionsfolgen und Leckstellen an der Verrohrung sowie die Teufenlage von Gestängebrüchen sind weitere Beispiele für die Bedeutung dieser Messungen.

Die Dokumentation der Bohrlochmessungen erfolgt zum einen durch die Erstellung und Übergabe bestimmter Diagramme am Bohrplatz unmittelbar oder kurz nach den betreffenden Messungen, z. B. über die Porositäten, die Wassersättigung, die Öl- und Gasführung erdölgeologisch interessanter Intervalle. In dringenden Fällen kann so eine Auswertung direkt am Bohrplatz erfolgen.

Die Dokumentation aller Ergebnisse einer Bohrung ist in den Kapiteln II.3.7.2–II.3.7.7 dargestellt.

II.3.2.5. Geologische Beratung bei Bohrungen

Die Vorarbeiten für die Erstellung eines detaillierten Programmes für ein bestimmtes Bohrprojekt wurden bereits in den Kapiteln II.2.7. und II.2.8. beschrieben. Im Kapitel II.3.2.1. wird ein Überblick über die Daten gegeben, die im Bohrlochstammblatt und im Arbeitsprogramm anzugeben sind.

Die eigentliche Tätigkeit des Bohrgeologen nimmt bei Bohrbeginn den Anfang und wird in den Kapiteln II.3.2.2. bis II.3.2.4. dargestellt. Über diese Routinearbeiten hinaus obliegt es dem Bohrgeologen für jene Fälle, in denen unvorhergesehene geologische oder technische Vorkommnisse eintreten, beratend zur Verfügung zu stehen. So wird er angeben, ob die Spülproben- und Kernentnahmen sowie die Bohrlochmessungen planmäßig erfolgen sollen oder geologisch bedingte Änderungen notwendig geworden sind.

Teststrecken werden gemeinsam mit den Lagerstätteningenieuren und den Bohrlochgeophysikern festgelegt. Eine besonders wichtige Aufgabe des Geologen und seiner Hilfskräfte ist es, alle während des Bohrgeschehens auftretenden Hinweise auf Öl, Gas und Hochdruckzonen sofort den Bohrtechnikern mitzuteilen, damit von diesen die entsprechenden Maßnahmen eingeleitet werden können.

Beratende Funktion übt der Bohrgeologe bei der Festlegung der gesteinsmäßig günstigsten Verrohrungsteufen und bei der Angabe der Höhe der Zementsteigerung hinter den Rohren aus. Diese Verrohrungsteufen sind zwar im Bohrlochstammblatt angegeben, doch sind das nur Näherungswerte, die entsprechend der jeweiligen geologischen Situation adaptiert werden müssen. Soll ein verrohrtes Bohrloch perforiert werden (siehe Kapitel II.4.1.1.), so wählt der Geologe nach Absprache mit dem Lagerstätteningenieur die Perforationsstrecke aus.

Aus verschiedenen Gründen kann es notwendig werden, daß ein Bohrloch abgelenkt werden muß. Für diesen Fall hat der Geologe die korrigierte Teufe des Zielhorizontes sowie einen Zielkreis mit lagemäßig definiertem Mittelpunkt und entsprechendem Radius anzugeben.

Bei der Auswahl der Bohrmeißel wird der Geologe den Bohrmeister beraten, damit dieser den für die in Angriff zu nehmende Bohrstrecke günstigsten Meißeltyp einsetzt. Ebenso wird entsprechend dem bei einer Kernstrecke zu erwartenden Gebirgsverhältnissen der passende Kernapparat (Gummikernrohr, Doppelkernrohr) vorgeschlagen.

Der Bohrgeologe hat im Einvernehmen mit seinem Vorgesetzten das Abteufen einer Bohrung vorzeitig zu beenden, wenn das geologische Ziel schon vor der geplanten Endteufe erreicht wurde. Das gleiche gilt für den Fall, daß ein Bohrloch bei der Endteufe das geologische Ziel noch nicht erreicht hat. Hier gibt es einen Spielraum bis zur sogenannten maximalen Endteufe, die auch durch die Teufenkapazität der Bohranlage gegeben sein kann. Ebenso hat der Geologe beratend mitzuwirken, ob ein Bohrloch zu liquidieren, oder ob es etwa für eine spätere Verwendung (z. B. als Speicher- oder Flutsonde) nur zu konservieren ist.

Bei Fördersonden obliegt es dem Geologen, alle notwendigen Angaben zu machen, die fördertechnisch von Bedeutung sind: z. B. Verbreitung, Mächtigkeit, Homogenität oder Nichthomogenität, Aufsplitterung und lithologischer Charakter eines Förderhorizontes und der Deckschicht (siehe auch Kapitel II.4.3.). Eine wichtige Hilfe bei Stimulationsarbeiten (siehe Kapitel II.3.6. und II.4.1.2.) kann der Geologe dadurch geben, daß er den Technikern Angaben über die Lithologie im Stimulationsbereich macht. So ist z. B. eine Säuerung mit Salzsäure nur dann sinnvoll, wenn das Gestein des betreffenden Horizontes aus Karbonaten besteht oder zumindestens ein karbonatisches Bindemittel vorliegt. Bei einer Säuerung mit Flußsäure müssen genügend silikatische Minerale im Gestein vorhanden sein.

Bei der Liquidation einer Bohrung oder Sonde gibt der Geologe die Verfüllungsstrecken im offenen Bohrloch oder in den Rohren an, damit alle jene Bereiche durch Zement abgeschlossen werden, die gute Porosität und Durchlässigkeit aufweisen, um ein späteres Ein- und Hochdringen, z. B. von Salzwasser, in das Bohrloch zu verhindern.

Die im Hauptkapitel II.3.2. dargestellten mannigfachen und sehr verantwortungsvollen Aufgaben von Geologen bezüglich der verschiedenen Arbeitsbereiche (Projektierung, Bohrungsbetreuung, Fördergeologie, Beratung) sind in den meisten Gesellschaften auf mehrere Fachleute aufgeteilt. Immer aber fungieren die Geologen als Teile eines Teams aus Wissenschaftlern und Technikern, um das Endziel, die Auffindung und Förderung von Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in kooperativer Weise und kostengünstig zu erreichen.

II.3.2.6. Bohrkategorien und Art der geologischen Betreuung

II.3.2.6.1. Bohrkategorien

Die im KW-Bergbau abzuteufenden Bohrungen werden, je nach der Aufgabe,

die sie zu erfüllen haben, in 5 Kategorien eingeteilt, wobei die Angaben im Österreichischen Montanhandbuch 1980 (Seiten 47–48) als Grundlage genommen und etwas modifiziert wurden. Einige Synonyme, bzw. frühere Bezeichnungen sind in Klammern beigefügt:

Untersuchungsbohrungen sind solche, die der geologischen Vorerkundung dienen. Es geht dabei um die Erkundung von Stratigraphie, Tektonik, Auftreten von Speichergesteinen und von Deckgebirge, ohne daß die Endteufe eine Rolle spielt (Handbohrungen, Counterflush-Bohrungen, Craelius- oder K-Bohrungen, Strukturbohrungen, Schurfbohrungen, Kartierungsbohrungen).

Aufschlußbohrungen sind solche, die in einer durch geologische und/oder geophysikalische Methoden angezeigten Struktur wirtschaftlich ausbeutbare KW-Führung nachweisen sollen (Explorationsbohrungen, Wildcats, vertikale Erweiterungsbohrungen).

Erweiterungsbohrungen sind solche, die zur Begrenzung als wirtschaftlich fündig erkannter Lagerstätten abgeteuft werden (Horizontale Erweiterungsbohrungen, Entwicklungsbohrungen, Begrenzungsbohrungen, Teilfeldsuchbohrungen).

Produktionsbohrungen sind solche, die zur Ausbeutung (Abförderung) einer als wirtschaftlich erkannten KW-Lagerstätte dienen (Exploitationsbohrungen, Förderbohrungen).

Hilfsbohrungen sind solche, die nur indirekt zur Förderung von Kohlenwasserstoffen beitragen (Wassereinpreßbohrungen, Flutbohrungen, Gaseinpreßbohrungen, Gasspeicherbohrungen, technische Bohrungen, Wassergewinnungsbohrungen).

II.3.2.6.2. Art der geologischen Betreuung

Die Zuordnung eines Bohrprojektes wird schon bei der Zusammenstellung des Bohrprogrammes festgelegt. Aus dieser Festlegung resultieren dann bestimmte technische und geologische Bearbeitungsgrundsätze.

Es weisen also die einzelnen Bohrkategorien gewisse Unterschiede in der Art der geologischen Betreuung auf. Untersuchungs- und Aufschlußbohrungen werden am intensivsten betreut, da diese zumeist in geologischem Neuland abgeteuft werden. In den Kapiteln II.3.2.1. bis II.3.2.5. wurden die dabei verwendeten Methoden beschrieben.

Bei Erweiterungsbohrungen wird eine intensivere geologische Bearbeitung manchmal auf den produktionsgeologisch interessanten Teufenbereich beschränkt sein. Ähnliches gilt in verstärktem Maße für Produktionsbohrungen. Bei beiden Kategorien sind die geologischen Verhältnisse zumeist bis ins Detail bekannt. Bei Hilfsbohrungen wird der Geologe nur dann in Aktion treten, wenn besondere Verhältnisse oder Anforderungen dies notwendig machen.

Zusammenfassend muß aber festgehalten werden, daß grundsätzlich jede Bohrung einen Fall für sich darstellt und die geologischen Betreuungs- und Bearbeitungsmaßnahmen flexibel immer auf diesen Fall abgestimmt werden. Dies tritt besonders dann ein, wenn, aus welchen Gründen auch immer, die bei der Bohrvorbereitung ermittelten prognostischen Daten sich mit der Realität nicht oder nicht ganz decken, d. h. größere oder kleinere Abweichungen vom geologischen Vorausprofil auftreten.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.3.2.:

ANDERSON, G. 1975; BÁRDOSSY, G. 1962; BECKMANN, H. 1963b und 1984; BENTZ, A. & STROBEL, E. 1933; BRIX, F. 1960 und 1985a; DORN, D. & WERNER, R. 1977; EHRISMANN, W., SCHARRINGHAUSEN, R. & WILDELAU, J. 1981; FOLLE, S. & MÜLLER, K. 1988; FRAADE, D. J. 1961; FRICKE, D. 1979; HAWORTH, J. H., SELLENS, M. & WHITTAKER, A. 1985; HLAUSCHEK, H. 1928; HUSMANN, H. 1984; McPHATER, D. & MacTIERNAN, B. 1983; MÖBUS, G. & FÖRSTER, A. 1983; PESCHEL, G. & MÖBUS, G. 1986; PETERSS, K. 1980a und 1980b; PILGER, H. 1937; PISKE, J. & BLESCHERT, K.-H. 1985; PREUL, F. 1969; RINGHOFER, W. & VALEK, P. 1985; RINGHOFER, W. 1986 und 1990; RIZZI, P. W. 1973; SCHETTLER, H. 1954 und 1960; SCHMITZ, G. 1956; SCHOTT, W. & MAYER-GÜRR, A. 1968; SCHOTT, W. 1984c; SCHOWALTER, T. T. & HESS, P. D. 1982; SCHRÖDER, L. 1984; TRUSHEIM, F. 1956; VIRUS, W. 1958.

II.3.3. Geophysikalische Bohrlochmessungen

von Szabolcs HORVATH

II.3.3.1. Einleitung

Eine kontinuierliche Information über die Art und Ausbildung der durch eine Tiefbohrung durchörterten Schichtfolge erhält man durch geophysikalische Bohrlochmessungen (well logging). Eine gewisse Analogie zu den geophysikalischen Messungen an der Erdoberfläche ist dadurch gegeben, daß es vielfach die gleichen Gesteinseigenschaften sind, die untersucht werden. Auch die Meßmethoden und Meßeinrichtungen sind ähnlich. Andererseits müssen jedoch die Meßsonden in das Bohrloch eingefahren werden, was erhebliche Druck- und Temperaturfestigkeit der Geräte erfordert sowie hohe Anforderungen hinsichtlich der Datenübertragung an das zur Einfahrt benötigte Meßkabel stellt.

Die erste Bohrlochmessung führte wahrscheinlich Lord KELVIN im Jahre 1869 durch, der die Temperatur in einem Brunnenschacht punktweise maß. Die eigentliche Geburtsstunde der heute üblichen kontinuierlichen Bohrlochmessungen war der 5. September des Jahres 1927 in Pechelbronn (Elsass, Frankreich), als die Gebrüder SCHLUMBERGER zum ersten Mal versuchten, in einem Bohrloch geoelektrische Messungen durchzuführen.

Die Vorteile der kontinuierlichen Registrierung, die mit einer sehr genauen Tiefenmessung verbunden ist, waren für die rasche Verbreitung der Bohrlochmessungen ausschlaggebend. Durch zahlreiche, im Laufe der Jahre neu hinzugekommene Untersuchungsmethoden, vor allem von physikalischen Eigenschaften der Gesteine sowie durch die auf die Beschaffenheit des Bohrloches gerichteten Untersuchungen, wurden die Bohrlochmessungen zu einem aus dem heutigen Kohlenwasserstoff-Bergbau nicht mehr wegzudenkenden Bestandteil der Aufschluß- und Produktionstätigkeit.

Die anfangs schon gut entwickelte Registriermethode hielt sich bis zur Einführung der feldtauglichen, robusten Computer. Diese ermöglichten, etwa ab Mitte der siebziger Jahre, die Verarbeitung und Auswertung der zu einem komplexen Konvolut zusammengespielten Meßdaten bereits an der Bohrstelle. Diese Daten können durch telefonische oder Satellitenübertragung direkt zu den Rechenzentren und technischen Büros der Erdölgesellschaften überspielt werden.

II.3.3.2. Aufgabenstellung

Um über die geologischen Verhältnisse des Untergrundes sichere Auskunft zu erhalten und um die im Untergrund voraussichtlich vorhandenen mineralischen Rohstoffe einer qualitativen und quantitativen Untersuchung sowie der Ausbeutung zugänglich zu machen, müssen Tiefbohrungen niedergebracht werden. Wenn man von der in jüngster Zeit eingeführten „slim hole"-Technik, das ist die kontinuierliche Kernbohrtechnik, absieht, kommt das durchgehende Kernen beim konventionellen Rotarybohren aus Kostengründen nur in Ausnahmefällen in Frage. Daher wird das Bohrprofil sowohl durch Spülproben wie durch Bohrlochmessungen vollständig erfaßt, wofür heute eine große Anzahl von Bohrlochmeßmethoden zur Verfügung stehen. Hinsichtlich des Kohlenwasserstoff-Bereiches sind es vor allem vier Aufgabengruppen, für die Bohrlochmessungen eingesetzt werden:

- Messungen von geologischen Daten
- Messungen zur Erfassung petrophysikalischer Daten und der Lagerstätteninhalte
- Messungen zur Kontrolle des Bohrloches
- Produktionstechnische Aufgaben und Produktionskontrollmessungen

II.3.3.2.1. Geologische Daten

Zu den wesentlichsten strukturgeologischen Daten gehören die wahren Teufen der Schichtgrenzen. Die Erkennung und Festlegung dieser Schichtgrenzen gelang bereits mit Hilfe der einfachen elektri-

schen Widerstandsmessungen. Diese wurden inzwischen durch andere Meßmethoden ergänzt und verfeinert. Sie sind die Grundlage der Korrelation, d. h. der Verknüpfung mit anderen Bohrungen.

Heute ist es möglich, die Gesteinsfolge einer Bohrung durch die Gamma-Spektrographie zu untersuchen und dadurch eine bisher nicht vorstellbare sedimentologische Detailauflösung zu erhalten. Aber auch weniger aufwendige Meßverfahren erlauben die Aufgliederung in Ton, Sand, Kalk, Dolomit, Anhydrit, Steinsalz und andere Gesteine. Diese Unterscheidungsmöglichkeit ist für den Geologen sehr wichtig, weil dadurch die konkrete Bestimmung der Sedimentationsabfolge vermittelt wird sowie Rückschlüsse auf die charakteristische Form von Sedimentkörpern, wie Flußablagerungen, Deltabildungen, Riffen, Küstensanden usw. möglich wird. Dies sind aber Gesteinskörper, die auch als Speichergesteine dienen und Lagerstätten beinhalten können.

Es ist möglich, Brüche (Verwerfungen) durch Fehlstellen sowie Überschiebungen durch Schichtwiederholungen in einem Profil zu erkennen. Der Neigungswinkel und die Richtung des Schichteinfallens von Gesteinslagen wird durch Schichtneigungsmessungen (Dipmeter) erfaßt, die in kleinen aufeinanderfolgenden Schritten ausgewertet werden. Diese Datenfolge zeigt den Ablauf der Sedimentation, woraus Hinweise für paläogeographische Rekonstruktionen abzuleiten sind. Brüche oder Überschiebungen sind durch solche Messungen leichter zu agnoszieren.

II.3.3.2.2. Petrophysik und Lagerstätteninhalte

Erdöl und Erdgas befinden sich in den Poren und Feinklüften von Gesteinen. Solche poröse Gesteine, in denen das Strömen dieser Substanzen möglich ist, werden als Speichergesteine bezeichnet. Das Erkennen dieser Speichergesteine, die Abgrenzung ihrer vertikalen Ausdehnung (Mächtigkeit), die Bestimmung der Menge der gespeicherten Substanzen sowie die Unterscheidung zwischen Erdgas, Erdöl und dem in jedem Gestein vorhandenen Wasser ist eine der Hauptaufgaben der geophysikalischen Bohrlochmessungen. Der auf die Volumseinheit bezogene Porenraum eines Gesteins wird Porosität genannt. Zur Abschätzung dieser Porosität werden mehrere Meßverfahren eingesetzt: radioaktive Dichtemessung, Messung der Neutronenbremsfähigkeit, der Schall-Leitfähigkeit, des spezifischen elektrischen Widerstandes und zwar für den Bereich unmittelbar um das Bohrloch herum.

Eine wesentliche Bedingung für die Porositätsermittlung ist das richtige Erkennen der Gesteinszusammensetzung. Dies ist durch die Kombination mehrerer der genannten Methoden oder mit Hilfe der Gamma-Spektrographie hinreichend genau möglich. Die durchschnittlichen Werte der Porosität wirtschaftlicher Öl- und Gaslagerstätten in Österreich liegen zwischen 3 und 40 % (siehe auch Kapitel II.3.5.3.).

Der Porenraum beinhaltet immer eine gewisse Menge Wasser, dessen auf die Porosität bezogener Anteil, Wassersättigung genannt, zwischen 5 und 100 % betragen kann. Eine Öl- oder Gasproduktion ist kaum mehr möglich, wenn die Wassersättigung mehr als 60 % beträgt. Die Bestimmung dieser Wassersättigung ist hauptsächlich mit den elektrischen Widerstandsmessungen möglich, vorausgesetzt, das Wasser weist eine gewisse Mineralisation (Salzgehalt) auf.

II.3.3.2.3. Kontrolle des Bohrloches

Das mit dem Rotary-Verfahren (siehe Kapitel II.3.1.) abgeteufte Bohrloch verläuft von sich aus nicht lotrecht, sondern richtet sich mehr oder weniger nach dem Einfallswinkel und der Einfallsrichtung der durchbohrten Schichten. Da ein häufiger Richtungswechsel des Bohrloches für die Bohrarbeiten hinderlich ist, muß der Verlauf des Bohrloches unter Kontrolle gehalten werden. Mehrere Meßverfahren, die entweder einzelne Meßpunkte oder kontinuierliche Meßkurven liefern, erlauben das Erkennen der Raumlage der Bohrlochachse.

In den letzten Jahren ist es möglich geworden, die Raumlage der Bohrlochachse

während der Bohrarbeit zu verfolgen und die Bohrung mit großer Sicherheit in eine vorausbestimmte Richtung zu lenken. Hiebei wird ein robustes Meßgerät im Bohrstrang untergebracht, das entweder durch ein Meßkabel oder hydraulisch durch Druckpuls-Modulation der Spülungssäule die Meßwerte nach obertage überträgt (measurement while drilling = MWD).

Die Kalibermessung erfaßt fortlaufend den tatsächlichen Bohrlochdurchmesser, da das mit einer bestimmten Meißeldimension gebohrte Bohrloch selten so stabilisiert werden kann, daß seine ursprüngliche Gestalt erhalten bleibt. Zwei-, drei-, vier- oder sechsarmige Kalibermeßgeräte sind in Anwendung, die ein getreues Bild des Bohrlochdurchmessers mit der Teufe aufzeigen. Diese Daten dienen auch zur Bestimmung des Bohrlochvolumens, um das richtige Zementvolumen zu bestimmen, wenn das Bohrloch verrohrt oder verfüllt werden muß.

Bei vielen Meßverfahren werden die Daten durch unterschiedliche Bohrlochdurchmesser beeinflußt. Durch die Kalibermessung sind Korrekturen möglich.

II.3.3.2.4. Produktionstechnische Aufgaben

Das Bohrloch wird durch den Einbau und die Zementation von Stahlrohren für die nachfolgende Verwendung gesichert. Zur Kontrolle der Zementation werden mehrere Meßmethoden, wie z. B. die Messung der Abbindewärme oder die Messung der Dämpfung von Schallwellen durch den Zementmantel (cement-bond-log), angewendet.

Verschiedene Methoden dienen zur Kontrolle der Verrohrung, wobei mechanisch oder elektronisch deren Wanddicke gemessen wird. Daraus läßt sich die während der Produktionsgeschichte fortschreitende Korrosion der Verrohrung ableiten.

Um Zugang zum Gas- oder Ölträger zu schaffen, wird die Stahlverrohrung in Intervallen, die aufgrund der Interpretation von Bohrlochmessungen festgelegt wurden, durchschossen. Dies nennt man Perforation. Hiezu werden heute ausschließlich sogenannte Hohlladungen verwendet, die Löcher von rund 1 cm Durchmesser und 20 bis 25 cm Tiefe in der umliegenden Formation erzeugen. Das reicht aus, um eine gute Verbindung zur Lagerstätte zu erzeugen. Die Schußzahl variiert zwischen 4 und 24 Loch je Meter Bohrlochstrecke. Die richtige Perforationsteufe im Bohrloch wird mit der Gammastrahlungsmessung bestimmt, weil man dadurch diese Gesteinsunterschiede auch durch die Verrohrung feststellen kann.

Auch während der Produktion von Öl und Gas können Geräte in eine Fördersonde eingefahren werden, um Zuflußmenge, Druck, Dichte und elektrische Leitfähigkeit des Fördergutes zu messen. Mit Hilfe solcher Geräte können die Strömungsverhältnisse und die Eintrittsstellen von Öl, Gas und Wasser in die Fördersonde festgestellt werden. Ebenso werden die Veränderungen der Gas-Öl- bzw. der Öl-Wassergrenzen in der Formation erfaßt.

II.3.3.3. Überblick über die wichtigsten Meßverfahren

II.3.3.3.1. Durchführung der Arbeiten

In Abb. 70 wird die Durchführung einer Bohrlochmessung gezeigt. Die Meßeinrichtung besteht aus drei Teilen: Obertageeinrichtung, Meßkabel, eine oder mehrere Meßsonden.

Die Obertageeinrichtung ist fahrbar und umfaßt die mechanischen Mittel zur Kabelbewegung (Kabeltrommel), weiters die Stromerzeugung, die elektronischen Aufzeichnungsgeräte sowie die elektrischen Kontroll- und Meßeinrichtungen, die heute aus einem Computer sowie Eingabe- und Ausgabeeinheiten bestehen.

Die Meßsonden werden durch einen druckdichten, stabilen Anschluß an das stahlarmierte Meßkabel, das sieben Adern besitzt, angeschlossen. Nun wird das Meßgerät in das mit Spülungsflüssigkeit voll gefüllte Bohrloch bis zur Bohrsohle eingefahren, eingeschaltet und mit

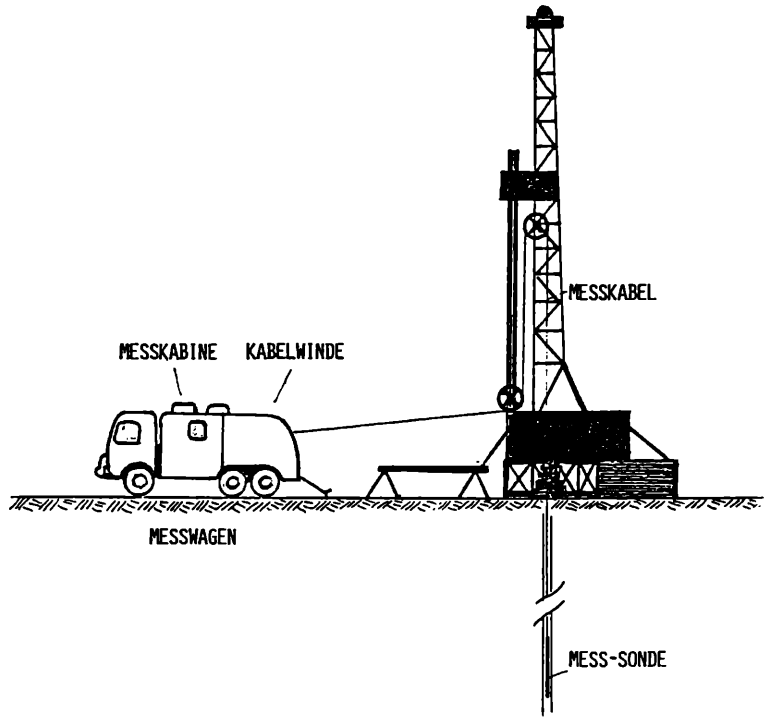


Abb. 70. Prinzipskizze der Arbeitsdurchführung der Bohrlochmessung an einer Bohrstelle. Das Kabel läuft über zwei Umlenkrollen ins Bohrloch.

gleichmäßiger Geschwindigkeit hochgezogen. Das Kabel ist sehr genau eingemessen und dient zur Teufenmessung, seine Bewegung treibt die Registriereinrichtungen zum Aufzeichnen der Bohrlochdiagramme an (Abb. 71).

II.3.3.3.2. Widerstandsmessungen

Die historische Messung im Jahre 1927 war eine Messung des spezifischen elektrischen Widerstands der durchbohrten Gesteinsfolge. Der Wunsch, diesen Wert möglichst genau zu erfassen, besteht bis heute unverändert, wofür verschiedene, seither verbesserte Technologien verwendet werden.

Durch die sogenannte Fokussierung wird eine 0,3 bis 0,7 m starke, horizontale Schichte der Formation erfaßt. Mit Hilfe der weiter unten geschilderten Mikromessungen ist es jedoch möglich, Grenzen auf wenige Zentimeter genau zu registrieren.

Mehrere, in die Formation rings um das Bohrloch verschieden tief wirkende Messungen tragen dem Umstand Rechnung, daß die Meßwerte immer beeinflußt werden a) durch die Bohrspülung, b) durch die von der Spülung infiltrierte Zone um das Bohrloch herum und c) durch den wahren Wert des Formationswiderstandes.

Bei elektrisch leitenden Bohrspülungen erreicht man die Ausschaltung der oben genannten Beeinflussungen durch verschiedene Laterologs, bei Öl- oder Gasspülung durch Induktionslogs und in Bohrlochnähe durch Mikromessungen.

Um die Meßsonde eines Laterologs wird ein quasi-zylindrisches elektrisches Potentialfeld aufgebaut. Dies gelingt bei einem gegebenen spezifischen elektrischen Widerstand der Formation nur bei

einer bestimmten Stromstärke, die man über einen Spannungsregler in die Formation schickt. Daraus können dann die spezifischen Widerstandswerte analog bestimmt und fortlaufend aufgezeichnet werden (Abb. 72).

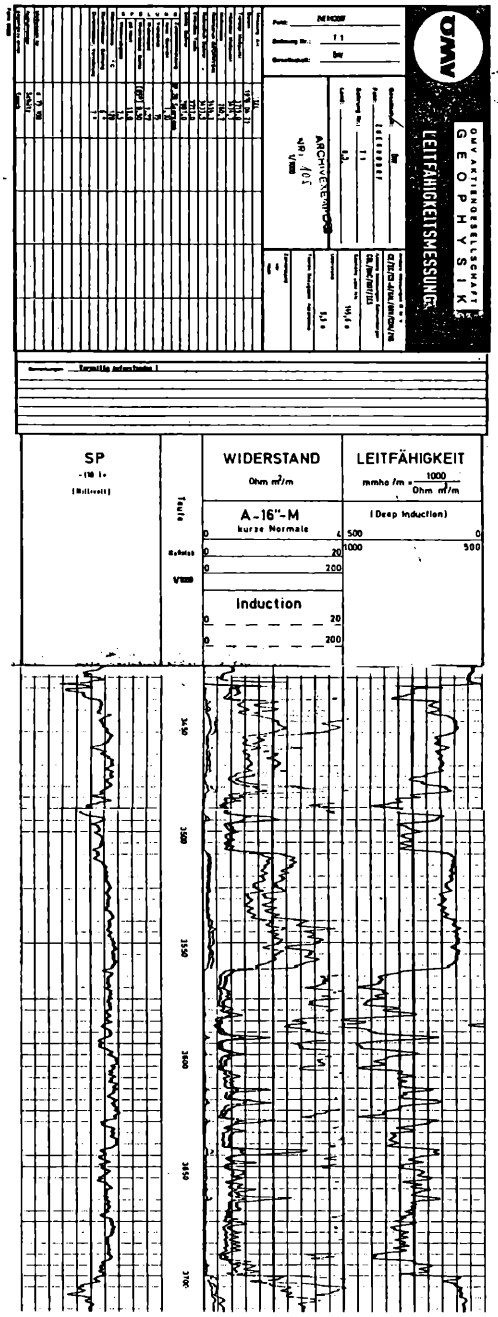


Abb. 71. Typisches Erscheinungsbild eines Bohrlochdiagrammes

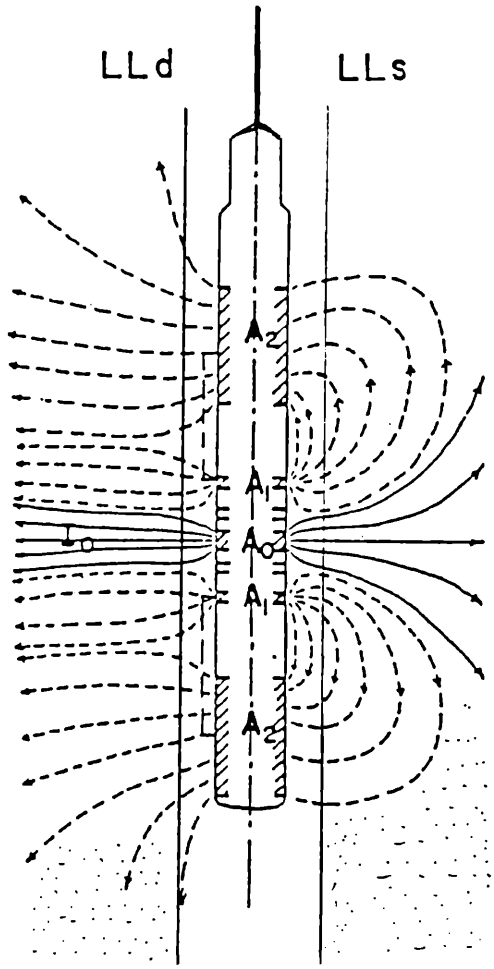


Abb. 72. Stromlinienverlauf beim Dual-Laterolog. Links: tiefe Eindringung, rechts: mittlere Eindringung (Schlumberger „Log Interpretation Principles")

Um die Meßsonde eines Induktionslogs wird ein elektromagnetisches Wechselfeld aufgebaut, das in der mehr oder weniger leitfähigen Umgebung Wirbelströme erzeugt. Die Stärke dieser Wirbelströme ist dem spezifischen elektrischen Widerstand verkehrt proportional. Durch geeignete Spulenanordnungen können Signale aus verschiedenen radialen Entfer-

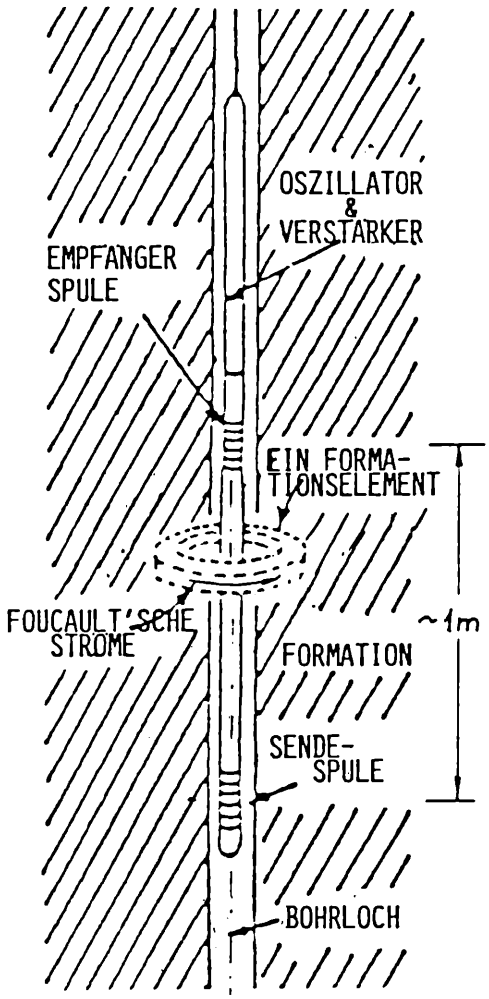


Abb. 73. Meßprinzip einer Zweispulen-Induktionssonde (aus Schlumberger „Log Interpretation Principles")

nungen vom Bohrloch empfangen werden (Abb. 73).

Eine ganz besondere Bedeutung kommt den Mikromessungen zu. Dabei werden verschieden enge Elektrodenanordnungen verwendet, die, auf elastischen Gummipolstern montiert, an die Bohrlochwand gepreßt und hochgefahren werden. Auf diese Weise erhält man eine auf wenige Zentimeter genaue vertikale Aufgliederung der unmittelbar in Bohrlochnähe in der Formation herrschenden Bedingungen des elektrischen Widerstandes, kombiniert mit einer Kalibermessung (Abb. 74).

Bei der Schichtneigungsmessung (Dipmeter) wird ein Gerät mit drei oder vier auf gleicher Höhe montierten Armen verwendet, die jeweils eine Mikroelektrodenanordnung tragen. Aus den unterschiedlichen Teufen der Schichtgrenzen an der Bohrlochwand kann man die Schichtneigung zu der Meßsondenachse erfassen. Da die Raumlage der Meßsonde ebenfalls registriert wird, ist die wahre Lage der gemessenen Werte im geographischen System zu errechnen. So wird Streichen und Fallen der Schichten, aber auch von Kluftflächen und sedimentären Strukturen ermittelt.

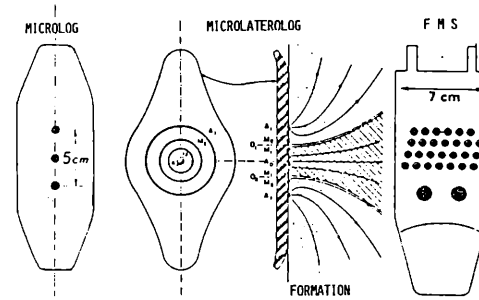


Abb. 74. Elektrodenträger verschiedener Mikromeßsonden: Microlog, Microlaterolog mit Wirkungsweise der Fokussierung, Formations Micro Scanner (Schlumberger „Log Interpretation Principles")

Mitte der achtziger Jahre wurde mit dem „Formation Microscanner" ein Gerät entwickelt, das die Möglichkeit bietet, ein sehr naturgetreues Abbild der Bohrlochwand aufzuzeichnen. Auf zwei im rechten Winkel zueinander stehenden Anpreßschildern sind je 27 Mikroelektroden konzentriert, wodurch eine hohe Auflösung gegeben ist. Das Ergebnis besteht aus zwei je 7 cm breiten Meßbildern, die ebenfalls zueinander im rechten Winkel stehen und den Eindruck erwecken, Fotos der Bohrlochwand vor sich zu haben (Abb. 75).

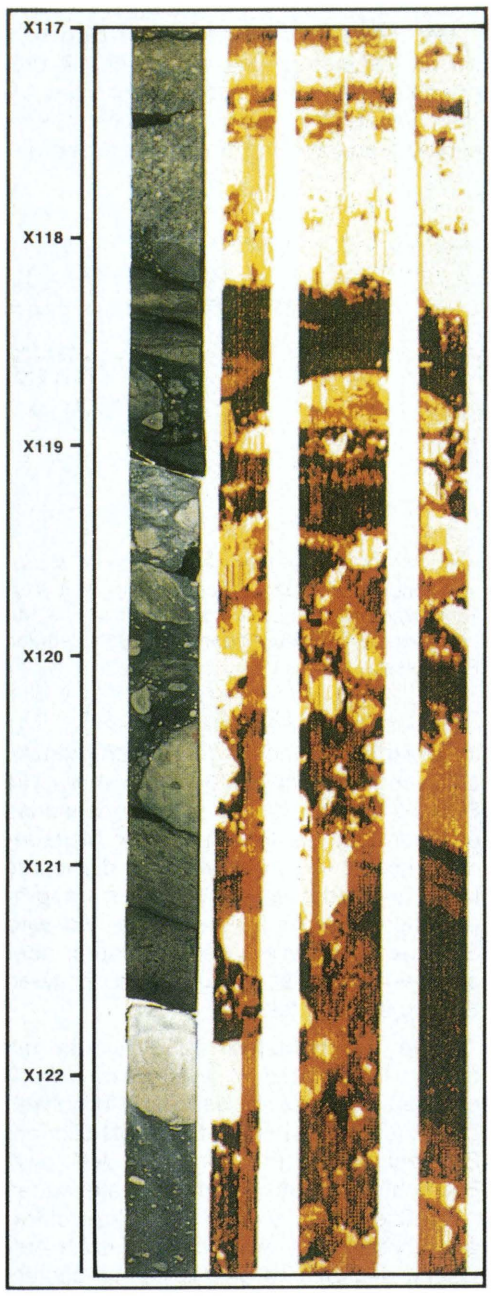


Abb. 75. Beispiel eines Meßbildes des Formation-Microscanners

Diese Methode gestattet folgende Beobachtungen:

- Aufzeichnung auch sehr dünner Gesteinslagen mit Streichen und Fallen
- Aufzeichnung sedimentärer Strukturen
- Aufzeichnung offener oder verheilter Klüfte mit ihrer Raumlage
- Bestimmung der wahren Lage von Kernen bei Kernverlusten

II.3.3.3.3. Eigenpotentialmessung

In Bohrungen, in denen sich eine wasserbasische Spülungsflüssigkeit befindet, entstehen aufgrund von Wechselwirkungen zwischen der Spülung, der Porenflüssigkeit und tonig-mergeligen Gesteinen elektrische Potentiale. Die Messung dieses Eigenpotentials (self potential, SP) gegen Erdung an der Oberfläche wird fortlaufend aufgezeichnet, wobei eine extrem selektive Kurve entsteht, die sehr gut zwischen tonig-mergeligen Gesteinslagen und porösen Lagen unterscheiden läßt. Außerdem kann mit dieser Meßmethode auch auf den Tongehalt von porösen Schichten geschlossen werden.

II.3.3.3.4. Radioaktive Messungen

Diese Methoden sind sehr bedeutsam, weil sie sowohl im unverrohrten wie auch im verrohrten Bohrloch ausgeführt werden können.

Natürliche Gammastrahlung: Die radioaktiven Elemente Uranium, Thorium und Kalium 40 kommen in den einzelnen Sedimentgesteinsarten aufgrund verschiedener geologischer Prozesse in spezifischer Verteilung vor. So kommt es, daß z. B. tonig-mergelige und dunkle Gesteine eine zumeist deutlich höhere Strahlung als z. B. Kalke, Dolomite und Sandsteine aufweisen. Aufgrund dieser Differenz kann man durch die Messung der natürlichen Gammastrahlung in einem Bohrloch die genannten Gesteinslagen erkennen. Durch die moderne Technologie der Gammaspektroskopie ist es sogar gelungen, zwischen der Strahlung der oben genannten radioaktiven Elemente zu unterscheiden, wodurch eine Verbesserung

der geologischen Korrelation zwischen benachbarten Bohrungen und ein besseres Verständnis der jeweiligen Gesteinsbildung möglich wurde.

Neutronmessung: Bei Bestrahlung der Formation mit schnellen Neutronen aus einer Strahlenquelle, die sich in der Meßsonde im Bohrloch befindet, ergeben sich mehrere Meßmöglichkeiten. Die älteste Art der Neutronmessung ist die Erfassung jener Gammastrahlung, die durch den Einfang der abgebremsten schnellen Neutronen entsteht. Da die Abbremsung hauptsächlich durch Wasserstoffatome zustandekommt, weil sie annähernd die gleiche Masse wie die Neutronen haben, wird der Wasserstoffgehalt der Formation erfaßt. In öl- und wasserhältigen Schichten ist dieser Wert der Porosität proportional, während in gasführenden Bereichen, wo weniger Wasserstoffatome je Volumseinheit vorkommen, extreme Abweichungen in Richtung geringerer Porosität auftreten.

Bei neueren Meßsonden werden anstatt der Einfanggammastrahlung die langsamen, thermischen Neutronen gezählt, wodurch eine genauere Anzeige in den Gasbereichen auftritt.

Durch die pulsierende Bestrahlung der unmittelbaren Bohrlochumgebung mit extrem energiereichen Neutronen, die durch eine Spannung von rund 110.000 Volt in der Meßsonde erzeugt werden, kann eine regelrechte chemische Analyse durchgeführt werden, wobei die Konzentration der Elemente Kohlenstoff (C), Sauerstoff (O), Silizium (Si), Kalzium (Ca), dann z. T. auch von Eisen (Fe), Chlor (Cl) und anderen wertmäßig erfaßt wird.

Radioaktive Dichtemessung: Die Bestimmung der Dichte eines Gesteins ist durch Bestrahlung mit Gammastrahlen möglich. Die Gammaquanten kollidieren dabei mit den Elektronen der Atome der Gesteine, wodurch die Quanten unter Energieverlust gestreut werden (Compton-Effekt). Die Stärke der Streustrahlung ist ein sehr genaues Maß der Dichte von den Gesteinen in der unmittelbaren Bohrlochumgebung.

Die heute gebräuchlichen Sonden sind hochentwickelte, an die Bohrlochwand gepreßte Geräte. Diese weisen eine für den Großteil der Bohrlocheinflüsse automatische Kompensation auf und messen neben der Dichte der Formation auch eine photochemische Komponente, die Aussagen über den Chemismus der Formation erlaubt (Abb. 76).

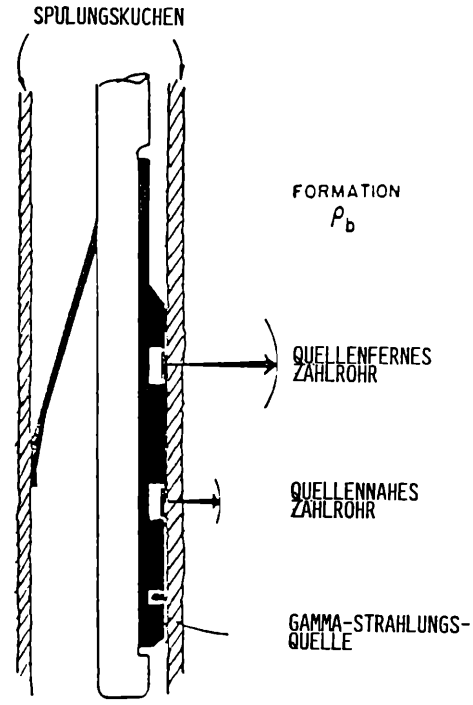


Abb. 76. Radioaktive Dichtemessung. Durch die quellennahe Messung kann der Einfluß des Spülungskuchens kompensiert werden (Schlumberger „Log Interpretation Principles").

II.3.3.3.5. Akustische Messungen

Bei Beschallung des Gebirges im offenen Bohrloch mit kurzen Ultraschallimpulsen (Soniclog, Acousticlog) können die Ausbreitungsgeschwindigkeiten der longitudinalen und transversalen Schallwellen sowie der sogenannten tube waves – d. s. Wellen, die entlang des Bohrloches wie der Ton in einer Trompete laufen – gemessen werden. Durch Vergleich der Meßwerte mit den zum jeweiligen Gestein gehörenden Werten kann die Porosität verfestigter Sedimente, bzw. die Klüftigkeit karbonatischer Gesteine festgestellt werden.

Mit diesem Gerät kann in verrohrten Sonden die Güte des Zementmantels untersucht werden (cement-bond-log). Das Gerät besitzt spezielle Sender–Empfängerkombinationen, die den Einfluß von Unregelmäßigkeiten der Bohrlochwand (Kavernenbildungen) weitgehend eliminieren (Abb. 77).

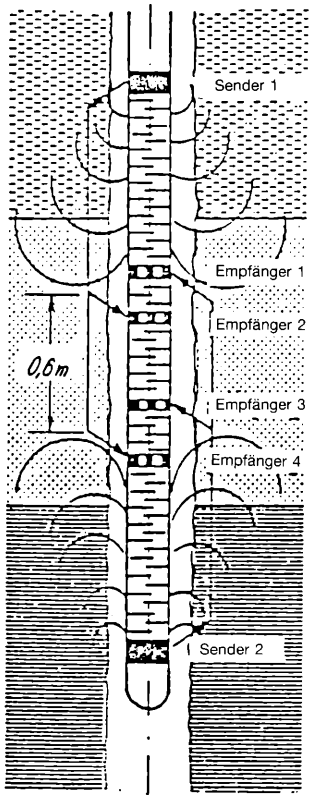


Abb. 77. Meßprinzip des BHC- (borehole compensated) Soniclogs zur Messung der Ausbreitungsgeschwindigkeiten von Schallwellen

II.3.3.3.6. Temperaturmessung

Sowohl die meisten physikalischen Kenngrößen wie auch die zur Messung eingesetzten Geräte sind temperaturabhängig. Aus diesem Grund muß die Temperatur in den Bohrlöchern kontinuierlich von oben nach unten gemessen werden. Die Temperaturdiagramme dienen darüber hinaus zur Feststellung von Flüssigkeitsein- oder Flüssigkeitsaustritten in einer Bohrung oder Fördersonde. Die Messungen dienen auch zur Feststellung der Höhe der Zementation der Verrohrung (Zementsteigerung), weil Zement bei Erhärten Wärme entwickelt (Abbindewärme).

Die Messung der geothermischen Tiefenstufe, bzw. des geothermischen Gradienten, ist weder während der Bohrphase noch während der Förderung möglich. Die wahre Gebirgstemperatur ist in einer Bohrung oder Sonde nur nach einer langen Stillstandszeit meßbar.

II.3.3.4. Interpretation und Auswertung

Durch die Zusammenstellung eines Meßprogrammes versucht man möglichst vollständige Informationen über die Geologie, die Lithologie, den Formationsinhalt und zahlenmäßige Werte über die Porosität, die Wassersättigung, die Formationsmächtigkeit, den Tongehalt, die Festigkeit usw. zu erhalten. Wie aus den bisherigen Ausführungen ersichtlich, müssen die Meßdaten mehrerer Meßmethoden zu einem Mosaik zusammengefügt werden. Bei der Interpretation steht die Identifizierung möglicher Speicherhorizonte im Vordergrund.

Ist erst einmal Gewißheit darüber erlangt worden, mit welchen lithologischen Einflüssen zu rechnen ist und welche Eigenschaften die Porenflüssigkeiten besitzen, können die petrophysikalischen Parameter mittels Computer berechnet werden. So entstehen neben den vollständigen Bohrlochdiagrammen lithologische Profile und Sättigungsprofile, die wichtige Unterlagen für die Auswahl von Teststrecken sowie für die fördertechnischen Aufgaben während der gesamten Lebensdauer einer Öl- oder Gassonde bilden. Weitere Angaben über die Auswertung geophysikalischer Bohrlochmessungen sind im Kapitel II.3.4. zu finden.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.3.3.:

ALGER, R. P. 1980; ARNAUD, J. & FLENDER, H. 1957; BECKMANN, H. 1963a; BOYELDIEU, C. & HORVATH, Sz. 1985; BRADEL, E. 1980, 1984a, 1984b und 1985; CLOSS, H. 1948; COOPE, D.

F. & HENDRICKS, W. E. 1985; HALLENBACH, F. 1961; HORVATH, Sz. 1982 und 1984; HUBBE, J., BUCKUP, K. & MÄDLER, K. 1975; LEHNERT, K. & WECK, D. 1963; PRÖGLHÖF, G. 1982; RAMMNER, R. 1975; RICHARDSON, G. 1980; VÖGL, E. 1957 und 1962.

II.3.4. Bemerkungen zur Auswertung geophysikalischer Bohrlochmessungen

von Arthur KREMSER und Friedrich BRIX

Viele bohrlochgeophysikalische Messungen liefern Rohdaten, die erst einer Bearbeitung bedürfen, um die gewünschten Informationen zu erhalten. Die für die Messungen notwendigen Geräte und die wichtigsten Meßmethoden sind im Hauptkapitel II.3.3. beschrieben. Bei den meisten Messungen erfolgt eine fortlaufende Erfassung von Daten über die ganze Bohrstrecke.

Mit den Bohrlochmessungen werden elektrische, radioaktive und andere physikalische Eigenschaften der Gesteine in der Umgebung des Bohrloches ermittelt. Diese Eigenschaften stehen in Beziehung zu den petrophysikalischen Größen, wie Porosität, Wassersättigung, Tongehalt und Formationsinhalt (Gas, Öl, Wasser). Auch der technische Zustand einer Bohrung oder einer Fördersonde ist teilweise mit Messungen kontrollierbar.

Die Arbeit des Auswerters ist es nun, aus den Meßdaten die petrophysikalischen und technischen Daten abzuleiten sowie geologische bzw. lithologische Informationen zu geben. Dabei werden bestimmte Berechnungen angestellt sowie z. T. empirisch ermittelte Kurven, Diagramme und Tabellen verwendet. Damit können die oben genannten petrophysikalischen Größen aus den Meßdiagrammen abgeleitet werden. Ein Teil der Berechnungsunterlagen wurde durch Laborversuche an Bohrkernen hergestellt.

Der Auswerter wird um so realistischere Daten erhalten, je besser er über die in einem bestimmten Bohr- oder Fördergebiet vorhandenen Verhältnisse Bescheid weiß, da er sich in Zweifelsfällen eher für die wahrscheinlichere Lösung entscheiden kann. Ein Großteil dieser Berechnungen ist heute durch den Einsatz von Computerprogrammen weitgehend automatisiert, sodaß es darauf ankommt, das richtige Programm mit den entsprechenden Ausgangswerten zu versehen.

Die Auswertung einer Reihe von Bohrlochmessungen wird bei Bedarf schon am Bohrplatz vorgenommen. Dies ist z. B. dann der Fall, wenn es gilt, Teststrecken oder Verrohrungsteufen festzulegen. Ansonsten erfolgt die Auswertung und die Übersendung der Ergebnisse kurze Zeit nach der Messung auf schriftlichem Wege.

Die einzelnen Bohrlochmeßfirmen haben Auswerteschemata für ihre Meßmethoden entwickelt, die den Kunden (Bohrgesellschaften, Erdölfirmen) zur Verfügung gestellt werden, wenn die Auswertung nicht durch die Meßfirmen selbst erfolgt.

Zusammenfassend sind zwei Gruppen von Auswertungen zu unterscheiden, die im Detail schon im Hauptkapitel II.3.3. genannt wurden:

- Auswertung von Messungen im unverrohrten Bohrloch
  Beispiele: Bestimmung der geologischen Grenzen, der Lithologie der durchbohrten Schichten und des Schichteinfallens; Bestimmung petrophysikalischer Daten wie Porosität und Wassersättigung; Bestimmung geometrischer Bohrlochdaten wie Teufe, wahrer Bohrlochdurchmesser und Bohrlochverlauf (Abweichungen von der Vertikalen); Abschätzung des Inhalts von Speichergesteinen (Gas, Öl, Wasser); Korrelation der durchbohrten Strecke mit Nachbarbohrungen.
- Auswertung von Messungen im verrohrten Bohrloch
  Beispiele: Kontrolle der Zementqualität und der Zementsteigerung hinter der Verrohrung; Auswertung von Temperaturmessungen der Spülung in den Rohren und von Formationszuflüssen; Aus-

Tabelle 10: Auswahl geophysikalischer Messungen in Bohrlöchern und Fördersonden

Bezeichnung Abkürzung Meßgrößen Verwendungsart (*)	Eigenschaften der durchbohrten Gesteinsstrecke, die gemessen werden	Daten, die abgeleitet oder berechnet werden können
Spezifischer elektrischer Widerstand, R, ML, Ohmmeter, UB	Scheinbarer elektrischer Widerstand; mehrere Meßarten in bezug auf Eindringtiefe des Filtratwassers und des Meßstromes in das Gestein	Wahrer Formationswiderstand; Porosität; Wassersättigung des Porenraumes; Lagerstätteninhalt; Kontaktflächen Gas – Öl – Wasser; Nettoschichtmächtigkeiten
Induktionsmessung, IEL, Ohmmeter oder Millimho pro Meter, UB	Strominduktion im Meßgerät durch ein künstlich im Gestein verursachtes Wechselstromfeld; Ergebnis entspricht etwa der Leitfähigkeit des Gesteins	Ähnlich wie bei Widerstandsmessung, aber auch in Bohrlöchern ohne Spülung, bzw. bei Öl- oder Reinwasserspülung verwendbar
Schichtneigungsmessung, CDM, HDT, Ohmmeter, Bohrlochabweichung in Altgrad, UB	Kombination von 3 oder 4 Mikrowiderstandsmessungen mit der Messung der geographischen Richtung und dem Abweichungswinkel des Bohrloches gegen die Lotrechte	Streichen und Fallen von Schicht- und Kluftflächen in geographischer Orientierung; Bohrlochabweichung; Bohrlochdurchmesser
Akustische Messungen, BHC-SL, Mikrosekunden pro Meter, UB	Fortpflanzungsgeschwindigkeit und Amplituden-Frequenzänderungen elastischer Wellen im Gestein	Gesteinshärte; Porosität; Störungs- und Schwächezonen; seismische Laufzeiten; Hilfe für Gesteinsbestimmung
Zementbindungsmessung, CBL, Mikrosekunden pro Meter, VB, FS	Dämpfung der in Schwingungen versetzten Futterrohre durch den die Rohre umgebenden Zement	Güte der Futterrohrzementation: Zementqualität, Steighöhe, Bindung Rohr-Zement und Zement-Gestein, Kanalbildung
Eigenpotentialmessung, SP, Millivolt, UB	Natürliche, elektrische Spannungsdifferenz zwischen Formationswasser und Bohrspülung	Porosität durchlässiger Schichten; Sand-Tonabfolge; Vertonungsgrad; Formationswasserwiderstand
Gammastrahlungsmessung, GR, Mikrogramm Radiumäquivalent pro Tonne, UB, VB, FS	Natürliche Gammastrahlung aus Uran-, Thorium- und Kalium 40-führenden Mineralen im Gestein	Natürliche Radioaktivität des Gesteins; Sand-Tonabfolge; Vertonungsgrad; Ersatz für SP-Messung bei Öl- und Salzwasserspülung
Neutronmessung, CNL, in Porositätseinheiten, UB, VB, FS	Wasserstoffgehalt der Porenfüllung, ermittelt durch Neutronenbremsung oder Neutroneneinfang; Strahlungsquelle in der Meßsonde	Porosität; Unterscheidung von Gas und Flüssigkeiten (Öl und Wasser); Hilfe für Gesteinsbestimmung
Kompensierte Formationsdichte, FDC, in Gramm pro cm^3, UB	Maß der Rückstrahlung ausgesendeter Gammastrahlen durch freie Elektronen in der Formation; Strahlungsquelle in der Meßsonde	Durchschnittliche Gesteinsdichte; Porosität; Unterscheidung Gas-Flüssigkeiten; Gas-Flüssigkeitskontakte; Hilfe für Gesteinsbestimmung

Tabelle 10: (Fortsetzung)

Bezeichnung Abkürzung Meßgrößen Verwendungsart (*)	Eigenschaften der durchbohrten Gesteinsstrecke, die gemessen werden	Daten, die abgeleitet oder berechnet werden können
Temperaturmessung, Temp. in Grad Celsius, UB, VB, FS	Spülungstemperatur in Bohrlöchern und Fördersonden	Formationstemperatur und Temperaturgradient nur nach mehrwöchiger Wartezeit; Aufstiegshöhe des Zements hinter den Rohren; Leckstellen in den Futterrohren
Kalibermessung, Kal, in mm, UB, VB, FS	Mittlerer Durchmesser des Bohrloches oder der Verrohrung	Unebenheiten und Feststoffablagerungen an der Bohrlochwand (Filterkuchen = poröse Schichten); Bohrlochvolumen für Zementmengenbestimmung; Schadstellen an der Verrohrungsinnenwand
Abweichungsmessung, IC, in Altgrad, UB	Abweichung der Bohrlochachse von der Lotrechten und geographische Richtung der Abweichung	Wahrer Verlauf des Bohrloches im Raum; Richtungsänderungen der Bohrachse häufig als Folge von Änderungen des Schichteinfallens; Verkürzung der strukturellen Bohrtiefe im Verhältnis zur Lotrechten

Zusammengestellt von Friedrich BRIX
(*) Verwendungsart: UB = unverrohrter Bohrlochteil
VB = verrohrter Bohrlochteil
FS = Fördersonde

wertung der Ergebnisse von Kabeltestgeräten*); Überwachung des technischen Zustandes der Verrohrung (Korrosionsbestimmung); Bestimmung der wahren Teufenlage von Rohrverbindungen (Muffen) zur Festlegung von Perforationsstrecken; Auffindung von Leckstellen oder sonstiger Beschädigungen in der Verrohrung.

Eine übersichtliche Darstellung von 12 ausgewählten, wichtigen bohrlochgeophysikalischen Messungen mit den gemessenen Einheiten und Parametern sowie dem Verwendungszweck gibt Tabelle 10.

*) Anmerkung: bei den oben genannten Kabeltestgeräten handelt es sich um Vorrichtungen, mit denen eine bestimmte, relativ gering mächtige Bohrstrecke auf den Formationsinhalt geprüft werden kann. Dabei wird das Testgerät an das normale Meßkabel angeschlossen und zur Teststrecke hinuntergelassen. Der Nachteil dieser Methode liegt in der geringen Aufnahmefähigkeit des Testgerätes, sodaß nur kleine Mengen Formationsinhalt zutage gebracht werden können. Der Vorteil besteht darin, daß man Proben auch dann noch nehmen kann, wenn ein Gestängetest aus technischen Gründen nicht gemacht werden kann oder zu teuer kommt, weiters darin, daß so ein Kabeltest sehr rasch ausgeführt werden kann.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.3.4.:

BLUM, E. 1953 und 1956; BOONE, D. E. 1984; BUCKUP, K. 1986; FERTL, W. H. 1984; FINGER, P. 1985; FRICKE, S. 1980 und 1985; GILREATH, J. A. & MARICELLI, J. J. 1964; HOARD, R. E. 1985; HORVATH, Sz. 1969 und 1977; LEPPER, J. & SCHÖNEICH, H. 1984; MERKEL, R. H. 1981; PIRSON, S. J. 1977; RAMBOW, F. H. K. 1985; SCHLUMBERGER Ltd. 1969, 1970, 1972 und 1981; WEBER, F. 1985a; WÖBKING, H. 1973; ZOELLER, W. A. 1984.

II.3.5. Untersuchungen von Gesteins-, Flüssigkeits- und Gasproben im Labor

In Österreich unterhält die ÖMV Aktiengesellschaft in Wien – Gerasdorferstraße ein „Labor für Aufschluß und Produktion" (LAP). Dieses wird zwar vorwiegend von den Mitarbeitern der genannten Gesellschaft in Anspruch genommen, steht aber auch anderen Gesellschaften für Auftragserteilungen zur Verfügung. Dazu kommt, daß für spezielle Fragestellungen noch weitere Institutionen mit den Ölfirmen zusammenarbeiten, wie z. B. die Geologische Bundesanstalt, das Geotechnische Institut der Bundesversuchsanstalt Arsenal, einige Abteilungen des Naturhistorischen Museums Wien sowie fallweise mehrere Institute der Universitäten in Graz, Innsbruck, Leoben, Salzburg und Wien.

Im folgenden werden die wichtigsten Tätigkeiten des LAP kurz geschildert.

II.3.5.1. Sedimentologische und mineralogische Untersuchungen an Gesteinsproben im Labor

von Roman SAUER

II.3.5.1.1. Makroskopische Untersuchungen

Makroskopische Untersuchungen werden mit dem bloßen Auge, bzw. mit der Lupe ausgeführt. Untersucht werden sowohl Bohrkerne und Geländeproben als auch Bohrklein (Cuttings), letzteres nicht nur von Tiefbohrungen sondern gegebenenfalls auch von seismischen Schußbohrungen. Bohrkerne stehen wesentlich seltener zur Verfügung. Sie werden aus Zeit- und Kostengründen nur in besonders wichtigen Zonen genommen, wie z. B. in Lagerstättenbereichen oder in geologisch sehr komplizierten Formationen.

Die Kerne werden zunächst nach äußeren Kennzeichen genau beschrieben und photographisch im Normal- und UV-Licht dokumentiert. Dabei können flüssige KW durch ihre typische, meist gelbliche bis bläuliche Fluoreszenz sichtbar gemacht werden (siehe auch Kap. II.3.2.4., Abb. 68).

Makroskopisch bestimmbare Gesteinsmerkmale, wie Schichtungstypen, Korngrößen, diverse Sedimentstrukturen usw. liefern bereits wertvolle Informationen zur Zuordnung, Entstehung und zu den Eigenschaften von Sedimentgesteinen. Durch Vergleiche mit rezenten (jetztzeitlichen) Ablagerungen, wie z. B. Deltabildungen, Tiefseesedimenten, Riffbereichen usw. können Hinweise auf den Aufbau und die Ausdehnung von fossilen Sedimentkörpern gewonnen werden. Die makroskopische Gesteinsbeschreibung bildet die Grundlage für weitergehende petrophysikalische, petrographische, mineralogische und geochemische Untersuchungen.

II.3.5.1.2. Mikroskopische Untersuchungen

Bei der Dünnschliffanalyse werden Gesteinsplättchen, die bis zu einer Dicke von 0,02–0,03 mm abgeschliffen worden sind (= Dünnschliff), unter dem Polarisationsmikroskop untersucht. Mit Hilfe der feststellbaren Merkmale, wie Licht- und Doppelbrechung, Spaltbarkeit, Kornform etc., können die verschiedenen Gesteinsbestandteile zumeist exakt bestimmt sowie mengenmäßig erfaßt werden. Die Porenräume im Gestein werden durch blaugefärbtes Kunstharz sichtbar gemacht (Abb. 78), so daß Aussagen über

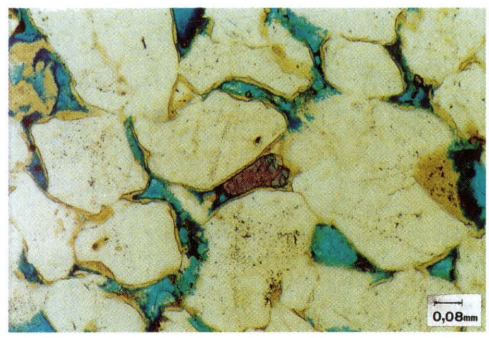


Abb. 78. Poröser Kreidesandstein der Bohrung Grünau aus 4928 m Tiefe mit blaugefärbtem Porenraum. Stellenweise sind grünliche Tonmineralbeläge an den Porenwänden sichtbar. Bildlänge: 1,6 mm

Form, Art und Entstehung der Poren möglich werden. Besonders in Karbonatgesteinen werden Dünnschliffe zur Bestimmung der z. T. häufigen Mikrofossilien verwendet (Mikrofazies). Dünnschliffe werden auch von in Kunstharz eingebetteten Bohrkleinbröckchen angefertigt (Abb. 79). Damit wird die durchgehende Dokumentation einer Bohrung auch ohne Bohrkerne ermöglicht. Die mikrofazielle, petrographische und mineralogische Zusammensetzung einer Gesteinsfolge wird zur Beurteilung ihrer Speichereigenschaften, ihrer stratigraphischen Zuordnung sowie auch zum Vergleich mit geophysikalischen Bohrlochmessungen benötigt.

Sandsteinreiche Gesteinsformationen, die durch biostratigraphische Methoden, d. h. mit Hilfe von Fossilien, häufig nur schwer zu gliedern sind (z. B. in der Flyschzone), können durch Schwermineralanalysen von Bohrung zu Bohrung korreliert werden. Es werden dabei die selteneren „schweren" Minerale mit einer Dichte größer als ca. 2,85 aus einer Bohrkern- oder Bohrkleinprobe mit Hilfe einer geeigneten Schwereflüssigkeit (z. B. Bromoform) angereichert und mikroskopisch analysiert. Die am häufigsten in verschiedener Verteilung vorkommenden Schwerminerale sind Granat, Zirkon, Rutil, Turmalin, Epidot, Apatit, Monazit, Hornblende, etc. Schwermineralanalysen können auch Hinweise auf das Liefergebiet eines Sedimentkörpers geben.

II.3.5.1.3. Röntgenographische und rasterelektronenmikroskopische Untersuchungen

Gewisse sehr feinkörnige Gesteine oder Minerale (z. B. Tongesteine) können lichtoptisch nicht bestimmt werden. Solche Proben analysiert man mit Hilfe der Röntgenbeugungsanalyse oder des Rasterelektronenmikroskopes (REM).

Bei der Röntgenbeugungsanalyse wird eine feinkörnige Probe mit Röntgenstrahlen bestrahlt. Durch die Wechselwirkung der Röntgenstrahlen mit den Atomen in den Kristallen treten Beugungserscheinungen auf, die Auskunft über den Aufbau der kristallinen Substanzen einer untersuchten

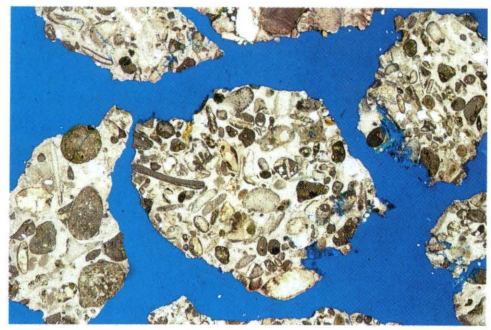


Abb. 79. Dünnschliffphoto einer Bohrkleinprobe aus dem autochthonen Jura (Malm), die aus grobkörnigen Kalksteinbröckchen besteht. Bildlänge: 20 mm

Probe geben. Diese in Form sogenannter Diffraktogramme (Abb. 80) registrierten Beugungserscheinungen ermöglichen es, alle bekannten Minerale eindeutig zu bestimmen. Zusätzlich können auch noch die Mengenanteile der einzelnen Mineraltypen (z. B. Tonminerale) abgeschätzt werden.

Der Gehalt an feinkörnigen Substanzen (z. B. von Tonmineralen) im Porenraum von Speichergesteinen spielt für deren Reservoireigenschaften eine große Rolle und soll daher möglichst genau festgestellt werden. Mit Hilfe des Rasterelektronenmikroskopes werden die Ausbildung des Porenraumes und der Porenhälse (Verbindung zwischen den einzelnen Poren) sowie die Morphologie der Porenfüllungen

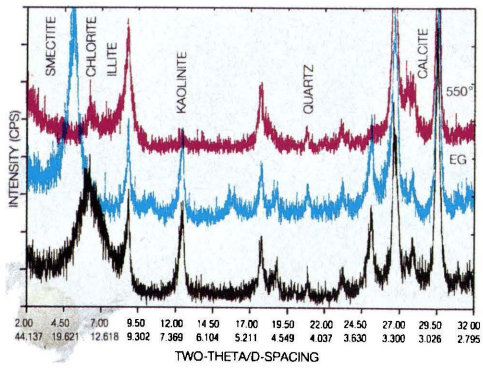


Abb. 80. Beispiel eines Röntgendiffraktogrammes einer Tonmergelprobe

beobachtet (Abb. 81 und 82). Gleichzeitig können bei Bedarf chemische Analysen bestimmter Minerale durchgeführt werden.

Solche Untersuchungen sind notwendig, um das Fließverhalten von Speichergesteinen besser verstehen zu können.

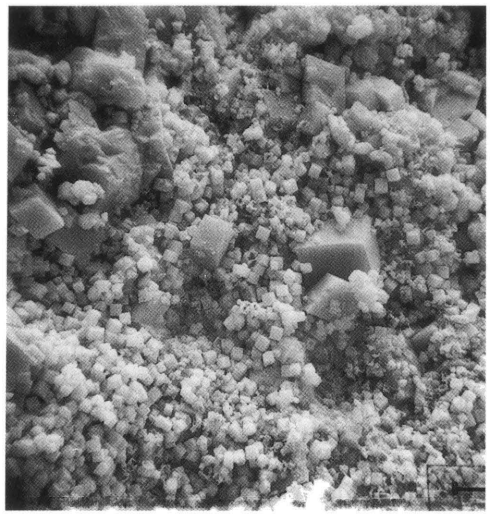


Abb. 81. REM-Aufnahme eines feinkörnigen, sehr porösen Kalksteines aus dem Eozän. Dieses Gestein weist trotz hoher Porosität nur geringe Durchlässigkeit auf (sehr feine Poren und enge Porenhälse). Maßstab: siehe Photo

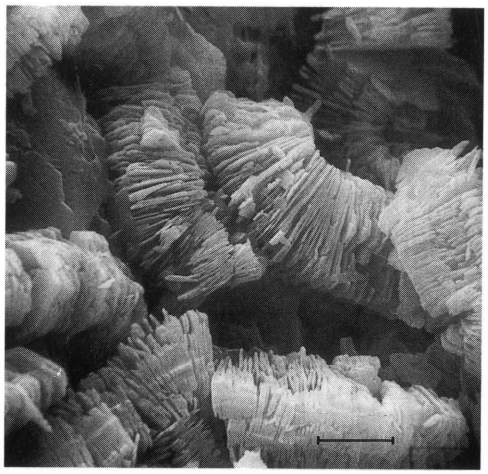


Abb. 82. REM-Aufnahme einer mit Kaolinit gefüllten Probe aus einem Jura-Sandstein. Tonmineralien können die Porosität und Durchlässigkeit stark negativ beeinflussen. Maßstab: siehe Photo

Bestimmte Tonminerale oder andere feinkörnige Minerale in den Speichergesteinen beeinflussen deren Durchlässigkeit und deren Verhalten gegenüber manchen Spülungs- und Behandlungsflüssigkeiten stark negativ, so daß bei Kenntnis solcher „kritischen" Substanzen rechtzeitig geeignete Maßnahmen ergriffen werden können, um mögliche Probleme zu verhindern.

II.3.5.2. Mikropaläontologische Aufbereitungsmethoden für Altersuntersuchungen im Labor

von Reinhard FUCHS

Beim Abteufen einer Bohrung ist es für den Bohrgeologen von Bedeutung zu wissen, welche Gesteinsformationen durchbohrt werden, wie alt diese sind, bzw. welche geologischen Formationen aufeinander folgen. Daher werden bei fast allen Bohrungen in regelmäßigen Abständen (z. B. zwischen 2 und 20 m) Spülproben (Bohrklein) genommen und diese ebenso wie Bohrkerne auf ihre mögliche Fossilführung geprüft. Meist sind es nur die mit stärkerer Vergrößerung bestimmbaren Mikrofossilien, die über das geologische Alter Auskunft geben können. In seltenen Fällen wurden in Bohrkernen auch Makrofossilien, wie z. B. Muscheln, Schnecken, Brachiopoden oder Ammoniten, gefunden, worauf im Kapitel VI.1.3. näher eingegangen wird.

Im Labor werden die Mikrofossilien durch Schlämmen von dem sie umschließenden Gestein getrennt. Diese Aufbereitung erfolgt in mehreren Arbeitsgängen: Trocknen, Zerkleinern, Sieben und Auslesen. Die Trocknung, die bei weicheren Ablagerungsgesteinen unter Umständen entfallen kann, dient der besseren Vorbereitung des Gesteins für die anschließende chemische Zerkleinerung. Sofern keine mechanische Zertrümmerung im sogenannten „Backenbrecher" notwendig ist, wie z. B. bei sehr harten Bohrkernen, wird das getrocknete Bohrmaterial in einer Aluminium- oder Emailschüssel mit 30-prozentigem Wasserstoffperoxid (H_2O_2) übergossen. Dabei sprengt der freiwerdende

Sauerstoff das Gestein, wobei es zum „Kochen" kommen kann. Nach dem Abreagieren wird der nun vorliegende Gesteinsbrei durch eine Siebfolge unterschiedlicher Maschenweite (0,2 bis 0,05 mm) gesiebt und mit einer Brause der feine Tonanteil fortgespült.

Der nun übriggebliebene Schlämmrückstand wird wieder getrocknet und dann unter dem Binokular-Mikroskop mit einer feinen Nadel nach Mikrofossilien, die über das geologische Alter Auskunft geben können, durchsucht (Abb. 83). Die Aufbewahrung der ausgesuchten Mikrofossilien (z. B. von Foraminiferen und Ostrakoden) erfolgt in sogenannten Franke-Zellen, das sind rechteckige Plättchen aus Karton oder Kunststoff mit einer zentralen Vertiefung, die mit einem Deckgläschen verschlossen wird.

Nur wenige Gramm des Ausgangsmaterials werden für Nannofossil-Präparate verwendet (siehe auch Kapitel VI.1.4.). Die Aufbereitung erfolgt durch Aufschlämmen in destilliertem Wasser; die so entstandene Suspension wird auf einem Objektträger aufgebracht und nach dem Verdampfen des Wassers mit Canadabalsam abgedeckt. Das Präparat ist fertig und kann unter dem Mikroskop bei 500- bis 1000-facher Vergrößerung untersucht werden.

Fossile Pollen und Sporen (Palynomorpha) wurden in den letzten Jahren für die Korrelation nichtmariner Sedimente immer wichtiger. Ihre Aufbereitung besteht aus einem langwierigen chemischen Vorgang, der die Konzentration der Pollen und Sporen zum Ziele hat. Bei Proben aus Bohrungen ist besonders auf mögliche Verunreinigungen durch die Spülungsflüssigkeit zu achten. Man unterscheidet einen anorganischen und einen organischen Arbeitsgang. Beim ersten entfernt man mittels Salzsäure und Flußsäure Karbonate und silikatische Minerale, beim zweiten werden durch Azetolyse und durch Chlorieren die Pollenkörner von den sie umgebenden Huminsubstanzen befreit. Die Art der Aufbereitung von Pollen und Sporen hängt jedoch vor allem von der Beschaffenheit des Mediums ab,



Abb. 83. Schlämmrückstand aus der Sandschalerzone (Baden, Mittelmiozän) der Bohrung Aderklaa 85: typische Foraminiferen (Kalk- und Sandschaler). Bildlänge: 2,8 mm

in dem sie eingebettet sind: Ton, Mergel, Kohle, Torf, Erdöl, Steinsalz, Phosphorit etc.

Vorwiegend in Kalken überliefert sind zahnähnlich geformte Mikrofossilien, die auf Grund ihres Aussehens als „Conodonten" bezeichnet werden. Es handelt sich um 0,2 bis 3 mm lange Skelettelemente von wurmartigen Tieren. Diese Fossilien werden durch Ansetzen mit Monochloressigsäure aus dem Gestein gelöst. Dies gelingt meist sehr gut, da Conodonten überwiegend aus Calciumphosphat bestehen.

Grundsätzlich ist bei allen oben beschriebenen Methoden zu beachten, daß die in den verschiedenen Gesteinen enthaltenen Kleinfossilien durch die chemische oder mechanische Aufschließung nicht beschädigt oder aufgelöst werden dürfen.

II.3.5.3. Bestimmung der petrophysikalischen Eigenschaften von Bohrkernen im Labor

von Hermann HAWLE

Man versteht darunter die Bestimmung von Porosität, Durchlässigkeit (Permeabilität) sowie der Öl- und Wassersättigung eines Gesteines. Zur Bewertung der petrophysikalischen Eigenschaften eines Speichergesteins werden sowohl die Ergebnisse aus geophysikalischen Bohrlochmes-

sungen wie aus Bohrkernuntersuchungen im Labor herangezogen. Zeigt ein Kern KW-Anzeichen, so wird dieser noch am Bohrplatz konserviert. Der Kern wird z. B. in eine Stanniol- oder Aluminiumfolie eingepackt und in Plastikschläuchen verstaut oder aber sofort mit flüssigem Stickstoff (–191° C) eingefroren. Erst anschließend wird der Bohrkern in das Labor gebracht. Untersuchungen hinsichtlich Porosität, Durchlässigkeit und der Sättigungsverhältnisse erfolgen an zylindrischen Probekörpern von 3 x 7 cm, die mit einem Diamantbohrer aus dem Bohrkern herausgebohrt werden. Damit die Öl- und Wassersättigung keine Veränderung erfährt, wird beim Herausbohren anstatt Wasser Kohlensäure (CO_2 mit –78° C) als Spülmittel verwendet.

II.3.5.3.1. Porosität

Das Gesamtvolumen eines Gesteins setzt sich aus dem Porenvolumen (freier Raum im Gestein = Porosität) und dem Feststoffvolumen (dichter Anteil des Gesteins) zusammen. Die Porosität eines Gesteins ist definiert als das Volumen des Porenraumes der Probe, ausgedrückt in Prozenten ihres Gesamtvolumens. Nehmen wir als Beispiel einen Sandsteinblock von 1 m^3 Größe, das sind 1000 l, so ist bei einer Porosität von 25 % ein freier Porenraum von 250 l für Wasser, Öl und/oder Gas vorhanden.

Im Kapitel II.1.4. werden die beiden Hauptarten, nämlich die primäre und die sekundäre Porosität beschrieben. Unabhängig von dieser genetischen Einteilung kann man für praktische Zwecke die Gesamt- oder Totalporosität und die effektive oder Nutzporosität unterscheiden. Unter der Gesamtporosität versteht man die Summe des insgesamt vorhandenen Porenraumes, gleichgültig ob die Poren miteinander in Verbindung stehen oder nicht. Die Nutzporosität dagegen umfaßt nur jene Bereiche eines Gesteins, in denen Fließvorgänge von Pore zu Pore stattfinden können, d. h. Gesteine mit guter Permeabilität. Die Nutzporosität ist daher geringer als die Gesamtporosität.

II.3.5.3.2. Durchlässigkeit

Zwei Komponenten sind für die Strömungsvorgänge in KW-führenden Gesteinen bestimmend, nämlich die Porosität und die Durchlässigkeit (Permeabilität). Die Durchlässigkeit ist ein Maß dafür, wieviel von einem bestimmten Medium (Gas, Öl oder Wasser) in der Zeiteinheit bei einem bekannten Druckgefälle durch den Porenraum eines Gesteins fließen kann. Die Größe der Durchlässigkeit wird in „Darcy", bzw. Millidarcy angegeben. Unmittelbare Beziehungen zwischen Porosität und Durchlässigkeit bestehen nicht. Eine hohe Durchlässigkeit setzt nicht immer eine große Porosität voraus, umgekehrt kann man aber auch nicht von einer großen Porosität auf eine große Durchlässigkeit schließen. Als Beispiel dafür gelten tonige Gesteine, sie haben zwar oft eine große Porosität aber zumeist eine sehr geringe Durchlässigkeit, was sie eben zu einem guten Deckgebirge prädestiniert.

II.3.5.3.3. Bestimmung der Öl- und Wassersättigung

Die Menge von Öl und Wasser im Bohrkern wird durch eine spezielle Extraktionsmethode ermittelt. An einem aus dem Bohrkern herausgebohrten Probekörper (Plug) wird das Gesamtgewicht desselben festgestellt. Dieses setzt sich aus dem reinen Gesteinsgewicht (Reingewicht), dem Öl- und dem Wassergewicht zusammen. In einem Extraktionsapparat wird der Plug mit heißem Xylol oder Toluoldämpfen von Wasser und Öl gereinigt. Das verdampfende Wasser und Öl kondensieren in einem Kühlsystem und werden in einem Meßrohr aufgefangen. Da Wasser schwerer als Öl ist, tritt eine Trennung beider Medien ein. Nach Abschluß der Extraktion kann die Wassermenge abgelesen werden. Nach dem Trocknen des Plugs wird dessen Reingewicht ermittelt.

Die Differenz Gesamtgewicht minus Reingewicht entspricht der Menge Öl und Wasser, welche vor der Extraktion im Probekörper war. Ziehen wir von dieser Gewichtsdifferenz das Wassergewicht ab, so erhalten wir den Gewichtsanteil von Öl in der Probe. Die Ergebnisse werden als S_w

(Wassersättigung) und als S_o (Ölsättigung) ausgewiesen. Es wird darauf aufmerksam gemacht, daß damit eine Vergleichsbasis zu den bohrlochgeophysikalisch ermittelten Werten vorliegt (siehe Kapitel II.3.3.2.2. und II.3.4.).

II.3.5.4. Chemische Untersuchungen von Gesteins-, Flüssigkeits- und Gasproben im Labor

von Harald BUCHTA

Neben sedimentologischen und petrophysikalischen Untersuchungen von Gesteinsproben ist für die Exploration eine chemisch-analytische Beschreibung sowohl der anorganischen wie auch der organischen Inhaltsstoffe von Bedeutung. Die Bestimmung von Spurenelementen im Bohrklein und in Bohrkernen mit dem Atom-Absorptions-Spektrometer kann dem Geologen wertvolle Hinweise geben. Einzelne Elemente lassen sich dabei noch in Mengen von einem milliardstel Gramm erfassen (Abb. 20). Auch anorganisch-chemische Gesamtanalysen von Bohrkernen und Feldproben werden bei Bedarf ausgeführt.

Die beim Abteufen von Bohrungen gewonnenen Bohrkerne und das laufend entnommene Bohrklein werden auch auf die Menge und die Zusammensetzung der darin enthaltenen Spurenmengen an Erdgas oder Erdöl geprüft. Noch mit Bohrspülung vermischte Bohrkleinproben werden am Bohrplatz in speziellen Behältern gesammelt (siehe Kapitel II.3.2.4.), diese ins Labor gebracht und dort der über dem Bohrklein vorhandene geringe Luftraum auf inzwischen freigesetztes Erdgas analysiert. Mit Hilfe eines Gaschromatographen können Methan und höhere gasförmige KW noch im Millionstelbereich (ppm = parts per million) erfaßt werden. Auch am Bohrturm selbst lassen sich oftmals von der Bohrspülung zutage gebrachte Erdgasmengen in entsprechenden Gasprobenbehältern (Gasmäuse) für die Weiteruntersuchung im Labor sammeln.

Desgleichen werden Ölanzeigen in Bohrkernen, Spülproben oder in der Spülungsflüssigkeit chemisch-analytisch im Labor weiterverfolgt. Auch Hinweise auf Salzwasserzufluß lassen sich über Spurenelementbestimmungen aus der Analyse der Spülungsflüssigkeit erkennen.

Von großer Aussagekraft sind Menge und Zusammensetzung der im Bohrklein oder im Bohrkern enthaltenen organischen Substanz. Die sogenannte Pyrolyseuntersuchung des organischen Materials (Kerogen) besteht im gezielten Aufheizen und Zerlegen unter Luftabschluß. Diese Untersuchung gibt Auskunft über die Menge des ursprünglich im Gestein vorhandenen, für die Bildung von KW infrage kommenden organischen Materials. Eine Bestimmung des Gehaltes an organischem Kohlenstoff ergänzt diese Untersuchungsreihe. Damit können Aussagen über die Bildungsmöglichkeit von Erdöl und Erdgas in bestimmten Gesteinsschichten getroffen werden, d. h. es wird geklärt, ob ein Muttergestein vorliegt oder nicht.

Hat man beim Abteufen einer Bohrung aus einem speziellen Intervall einen Formationstest (OHT oder CT) vorgenommen (siehe Kapitel VI.2.2.), so werden im Labor die zugeströmte Flüssigkeit und zugeströmtes Gas untersucht. Ist es Wasser, kann die ermittelte Zusammensetzung der darin gelösten Salze mitentscheiden helfen, ob die getestete Lage mit den aus anderen Bohrungen bekannten Lagen in Verbindung gebracht werden kann. Ist Gas zugeströmt, so kann die Gasanalyse meist schon eine Aussage darüber zulassen, ob es sich um ein reines Gasvorkommen (Erdgas) handelt, oder ob vielleicht die Gaskappe einer Erdöllagerstätte angetroffen wurde. Bei Ölzufluß kann die Ölanalyse mithelfen zu klären, ob ein Zusammenhang mit schon bekannten ölführenden Horizonten besteht oder ob eine neue Lagerstätte gefunden wurde. Auch das Fördergut von Produktionssonden wird chemisch-analytisch kontrolliert. Aus Öl-, Gas- und Wasserzusammensetzung lassen sich bestimmte Fördermaßnahmen ableiten. Schließlich sind diese chemischen Daten wichtige Unterlagen für die Vorratsberechnung.

II.3.5.5. Spezielle lagerstättenkundliche Untersuchungen *

Im Labor werden neben den schon genannten petrophysikalischen noch weitere wichtige Untersuchungen für die Lagerstättentechniker ausgeführt, die in einer kurzen Auswahl angeführt werden:

- Untersuchung des Mehrphasenflusses in porösen Medien, Messen der Kapillarkräfte, der effektiven und relativen Permeabilitäten
- Druck – Volumen – Temperaturverhalten (PVT) und Erfassen der physikalischen Eigenschaften der Lagerstättenmedien
- Bestimmung folgender Größen unter Lagerstättenbedingungen: Öl- und Gasformationsvolumsfaktor, Gaslösungsvermögen, Gaskompressibilität, Viskositäten, Gleichgewichtsfaktoren und Fluidzusammensetzung
- Datenaufbereitung für Lagerstättensimulation
- Untersuchung der EOR-Prozesse im Labormaßstab, die auf Polymer-, CO_2- oder Kaustikverfahren beruhen
- Verträglichkeitsuntersuchungen an Formationsmaterial mit Spülungen, Süßwasser, Formationswasser, Komplettierungs- und Behandlungsfluida zur Wiederherstellung der ursprünglichen Produktivität oder Injektivität von Sonden
- Auswahl von Zugaben wie Säureinhibitoren, Netzmittel, Säurereaktionsverzögerern, Tonstabilisatoren
- Untersuchung von Zementabbindebeschleunigern und -verzögerern sowie Zugaben zur Verhinderung von Spülungsverlusten
- Untersuchungen zum Zwecke der Sandkonsolidierung

Einige Hinweise zu obiger Liste sind in den Kapiteln II.3.6., II.4.1., II.4.2., III.1.7.2. und III.1.7.3. enthalten.

---

* Die Angaben zu Kapitel II.3.5.5. wurden der Broschüre „Unternehmensgruppe ÖMV-Gewinnung" entnommen, Redaktion D. SOMMER, Ausgabe April 1986, Seiten 13–14.

II.3.5.6. Bakteriologische Untersuchungen

nach einem Artikel von E. HOFER 1984: S. 22–23

Sowohl die zutage kommenden Formationswässer wie die in Lagerstätten oder sonstige Speichergesteine wiedereingepreßten Salzwässer bedürfen einer laufenden Überwachung. Die Formationswässer führen anaerobe Bakterien, das sind solche, die ohne Luftsauerstoff leben können, da sie sich den Sauerstoff über anorganische Verbindungen und/oder durch Verzehr anderer Lebewesen verschaffen. Im atmosphärischen Bereich leben aerobe Bakterien, das sind solche, die Luftsauerstoff zum Leben benötigen sowie Algen, das sind chlorophyllführende niedere Pflanzen.

Kommen nun Formationswässer bei der Öl- und Gasförderung zutage, so werden diese Wässer vom Großteil der KW in den Gewinnungsstationen befreit und in Wasseraufbereitungsanlagen verpumpt (siehe Kapitel IV.9.2.). Dort kommen diese Wässer in den Klärbecken längere Zeit mit Luft in Kontakt, sodaß eine Kontamination mit aeroben Bakterien und Algen eintritt.

Vor dem Wiedereinpressen dieser Wässer, z. B. im Rahmen eines Wasserflutprogrammes (siehe Kapitel II.3.6.4.), müssen Maßnahmen getroffen werden, um Schädigungen der Lagerstätte zu verhindern oder zu minimieren. Anaerobe und aerobe Bakterien würden nämlich Verstopfungen der Fließwege der Speichergesteine hervorrufen. Die anaeroben Bakterien beginnen unter Lagerstättenbedingungen zu wuchern. Aerobe Bakterien und Algen sterben zwar bei Luftabschluß ab, die toten Organismen würden aber zur Verstopfung beitragen.

Es werden daher dem Einpreßwasser beim Verlassen der Wasseraufbereitungsanlage bestimmte Bakterizide, Algizide und Chlor beigemischt, wobei das Hauptaugenmerk auf die Abtötung der anaeroben Bakterien gerichtet ist. Diese würden an den Fördereinrichtungen durch Bildung von CO_2 und H_2S außerdem noch Korrosionsschäden anrichten. Um möglichst wenig organische Substanzen (Bak-

terien und Algen) in die Tiefe gelangen zu lassen, sorgen obertags geeignete Filter für eine zumindestens teilweise Abtrennung aus dem Einpreßwasser.

Da die Wirkung der verwendeten Bakterizide durch Resistenzbildung der Bakterienstämme mit der Zeit nachläßt oder überhaupt ausbleibt, müssen durch ständige Kontrollen immer neue Gegenmittel bzw. deren Dosis oder Konzentration im Labor überprüft werden. Als weitere Schwierigkeit kommt dazu, daß das in der Wasserflutanlage durch Bakterizide vorbehandelte Einpreßwasser bei der Verpumpung von der Anlage zu den Einpreßsonden durch die in den Rohrleitungen angesiedelten, resistent gewordenen Bakterien erneut infiziert wird. Es müssen daher laufend Untersuchungen angestellt werden, um diesem Umstand Rechnung tragen zu können. Es wird dabei das Einpreßwasser sowohl bei Verlassen der Wasseraufbereitungsanlage wie vor dem Eintritt in die Flutsonde überprüft und sodann die entsprechenden bakteriologischen Maßnahmen gesetzt.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.3.5.:

BLUM, E. 1963; BONEVSKI, R. & WEBER, K. 1978; BRÄUER, L. et al. 1986; BROZ, J. 1940; BUCHTA, H. 1983; CORRENS, C. W. 1941; CORRENS, C. W. & SCHUMANN, H. 1949; DEURER, R. & SOBOTT, R. 1989; DIETRICH, H. & SCHNEIDER, H. 1978; DÜRBAUM, H.-J. 1961; ENGELHARDT, W. v. & PITTER, H. 1951; ENGELHARDT, W. v. 1960 und 1973; FLEISCHMANN, C. & KUMMERER, W. 1989; FORSTER, L. 1958 und 1967; FORSTER, L., KRATOCHVIL, H. & WEICHSELBRAUN, O. 1970; FÖRSTER, S. & HAUENHERM, W. 1971; FREHSE, W. 1973; HAMEISTER, E. 1960; HILTERMANN, H. 1966; HOFER, E. 1984; HUFNAGEL, I. & SCHARMBACHER, A. 1989; JANAK, J. 1957; KÄGLER, S. 1987; KURZWEIL, H. 1973; LADWEIN, H. W. 1976 und 1983b; LANGER, I. 1958; LAUTERJUNG, J. & EMMERMANN, R. 1990; MARESCH, O. 1959 und 1970; MEDER, H. G. 1966; MUTHENTHALLER, H. & EDELMANN, A. 1956; NEUMANN, H.-J. 1981c; NEY, P. 1986; PASSLER, W., THIARD, A. & LANIK, A. 1958; RIECKMANN, M. & BECKER, J. 1962; SCHALKHAMMER, G. K. 1958; SCHMID, Ch. 1956; SCHMIED, H. & SUCHANEK, R. 1976; SCHMIED, H. 1984; SCHUBERT, Ch. & FRICKE, S. 1985; SCHWARTZ, W. & MÜLLER, A. 1958; SCHMIDT, H. 1954; SOMMER, D. (Red.) 1986; STRADNER, H. & PAPP, A. 1961; SUIDA, H. & PÖLL, H. 1933; TEICHMÜLLER, M. 1979; TREY, F. 1958; WALACH, G. 1978; WALGER, E. 1965; WETZEL, W. 1960; WIESENEDER, H. 1952, 1955 und 1960; WIESENEDER, H. & KAUFMANN, A. 1957; WOLETZ, G. 1967.

II.3.6. Lagerstättenphysik und Lagerstättentechnik

von Heinrich MURER

II.3.6.1. Einführung

Zunächst ist es notwendig, den Begriff „Lagerstätte" und seine Bedeutung bei der Gewinnung von Erdöl und Erdgas zu erläutern. Als „Lagerstätte für Erdöl oder Erdgas" definiert man eine natürliche Anreicherung von wirtschaftlich nutzbaren, flüssigen oder gasförmigen Kohlenwasserstoffen in Speichergesteinen meist tief unter der Erdoberfläche.

In Österreich liegen diese Erdöl- und Erdgaslagerstätten in einer Teufe von 500 bis 6000 m. Es sind in der Regel poröse Sandsteinlagen bzw. poröse und geklüftete Dolomite oder Kalkgesteine. Das Erdöl und/oder Erdgas findet sich im Poren- und Kluftraum dieser Speichergesteine. Als weiteres flüssiges Medium ist immer mehr oder weniger Salzwasser vorhanden.

Das physikalische Verhalten des Erdöls und Erdgases sowie dessen Wechselwirkungen untereinander und mit seinem Speichergestein wird durch die „Lagerstättenphysik" beschrieben. Die Aufgabe der „Lagerstättentechnik" besteht darin, den Öl- und Gasinhalt der Speichergesteine zu ermitteln, die davon wirtschaftlich gewinnbaren Anteile – die Vorräte – zu errechnen und Maßnahmen vorzuschlagen, wie die Öl- und Gasausbeute erfolgen soll, insbesonders welche Aktivitäten zu

einer Erhöhung des gewinnbaren Anteiles führen können.

Zur Erreichung dieses Zieles ist eine möglichst enge Zusammenarbeit der Lagerstättentechniker mit den Erdölgeologen sowie den Bohr- und Fördertechnikern notwendig. Von maßgebender Bedeutung sind hierbei natürlich auch die wirtschaftlichen Gesichtspunkte.

Etwa ab 1940 gelang es, durch Verbesserung lagerstättentechnischer Maßnahmen den durchschnittlichen Ausbeutefaktor (Entölungsgrad, Entgasungsgrad), also das Verhältnis zwischen initialem (ursprünglich vorhandenem) Öl- oder Gasinhalt einer Lagerstätte und dem daraus wirtschaftlich gewinnbaren Anteil, wesentlich zu steigern.

Im Falle der Erdöllagerstätten gelang sogar eine Verdoppelung. Mit den gegenwärtigen technischen Möglichkeiten können in Österreich etwa 37% des in den Lagerstätten gespeicherten Öls gewonnen werden. Bei den Gaslagerstätten wird im Schnitt ein Ausbeutegrad von 68% erreicht. In den USA beträgt der mittlere Entölungsgrad vergleichsweise 32%. Die Erhöhung der Ausbeutefaktoren ist vor allem auf die intensive Untersuchung der Fließvorgänge von Öl, Gas und Wasser in den Lagerstätten und auf die daraus resultierende Weiterentwicklung der Ausbeutetechniken zurückzuführen. Horizontalbohrungen ermöglichen eine wesentliche Steigerung der Förderraten (siehe Hauptkapitel II.4.4.).

Der bedeutendste Fortschritt bei der Verbesserung des Ausbeutegrades wurde durch Wasserinjektion (Wasserfluten) in Öllagerstätten erreicht. Diese Art der Ausbeutemethode wird als sekundäre Entölungsmaßnahme bezeichnet, da der primäre Energiehaushalt der Lagerstätte (Expansion von Lösungsgas und/oder Nachdrängen von Lagerstättenwasser) durch externe Energiezufuhr (Wasserinjektion) ergänzt wird. Prozesse zur Erhöhung des Entölungsgrades über das durch Wasserfluten erreichbare Ausmaß, wie z. B. Dampffluten, Einpressen von Kohlendioxyd oder Chemisches Fluten, werden unter der Bezeichnung „Verbesserte Entölungsverfahren" (Enhanced Oil Recovery = EOR), früher auch „Tertiäre Entölung" genannt, zusammengefaßt.

Heute gilt als Sammelbegriff für alle Verfahren, die über die Primäre Ausbeute einer Öllagerstätte hinausgehen (Wasserfluten eingeschlossen) die Bezeichnung „Improved Oil Recovery" (IOR).

Mit Hilfe dieser Verfahren werden in Zukunft Steigerungen des Entölungsgrades bis auf 40% erwartet.

Eine andere Art von Ausbeuteverbesserung wird in zunehmendem Maße dadurch erreicht, daß Produktionsbohrungen im Lagerstättenbereich möglichst horizontal geführt werden (Horizontalbohrungen; siehe auch Kapitel II.3.1.6.). Dies bringt gegenüber einer konventionellen vertikalen Produktionsbohrung den großen Vorteil einer wesentlich längeren Perforationsstrecke und damit einer besseren Zutrittsmöglichkeit zum gewinnbaren Lagerstätteninhalt.

II.3.6.2. Tiefbohrungen und Testarbeiten, Wirtschaftlichkeit

Hat eine Tiefbohrung auf Erdöl und/oder Erdgas eine nach Inhalt und Ausdehnung bekannte Lagerstätte erreicht und werden die bisherigen Vorstellungen über diese durch die Auswertung spezifischer Messungen im Bohrloch (vgl. Kapitel VI.2.2.) bestätigt, so wird die Bohrung im allgemeinen verrohrt und perforiert. Es erfolgt der Anschluß an das Förderleitungsnetz und die Sonde kann zu produzieren beginnen.

Bei nicht eindeutiger Situation – wie etwa bezüglich der Art der Porenfüllung – oder falls die Bohrung zur Erweiterung bereits aufgeschlossener oder zur Erschließung neuer Lagerstätten dient, ist ein Zuflußtest auf die fraglichen Speichergesteinszonen erforderlich. Solche Testarbeiten (vgl. die Kapitel II.3.2.3. und VI.2.2.) ermöglichen über Druck- und Zuflußmengenmessungen nicht nur eine Aussage über die Art des gespeicherten Mediums (Öl, Gas, Wasser), sondern auch über die im Speichergestein vorhandenen Druckverhältnisse und über dessen Durchlässigkeit. Ferner erhält man Informationen über etwaige Zuflußhemmungen und schließlich

über die zu erwartende Tagesproduktion. Diese ist zusammen mit Vorstellungen über die Größe der Lagerstätte und die gewinnbaren Vorräte das Kriterium für die Wirtschaftlichkeit des Bohrprojekts. Grundsätzlich ist die Wirtschaftlichkeit eines Bohrprojekts dann gegeben, wenn sämtliche dafür getätigten Ausgaben, in welcher Form auch immer, mit angemessener Verzinsung durch die Öl- und/oder Gasförderung der Bohrung wieder monetär zurückfließen. Bereits in der Planungsphase jedes Bohrprojektes erfolgt eine risikogewichtete Rentabilitätsbeurteilung (vgl. Kap. II.2.8.). Die Bewertungsverfahren sind sehr rechenintensiv, stellen jedoch heutzutage mit EDV-Unterstützung kein Problem mehr dar. Realisiert werden nur Bohrprojekte mit wirtschaftlicher Erfolgserwartung.

Die wirtschaftlichen Kenndaten sind dem an der Bohrung anwesenden Lagerstätteningenieur bekannt, sodaß noch vor Ort aufgrund des Vergleiches mit den Testergebnissen rasch über die Art und Wirtschaftlichkeit der weiteren Vorgangsweise entschieden werden kann.

II.3.6.3. Inhalt und Vorrat einer Lagerstätte

Die Bestimmung des Inhaltes einer Lagerstätte kann sowohl statisch wie auch dynamisch erfolgen.

Bei der statischen Methode wird der Speichergesteinskörper geologisch-räumlich erfaßt und daraus unter Berücksichtigung der Nutzporosität der Inhalt an Öl und Gas errechnet.

Beim dynamischen Verfahren wird aus der Öl- und Gasförderung und der dadurch hervorgerufenen Druckabsenkung in der Lagerstätte auf das Öl- oder Gasvolumen geschlossen. Wie bereits eingangs erwähnt, kann nur ein gewisser Prozentsatz des in der Lagerstätte gespeicherten Öles und/oder Gases wirtschaftlich gewonnen werden. Der wirtschaftlich ausbeutbare Anteil des Inhaltes einer Öl- oder Gaslagerstätte wird Vorrat genannt. Die möglichst präzise Kenntnis des Vorrates ist Voraussetzung für die Förderplanung.

Umgekehrt läßt sich aus dem Verlauf einer bestehenden Druck- und Fördergeschichte die erreichbare Endausbeute einer Lagerstätte, also deren Vorrat, ableiten. Eine sorgfältige Registrierung der Parameter Druck und Förderung ist daher unerläßlich. Besonders ist dabei auf Gaslagerstätten zu verweisen, wo in manchen Fällen bereits geringe Druckabweichungen zu Fehleinschätzungen der gewinnbaren Reserven von Millionen m^3 führen können. In neu aufgeschlossenen Lagerstätten ist man zur Ermittlung der Vorräte auf empirische, statistisch ausgewertete Methoden angewiesen.

Es ist nun die allgemeine Praxis, die Vorräte nach dem Wahrscheinlichkeitsgrad ihrer tatsächlichen Ausbringung zu klassifizieren.

Demnach wird mit abnehmender Aussagesicherheit in sichere (Kategorie A), wahrscheinliche (Kategorie B) und mögliche (Kategorie C) Vorräte unterschieden. Vorräte der Kategorie D sind prospektiv, somit Reserven noch nicht erschlossener Öl- und/oder Gasvorkommen und stellen das Ziel der Aufschlußaktivität sowie verbesserter (tertiärer) Entölungsmaßnahmen dar. Sie sind aufgrund geologischer und lagerstättentechnischer Analogien hypothetisch ableitbar.

II.3.6.4. Möglichkeiten zur Erhöhung der Förderraten und des Entölungsgrades

II.3.6.4.1. Beeinflussung der unmittelbaren Sondenumgebung – Generalbehandlungen

Generalbehandlungen sind Maßnahmen in Förder- oder Wassereinpreßsonden, die zur Sicherung, Erhaltung, Wiederherstellung oder Verbesserung des Gewinnungsprozesses von Öl und Gas beitragen.

Stimulation

Man bezeichnet damit die mechanische, chemische oder auch über Wärmeanwendung induzierte Beeinflussung des Erdöl- oder Erdgasspeichergesteines zur Verbesserung der Produktivität einer Sonde.

Aus öl- und gasführenden, aber geringdurchlässigen Gesteinsformationen wird durch hydraulisches Aufbrechen (Fracbehandlung) und Säureanwendung wirtschaftlicher Zufluß erzielt. Etwaige Verunreinigungen der Formation um das Bohrloch herum, welche die Förderung behindern, werden durch Einpressen von Säuren (Salz- und/oder Flußsäure) beseitigt und das ursprüngliche Förderpotential der Sonde wiederhergestellt. So wurden in den letzten Jahren insbesonders bei Gassonden mit einer Salzsäure-Flußsäurekombination gute Erfolge erzielt.

Wasserisolation

Im allgemeinen sind Öl- oder Gasvorkommen im Speichergestein von einer wasserführenden Schicht unterlagert. Dieses unter Druck stehende Wasser stellt zwar zusätzliche Energie bei der Öl- und Gasförderung dar, führt jedoch mit fortschreitender Ausbeute zu einer Wasseranreicherung in der Lagerstätte, sodaß der Wasseranteil in der Produktion kontinuierlich zunimmt. Verwässerte Perforationsstrecken einer Sonde werden genau lokalisiert und durch Einpressen einer Zementschlämme abgedichtet.

Sandsperren

Während der Förderung von Erdöl und Erdgas wird bei nur schwach verfestigten Speichergesteinen (hauptsächlich Sandsteinen) Sand ins Bohrloch eingeschwemmt. Bei sehr geringem Sandgehalt kann der Sand mitproduziert und obertags abgeschieden werden. Beträgt jedoch der Sandanteil im Fördergut mehr als 1%, treten häufig schwere Erosionsschäden an den unter- und obertägigen Fördereinrichtungen auf, die sogar das Abstellen der Sonde erzwingen können.

Um solche „Sandeinbrüche" in den Fördersonden zu verhindern, werden diese mit Sandsperren ausgerüstet.

Eine Reihe von Methoden, wie etwa der Einbau von Sandfiltern, Verfestigung des Sandes durch Einpressen von Kunstharz oder auch speziell vorsortierter Quarzsande in die Perforationen einer lockeren Sandformation, wurden im Wiener Becken erprobt. Am besten hat sich ein Verfahren, das vom Brunnenbau übernommen wurde, nämlich die Installation eines Filterrohres mit einer Kiespackung als Abstützung zum lockeren öl- oder gasführenden Sandstein, mit dem Fachausdruck „Gravelpack" bezeichnet, bewährt (siehe auch Kapitel II.4.1.1.).

Mehr als 500 solcher Installationen wurden seit Inbetriebsetzung der ersten Ölfördersonde der ÖMV AG durchgeführt.

Abschließend sei erwähnt, daß durch den gezielten Einsatz von Generalbehandlungsmaßnahmen seit 1964 um etwa 12 Mio. t mehr Öl gewonnen werden konnte.

II.3.6.4.2. Maßnahmen, welche die ganze Lagerstätte erfassen

Wasserfluten – Sekundäre Ölgewinnung

Durch Einpressen von Wasser in eine Öllagerstätte kann deren Ausbeute verbessert werden. Begonnen wurde mit dieser Maßnahme im Wiener Becken anfangs der fünfziger Jahre. 1992 wurde z. B. in 12 Lagerstätten Wasser injiziert; die tägliche Einpreßmenge war dabei rd. 20.000 m^3.

Durch das Wasserfluten konnte bis Ende 1992 eine kumulative Mehrölausbringung von ca. 11,0 Mio. t erzielt werden. Allein im Jahr 1992 betrug dieser Sekundäranteil 368.000 t, das sind rd. 36% der Jahresölförderung der ÖMV AG (vgl. Abb. 84).

Es ist in diesem Zusammenhang darauf hinzuweisen, daß bei der ÖMV AG etwa 72% des mit dem Öl mitproduzierten salzhältigen Lagerstättenwassers im Rahmen der Flutprogramme wieder in die Lagerstätte rückgeführt wird. Der verbleibende Rest an Produktionswasser wird in eigens dafür eingerichteten Sonden (Abwasserbeseitigungssonden) in tiefliegende salzwasserführende Schichten, die mit Sicherheit nicht mit dem Grundwasser in Verbindung stehen, nach untertage abgeleitet. Eine Einleitung von ungereinigten Sondenabwässern in öffentliche Gerinne erfolgt nicht. Damit wird ein wesentlicher Beitrag zum Umweltschutz geleistet.

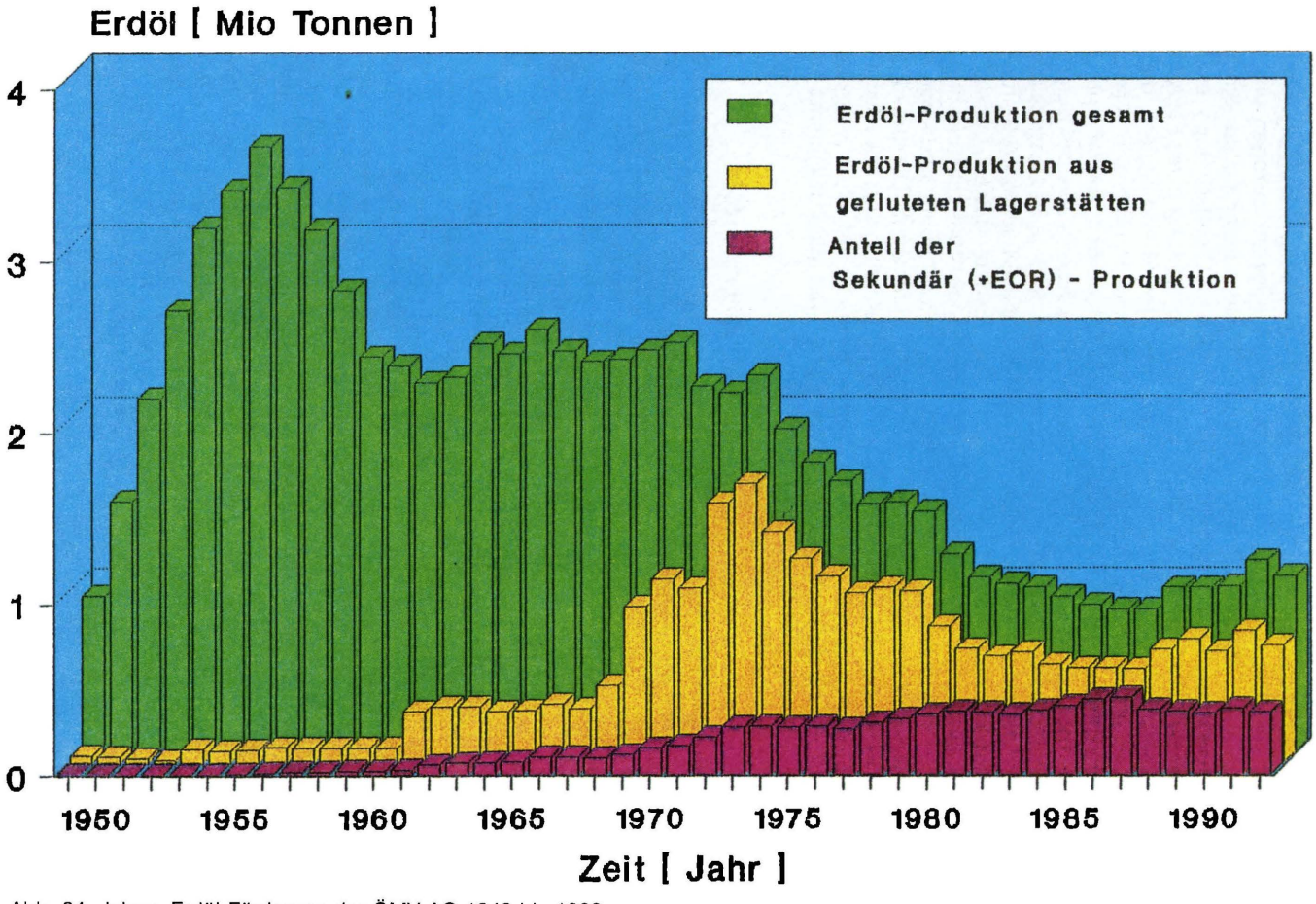


Abb. 84. Jahres-Erdöl-Förderung der ÖMV-AG 1949 bis 1992

Verbesserte Entölungsverfahren (EOR)-Tertiäre Entölung

Eine wesentlich aufwendigere Technologie ist erforderlich, um den Entölungsgrad einer Lagerstätte über das mittels Wasserflutprozeß erreichbare Ausmaß weiter zu steigern. Man nannte diese Techniken früher „Tertiäre Entölungsverfahren", da sie häufig an die sekundäre Gewinnungsphase anschlossen. Heute verwendet man dafür den Sammelbegriff „Verbesserte Entölungsverfahren" (Enhanced Oil Recovery = EOR), da ein abgeschlossenes Sekundärverfahren keine notwendige Bedingung für den Einsatzzeitpunkt eines verbesserten Entölungsverfahrens darstellt.

Innerhalb der ÖMV AG wurde z. B. bereits 1971 mit Vorarbeiten für EOR-Aktivitäten begonnen.

Bei dem damals und in den späten siebziger Jahren relevanten technischen und wirtschaftlichen Umfeld waren folgende Verfahren möglich:

- Dampffluten (Einsatz von Heißdampf),
- Alkalifluten (Einsatz von Natronlauge),
- CO_2-Fluten (Einsatz von Kohlendioxyd),
- chemisches Fluten (Einsatz von Polymeren).

Ein Dampfflutprogramm wurde im Ölfeld Maustrenk (nördliches Wiener Becken) 1980 gestartet, blieb jedoch gegenüber der Projektierung unter den Erwartungen und wurde daher im Juni 1984 eingestellt. Seither wird in die ehemaligen Dampfinjektionssonden Wasser eingepreßt, um die in der Lagerstätte gespeicherte Wärme für die weitere Entölung auszunützen.

Beim Alkalifluten wird dem Flutwasser Natronlauge zur Verbesserung des Auswascheffektes gegenüber Öl beigegeben. Zwei begrenzte Feldversuche (Pilottests) wurden von der ÖMV AG Mitte des Jahres 1980 im 9. Tortonhorizont des Feldes Matzen unternommen. Davon verlief einer nahezu planmäßig und brachte ein wirtschaftlich positives Ergebnis. Der zweite Versuch in einem bereits höher verwässerten Bereich des 9. Tortonhorizonts mußte 1984 wegen nur geringfügiger Auswirkung auf die Produktion vorzeitig eingestellt werden.

Für die Anwendbarkeit des Kohlendioxydflutens wurden drei Lagerstätten in die nähere Auswahl gezogen und eingehend analysiert. Aufgrund der drastischen Änderung des Ölpreises kam es jedoch zu keiner Realisierung eines Feldprojektes.

Da im allgemeinen feststeht, daß durch Polymere bzw. Polymere in Kombination mit Alkalifluten ein besserer Entölungseffekt erzielt werden kann, als durch Alkalifluten allein und ferner Lagerstättencharakteristik und Situation im 9. Tortonhorizont des Feldes Matzen günstig scheinen, wurde ab 1989 chemisches Fluten mit Polymeren labor- und lagerstättentechnisch untersucht. Die praktische Erprobung in einem begrenzten Teil der Öllagerstätte des 9. Tortonhorizonts des Ölfeldes Matzen hat Mitte des Jahres 1992 begonnen.

Die Lagerstättensimulation

Die mathematische Modelldarstellung einer Lagerstätte mit Beschreibung der Fließvorgänge von Öl, Gas und Wasser innerhalb derselben wird Simulation genannt. Prinzipiell wird ein maßstäblich reduziertes Abbild (Modell) der Lagerstätte entworfen und dieses in viele – oft mehrere hundert – Teilbereiche gegliedert. Die Entölungs- und Druckentwicklung der Teilbereiche und deren gegenseitige Beeinflussung werden untersucht.

Besonders arbeitsintensiv ist hierbei die Modellerstellung, d. h. die richtige Konfiguration und teilbereichsorientierte Zuordnung der Lagerstättenparameter, wie Porosität, Sättigungsverteilung, Durchlässigkeit etc. Der Zeitaufwand hierfür beträgt je nach Größe und Komplexität der Lagerstätte oft mehrere Monate. Erst wenn das Modell fertig ist und damit die Nachrechnung der Produktions- und Druckgeschichte gelungen ist sowie Übereinstimmung mit der tatsächlichen Geschichte erreicht wurde, ist es möglich, den Entölungsverlauf für die Zukunft vorherzusagen.

Mit dem Modell kann die Lagerstätte nun bis zum Förderende produziert und

so das technisch und wirtschaftlich optimale Ausbeutekonzept eruiert werden. In der Natur ist dies nur einmal möglich. Die Simulation eröffnet quasi die Möglichkeit zum optimalen Management der Lagerstätte.

Infolge der Datenfülle und des sehr hohen Rechenaufwandes sind für Lagerstättensimulationen Rechenanlagen der 3. Generation erforderlich.

II.3.6.5. Das Speichern von Erdgas

Eine natürliche Bevorratung an Erdöl und Erdgas ist durch die in den Lagerstätten vorhandenen, gewinnbaren Vorräte gegeben.

Das Ersetzen dieser Vorräte, wie etwa durch Rückführung aus dem Importkontingent, ist im Falle von Rohöl nicht empfehlenswert, da nur ein Teil dieses in der Lagerstätte eingepreßten gasfreien und daher zähen Rohöles („Totöl", „Tanköl") wiedergewinnbar ist.

Bei Erdgas ist das „Auffüllen" von beinahe ausproduzierten Erdgaslagerstätten und die anschließende verlustfreie Rückförderung hingegen sehr gut möglich.

Es gehört zu den Aufgaben der Lagerstättentechniker gemeinsam mit den zuständigen Geologen alle Überlegungen, Berechnungen und sonstigen Vorarbeiten auszuführen, die für die Errichtung eines Erdgasspeichers nötig sind. Dazu gehören u. a. die Ermittlung der Raumausdehnung und der Tiefenlage der vorhandenen, fast ausgeförderten Lagerstätte, ihre petrophysikalischen Kennwerte (Nutzporosität, Wassersättigung, Durchlässigkeit, Förderkapazität) sowie die Abschätzung des noch verfügbaren Speicherraumes.

Da Erdgas aus wirtschaftlichen Gründen in Mengen angeliefert wird, die nicht an die monatlichen und jährlichen Bedarfsschwankungen im Inland angepaßt sind, ist es notwendig, im Sommer Importgas zu speichern, um daraus im Winter die inländischen Bedarfsspitzen zu decken.

Zur Sicherstellung der jeweils geforderten Abgabe an die Kunden (z. B. Landesferngasgesellschaften) werden in Österreich seit 1968 Erdgasspeicher betrieben. Die vier Erdgasspeicher der ÖMV AG in Niederösterreich nahe Gänserndorf und in Oberösterreich nördlich der Stadt Steyr sind:

- Speicher Matzen, NÖ., 3. und 4. Unterpannonhorizont, Ausbauzeit 1968 bis 1972,
- Speicher Tallesbrunn, NÖ., 5. Sarmathorizont, Ausbauzeit 1973,
- Speicher Schönkirchen-Reyersdorf, NÖ., 5. Sarmat- sowie 5. und 6. Tortonhorizont, Ausbau ab 1976,
- Speicher 11. Tortonhorizont, Matzen, Ausbau 1992/93
- Speicher Thann (gemeinsam mit der RAG), OÖ., Eozän/Oberkreide, Ausbauzeit 1976–1978; Erweiterung 1990/91.

Die Rohölaufsuchungs AG (RAG) unterhält in Oberösterreich folgenden Erdgasspeicher:

- Speicher Puchkirchen, OÖ., A1 der Oberen Puchkirchener Serie, Ober-Oligozän, 1. Ausbaustufe 1981–1982, 2. Ausbaustufe 1989–1990.

Die genannten Erdgasspeicher sind, wie erwähnt, teilweise ausgeförderte Erdgaslagerstätten, die in Tiefen zwischen 500 und 1200 m gelegen sind. Durch eigens für diesen Zweck niedergebrachte Bohrungen wird bei geringem Bedarf anfallendes Erdgas eingepreßt. Steigt der Bedarf über die angelieferte Menge, kann das Erdgas aus denselben Bohrungen, die nun Sonden heißen, wieder entnommen werden. Der Fachausdruck für diese disponible Gasmenge ist „Arbeitsgas". Diesem gegenüber steht das im Speicher vor Speicherbeginn noch vorhandene Restgas, das als „Polstergas" bezeichnet wird und das im Normalfall während des Speicherbetriebes nicht gefördert wird.

Dem steigenden Inlandsbedarf an Erdgas folgend, wurde die Kapazität der Erdgasspeicher, z. B. der ÖMV AG, seit 1968 laufend vergrößert (Abb. 85). Den Vertragspartnern (im Falle der ÖMV die Landesferngasgesellschaften) steht gegenwärtig ein nutzbares Arbeitsgasvolumen von rund 2,2 Mrd. Normalkubikmeter Gas und eine stündliche Abgabeleistung von etwa 1,0 Mio. Normalkubikmeter zur Verfügung. Ein Normalkubikmeter m^3 (Vn) ist

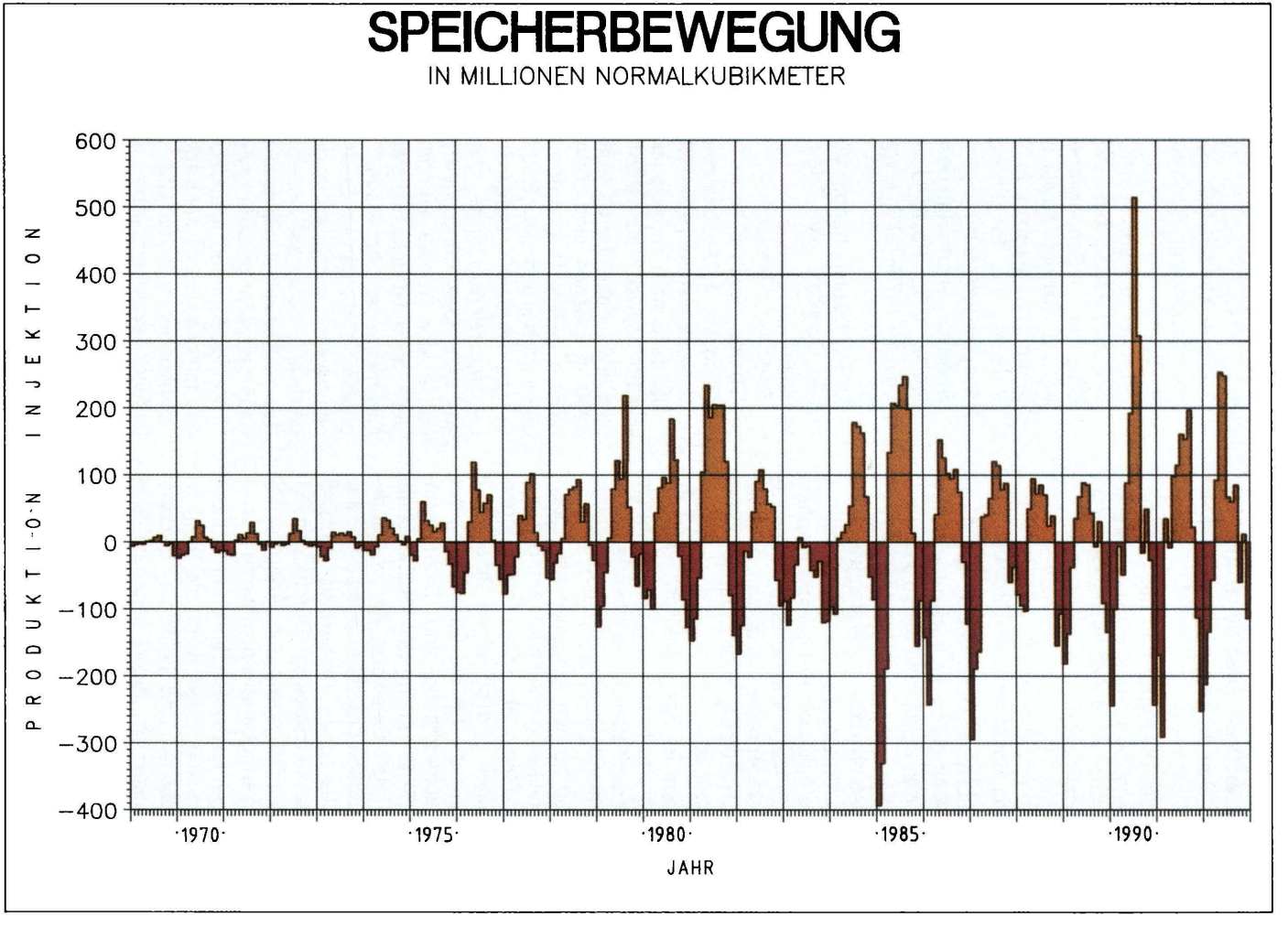

SPEICHERBEWEGUNG
IN MILLIONEN NORMALKUBIKMETER
PRODUKTION INJEKTION
600
500
400
300
200
100
0
−100
−200
−300
−400
·1970·
·1975·
·1980·
·1985·
·1990·
JAHR

Abb. 85

ein Kubikmeter Gas zu den Standardbedingungen von 0°C und atmosphärischem Druck.

Bei weiter steigenden Importgasmengen wird es notwendig sein, das Speichervolumen weiter auszubauen. Zum wirtschaftlichen Betrieb eines Erdgasspeichers sind die günstige Lage zu den Verbrauchszentren, geringe Gaskompressionskosten, hohe Arbeitsgas- sowie geringe Polstergasmengen wesentlich, was bei allen österreichischen Speichern erfüllt ist. Weitere Angaben zum Thema Erdgasspeicher sind auch Kapitel II.4.2.2. zu entnehmen.

Literaturauswahl zum Hauptkapitel II.3.6.:

ASTL, A., VOIGT, H. D. & LAUTERBACH, M. 1979; BACHER, R. 1979; BERGER, F. 1987; BETZ, D. 1964; BITTKOW, P., FRITSCHE, B. & SEUME, T. 1989; BLUM, E. 1955, 1956 und 1958; BOUHROUM, A. 1992; BREMEIER, M., FINK, G. & HEINEMANN, Z. 1991; BRUNNER, W. & ZISSER, F. 1991; DIETZEL, H.-J. & KLEINITZ, W. 1989; DIETZEL, H.-J. 1990; DOLAK, E. 1969; DOLAK, E. & LACHMAYER, O. H. 1970; DOLAK, E. & PERNTHANER, P. 1976; DOLAK, E. et al. 1982; FERTL, W. H. 1981; GADE, B., HOLLERBACH, A. & NEUMANN, H.-J. 1988; GAMPERL, J. 1980 und 1982; GRAF, H.-G. et al. 1984; HOLLINDERBÄUMER, J. 1991; HOLST, A. 1988; HORVATH, Sz. & LACHMAYER, O. H. 1964; KARNER, R. 1983; KASSAI, L. 1980; KAUFMANN, A. 1961, 1976, 1978 und 1984a; KAUFMANN, A. & STOCKENHUBER, F. 1979; KESSEL, D. G. 1983 und 1986; KESSEL, D., PUSCH, G. & ALBERTSEN, M. 1989; KLEINITZ, W. 1988; KLEINITZ, W. & BAK, F. 1991; KOSSWIG, K. 1980; KREJCI-GRAF, K. 1979 b; KRETSCHMAR, H.-J., KAMMEL, D. & HEIDENREICH, H. 1989; KRETSCHMAR, H.-J., CZOLBE, P., HEILMANN, M. & KÜHNEL, G. 1985; LANGANGER, H. 1989; LAUTERBACH, M., VOIGT, H.-D. & ASTL, A. 1979; LEPPER, U. 1976; LOGIGAN, St. 1955 und 1982; LOGIGAN, St. & LACHMAYER, O. H. 1969; LOGIGAN, St. et al. 1977; LÖTSCH, Th. & PUSCH, G. 1988; LÜBBEN, H. 1980; MALCHER, H. 1976; MARAVIC, M. 1976; MAYER-GÜRR, A. 1976; MISRA, A. 1962; MOHR, W. 1989; MÜLLER, K. 1960, 1961 a und 1961 b; NEUMANN, H.-J. 1964, 1981 a und 1981 b; NEUMANN, H.-J. & PACZYŃSKA-LAHME, B. 1986; PERNTHANER, P. 1969; PUSCH, G., MEYN, R. & MÜLLER, Th. 1987; PONTILLER, F. 1992; PUSCH, G. 1989; PUSCH, G. & LÖTSCH, Th. 1987; PUSCH, G., MEYN, R. & MÜLLER, Th. 1987; PYC, J. 1991; RANJBAR, M. 1991; REINICKE, M. 1988; RIECKMANN, M. 1983; RIEDER, E. 1991; RÜHL, W. 1976, 1977 a und 1977 b; RÜTTINGER, J. 1975; SCHLEINZER, H. 1984 und 1991; SCHÖNBERGER, K. 1982; SCHRÖCKENFUCHS, G., LOGIGAN, St. & SPITZL, J. 1973; SCHRÖCKENFUCHS, G. 1984; SCHUBERT, Ch. 1985; SCHULZ, W. 1970; SCHULZ, W., WESSELY, W. & BRASE, K. 1991; SEITZ, E. 1984; STOCKENHUBER, F. 1976, 1978 und 1983; SÜSSER, R. 1989; THRASH, J. C. jr. 1980; TUNN, W. 1979; VÖGL, E. 1961, 1965 und 1970; VOIGT, H.-D. 1979 und 1990; WHITE, D. A. & GEHMAN, H. M. 1979; ZIEGENHARDT, W. 1976; ZISSER, F. 1992.

II.3.7. Dokumentation der Ergebnisse von Prospektion und Aufschließung

von Friedrich BRIX

Die in den Abschnitten II.2. und II.3. beschriebenen Tätigkeiten bei der Aufsuchung und Aufschließung von KW-Lagerstätten erfordern eine entsprechende Dokumentation der Ergebnisse.

Die Erdölgesellschaften haben dabei spezielle Gepflogenheiten, Berichtsarten und Formulare entwickelt, die sich aber grundsätzlich zumeist nur unwesentlich voneinander unterscheiden. Es müssen eben die sehr ähnlichen Vorgangsweisen und deren Resultate sowohl für den firmeninternen Gebrauch wie für die Berichterstattung an die zuständigen Behörden entsprechend festgehalten werden.

Im folgenden werden die wichtigsten Berichte und Dokumentationen in gerafter Form beschrieben, wobei die dazugehörenden Arbeiten mit den betreffenden Artikeln zitiert werden.

II.3.7.1. Geowissenschaftliche Prospektion

Alle Prospektionsarbeiten, die der Aufsuchung von KW-Lagerstätten dienen, wie geologische, geophysikalische und

geochemische Geländeuntersuchungen, werden von den jeweils Verantwortlichen in ausführlichen, schriftlichen Arbeitsberichten festgehalten.

Die Dokumentation von geologischen Kartierungsarbeiten besteht in der Fertigstellung von geologischen Karten und Schnitten mit allen erdölgeologisch relevanten Angaben über das Arbeitsgebiet, einschließlich aller Öl- und Gasanzeichen an der Erdoberfläche und in Bohrungen (siehe Kapitel II.2.1. und II.2.3.).

Die geophysikalischen Arbeitsergebnisse werden entsprechend der eingesetzten Methode dargestellt. Bei der Gravimetrie ist es das Ziel, eine Karte der Bouguer-Anomalien des untersuchten Gebietes zu erstellen. Die Ergebnisse der magnetischen Feldaufnahme werden in Form einer Isanomalenkarte graphisch dokumentiert (siehe Kapitel II.2.4.5. und II.2.5.3.). Die Messungen der Induzierten Polarisation (IP) werden als Schnitte dargestellt (siehe Unterkapitel II.5.3.3.). Die seismischen Meßergebnisse werden, ihrer Bedeutung entsprechend, am aufwendigsten dokumentiert. Je nach dem Stand der Prospektion kommen bei der 2D-Seismik die Meßbilder der Profilstrecken als Zeitschnitte oder, bei fortgeschrittenerem Informationsstand, als Tiefenschnitte zur Darstellung. Die Idealdokumentation besteht natürlich in seismischen Strukturkarten mit Tiefenangaben und für möglichst viele Reflexionshorizonte eines Arbeitsgebietes. Daraus können dann auch dreidimensionale Raumbilder konstruiert werden. Dieser Idealzustand ist am ehesten durch eine 3D-Seismik erreichbar (siehe die Kapitel II.2.4.6.2., II.2.5.2. und II.2.5.4.).

Geochemische Geländeuntersuchungen werden ebenfalls kartenmäßig dargestellt, wie z. B. die Ergebnisse von Bodengasmessungen. Die lagerichtig eingetragenen Geländemeßpunkte werden mit den dort gemessenen, korrigierten Meßwerten eingetragen. Die Versenkungs- und Temperaturgeschichte eines Meßgebietes werden in Diagrammform gezeichnet, ebenso die Ergebnisse von Berechnungen des „Ölfensters" und von Korrelationsuntersuchungen Rohöl-Muttergestein (siehe Kapitel II.2.6.).

II.3.7.2. Bohrtechnische Daten

Fertige Bohrprojekte werden sowohl in Form schriftlicher Unterlagen (Arbeitsprogramm), wie auch in Form von Graphiken (Bohrlochstammblatt) dargestellt (siehe Hauptkapitel II.2.7.). Die Risikobewertung (siehe Hauptkapitel II.2.8.) sowie alle damit zusammenhängenden finanziellen Fragen werden in schriftlichen Stellungnahmen festgehalten. Erst nach Vorliegen positiver Ergebnisse und den bergbehördlichen Genehmigungen kann ein Bohrprojekt tatsächlich in Angriff genommen werden (siehe Hauptkapitel II.5.1.). Die technische Ausführung von Tiefbohrungen wird im Hauptkapitel II.3.1. behandelt.

Von der Errichtung der Bohranlage über die eigentliche Bohrtätigkeit bis zum Abtransport der Bohranlage werden pro Schicht alle relevanten technischen Daten in entsprechenden Formblättern festgehalten. Die Schichtzeiten sind von 6 bis 14 Uhr (Frühschicht), 14 bis 22 Uhr (Spätschicht) und von 22 bis 6 Uhr (Nachtschicht).

Jeder Tagesbericht beginnt mit der Frühschicht, also um 6 Uhr morgens. Bei den Daten handelt es sich z. B. um die in der Berichtszeit abgebohrte Strecke, um die eingesetzten Meißel- und Kernkronentypen, um das verwendete Bohrgestänge, um alle sonstigen bohrtechnischen Maßnahmen, wie Ein- und Ausbauen, Zirkulationszeiten, weiters um die Angabe von Havarien, Drehmomentänderungen, Reparaturarbeiten, besondere Vorkommnisse usw. Die Eindringgeschwindigkeit des Meißels in das Gebirge (rate of penetration) wird in automatisch arbeitenden Meßgeräten aufgezeichnet.

Nach Abschluß der Bohrarbeiten werden alle Angaben über das weitere Schicksal des Bohrloches dokumentiert: bei Fündigkeit die Art der Endausstattung des Bohrloches (Komplettierung) zur weiteren Verwendung als Fördersonde; bei Konservierung Art der Sicherheitsmaßnahmen und Zustand des Bohrloches; bei Liquidierung genaue Angaben über die Art

und Teufenlage der Zementbrücken, über die teilweise Rückgewinnung von Futterrohren, über die Verfüllung und Absicherung in Oberflächennähe. Alle diese Angaben dienen auch der Berichterstattung an die zuständige Bergbehörde. Ebenso ist über die Durchführung der von der Bergbehörde verfügten Sicherheits- und Umweltschutzauflagen zu berichten.

Ein zweites Journal wird von den Spülungstechnikern, ebenfalls für jede Arbeitsschicht, geführt. Es enthält alle für den Zustand der Bohrspülung wichtigen Angaben, wie z. B. die Bezeichnung der Spülungstype, das spezifische Gewicht der Spülung, die Viskosität, die Filterkuchenbildung, das Filtrationsverhalten, die Gelstärke, den pH-Wert, den Chloridgehalt, Verfärbungen, Temperatur der ein- und ausfließenden Spülung, abnormale Spülungsmengen (Spülungsverlust bzw. Überlaufen der Spülung), Umlaufzeit, Pumpendruck, Gas- und Ölanzeichen in der Spülung. Alle im jeweiligen Berichtszeitraum beigegebenen Spülungszustäze werden mengenmäßig angegeben, ebenso entsprechende Änderungen der Spülungswerte.

Diese Bohr- und Spülungsberichte sind unentbehrliche Informationsquellen nicht nur für die Bohrtechniker, sondern ebenso für die Bohrgeologen, Lagerstätteningenieure und Bohrlochgeophysiker. Diese Daten sind aber auch die Grundlage für die zusammenfassenden, technischen Berichte über den gesamten Bohrverlauf, in denen sowohl über die bohrtechnischen Erfahrungen wie über die wirtschaftlich-finanzielle Seite referiert wird (z. B. über die gesamten Bohrkosten und die Bohrkosten pro Bohrmeter). Für die sachgerechte Berichterstattung ist der Oberbohrmeister bzw. der betreuende Bohringenieur verantwortlich.

II.3.7.3. Daten der geologischen Bohrungsbetreuung

Die verschiedenen Arten von Informationsquellen werden im Kapitel II.3.2.3. beschrieben, die Bearbeitung und Datenerfassung durch den Bohrgeologen wird im Kapitel II.3.2.4. festgehalten. Es ergeben sich somit umfangreiche Aufgaben, was die Dokumentation dieser Datenmengen betrifft.

Während des Abteufens einer Bohrung gehört die Spülprobenbeschreibung zu den täglichen Routinearbeiten, ebenso wie die laufende Komplettierung und Überwachung der Spülprobenlogs (Klebelogs) und gegebenenfalls eines Geo-Logs (siehe Kapitel II.3.7.7.). Bohrkerne und Seitenwandkerne werden zumeist auf eigenen Formularen sehr ausführlich beschrieben und zwar möglichst unmittelbar nach der Kernentnahme, um vergängliche Beobachtungen nicht zu versäumen. Bei orientierten Kernen kommt neben der lithologischen Beschreibung noch die Auswertung der Schicht-, Kluft- und sedimentären Flächen dazu, wofür es ein eigenes Formular gibt, in dem bei Beachtung aller Rubriken nichts vergessen werden kann.

Für jede Arbeitswoche einer Bohrung, d. h. von Montag 6 Uhr morgens bis nächsten Montag 6 Uhr morgens, wird ein geologisch-technischer Wochenbericht vom Geologen verfaßt. Der Bericht enthält alle relevanten geologischen Daten: Bohrstrekke, das lithologische und, falls schon möglich, das stratigraphische Profil, alle für geologische Aussagen wichtigen technischen Daten (z. B. Bohrfortschritt, Drehmomentanstiege, Klemmungen, Spülungsverluste, Überlast ziehen), alle KW-Anzeichen bereits auf die echte Bohrteufe bezogen, alle Spülungsdaten (Type, wichtige Eigenschaften, markante Änderungen, Zusätze). Falls in der betreffenden Woche Bohrlochmessungen stattfanden, werden Kommentare und erste Interpretationen gegeben, z. B. über Bohrlochabweichungen, Filterkuchenbildungen, Kavernen (Herkunft des Nachfalls), Hinweise auf die lithologische Abfolge, besondere Marker (meist dünnschichtige, markante Gesteinsentwicklungen), Hinweise auf KW-führende Speichergesteine.

Der Bohrgeologe hat also alle verfügbare Daten und Fakten, die sowohl aus eigenen Beobachtungen, wie aus bohrtechnischen, bohrlochgeophysikalischen und lagerstättenkundlichen Quellen stammen, zusammenfassend anzugeben und soweit nötig zu kommentieren. Auf die

vom Geologen zu verfassenden eigenen Testberichte ist schon früher hingewiesen worden. Wenn es aufgrund der Informationslage möglich ist, sind auch schon tektonische Grenzen aufzuzeigen.

Nach Beendigung einer Bohrung ist es die Aufgabe des Bohrgeologen ein geologisches Kurzprofil anzufertigen. Der Abschlußbericht für eine Bohrung wird im Kapitel II.3.7.7. behandelt.

II.3.7.4. Dokumentation bohrlochgeophysikalischer Daten

Alle Bohrlochmessungen werden so aufgezeichnet, daß die Meßdiagramme jederzeit reproduzierbar sind. Es ist für manche Messungen auch möglich, nach Bedarf verschiedene Meßstäbe der Meßdiagramme, oder von Teilen derselben, zu erhalten. Der Standardmaßstab für die meisten Messungen ist 1 : 1000, in speziellen Fällen ist eine Messung im Maßstab 1 : 40 möglich. Dies bedeutet, daß 1 cm auf dem Diagramm 40 cm Meßstrecke ist, was Details in der Bohrstrecke bis auf wenige Zentimeter genau erkennbar macht. Die Meßkombination SP + Widerstand ist zumeist die Grundlage für die Erstellung des Lithologie-Logs (siehe Kapitel II.3.7.7.).

Weitere Angaben zur Berichterstattung sind den Hauptkapiteln II.3.3. und II.3.4. zu entnehmen. Die Firmen, die bohrlochgeophysikalische Messungen als Kontraktoren ausführen (Schlumberger, Dresser-Atlas usw.), liefern auf Wunsch auch spezielle Auswertungen, z. B. über die lithologische Schichtfolge, die Porosität, die Wassersättigung, die Öl- und Gashöffigkeiten, das Schicht- und Klufteinfallen.

II.3.7.5. Dokumentation lagerstättenkundlicher Daten

Die für die direkte Aufschließung und Erweiterung von Lagerstätten überaus wichtigen Arbeiten der Lagerstättentechniker und die daraus resultierenden Berichterstattungen können in vier Gruppen eingeteilt werden.

Die erste Gruppe umfaßt alle jene Berichte, die unmittelbar mit der Auffindung von Lagerstätten zu tun haben. Hier sind die ausführlichen Testberichte zu nennen, die die Testart, die verwendeten Geräte, den technischen Ablauf, die lagerstättenkundlichen Ergebnisse wie Fördergut, Fördermenge/Zeit, Durchlässigkeit der Teststrecke, Druck- und Temperaturverhältnisse, Förderverhalten und gegebenenfalls Abschätzungen der förderbaren Mengen an Öl und/oder Gas enthalten.

Die zweite Gruppe umfaßt die Berichte über jene Arbeiten, die mittelbar oder unmittelbar mit der Förderung von Öl und Gas zu tun haben, wie die Ergebnisse von Stimulationen, von Wasser- und Sandsperren, von Generalbehandlungen sowie von Wasserflut- und EOR-Verfahren.

Die dritte Gruppe umfaßt Berichte über durchgeführte Lagerstättensimulationen sowie über Berechnungen der förderbaren Öl- und Gasvorräte der einzelnen Förderhorizonte.

Die vierte Gruppe umfaßt Arbeiten zur Planung und Durchführung von Speichervorhaben für Erdgas, über die detailliert berichtet wird (siehe Kap. II.3.6.5.).

Diese Aufzählung bezieht sich nur auf die wichtigsten lagerstättentechnischen Berichte. Weitere Angaben sind den Kapiteln II.3.6., II.4.1.2. und IV.2.2. zu entnehmen.

II.3.7.6. Dokumentation der Laborarbeiten

Die im Kapitel II.3.5. geschilderten Laborarbeiten und deren Ergebnisse sind sehr wichtige Hilfen für viele Prospektions-, Aufschließungs- und Förderarbeiten. Diese Ergebnisse werden je nach Zweckmäßigkeit als schriftliche Texte, als Listen, als Tabellen, als Diagramme und Kurven, als Fotos oder in Formularen dokumentiert und so den Auftraggebern übermittelt. Einige Beispiele sollen dies aufzeigen:

- Texte: Bohrkernbeschreibungen, Faziesstudien,
- Listen: Fossil-, Porositäts-, Durchlässigkeits- und Wassersättigungsbestimmungen,
- Tabellen: Schwermineralanalysen, Korngrößen,

- Diagramme und Meßkurven: Röntgenbeugungsanalysen, Gas-Chromatogramme, Korngrößenverteilungen (Summenkurven, Histogramme), Gehalte an C_{org} in bezug auf die Bohrteufe,
- Fotos: Bohrkerne in Normal- und Ultraviolettbeleuchtung, Bilder aus dem Rasterelektronenmikroskop (Geometrie des Porenraumes),
- Formulare: Wasser-, Öl- und Gasanalysen, anorganisch-chemische Gesteinsanalysen.

II.3.7.7. Der geologisch-technische Abschlußbericht

Für alle Tiefbohrungen wird ein umfassender Abschlußbericht vom Bohrgeologen zu erstellen sein. Auch hier bestehen bezüglich der Textgestaltung zwischen den Erdölgesellschaften Unterschiede. Dennoch gibt es sehr viele Gemeinsamkeiten, da diese Abschlußberichte auch zur Vorlage bei der Bergbehörde sowie der Geologischen Bundesanstalt dienen und daher gewissen Mindestanforderungen genügen müssen. In der folgenden Liste werden jene Daten angegeben, wie sie z. B. bei der ÖMV AG im Abschlußbericht genannt werden:

- Bohrungsart und Bohrungsbezeichnung.
- Lagepläne: laut amtlicher Karte (1 : 50.000 oder 1 : 25.000), mit einem Ausschnitt der betreffenden Katasterkarte; in beiden Karten lagerichtige Eintragung des Bohrpunktes.
- Allgemeine und technische Daten: Type der Bohranlage, verwendete Spülungstypen, geordnet nach der Bohrteufe, Verrohrungs- und Zementationsdaten; Bundesland, Bezirkshauptmannschaft, Katastergemeinde.
- Geologische Aufgaben der Bohrung und Darstellung der Ergebnisse (Soll-Ist-Vergleich).
- Kurzprofil: gemeinsam erstellt vom Bohrgeologen, Projektbearbeiter und paläontologischem Sachbearbeiter. Das Kurzprofil enthält die stratigraphische Schichtfolge mit den Bohrteufen und absoluten Teufen der Schichtgrenzen sowie lithologische Anmerkungen, weiters die Teufenlage von tektonischen Grenzen und Störungen (Bruchdurchgänge, Diskordanzen, Überschiebungsflächen) und die Testergebnisse in Kurzform bezogen auf die jeweiligen Teststrecken.
- Daten zur geologischen Bearbeitung: Namen der Bohrgeologen; Entnahmeintervalle der Spülproben; Teufenlage der Seitenwandkerne; Liste aller Bohrkerne mit teufenberichtigten Kernstrecken, lithologischer Kurzbeschreibung und stratigraphischer Zuordnung.
- Bohrlochgeophysikalische Messungen: geordnet nach Meßarten mit den Meßstrecken und Datum. Bei Geophonversenkungen Angabe der jeweiligen Meßteufen.
- Testarbeiten: Angaben über alle ausgeführten Tests im offenen Loch (OHT) und im verrohrten Loch (CT). Teststrecken laut Bohrlochmessungen (Kabelteufen), Zuflußart und Zuflußmengen insgesamt und pro Zeiteinheit (Liter/Sekunde), Öl- und Gasanalysen in Kurzform.
- Biostratigraphische Zusammenfassung: erstellt vom paläontologischen Sachbearbeiter. Paläontologische Begründungen für die biostratigraphische Zuordnung der Schichtfolge; Hinweise auf Leitformen, erste Einsätze von Faunen, Fazieszuordnungen, mögliche Verfälschungen durch natürliche Umlagerungen oder durch Nachfall.
- KW-Anzeichen: alle Anzeichen, geordnet nach der Bohrteufe, mit Angaben der Art und Größenordnung. Offensichtlich technisch bedingte Anzeichen werden nicht berücksichtigt (z. B. durch Änderungen der Spülungseigenschaften, durch Zirkulationseffekte).
- Chemische Analysen: vollständige Angabe aller anorganischen und organischen Analysen (Gestein, Wasser, Öl, Gas).
- Besondere technische Vorkommnisse: Angaben aller bohrtechnischen Ereignisse, die vom ungestörten Bohrvorgang abweichen, wie z. B. Spülungsverlustzonen, Überlaufen der Spülung durch unterirdischen Zufluß, Klemmun-

gen und Drehmomentanstiege während des Bohrens, Festwerden von Gestänge oder Meißel. Wenn möglich sind diese Ereignisse auf die entsprechende Bohrteufe zu beziehen.
- Endzustand der Bohrung: Komplettierung und Übergabe an einen Förderbetrieb (Art der technischen Ausrüstung, fündig mit Öl/Gas von Teufe . . . bis Teufe . . .); Konservierung (Art und Teufenlage von Zementbrücken, welche Futterrohre sind im Bohrloch, Bohrlochabschluß obertags); Liquidierung (Art und Teufenlage der Zementbrükken, Rückgewinnung von Futterrohren, Art des Bohrlochabschlusses 2 m unter Terrain).
- Zusammenfassung und Schlußfolgerungen: es werden die wesentlichen Resultate betreffend Stratigraphie, Fazies, Lithologie und Tektonik sowie neue geologische Erkenntnisse zusammengefaßt und auf offene Probleme aufmerksam gemacht. Erdölgeologisch ist auf die angetroffenen Speichergesteine, ihre tektonische Position, ihre Abdichtung gegen oben und ihre vermutete Ausdehnung sowie die erbohrte Mächtigkeit einzugehen. Wichtig sind Hinweise auf Folgebohrungen, die die Speicher in günstigerer Position antreffen sollten sowie Vergleiche mit bereits abgeteuften Nachbarbohrungen. Bei Fündigkeit ist eine kurze Charakteristik der Lagerstätte zu geben.
- Lithologie-Log: das schon früher erwähnte Log ist eine graphische Beilage zum Abschlußbericht. Die Daten werden in ein bohrlochgeophysikalisches Diagramm (1 : 1000, meist SP + Widerstandslog) nach Kabelteufe in jenen Streifen eingetragen, der die Teufenangaben enthält (siehe Abb. 86). Es wird die Aufeinanderfolge der verschiedenen angetroffenen Gesteinsarten, soweit dies der Maßstab zuläßt, eingetragen. Links und rechts dieses Streifens mit den Teufenangaben werden angegeben: Formationsbezeichnungen, Kernstrecken, Seitenwandkerne, Schichteinfalls- und Schichtneigungsrichtungen, Störungsflächen, wenn nötig tektonische Einheiten, Teststrecken mit Ergebnissen, Perforationsstrecken, Verrohrungsschema mit Zementsteigerung hinter den Rohren.
- Geo-Log: dies ist die während des Bohrens fortlaufend geführte graphische Darstellung der wichtigsten geologischen und technischen Daten sowie eine wichtige Ergänzung zum Klebelog. Aus der Abb. 87 ist zu ersehen, welche Eintragungen vorgesehen sind. Der Teufenmaßstab ist wieder 1 : 1000, die Länge eines Teilstückes beträgt 50 cm, d. h. es werden jeweils 500 Bohrmeter erfaßt. Das Geo-Log wird nur für ausgewählte Bohrungen angefertigt und kann dem Abschlußbericht als weitere graphische Beilage angeschlossen werden.

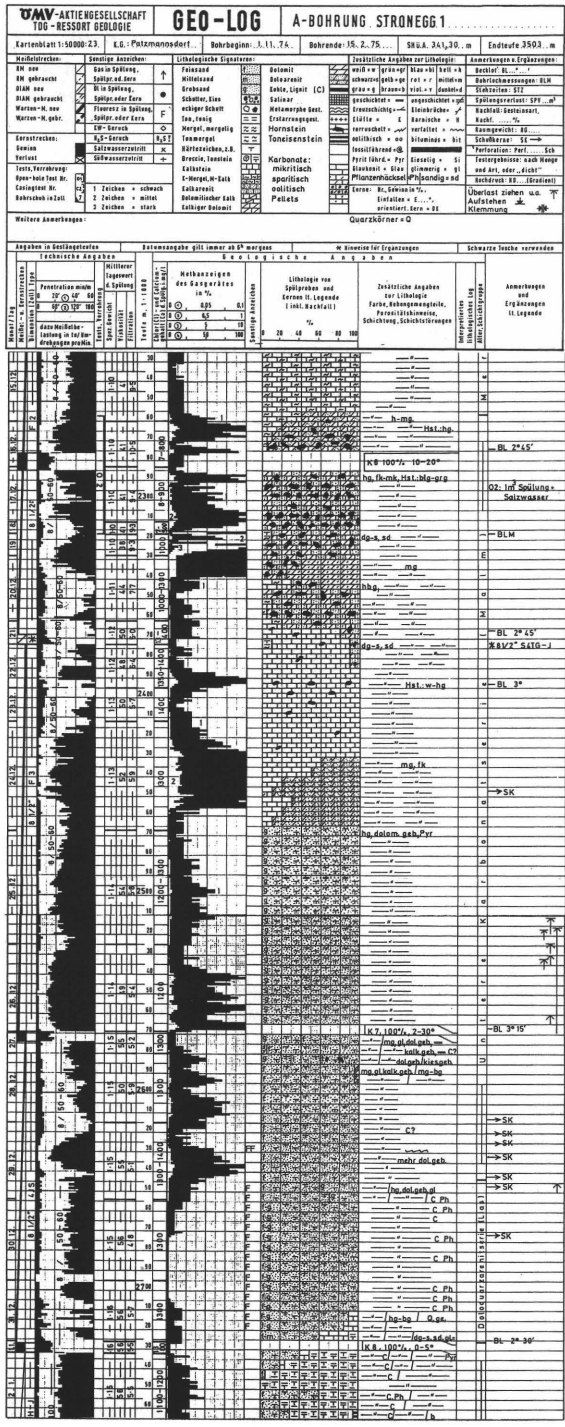
II.3.7.8. Berichte an staatliche Stellen

In Österreich sind solche staatliche Stellen die Oberste Bergbehörde (OB) beim Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten (BMwA), die nachgeordneten Berghauptmannschaften (BH) und die Geologische Bundesanstalt in Wien (siehe auch Kapitel VII.1.), abgekürzt GBA.

Die bergrechtlichen Vorschriften, die eine Erdölgesellschaft im KW-Bergbau zu beachten hat, werden kurz im Kapitel II.5.1. behandelt. Dort ist die Rede von einem privatrechtlichen Vertrag, den der Bund (BMwA) mit einer natürlichen oder juristischen Person, üblicherweise eine Erdölgesellschaft, zwecks Überlassung eines Aufsuchungsgebietes abschließt. Es können einer Gesellschaft auch mehrere Aufsuchungsgebiete überlassen werden.

Der OB hat die Erdölgesellschaft für jedes Jahr ein Explorationsprogramm vorzulegen (Jahresprogramm). Entsprechend den abgeschlossenen Aufsuchungs-, Gewinnungs- und Speicherverträgen sind der BH spezielle Arbeitsprogramme für die jeweiligen Vorhaben zu übergeben.

Jede Bohrung, die im Rahmen dieser Aufsuchungsverträge abgeteuft werden soll, muß von der BH genehmigt werden. Es ist daher ein entsprechender Betriebsplan mit den nötigen Unterlagen einzureichen. Nach Beendigung der Bohrung



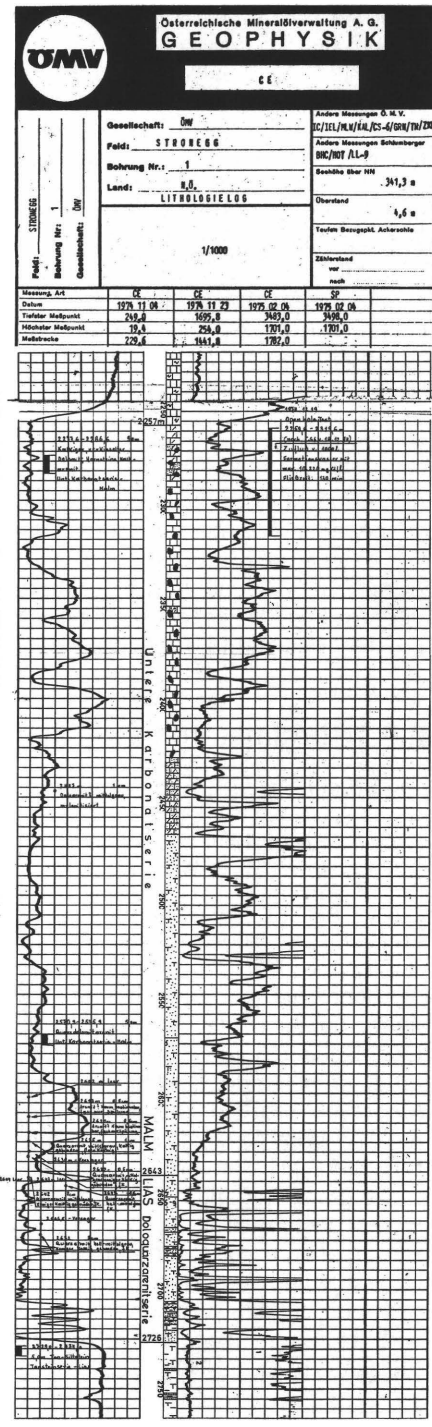


Abb. 86. Geo-Log (Masterlog)

Abb. 87. Lithologielog (Litho-Log)

Die Bohrung liegt in der Molassezone südlich von Laa/Thaya.

wird der im Kapitel II.3.7.7. beschriebene geologisch-technische Abschlußbericht sowohl der BH wie der GBA übermittelt.

Wurde ein abbauwürdiges, neues KW-Vorkommen (Lagerstätte) gefunden, muß, um die reguläre Förderung aufnehmen zu können, um ein Gewinnungsfeld angesucht werden, wobei die geologischen und technischen Daten der Fundbohrung von Bedeutung sind. Wird ein Gewinnungsfeld aufgegeben, muß um Löschung desselben angesucht werden (Gebühreneinsparung).

Jede Änderung der Jahres- und Arbeitsprogramme muß der OB, bzw. der BH gemeldet werden. Im Falle der Liquidierung einer Bohrung ist außerdem ein Schriftstück an die BH abzuliefern, in dem über die Erfüllung der bergbehördlich vorgeschriebenen Auflagen, besonders hinsichtlich des Umweltschutzes, zu berichten ist.

Im oben genannten privatrechtlichen Vertrag sind für jedes Aufsuchungsgebiet pro Jahr bestimmte Minimalleistungen vorgeschrieben, welche die Erdölgesellschaft zu erfüllen hat (Aufsuchungsverpflichtung). Es können dies z. B. geologische Kartierungsarbeiten, geophysikalische und geochemische Geländemessungen und/oder das Abteufen einer oder mehrerer Bohrungen sein. An die OB ist daher jedes Jahr ein Bericht über die durchgeführten Arbeiten samt dem dafür nötigen finanziellen Aufwand sowie über die Ergebnisse dieser Arbeiten abzuliefern.

Obige Arbeiten stellen nur einen Teil der durch das jeweils geltende Berggesetz und die entsprechende Erdöl-Bergpolizeiverordnung geregelten Verpflichtungen des Bergbautreibenden dar. Es wird daher bezüglich weiterer Details auf diese bergrechtlichen Bestimmungen verwiesen.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.3.7.:

ADAM, C. & DÖGEL, K. 1961; ADAM, C. & DOUFFET, H. 1978 und 1980; Berggesetz 1975; Erdöl-Bergpolizeiverordnung 1984; MOCK, K. 1975; SCHOTT, W. 1984 d und 1984 e.

II.4.1. Technik der Ölförderung*)

von Ernst GROSS

II.4.1.1. Herstellen der Verbindung des Ölträgers mit dem Bohrloch

Die Technik der Ölförderung beginnt dort, wo das Bohrgerät die fertiggestellte Bohrung verläßt. Im allgemeinen wird ein Bohrloch, das mit einer Reihe von Stahlrohren ausgekleidet ist, welche von der Oberfläche bis zum Ölträger (das ist das Erdöl enthaltende Gestein) reicht, vorgefunden (s. Abb. 88). Zwischen diesen Rohren und dem Gestein befindet sich erhärtete Zementschlämme (Zementmantel).

Die erste Aufgabe des Produktionstechnikers besteht nun darin, zwischen dem Rohr (genannt Verrohrung) und dem Ölträger eine Verbindung herzustellen, sodaß dem Erdöl die Möglichkeit geschaffen wird, in das Bohrloch zu fließen. Im allgemeinen erfolgt die Herstellung dieser Verbindung durch Perforation. Unter Perforation verstand man früher das Durchschießen der Stahlrohre und des Zementmantels mit Hilfe von Sprengladungen, die, geeignet gestaltet, eine Anzahl von einigen Zentimeter großen Löchern in die Verrohrung schießen. Heute erfolgt die Perforation mittels Hohlladungen (siehe die Kapitel II.3.3.2.4. und III.1.8.2.). Bevor dieser Arbeitsvorgang erfolgt, muß das Bohrloch aber mit einer entsprechenden Flüssigkeit, meist Wasser, gefüllt werden. Das Wasser übt einen ausreichenden Gegendruck aus, damit das Erdöl dem Bohrloch nur allmählich oder zunächst gar nicht zufließt. Dieser Vorgang wird gewählt, damit der das Erdöl enthaltenden Formation kein unnötiger Schaden zugefügt wird und somit eine möglichst hohe Ausbeute erzielt werden kann.

Mit der Frage der Ausbeute aus einer Erdöllagerstätte befaßt sich ausführlich die Lagerstättentechnik, über welche an

---

* Die Literaturauswahl ist im Anschluß an das Hauptkapitel II.4.2. zu finden.

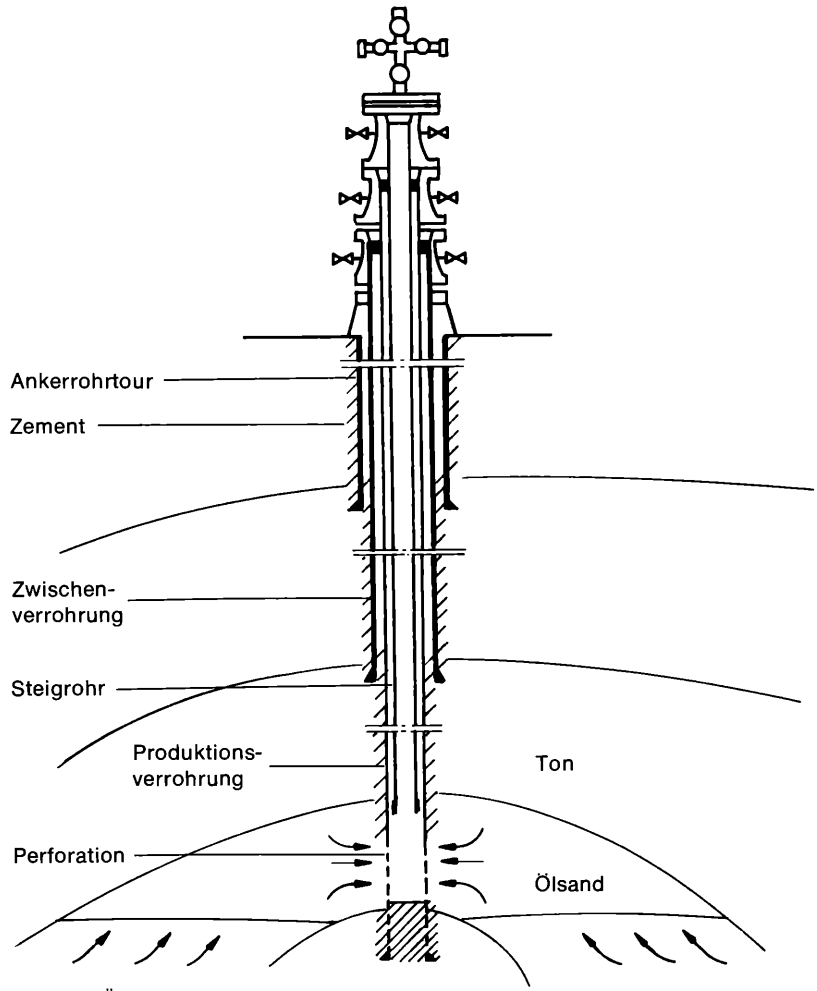


Abb. 88. Ölfördersonde

anderer Stelle berichtet wird (siehe Kapitel II.3.6.).

Nachdem nun die Perforation hergestellt ist, gilt es den Gegendruck im Bohrloch zu verringern, damit das Erdöl zufließen kann. Gewöhnlich geschieht das so, daß man das im Bohrloch befindliche Wasser allmählich aus diesem entfernt. Dadurch beginnt nun das Erdöl aus dem Ölträger, das dort unter einem gewissen Druck steht, ins Bohrloch zu fließen und seinerseits das darin befindliche Wasser zu verdrängen. Dieser beginnende Ölzufluß leitet zu einer weiteren Phase der Produktionstechnik über, mit der wir uns sogleich befassen werden.

Doch zunächst muß noch nachgetragen werden, daß es auch noch andere Methoden als die Perforation gibt, um den Ölträger mit dem Bohrloch in Verbindung zu bringen, die manchmal vorteilhaft sind. Im besonders standfestem Gebirge wird häufig gar kein Stahlrohr in den Ölträger eingebracht und das Bohrloch nur bis knapp oberhalb des das Erdöl enthaltendenden Gesteins mit dem besagten Rohr gesichert (open hole completion). Diese Art der Kompletionstechnik (Bohrlochgestaltung) hat den Vorteil, daß der Ölträger am wenigsten beeinträchtigt wird und somit die größtmögliche Ölmenge dem Bohrloch zufließt (s. Abb. 89). Das Gebirge ist

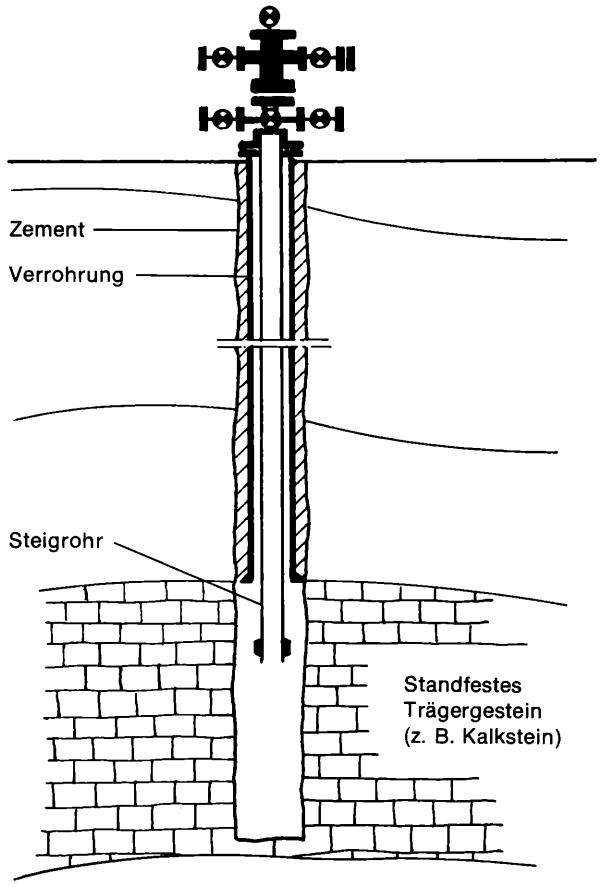


Abb. 89. Open hole completion

aber völlig ungeschützt und es muß deshalb, wie schon erwähnt, besonders standfest sein, damit es nicht einstürzt und auf diese Weise der Zufluß zum Bohrloch unterbunden wird.

Haben wir uns nun mit einer Bohrlochgestaltung in besonders standfestem Gebirge befaßt, so bedarf das Gegenteil, nämlich besonders lockeres Gebirge, einer ganz anderen Kompletionstechnik. Würde man ein Bohrloch in einem solchen Gebirge einfach verrohren und danach perforieren, so würde nicht nur Erdöl, sondern auch Sand und Ton in das Bohrloch fließen. Abgesehen von den Schwierigkeiten, die dieser Zufluß an der Oberfläche verursacht, führt er untertags sehr schnell zur Bildung eines Hohlraums, der bald einstürzt und somit den Zufluß zum Bohrloch unterbindet. Um dies nun zu verhindern, bedient man sich der Technik des Kieslinersetzens. Diese Technik wurde fortlaufend verbessert und ihre letzte Form ist aus Abb. 90 ersichtlich. Nach Einbringen der Verrohrung wird diese im Trägerbereich herausgefräst und das Bohrloch hinterräumt, d. h. auf einen größeren Durchmesser gebracht. In diesem Hohlraum wird nun ein mit feinen Schlitzen versehenes Stahlrohr eingebaut, das in einer Packung von Quarzsand eingebettet wird. Die Körnung dieses Quarzsandes ist eine solche, daß der Formationssand nicht durch die Quarzsandporen fließen kann, sondern an Ort und Stelle zurückgehalten wird (siehe auch Kapitel II.3.6.4.1.).

II.4.1.2. Die Stimulation

Im vorstehenden Kapitel haben wir uns mit der Ausgestaltung des Bohrloches zum Zwecke der Ölproduktion befaßt; hierbei wurde stillschweigend davon ausgegangen, daß der Zufluß in das Bohrloch befriedigend ist. Das ist aber häufig nicht der Fall. Eine Vielzahl natürlicher, bzw. durch die Technik der Herstellung des Bohrloches bedingte Faktoren führen zu einer mehr oder weniger großen Beeinträchtigung des Zuflusses zum Bohrloch. Die Beseitigung dieser störenden Einflüsse wird in diesem Kapitel behandelt.

Natürliche Einflüsse:

Manche Gebirgsschichten weisen in ihrem Porenraum eine nur sehr geringe Durchlässigkeit für das gespeicherte Erdöl auf. Hier sind nun, je nach der Beschaffenheit des Gesteins, verschiedene Methoden bekannt, die eine mitunter bedeutende Vergrößerung des Zuflusses bewirken. Eine der häufigsten Methoden ist das sogenannte „Fracen" des Gesteines. Mit großer Geschwindigkeit und mit großem Druck wird ein Gemisch einer geeigneten Flüssigkeit, die mit Quarzsand versetzt ist, in das Bohrloch und durch die Perforationslöcher in das Gebirge gepumpt. Dadurch werden im Ölträger Risse gebildet, die eine erhebliche Vergrößerung der aktiven Oberfäche bewirken und damit eine Verbesserung des Zuflusses herbeiführen. Der eingepumpte Quarzsand verhindert, daß sich die gebildeten Risse wieder schließen. Häufig ist es erst durch Anwenden dieser Methode möglich, vorhandene Erdölvorräte einer wirtschaftlichen Nutzung zuzuführen.

Ist der Ölträger stark kalkhaltig, so wird der eingepumpten Flüssigkeit Salzsäure zugesetzt. Diese bewirkt eine Vergrößerung der Poren dadurch, daß sie Teile des kalkigen Gesteins oder des kalkigen Bindemittels auflöst. Manchmal ist es hierbei gar nicht erforderlich, Risse im Gestein herzustellen. Man spricht dann von einer Säuerung.

Ein Verfahren, das früher vielfach angewendet wurde, das aber heute kaum noch von Bedeutung ist, stellt das „Torpedieren eines Bohrloches" dar. In dem Bereich des Bohrloches, in welchem die Schaffung von Rissen beabsichtigt wurde, gelangt eine Sprengladung zur Explosion, die zu einer Vielzahl von Rissen in dem Gestein führt.

Erwähnt sollte noch werden, daß eine moderne Fortführung dieser Technik das Einbringen einer atomaren Sprengladung in das Bohrloch darstellt. Hierbei wird ein bedeutender, mit anderen Mitteln nicht herstellbarer Hohlraum geschaffen, der eine nachhaltige und erhebliche Verbesserung der Zuflußverhältnisse verspricht. Leider wird bei dieser Methode das Fördergut radioaktiv verseucht, so daß dieses Verfahren nach anfänglichem Interesse heute kaum noch angewendet wird. In Österreich ist es noch nie eingesetzt worden.

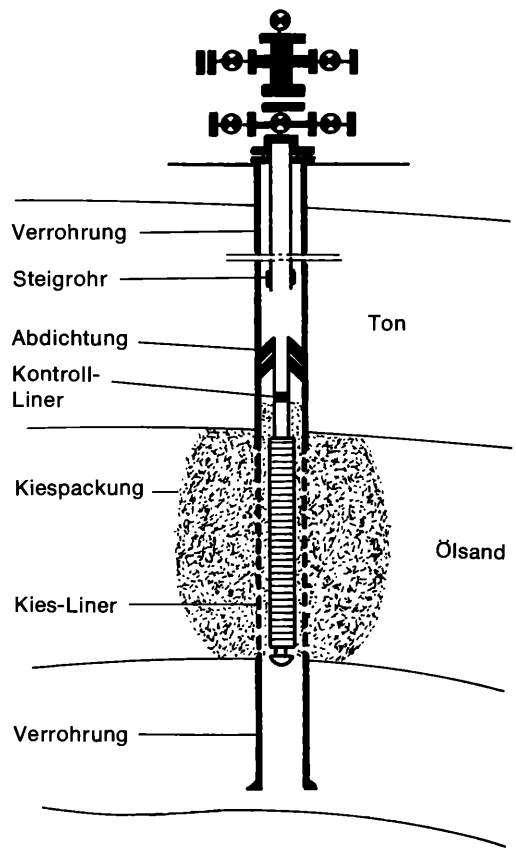


Abb. 90. Kies-Liner

Sekundäre Einflüsse:

Als solche bezeichnet man für gewöhnlich die durch die Herstellung des Bohrloches bedingten Zuflußstörungen. Schon beim Bohren ist es unvermeidbar, daß die Bohrspülung den durchbohrten Ölträger teilweise verstopft. Nach Einbringen der Rohre wird der Zwischenraum zwischen Stahlrohr und Bohrlochwand mit einer Zementschlämme ausgefüllt. Dieser Vorgang führt ebenfalls zu einer Beeinträchtigung des Zuflusses zum Bohrloch. Diese Beeinträchtigung des Ölträgers kann einmal durch das Eindringen von feinsten Feststoffteilchen in die Poren erfolgen. Sie kann aber auch durch das Eindringen des Filtrates der Bohrspülung hervorgerufen werden. Schließlich kann manchmal das Eindringen von Chemikalien, die den verschiedenen Flüssigkeiten beigegeben werden, einen Verstopfungseffekt durch Bildung einer Emulsion in den Trägerporen hervorrufen. Die Beseitigung dieser sekundären Verstopfungseffekte bereitet erfahrungsgemäß die größ-

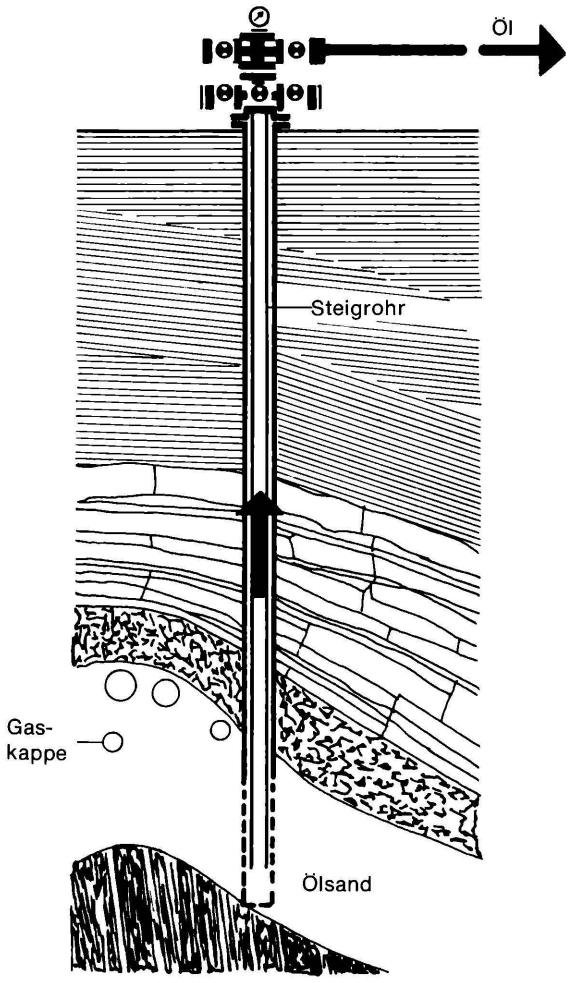


Abb. 91. Eruptive Sonde

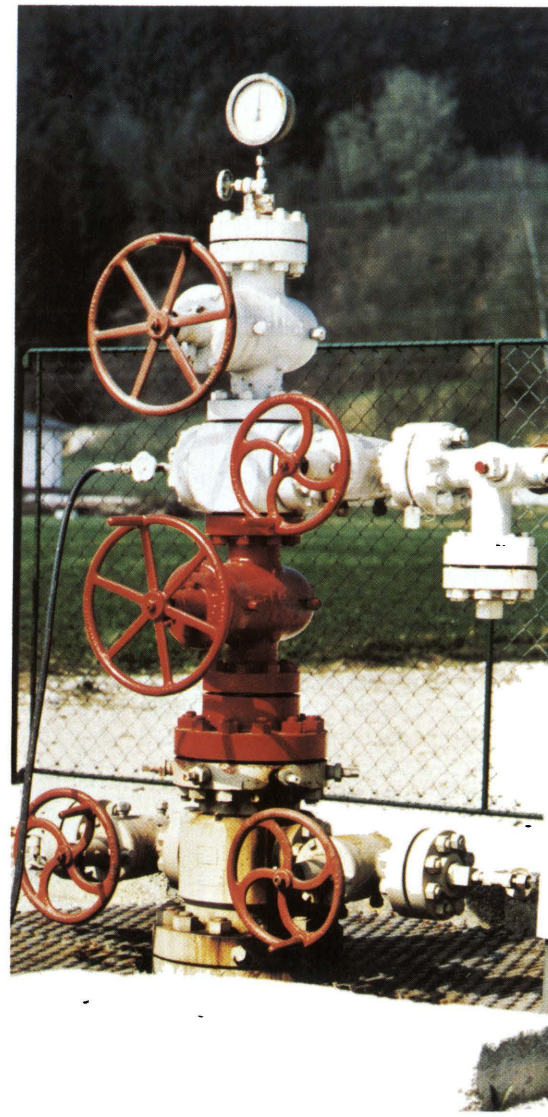


Abb. 92. Eruptionskreuz

ten Schwierigkeiten und manchmal muß man sich mit der Tatsache der Beeinträchtigung abfinden, weil eine erfolgreiche Beseitigung nicht praktikabel ist.

II.4.1.3. Das Liften des Öles

In den vergangenen Kapiteln haben wir uns mit dem Zufluß des Fördergutes in das Bohrloch befaßt. Von dort muß es aber an die Erdoberfläche gebracht (geliftet) werden.

Die eruptive Förderung:

Hier muß nachgetragen werden, daß Erdöl fast immer mit erheblichen, in ihm gelösten Gasmengen vorkommt. Es fließt also zugleich mit dem Erdöl auch noch dieses gelöste Gas dem Bohrloch zu. Da

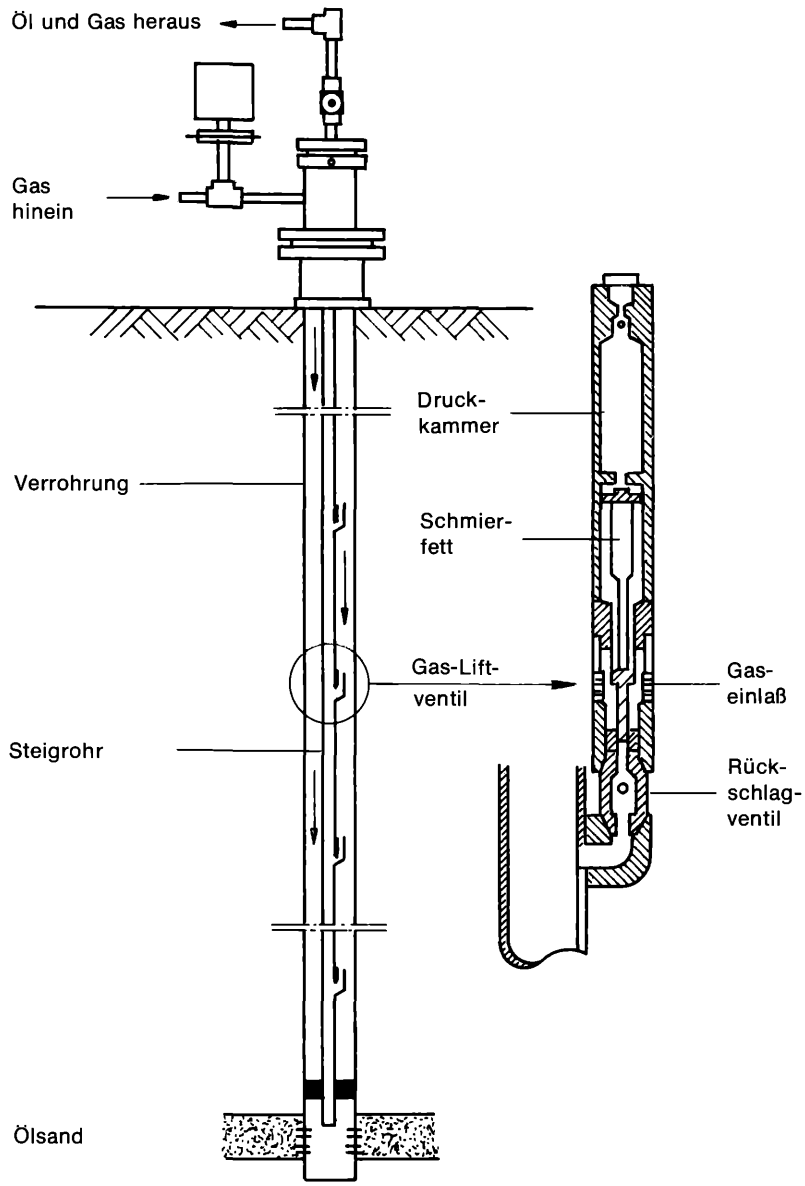


Abb. 93. Gas-Lift

dabei der Druck sinkt, beginnt das Gas unter Volumensvergrößerung aus dem Öl zu entweichen und hiebei wird, ebenso wie das Sodawasser aus der Sodawasserflasche, das Erdöl aus dem Bohrloch ausgetragen (Abb. 91 und 92).

Diese Phase der Erdölförderung bezeichnet man als eruptive Förderung. Es liegt auf der Hand, daß man bemüht sein wird, diese Phase so lang wie möglich aufrecht zu erhalten, verursacht sie doch die geringsten Kosten. Ihr Ende findet diese Phase dann, wenn der Energiegehalt der Lagerstätte soweit gesunken ist (was sich in gesunkenem Druck manifestiert), daß die aus Lösung gehenden Gasblasen nicht mehr in der Lage sind, das dem Bohrloch zufließende Öl zutage zu befördern.

Das Gasliften:

Nach Absterben der eruptiven Förderung drängt es sich auf, das freie Ausfließen des Erdöles aus dem Bohrloch mittels der Injektion von Gas unter ausreichendem Druck zu verlängern (siehe auch Kapitel III.1.8.2.). Diese Technik ist, was die Ausrüstung des Bohrloches betrifft, einfach, hat aber den Nachteil, daß, falls kein Naturgas unter ausreichendem Druck zur Verfügung steht, der erforderliche Gasdruck durch Kompression hergestellt werden muß (Abb. 93).

Das doch eher seltene Auftreten ausreichender Gasmengen mit den erforderlichen Drücken bewirkt, daß die an und für sich elegante Methode des Gasliftens nicht so weit verbreitet ist, wie man das erwarten würde. Sie hat allerdings ein Anwendungsgebiet, auf welchem sie kaum verdrängt werden kann. Bei der Förderung aus größeren Teufen, etwa unterhalb 2500 m, versagt das ansonsten häufigste Förderverfahren, das Pumpen mittels Gestängetiefpumpe.

Das Pumpen:

Wie eben erwähnt, ist das Pumpen die häufigste künstliche Fördermethode. Im Verlauf der langen Geschichte dieser Fördermethode wurden Maschinen entwikkelt, die eine unglaubliche Robustheit und Verläßlichkeit aufweisen, so daß sie seit Jahrzehnten in unveränderter Form auf der ganzen Welt im Einsatz stehen und kaum von anderen Methoden verdrängt werden können. Der bedeutendste Vertreter dieses Produktionsverfahrens ist die schon erwähnte Gestängetiefpumpe (Abb. 94 und 95).

Diese Pumpe besteht aus drei Teilen: aus der eigentlichen Tiefpumpe, diese stellt eine in vielen Varianten gebaute Kolbenpumpe dar; aus dem Pumpgestänge, einem aus hochfestem Stahl hergestellten Strang, der die Kraftübertragung von der Antriebseinheit obertage zur Pumpe unter-

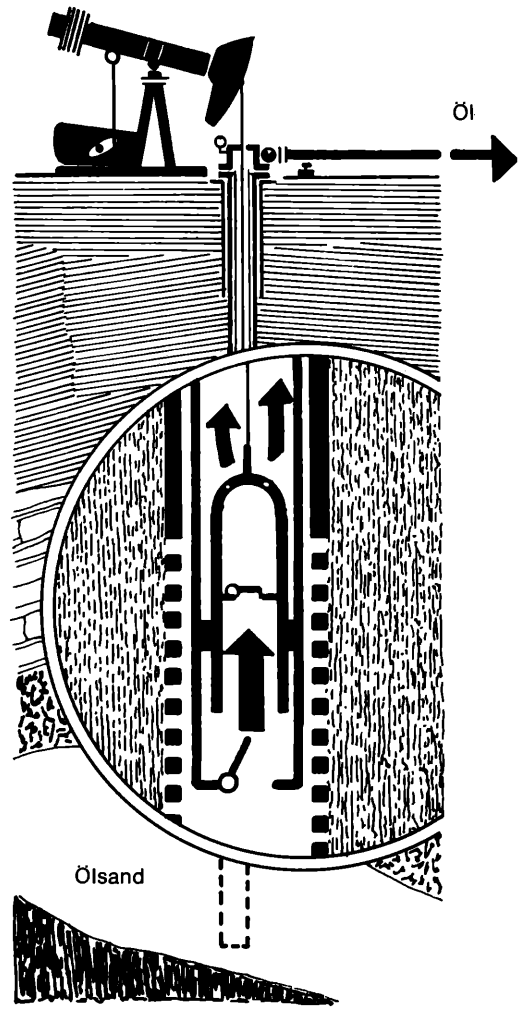


Abb. 94. Gestängetiefpumpe

tage besorgt; schließlich aus der Antriebseinheit, dem Pumpenbock mit Antriebsmotor. Weil diese Förderart besonders wichtig ist, soll auf sie etwas näher eingegangen werden.

Die Tiefpumpe ist in ihrem Aufbau sehr einfach und aus der Abbildung leicht in ihrer Funktion zu verstehen. Je nach dem Fördermedium muß auf die Materialauswahl großer Wert gelegt werden, da das Auswechseln einer Tiefpumpe erhebliche Kosten verursacht. Insbesondere bei alten Sonden (so nennt man die Förderbohrlöcher) muß auf Korrosion Bedacht genommen werden. Das Auftreten von geringen Sandmengen führt ebenfalls zu einer besonderen Ausgestaltung der Tiefpumpe.

Das Pumpgestänge muß neben der Eigenlast auch noch eine oft 2000 m hohe Flüssigkeitssäule tragen. Dieser Belastung ist nur hochfester Stahl gewachsen. Außer der mechanischen Belastung ist dieses Gestänge dem ständigen Abrieb an den Steigrohren ausgesetzt. Bei Vorhandensein von korrosiven Medien kommt auch noch die Korrosionsbelastung hinzu. Die beschriebenen Faktoren bewirken, daß sowohl die Pumpe wie das Pumpgestänge nicht selten ausfallen.

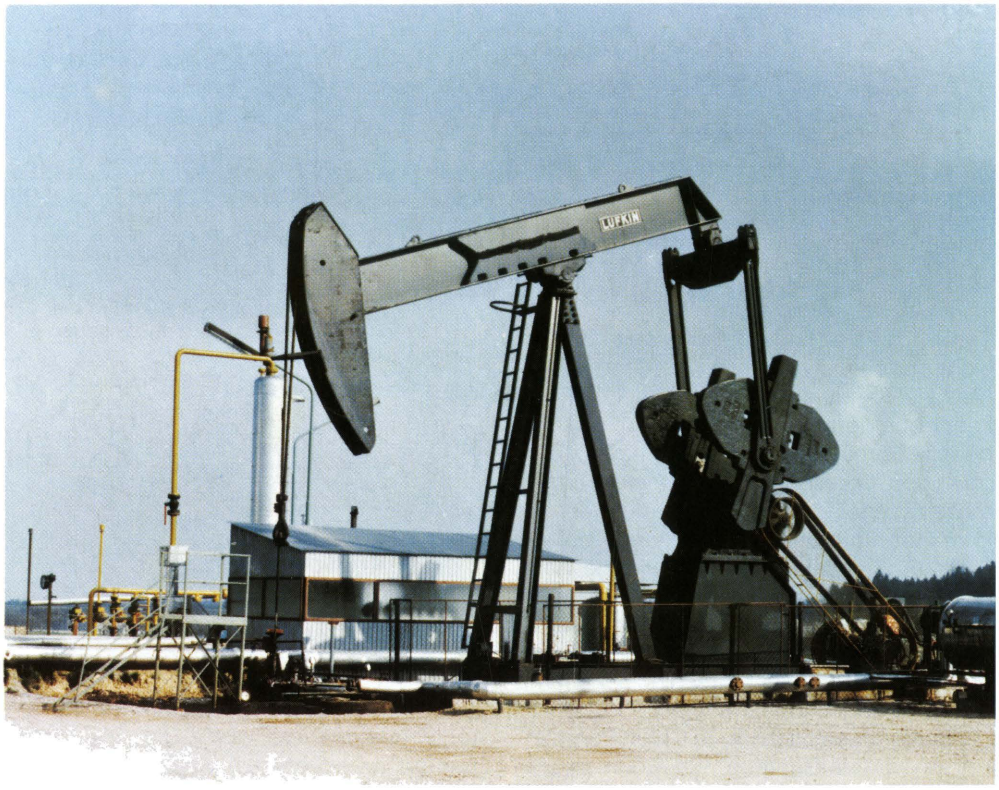


Abb. 95. Pumpenbock mit Antrieb

Für den Produktionstechniker ist es deshalb wichtig zu wissen, warum die Produktion einer Pumpsonde zum Stillstand kam, obwohl der mechanische Antrieb unentwegt weiter arbeitet. Zur raschen Diagnose wurde ein Gerät, das Dynamometer, entwickelt. Aus den von diesem Gerät aufgezeichneten Diagrammen lassen sich so gut wie alle Störungsursachen des Pumpbetriebes ablesen. Das aus Abb. 96 ersichtliche Diagramm ist ein Last-Weg-Diagramm, das die Verteilung der Last längs des Auf- und Abwärtshubes der

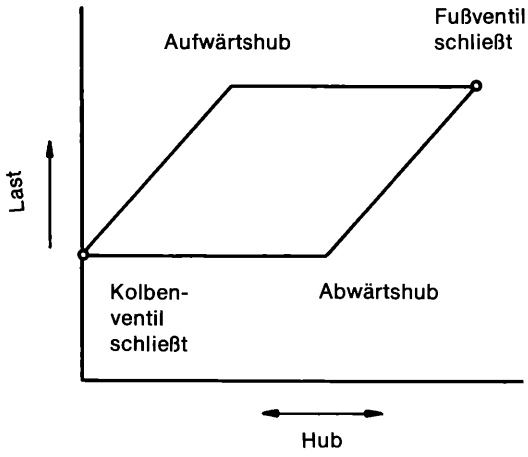


Abb. 96. Dynamometer-Diagramm

Pumpe aufzeichnet. Man sieht daraus nicht nur das jeweilige Gewicht und die jeweilige Gestängedehnung, sondern erkennt aus dem Vergleich von zu verschiedenen Zeitpunkten aufgenommenen Diagrammen wesentliche Verschiebungen dieser Werte, die auf Veränderungen der Zustände untertage schließen lassen.

Die Antriebseinheit, oder, wie sie auch genannt wird, der Pumpenbock, ist eine meist mechanische Einrichtung, die es erlaubt, aus der schnellen drehenden Bewegung des Antriebsmotors eine langsame auf- und abgehende Bewegung zu erzeugen. Der wesentlichste Teil des Pumpenbockes ist das Getriebe. Die größten Pumpenböcke erlauben Hubhöhen von mehreren Metern. Üblicherweise bewegen sich die Hubzahlen zwischen wenigen Hüben pro Minute bis zu etwa 20 Hüben pro Minute. Als Kriterium dient hier, daß die Abwärtsbeschleunigung des Gestänges nur bis zur Beschleunigung des freien Falles gehen darf. In der Praxis kann dieser Wert aus vielen Gründen, wie Fall in einer Flüssigkeit, Reibung, etc., aber nicht erreicht werden.

Eine andere Art des Pumpens, auf die hier eingegangen werden soll, ist das gestängelose Pumpen:

● Die Tauchkreiselpumpe (Abb. 97):

Es handelt sich hierbei um eine an den Steigrohren befestigte mehrstufige Kreisel-

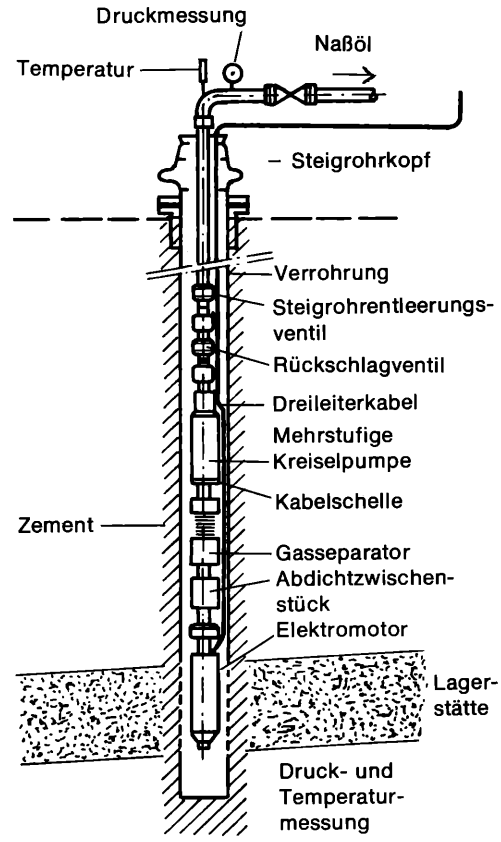


Abb. 97. Tauchkreiselpumpe

pumpe, die von einem Elektromotor untertage angetrieben wird. Die elektrische Energie wird über ein Spezialkabel übertragen. Diese Pumpe eignet sich vor allem für die Förderung von großen Volumina.

● Die Pumpe mit hydraulischem Antrieb (Abb. 98):

Bei dieser Pumpe handelt es sich um eine Kolbenpumpe, die als Antrieb einen hydraulischen Motor besitzt. Über eine eigene Kraftölleitung wird ein Teilstrom von der Produktion übertage abgezweigt und zum Hydraulikmotor gepumpt.

Tiefpumpen mit hydraulischem Antrieb werden dort verwendet, wo die Produktionsteufen den Einsatz anderer Pumpen nicht mehr zulassen oder wo das Bohrloch einen stark gekrümmten Verlauf nimmt und somit bei Verwendung einer

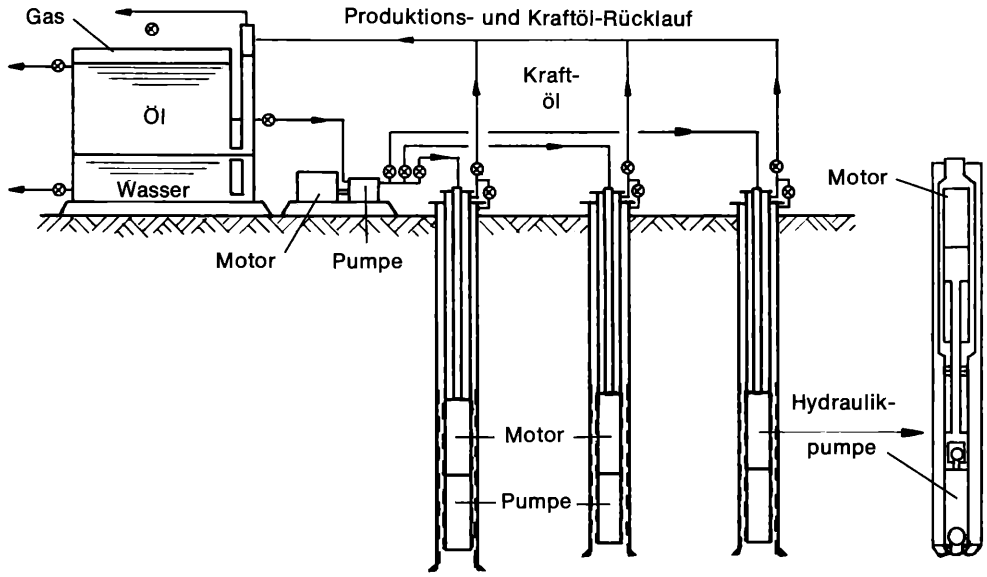


Abb. 98. Pumpe mit hydraulischem Antrieb (inkl. Obertageeinrichtung)

Gestängetiefpumpe starke Abnützungserscheinungen auftreten würden.

Die hier beschriebenen Verfahren dekken die Mehrheit der zur Produktion von Erdöl aufgewendeten Techniken ab. Es werden noch eine Vielzahl von Spezialgeräten verwendet, aus deren großer Zahl nur ein besonders häufig auftretendes hervorgehoben werden soll.

Die Produktionspacker:

Will man z. B. aus einem Bohrloch von mehreren Horizonten gleichzeitig fördern (dual completion), ist es unerläßlich, diese Horizonte im Bohrloch zu trennen. Dazu dienen die verschiedenen Produktionspacker (Abb. 99).

Ohne die Verwendung dieser Trennelemente könnte eine kontrollierte Förderung aus den einzelnen Lagen und somit eine geregelte Ausbeute der Lagerstätte nicht erfolgen. Im wesentlichen besteht so ein Packer aus einer elastischen Manschette und einem Mechanismus, der sein Festsitzen in den Rohren sichert. Die Manschette wird entweder mechanisch oder hydraulisch ausgedehnt und bewerkstelligt die Abdichtung.

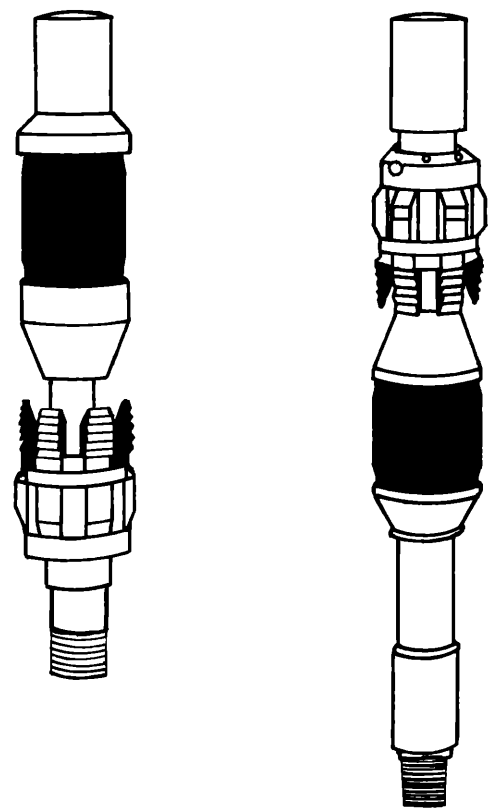


Abb. 99. Produktionspacker

II.4.1.4. Die Messungen im Bohrloch

Hier wird nur ein kleiner Ausschnitt aus der Vielfalt der Messungen gebracht, die in einem Bohrloch, nachdem es verrohrt wurde, erfolgen. Die meisten Messungen erfolgen im unverrohrtem Bohrloch, solange das Bohrloch noch in Herstellung begriffen ist (siehe Kapitel II.3.3.).

Die wichtigsten Messungen, die hier in Betracht kommen, sind solche, die auf der Grundlage der radioaktiven Strahlung beruhen. Mit Hilfe dieser Messungen ist es möglich, genau die Strecken im Bohrloch zu ermitteln, aus welchen man sich Produktion verspricht. Die radioaktive Strahlung ist dabei in der Lage, die Stahlkolonne zu durchdringen und Informationen über das dahinter befindliche Gebirge zu ermöglichen.

Um über die Vorgänge im Bohrloch Bescheid zu wissen, ist es erforderlich, Drücke bei verschiedenen Zuständen zu messen. Meist handelt es sich um besonders empfindliche Manometer, die mit einer eigenen Registriereinrichtung und einem Uhrwerk in einem Gehäuse untergebracht sind. Diese Einrichtungen werden in das Bohrloch abgesenkt und registrieren den herrschenden Druck. Auf die gleiche Weise können aber auch Temperaturen und Durchflußmengen gemessen werden, wobei teilweise die Registrierung der Werte obertage erfolgt.

Spiegelmeßgeräte:

Für eine Analyse des Förderverhaltens eines Bohrloches ist es oft wichtig, die Lage des Flüssigkeitsspiegels in den Rohren zu kennen. Hier wird ein Gerät nach dem Prinzip des Echolotes verwendet. Eine Sprengkapsel wird in einem geeigneten Schußkopf gezündet und die reflektierten Schallwellen werden aufgezeichnet. Da nicht nur der Flüssigkeitsspiegel, sondern auch jede einzelne Steigrohrverbindung einen Reflex ergibt, kann durch Abzählen der Verbinder die Tiefe ermittelt werden.

II.4.1.5. Die Aufbereitung des Erdöles

Obwohl wir bisher nur vom Erdöl und Erdgas gesprochen haben, ist es an der Zeit zu sagen, daß neben Erdöl und Erdgas sehr häufig auch größere oder kleinere Wassermengen sowie Feststoffe (Gesteinsteilchen) mitgefördert werden. Bevor das Öl nun abtransportiert werden kann, müssen diese Beimengungen daraus entfernt werden. Der Vorgang geschieht in zentralen Gewinnungsanlagen, zu denen das nicht gereinigte Öl meist über Rohrleitungen von den Sonden gelangt (Abb. 100, Gewinnungsstation).

Das Abscheiden des Gases

Dieses erfolgt in einem Gasabscheider genannten Gerät (Abb. 101). Der Gasabscheider ist ein zylindrischer, stehender

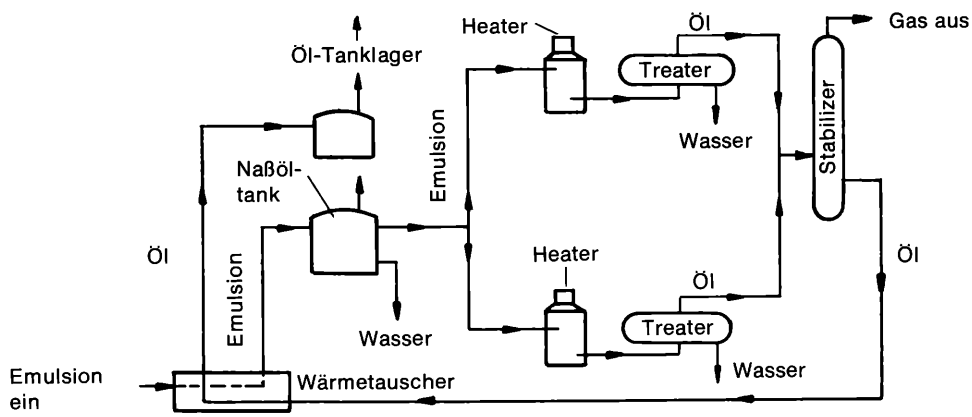


Abb. 100. Gewinnungsstation

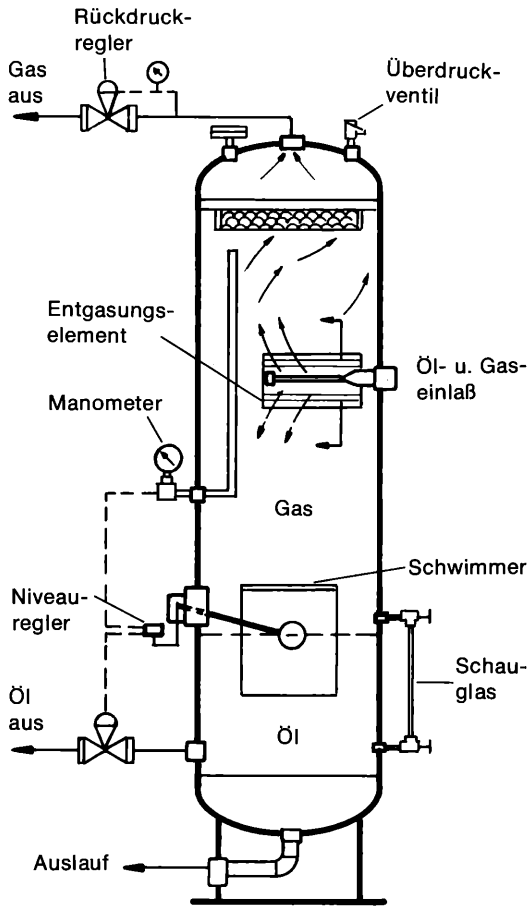


Abb. 101. Gasabscheider

oder liegender Druckbehälter, in welchem das Öl vom Sondenkopfdruck auf meist nur einen geringen Überdruck entspannt wird. Im oberen Bereich wird das aus Lösung gehende Gas abgeleitet, im unteren Bereich erfolgt das Ableiten der Flüssigkeit. Ein Gasdruckregler regelt den Druck im Behälter, ein Niveauregler hält das Flüssigkeitsniveau auf der richtigen Höhe. Sicherheitseinrichtungen bewirken den sicheren Betrieb. Bevor aber das Gemisch aus Gas, Öl, Wasser und mitgeförderten Feststoffen in den Gasabscheider gelangt, wird es häufig aufgeheizt, weil viele Erdöle bei normalen Umgebungstemperaturen (besonders im Winter) zu zähflüssig sind, um eine ausreichende Trennung zu erlauben. Nach Durchlaufen des Gasabscheiders gelangt das Gas entweder durch den eigenen Druck oder aber über einen Kompressor zu geeigneten Aufbereitungsanlagen, die es in einen verkaufsfähigen Zustand versetzen.

Die Abscheidung des Wassers

Das Öl wird, vermengt mit mitgeführten Wasser und Feststoffen, aus dem Gasabscheider abgezogen und muß nun seinerseits gereinigt werden. Die Trennung dieser Komponenten erfolgt meist unter Anwendung von Wärme und unter Zuhilfenahme chemischer Emulsionsbrecher. Emulsionsbrecher werden deshalb ver-

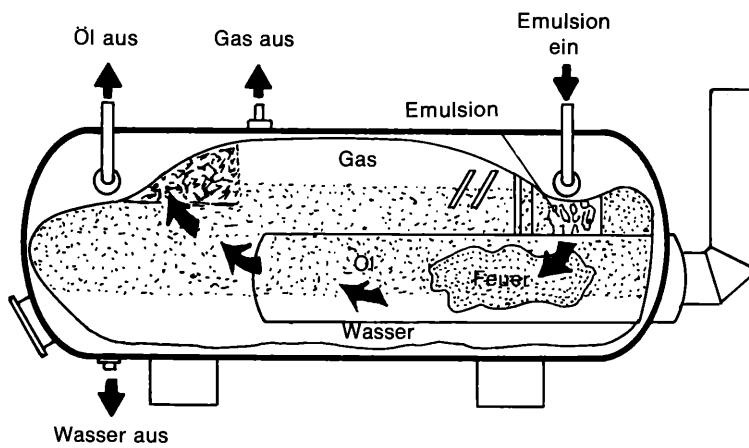


Abb. 102. Heater Treater

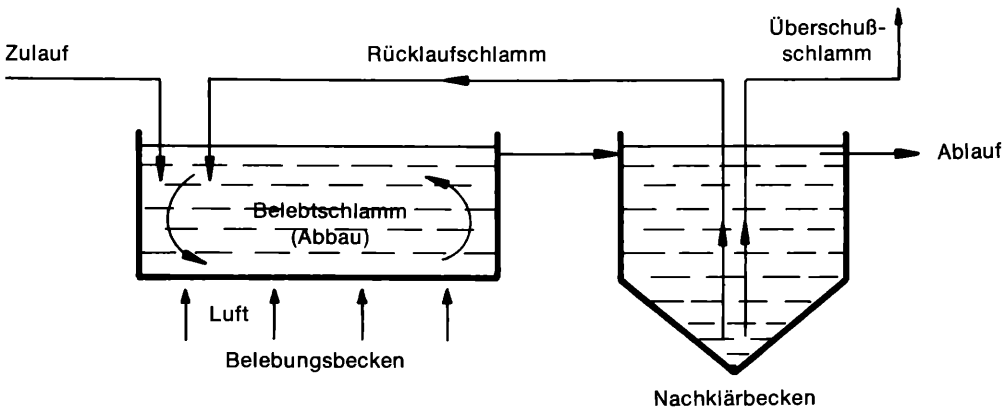


Abb. 103. Biologische Kläranlage

wendet, weil ein Teil des Gemisches aus Öl und Wasser als Emulsion anfällt. Die Wärme wird häufig in eigenen Behältern, Treater (Abb. 102) genannt, zugeführt, aus denen bereits verladefähiges Öl abgezogen werden kann.

In diesen Geräten wird manchmal auch ein elektrisches Feld zur Einwirkung gebracht, das über die unterschiedlichen Ladungen der Öl- und der Wassertröpfchen auf die Emulsion einwirkt. Gelegentlich, wenn das Formationswasser eine gesättigte Salzsole ist, wird auch vor dem Beschicken des Treaters Süßwasser zugesetzt, damit der Salzgehalt des in die Raffinerie verladenen Öles einen erlaubten Grenzwert nicht überschreitet. Wählt man die Entwässerungsmethode mittels Treaters, so dient dieser auch als Gasabscheider, so daß die komplette Zerlegung des geförderten Gemisches in einem Gerät erfolgen kann. Auch die vorhergehende Aufheizung entfällt, weil die Wärmezufuhr ebenfalls im Treater erfolgt.

Es gibt eine Reihe anderer Methoden der Wassertrennung, doch soll die hier beschriebene genügen.

Das Öl ist nach Verlassen des Treaters so weit gereinigt, daß es in die Raffinerie transportiert werden kann. Das Wasser muß noch über eine Kläranlage geleitet werden, weil es immer noch deutliche Ölspuren und andere Verunreinigungen aufweist (siehe auch Kapitel IV.7.). Je nachdem, ob dieses Wasser nun in ein Bohrloch tief untertage in einen Horizont eingepreßt wird oder ob es in ein Oberflächengewässer abgeleitet wird, muß eine mehr oder weniger weitreichende Reinigung dieses Wassers erfolgen. Beim Einpressen genügt meist ein einfaches Sandfilter, das der mechanischen Kläranlage nachgeschaltet wird. Beim Ableiten des Wassers in einen Vorfluter (Oberflächengewässer) muß allerdings eine weitestgehende Entfernung aller Schadstoffe erfolgen. Dazu haben sich in letzter Zeit auch im Erdölfeld die biologischen Kläranlagen bewährt (Abb. 103).

In diesen Anlagen werden die Schadstoffe durch Mikroorganismen beseitigt, indem diese Schadstoffe in harmlose Produkte (meist Kohlensäure und Wasser) verwandelt werden. Obwohl diese biologischen Anlagen zufriedenstellend funktionieren, ist es das Bestreben der Erdölindustrie, eine Belastung der Umwelt dadurch hintanzuhalten, daß man sich bemüht, überall dort, wo hiezu die Möglichkeit besteht, das anfallende Produktionswasser tief in den Untergrund einzupressen (siehe auch Kapitel II.3.6.4.2.).

Die Literaturhinweise sind im Anschluß an das Hauptkapitel II.4.2. angegeben.

II.4.2. Gasförderung und Speicherung

von Rudolf SAFOSCHNIK

II.4.2.1. Gasförderung

Nach der Fertigstellung einer Bohrung, die eine wirtschaftliche Lagerstätte erschlossen hat, wird sie zur Förderung eingerichtet; sie wird zur Produktionssonde. Die zu fördernde Formation, das ist das Erdgas enthaltende Gestein, auch Gasträger genannt, ist meistens durch die letzte Rohrkolonne, einem von der Oberfläche bis zum Gasträger reichenden Stahlrohr, verrohrt und zementiert. Nur in seltenen Fällen bleibt der Förderhorizont offen und es erfolgt eine „open hole"-Komplettierung (Abb. 89; siehe auch Kapitel II.4.1.1.).

II.4.2.1.1. Kriterien für die Sondenausrüstung

Die Umgestaltung des Bohrlochs in eine Fördersonde hängt im wesentlichen von folgenden Kriterien ab:

- Tiefe der Lagerstätte,
- Gaszusammensetzung,
- Druck in der Lagerstätte,
- Temperatur in der Lagerstätte,
- Zuflußkapazität aus dem Gasträger

Lagerstättentiefe

Gasvorkommen gibt es in Österreich in oberflächennahen Schichten ab 500 m bis zu Tiefen unter 7000 m (siehe Abb. 104).

Gaszusammensetzung

Erdgas ist ein reales Gas (siehe Kapitel III.1.8.2.), dessen Hauptbestandteil Methan (CH_4) ist. Je nach Lagerstätte kann dieses daneben noch unterschiedliche Anteile an höheren Kohlenwasserstoffen (Äthan, Propan und höhere) enthalten, aber auch durch zum Teil beträchtliche

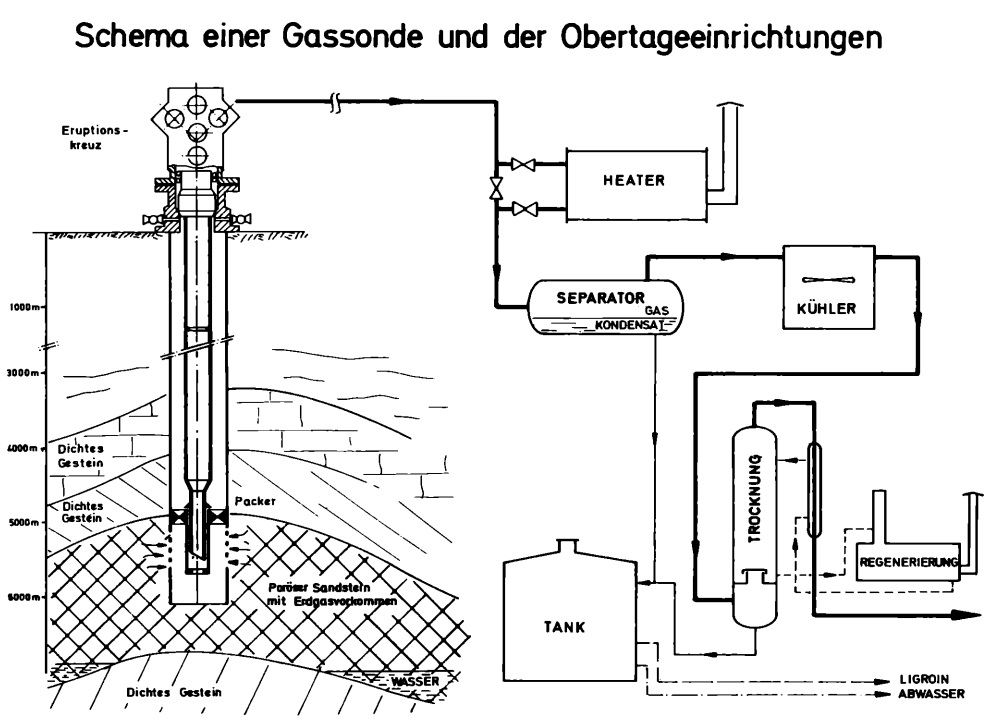


Abb. 104. Schema einer Gassonde und der Obertageeinrichtungen

Mengen von Kohlendioxyd (CO_2), Stickstoff (N_2) und Schwefelwasserstoff (H_2S) verunreinigt sein. Als Feststoffe können mit dem Rohgas auch Sande und Tone mitproduziert werden.

Bei Anwesenheit von Schwefelwasserstoff und Kohlendioxyd spricht man von Sauergas, in diesem Fall ist bei der Förderausrüstung auf die Möglichkeit einer chemisch abtragenden Korrosion oder einer Materialversprödung durch H_2S Bedacht zu nehmen.

In größeren Tiefen können höhere Kohlenwasserstoffe, die unter niedrigeren Druckbedingungen flüssig wären, aufgrund der Druck- und Temperaturverhältnisse gasförmig gespeichert sein (Gas-Kondensatlagerstätten). Hier ist der Anfall bedeutender Flüssigkeitsmengen beim Fördervorgang in Rechnung zu stellen.

Das Erdgas ist in der Lagerstätte immer mit Wasser gesättigt. Da es gleichzeitig die Eigenschaft hat, mit freiem Wasser bei Temperaturen bis etwa 25° C (druckabhängig - d. h. bei höherem Druck auch bei entsprechend höherer Temperatur) einen schaumartigen Schnee zu bilden (Gashydrat), können bei niedrigeren Temperaturen dadurch Verstopfungen in den Fördereinrichtungen auftreten.

Lagerstättendruck

Im Regelfall stehen die neu angetroffenen Lagerstätten unter hydrostatischem Druck, d. h. in absoluten Zahlen zwischen 50 und 700 bar. Es wurden aber auch Lagerstätten mit überhydrostatischen Drükken bis zu 1300 bar angetroffen. Unter hydrostatischem Druck versteht man den Druck einer der Teufe entsprechenden Wassersäule (siehe auch Kap. II.3.2.4., Hochdruckzonen-Früherkennung).

Lagerstättentemperaturen

In den oben genannten Teufen ist der Verlauf des geothermischen Temperaturprofiles weitgehend normal, sodaß mit Lagerstättentemperaturen (gleichzeitig Gastemperaturen) zwischen 30 und 180° C zu rechnen ist.

Zuflußkapazität aus dem Gasträger

Die von der Durchlässigkeit, Porosität und Mächtigkeit sowie dem zulässigen Druckabfall im Eintrittsbereich aus dem Gasträger in die Sonde abhängige Zuflußkapazität liegt zwischen einigen Tausend Nm^3 pro Tag und Sonde und kann in extrem günstigen Fällen bis zu 1 Mio. Nm^3 pro Tag und Sonde betragen. 1 Nm^3 (Normalkubikmeter) ist 1 m^3 Gas bei 0° C und atmosphärischem Druck.

II.4.2.1.2. Sondenausrüstung

Nach Kenntnis der Rahmenbedingungen wird die Sonde ausgerüstet. Zunächst wird ein Steigrohrstrang, der der späteren Förderung dient, bis knapp über den Gasträger eingebaut. Darauf wird die Verrohrung des Bohrlochs und der darum befindliche Zementmantel durch einen an einem Kabel in die Sonde eingelassenen Kugel- oder Hohlladungsperforator durchschossen, um dem Lagerstätteninhalt den Zutritt in die Sonde zu ermöglichen (siehe Kap. II.3.3.2.4.). Den Bohrlochabschluß bildet das sogenannte Eruptionskreuz (E-Kreuz, siehe Abb. 92; siehe auch Kapitel III.1.8.2.).

Anschließend wird das üblicherweise mit Flüssigkeit (Spülung) gefüllte Bohrloch durch Ankolben (Abpumpen) soweit entleert, bis der Druck der Lagerstätte größer ist als der Gegendruck der Flüssigkeitssäule im Bohrloch. Damit beginnt die Sonde zu fördern.

Unter extremen Bedingungen (hoher Druck, Sauergas) wird im Bohrloch knapp über der Perforationsstrecke ein speziell gefertigtes Dichtstück, genannt Packer, eingebaut, um einen gasdichten Abschluß gegenüber der Bohrlochverrohrung zu erreichen. Damit wird die hohe Druckbelastung und das Auftreten von Korrosion durch Sauergas im Ringraum vermieden. Unter Ringraum versteht man hier den Raum zwischen dem Steigrohrstrang und der Verrohrung des Bohrlochs. In diesen Fällen ist auch besonderes Augenmerk auf eine sorgfältige Materialauswahl in bezug auf Korrosionsfestigkeit, aber auch auf die Gasdichtheit der Verschraubungen der Rohrkolonnen zu richten.

II.4.2.1.3. Sammlung und Reinigung (Aufbereitung des Rohgases)

Das Rohgas tritt am E-Kreuz mit Drükken zwischen 50 und 600 bar aus, es muß daher im Feldsammelsystem bis auf den für die Endreinigung gewählten Eingangsdruck entspannt werden. Je nach Gehalt an Wasser, flüssigen Kohlenwasserstoffen und Sand müssen diese Begleitstoffe durch direkt am Sondenplatz installierte Abscheider entfernt werden. Gasvorwärmer zur Abwehr der Bildung von Gashydraten in den Förderleitungen sowie Meß- und Regelgeräte zur Überwachung und Steuerung der Förderung werden ebenfalls häufig am Sondenplatz benötigt.

Die Förderleitung, eine aus nahtlosen Stahlrohren geschweißte Leitung, bringt nun das Rohgas direkt oder als Stichleitung über ein gemeinsames Sammelrohr für mehrere Sonden zur zentralen Gasreinigungsanlage, der sogenannten Gasstation.

Die Ausrüstung einer solchen Gasstation besteht je nach Gaszusammensetzung aus einfachen oder komplexeren Gruppen folgender Einrichtungen zur Reinigung des Gases auf den Qualitätsstandard verkaufsfähigen Gases.

Abscheider oder Separatoren

In diesen werden feste und flüssige Anteile des Rohgases durch mechanische Vorrichtungen wie Filtereinsätze, Prallbleche zur Zentrifugalabscheidung, Drahtgeflechte für die Nebeltröpfchenabscheidung sowie Raumvergrößerung zur Herabsetzung der Strömungsgeschwindigkeit für die Gravitationswirkung auf Flüssigkeitsanteile entfernt.

Gastrocknung

Das Trocknen des Erdgases, d. h. Entfernung des durch die natürliche Sättigung im Gas enthaltenen dampfförmigen Wassers, ist die Voraussetzung für einen störungfreien Gastransport. Diese Trocknung geschieht durch Anwendung von hygroskopischen (wasserentziehenden) Mitteln. Dafür gibt es folgende Verfahren:

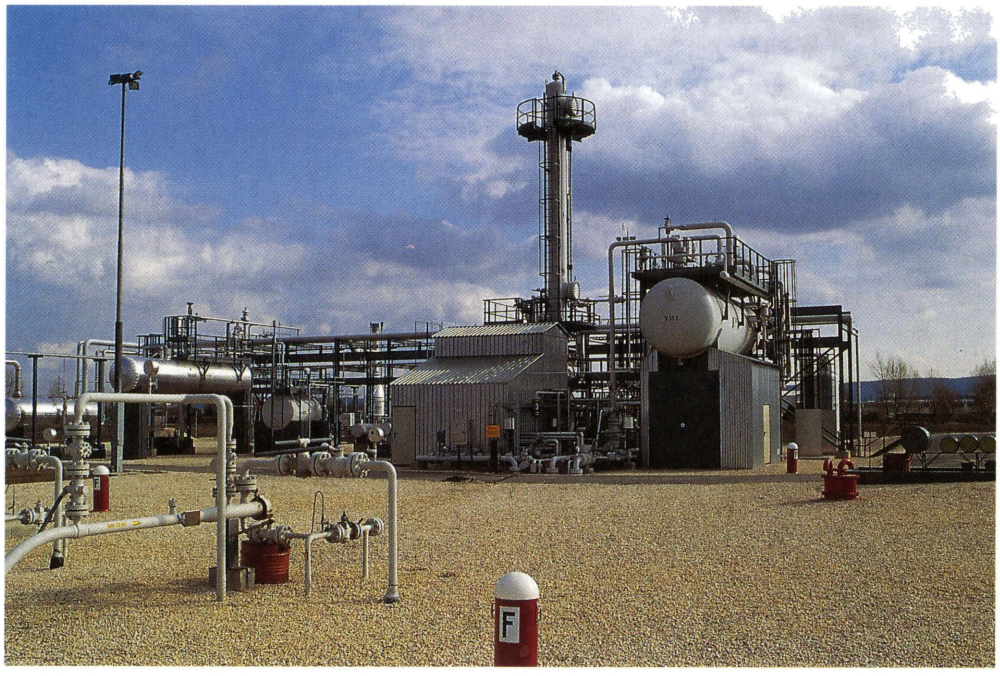


Abb. 105. Glykoltrocknungsanlage

Glykoltrocknung

Das Gas wird in einem vertikalen Druckbehälter, der mit mehreren übereinander angeordneten perforierten Zwischenböden ausgestattet ist (Absorptionskolonne), im Gegenstrom mit der sehr hygroskopischen Flüssigkeit Glykol in Kontakt gebracht und vom Wasser befreit. Das beladene Glykol wird in eine Regenerieranlage verbracht und dort auf etwa 200° C erhitzt, wobei das Wasser aus dem Glykol verdampft (kontinuierlicher Umlauf, siehe Abb. 105).

Festbett-Trocknung

In diesen Anlagen werden als hygroskopisches Medium hochporöse Feststoffe (in Form kleiner Kügelchen) wie Silikate oder Molekularsiebe in intermittierend betriebenen Behältern verwendet. Hier wird das Gas jeweils eine bestimmte Zeit über einen Behälter (Festbett) geführt, wobei wiederum der Wasserdampf und in einem bestimmten Umfang auch höhere Kohlenwasserstoffe dem Gas entzogen werden. Nach der Beladung des Absorptionsmittels wird der Gasstrom auf einen zweiten Behälter mit frischregeneriertem Trocknungsmittel umgeschaltet. Das beladene Trocknungsmittel des ersten Behälters wird nun mit hocherhitztem Gas regeneriert. Das Regeneriergas wird gekühlt, der Wasserdampf in diesem Teilstrom kondensiert und das Wasser sowie allfällige höhere Kohlenwasserstoffe werden aus dem genannten Teilstrom mechanisch abgetrennt.

Tieftemperaturabscheideanlagen

In solchen wird das Gas durch Expansion oder, wenn dafür nicht genügend Druck vorhanden ist, durch Fremdkühlung auf –10 bis –15° C abgekühlt. Dabei fallen Hydrate an und müssen durch Wärmezufuhr aufgeschmolzen werden, falls deren Bildung nicht durch Injektion von Methanol oder Glykol in den Gasstrom (vor der Abkühlung) unterbunden wird. Diese Methode des Tiefkühlens wird auch zur Extraktion von höheren Kohlenwasserstoffen aus dem Erdgas angewendet.

Entschwefelung und Abscheidung von Kohlensäure

Die Qualitätsnormen für Erdgas sehen vor, daß dieses praktisch schwefelfrei und nur mit relativ geringen Anteilen von Kohlensäure auf den Markt gebracht werden darf. Im Rohgas vorhandenes H_2S und/oder ein höherer Gehalt an CO_2 sind daher aus Gründen der Giftigkeit, der Korrosivität und des Umweltschutzes abzuscheiden.

Dies erfolgt in chemisch-physikalischen Wäschen oder mit Absorptionsverfahren. Das am häufigsten angewendete Verfahren ist ein Waschbetrieb in einer Absorptionskolonne, wo im Gegenstrom eine Lauge, z. B. Diäthanolamin, mit den sauren Anteilen des Erdgases eine thermisch instabile Verbindung eingeht. Bei Erwärmen der beladenen Lauge in einer Regenerieranlage wird das H_2S und das CO_2 wieder frei und kann bei sehr geringer Menge in einer Hochfackel verbrannt oder bei größeren Mengen in einem sehr sorgfältig geführten Oxidationsprozeß (Clausanlage, wie z. B. in Aderklaa) so verbrannt werden, daß der Wasserstoff des H_2S abbrennt, der Schwefel daher elementar anfällt und als Nebenprodukt der Erdgasproduktion verkauft werden kann.

II.4.2.2. Erdgasspeicherung

Mit dem verstärkten Einsatz von Erdgas für die Raumheizung und in nicht kontinuierlich arbeitenden Betrieben tritt das Problem einer erhöhten Abgabeflexibilität, das heißt des Ausgleiches der saisonalen und witterungsbezogenen Verbrauchsunterschiede, auf. Dies kann bei Verfügbarkeit großer Gasfelder mit hoher Flexibilität der Fördereinrichtungen über unterschiedliche Produktionsraten gelöst werden. In Österreich war mit der Aufnahme des Gasimportes aus der Sowjetunion der Punkt erreicht, wo dies nicht mehr ausreichte. Da der Gastransport über große Strecken aus Kostengründen mit möglichst gleichbleibend hohen Durchsätzen des Leitungssystems betrieben werden muß, kann eine Anpassung an den Marktbedarf nur in der Nähe des Hauptverbrauchs erfolgen. Das heißt, es sind bei nahezu ste-

tiger Anlieferung im Sommer entsprechende Mengen zu lagern, um sie im Winter zusätzlich zur Verfügung zu haben.

Für die Lagerung von großen Gasmengen bieten sich folgende Möglichkeiten an:

- Einpressen von Gas in bereits teilweise ausgeförderte Gaslagerstätten.
- Einpressen von Gas in natürlich abgedichtete Wasserträger (das sind z. B. wassergefüllte Sandsteine) in großer Tiefe (Aquifere).
- Die Speicherung in Kavernen, die durch Auslaugen in mächtigen Salzstöcken in großer Tiefe hergestellt werden (bis zu 500.000 m^3 Rauminhalt und für Gasdrücke bis zu 250 bar).
- Lagerung von Erdgas in flüssiger Form (–160° C) in geeigneten Behältern unter atmosphärischem Druck. Das Gasvolumen reduziert sich dabei auf rund 1/600. Die Verflüssigung erfolgt mit beachtlichem apparativem und energetischem Aufwand, ähnlich der Luftverflüssigung.

Die dargestellte Reihenfolge ist auch die Reihenfolge der Kostenintensität.

In Österreich wurden wegen der ausreichenden Verfügbarkeit nur Gasspeicher in teilweise ausgeförderten Gaslagerstätten eingerichtet, in denen mehr als 2000 Mio. Nm^3 Gas gelagert und mit Entnahmeraten bis zu 1 Mio. Nm^3 pro Stunde produziert werden können. Hierbei wurde nicht nur auf die saisonalen und sonstigen kurzfristigen Bedarfsschwankungen Rücksicht genommen, sondern auch auf eine längerfristige Krisenvorsorge. Weitere Angaben zur Gasspeicherung sind im Kapitel II.3.6.5. zu finden.

Literaturauswahl für die Hauptkapitel II.4.1. und II.4.2.:

ALBER, L. 1984; ALBERTSEN, M., PUSCH, G. & RUTHAMMER, G. 1987; BACHER, R. 1985; BAUMGARTNER, A. 1984; BERGER, F. 1992; BRANDL, G. & STODOLA, G. 1983; BUGL, J. 1985; BULIAN, W., DITTMAR, A. & FEHER, F. 1967; BRUNNER, W. 1992; EBNER, F. et al. 1986; DONÀ, I. 1992; ERHART-SCHIPPEK, F. & KAUFMANN, A. 1973; FRÖHLICH, O. 1985; GANAHL, P. & KLEINITZ, W. 1983; GAZSÓ, E. 1983 und 1987; GODAI, G. 1987; GRAF, H.-G. 1976 und 1977; GROSS, E. 1963; GROSSER, P. 1991; GROTEWOLD, G. & SCHLEMM, F. 1991; HABEL, O. & HÜTTER, J. 1980; HACKEL, A. 1983; HEDDEN, K. 1992; HEISLER, L. 1963 und 1967; JURANEK, E. 1992; KOPP, E. 1983; KOUBEK, G. 1991; KRABBE, H.-J. 1991; KREUZ, M. 1988; LECHNER, H. 1987; LEHMANN, W. 1984; LEHNER, A. & RUTHAMMER, G. 1982; LIEBL, W. 1983; LOGIGAN, St. 1953; LORBACH, M. 1977; LÜTZKENDORF, W. 1944; MACKOWSKI, L., SAFOSCHNIK, R. & HACKEL, A. 1980; MALCHER, H. 1983; MARX, C. 1980; MAYER-GÜRR, A. 1968; MORITZ, J, 1965; MORITZ, J. & MELLAUNER, A. 1980; MÜLLER, R. & SPRINGER, F. P. 1990; PINTER, K. 1978 und 1988; PINTER, K. & RUTHAMMER, G. 1984; PONTILLER, F. 1991; REISS, J. & HEITKER, A. 1989; RISCHMÜLLER, H. 1986; RÜHL, W. 1971; SAFOSCHNIK, R. 1965, 1985 und 1990; SAFOSCHNIK, R. & SCHWARZ, G. 1978; SANDAUER, Ch. 1985; SCHLEINZER, H. 1967, 1989a und 1989b; SCHWITZER, M. K. & SALDERN, A. v. 1962; STERBA, J. & RUTHAMMER, G. 1984; STERBA, J. 1990; STOLL, R. D. & RÖPER, St. 1982; SUKOPP, K. 1990; SUKOPP, K. & HINTERLEITNER, H. 1984; TLUSTOS, R. 1965; TLUSTOS, R. & POTT, E. 1980; UDVARDI, G. 1984; VOGEL, P. & MARX, C. 1984 und 1985; VYCHA, G. 1989; WEISS, H. 1983 und 1988; WEISS, H. & MARAVIC, M. 1991; WITTMANN, H. 1987; WOLFSBERGER, G. & SCHÖNHOFER, H. 1983.

II.4.3. Die Produktionsgeologie

von Ladislaus PONGRACZ

II.4.3.1. Aufgaben der Produktionsgeologie

Während die Aufschlußgeologie die Entdeckung neuer Erdöl- und Erdgaslagerstätten zum Ziel hat, ist es die Aufgabe der Produktionsgeologie, die weitere Erschließung (Feldentwicklung) sowie eine umfassende geologische Analyse und Darstellung der neu entdeckten oder bereits bekannten Lagerstätten vorzuneh-

men. Für die von der Lagerstättentechnik geplanten IOR-Maßnahmen (Improved Oil Recovery – verbesserte Ölausbeute) werden geologische Bearbeitungen zur Erfassung der Lagerstätten-Internstruktur durchgeführt (siehe Kapitel II.3.6.).

Mit der geologischen Betreuung der Fördersonden ergeben sich mannigfaltige Dokumentations- und Beratungstätigkeiten, die ebenfalls zum Aufgabenbereich der Produktionsgeologie gehören.

II.4.3.2. Feldentwicklung

Nach dem Fündigwerden einer Aufschlußbohrung ist es die Aufgabe der Produktionsgeologie, in intensiver Zusammenarbeit mit den Lagerstätteningenieuren Folgebohrungen (Erweiterungs- und Produktionsbohrungen) zu planen. Die Erweiterungsbohrungen dienen vor allem zum Abgrenzen, die Produktionsbohrungen zum Abfördern einer Lagerstätte bzw. eines Feldes.

Die Arbeitsmethoden bei der geologischen Betreuung dieser Bohrungen sind grundsätzlich dieselben wie bei den Aufschlußbohrungen, jedoch liegt der Schwerpunkt der Geologenarbeit in der detaillierten Untersuchung der öl- und gasführenden Horizonte.

II.4.3.3. Untersuchungsmethoden

Zur geologischen Erfassung einer Lagerstätte bzw. eines Feldes ist es erforderlich, daß genaue Angaben über die Lithologie, die gesteinsphysikalischen Eigenschaften, die Mächtigkeit und die flächenmäßige Ausdehnung des Speichergesteinskörpers erarbeitet und seine Lagerungsverhältnisse (Tektonik) geklärt werden.

Der Ermittlung dieser Daten dienen Untersuchungen an Gesteinsproben aus der Bohrung und geophysikalische Bohrlochmessungen. Die Mächtigkeit der kohlenwasserstoffführenden Lagen wird durch Festlegung der Schichtgrenzen und der Gas-Öl-, Gas-Wasser- und Öl-Wasserkontakte in den geophysikalischen Bohrlochdiagrammen (Logs) bestimmt.

Mit Hilfe der Logs wird auch die Korrelation (Wechselbeziehung) der Gesteinsschichten in den Erweiterungs- und Produktionsbohrungen durchgeführt. Durch die Korrelation der Bohrprofile untereinander und mit Hilfe der Schichtneigungsmessung (CDM) sowie seismischer Profile werden die Lagerungsverhältnisse, die Ausdehnung des Speichergesteinskörpers sowie Brüche und Aufschiebungen festgestellt.

II.4.3.4. Darstellung der geologischen Verhältnisse

Als Ergebnis der geologischen Analyse der Lagerstätten werden die geologischen Verhältnisse des gesamten Feldes zeichnerisch, vornehmlich kartenmäßig, dargestellt (siehe auch Kap. II.2.3.).

Von allen gas- und ölführenden Horizonten werden Strukturkarten erstellt. In diesen Karten wird die Tiefenlage der Oberkanten des Speicherkörpers, vom Meeresspiegel (AN = Adrianull) berechnet, durch Strukturlinien dargestellt. Aus diesen Karten ist auch die Lage der Störungen ersichtlich.

Bruttomächtigkeitskarten zeigen die Änderungen der Gesamtmächtigkeit aller Sande samt Zwischenlagen (Tone) und dienen zur Klärung der Beziehung zwischen Sedimentation und Tektonik. Zur Kontrolle der ermittelten Strukturformen dienen geologische Schnitte, das sind vertikale Quer- und Längsschnitte durch die untersuchten Strukturen.

Mit der fortschreitenden Erschließung der Lagerstätten werden höhere Anforderungen an die Genauigkeit der geologischen Darstellungen gestellt, als dies zu Beginn der Feldentwicklung möglich war. Aus diesem Grund sowie für geplante IOR-Maßnahmen müssen immer detailliertere Überarbeitungen der geologischen Unterlagen durchgeführt werden.

II.4.3.5. Geologische Betreuung der Gas- und Ölfelder

Mit der geologischen Betreuung der Gas- und Ölfelder ergeben sich mannigfaltige Dokumentations- und Beratungsaufgaben der Produktionsgeologie für die

Erdöl- und Erdgasgewinnung. Solche Aufgaben sind zum Beispiel die geologische Beratung bei Besprechungen des Förderverhaltens der einzelnen Sonden und bei Beschlüssen über durchzuführende Maßnahmen für Sondenbehandlungen.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.4.3.:

GÖTZINGER, K. & STOWASSER, H. 1969; HAWLE, H., KRATOCHVIL, H., SCHMIED, H. & WIESENEDER, H. 1967; KREUTZER, N. 1984; PONGRACZ, L. 1983; STROGANOW, W. P. 1969.

II.4.4. Horizontalbohrtechnik

von Walter GRÜN

Die Horizontalbohrtechnik resultiert aus dem Bestreben, die Produktivität aus Öl- und Gasfeldern zu erhöhen. Bereits in den 20er Jahren wurden erste Versuche unternommen. Doch erst ab 1980 begann man diese Technik im großen Stil zu entwickeln. Elf Aquitaine war die Firma, die mit der Bohrung „Rospo Mare" (italienische Adria) erstmals eine horizontale Strecke von ca. 600 m in einem KW-führenden Karbonatgestein erschloß. Die Bohrung kostete noch mehr als doppelt so viel wie eine konventionelle Schrägbohrung in diesem Gebiet. Bei den folgenden Horizontalbohrungen konnten die Kosten bereits wesentlich gesenkt werden, so daß heute mit einem Kostenfaktor von 1,5 im Vergleich zu herkömmlichen Vertikalbohrungen gerechnet wird. Dem steht eine Produktionserhöhung um das 3- bis 10fache je nach Länge der horizontalen Strecke gegenüber. Inwieweit der Ausbeutungsgrad (recovery factor) einer Lagerstätte erhöht wird, läßt sich noch nicht eindeutig feststellen, da nur wenige der horizontal durchbohrten Lagerstätten ihr wirtschaftliches Ende erreicht haben.

Es ist daher nicht verwunderlich, daß gerade nach dem Ölpreisschock 1985–86 die Zahl horizontaler Bohrungen sprunghaft angestiegen ist und bis Ende 1991 mehr als 2000 erreicht hat. In kurzer Zeit wurde somit eine völlig neue Bohrtechnik entwickelt, die auch in den Bereichen Lagerstätten- und Fördertechnik, Bohrlochmessungen, Geophysik und Geologie ein Umdenken von vertikal auf horizontal erzwang. Der Geologe mußte erkennen, daß die genaue Kenntnis der zu erbohrenden Struktur unumgänglich ist. Ein Teufenfehler von 10 m ist bei einer vertikalen Bohrung unwesentlich. Bei einer horizontalen Bohrung kann eine erwartete Struktur um diese 10 m zur Gänze verfehlt werden. Versuche, dieses Verfahren auch in der Exploration einzusetzen, sind daher meist gescheitert.

Mehr als in den anderen Explorations- und Produktionsbereichen ist intensive Teamarbeit zwischen Technikern und Geowissenschaftern bei der Planung und der Durchführung für den Erfolg unverzichtbar. Erste Aufgabe eines solchen Teams ist es, zu klären, ob eine horizontale Bohrung wirtschaftlich sein wird. Denn nur bestimmte Lagerstättentypen versprechen auch einen wirtschaftlichen Erfolg:

a) Geringmächtige Lagerstätten, wie z. B. der „Bakken Shale" (USA).
b) Lagerstätten, die geringe Unterschiede zwischen horizontaler und vertikaler Permeabilität aufweisen.
c) Natürlich geklüftete Lagerstätten mit geringer Matrixpermeabilität, wie z. B. der „Austin Chalk" (Texas), die Karst-Lagerstätte von „Rospo Mare" oder der Glaukonitsandstein des Steinberg-Gebietes im Wiener Becken.
d) Formationen, die zu Gas- oder Wasserkegelbildung (coning) neigen.
e) Gaslagerstätten mit geringer und hoher Permeabilität für Produktion und Speicherbetrieb.

Horizontalbohrungen werden weltweit nach dem Radius klassifiziert, mit dem der Bogen vom vertikalen zum horizontalen Bohrabschnitt abgeteuft wird (Abb. 106). Man unterteilt sie demnach in 4 Arten, die sich auch hinsichtlich horizontaler Reichweite, Bohrungsdurchmesser,

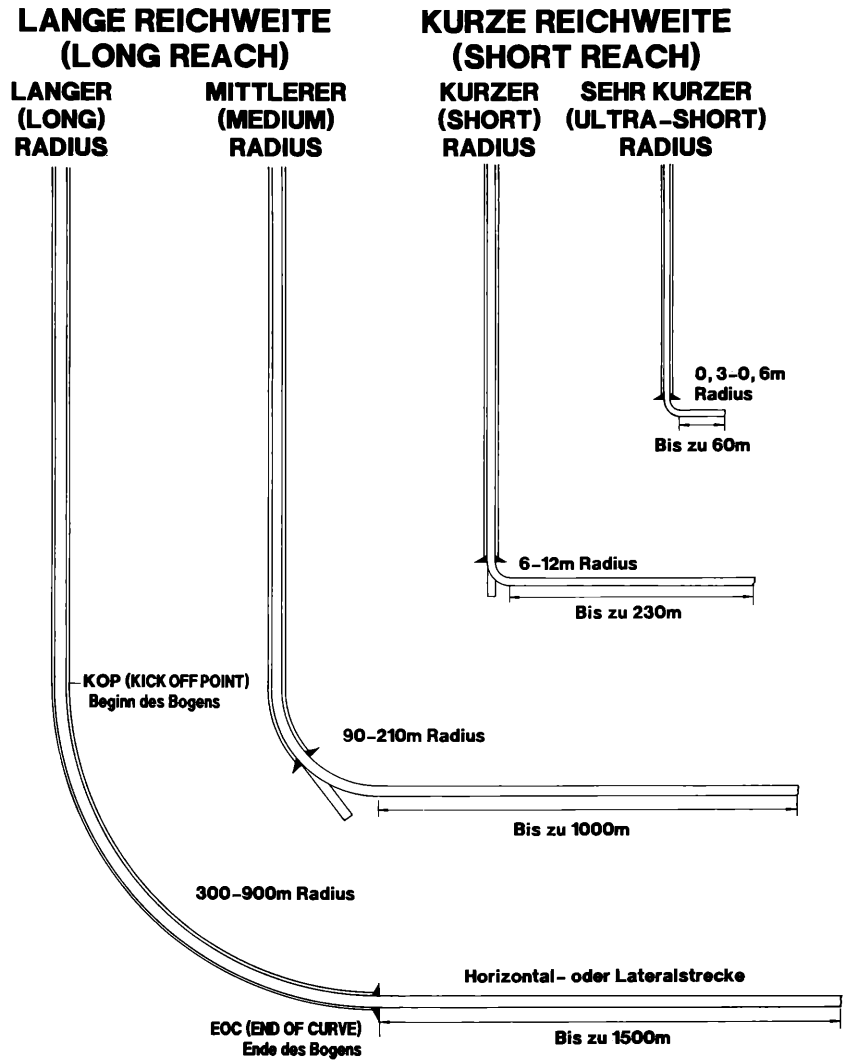


Abb. 106: Klassifizierung der Horizontalbohrungen nach dem Bohrungsverlauf.

maximaler Teufe der horizontalen Strekke, Verrohrungsschema und vor allem bezüglich der anwendbaren Bohrtechnik unterscheiden:

a) Sehr kurzer Radius: Wird bisher kaum und nur bei seichten und weichen Formationen angewendet. Der horizontale Vortrieb erfolgt aus einer Kaverne (underreamed zone) mittels Wasserstrahl (water jet drilling). Kerne, Bohrlochmessungen und Verrohrung sind nicht möglich.
b) Kurzer Radius: Für seichte Ziele, die durch den kurzen Radius und einer zusätzlichen Erkundungsbohrung (pilot well) exakt zu erreichen sind. Benötigt spezielles Bohrequipment. Kerne, Bohrlochmessungen und Verrohrung sind nicht möglich.
c) Mittlerer Radius: Hat sich als ideale Kombination aller 4 Arten erwiesen. Voll steuerbar mit Turbine und konventionellem Bohrequipment. Möglich sind alle Bohrlochmessungen während des

Bohrens (MWD = measurement while drilling, LWD = logging while drilling) und nach Bohrende, ebenso Bohrkerne und jede Art der Bohrlochkomplettierung. Die Zielgenauigkeit bei Endteufe liegt unter 2 m, die Zieltiefe (TVD = true vertical depth) unter 300 m.

d) Langer Radius: Vorteil ist die große laterale Reichweite (LD = lateral displacement), die zur Zeit ca. 3 Kilometer beträgt. Zielgenauigkeit ca. 10 m, Zieltiefe unter 600 m.

Österreichs erste Horizontalbohrung wurde im Herbst 1991 unter der Bezeichnung „Steinberg 20h" im nördlichen Wiener Becken von der ÖMV AG abgeteuft. Das Bohrziel war der 1. Glaukonitsandstein der Flyschzone im Bereich des Steinberg-Doms. Dieser Kluftlagerstätte werden einerseits noch bedeutende Vorräte zugeschrieben, anderseits sind die Produktionsraten gering und teilweise an der Grenze der Wirtschaftlichkeit.

Zur Bestätigung der Strukturvorstellung und zum Nachweis der Ölführung wurde zunächst die vertikale Pilotbohrung „Steinberg 20" niedergebracht. Da der Zielhorizont tiefer als erwartet und ohne Ölführung angetroffen wurde, war es nötig, eine weitere Pilotbohrung „Steinberg 20a" abzuteufen. Sie traf den 1. Glaukonitsandstein strukturhöher und ölführend an.

Somit konnte die Horizontalbohrung „Steinberg 20h" ab Bohrteufe 710 m (KOP = kick off point, Beginn des Bogens) unter stetigem Neigungsaufbau von 7°/30 m und einem Radius von 250 m bis zum Landepunkt (EOC = end of curve, Ende des Bogens) bei einer tatsächlichen vertikalen Teufe (TVD) von 984 m gebohrt werden. Nach weiteren 50 m hatte man die 9⅝″-Verrohrung ohne Probleme eingebracht sowie eine 450 m lange Horizontalstrecke innerhalb von 8 Tagen gebohrt und komplettiert. Die Sonde befindet sich derzeit (Feb. 1992) in der Testphase und produziert mit einer Tiefpumpeninstallation zirka 45 Tonnen Öl pro Tag.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.4.4.:

ALDRICH, C. S. & SCHUH, F. J. 1990; FRITZ, R. D., HORN, M. K. & JOSHI, S. D. 1991; GRÜN, W. 1992.

II.4.5. Erdöl- und Erdgastransport

II.4.5.1. Transport des Erdöles

von Ernst GROSS

Der Transport des Erdöles erfolgt im wesentlichen in zwei voneinander grundsätzlich unterschiedlichen Verfahren. Einmal ist hier der Transport in Behältern zu nennen. Dazu zählt der Transport in Straßentankwagen, in Eisenbahnwaggons, ebenso wie in Tankschiffen. Die zweite Methode ist der Transport von Erdöl durch Rohrleitungen (Pipelines).

Der Transport durch Rohrleitungen

Es liegt auf der Hand, daß überall dort, wo erhebliche Mengen von Erdöl stets von einem Ort zum anderen befördert werden müssen, Rohrleitungen eingesetzt werden (Tabelle 11). Die steigende Wirtschaftlichkeit des Rohrleitungstransportes geht daraus hervor, daß steigende Kapazitäten mit immer geringeren Aufwendungen erzielbar sind. Einer einmaligen, freilich erheblichen Investition zu Beginn des Projektes, stehen sehr geringe Betriebskosten gegenüber. Auch vom Standpunkt der Umweltbelastung stellt die Rohrleitung eine optimale Lösung dar. Ihre mechanische Festigkeit ist ausreichend und gegen Korrosionsangriff wird sie durch Einbau von Anoden geschützt, die einen elektrischen Strom so erzeugen, daß keinerlei Korrosion auftreten kann. Da eine einmal verlegte Leitung nur unter hohen Kosten umverlegt werden kann, ist ein Pipelinesystem im Vergleich zum Behältertransport sehr inflexibel. Rohrleitungen für Erdöl werden zwischen 2″ (= 5,08 cm) und 40″ (= 101,60 cm) verlegt. Die geringen Durchmesser finden lediglich als Produktionsleitungen in den Ölfeldern Ver-

Tabelle 11: Angaben über einige Rohrleitungen

Bezeichnung	Ausgangs- u. Endpunkt	Kapazität in Mill. t/J.	Länge in km	Durchmesser in Zoll	Durchmesser in cm
ARAMCO	Saudi Arab. Sidon/Mittelmeer	15	1715	30/31	76,2/78,7
TRANSMOUNTAIN	Edmonton Canada Vancouver Canada	10	1155	24	61,0
LITTLE BIG INCH	Texas New York	11	2385	20	50,8
TAL	Triest Ingolstadt	54	465	40	101,6

wendung, wobei diese Leitungen unterirdisch oder oberirdisch verlegt werden.

Bei den Fernleitungen werden größere Durchmesser verwendet. In Abständen von im allgemeinen zwischen 30 km und 200 km werden Pumpstationen eingebaut. Ob man für den Transport einer gegebenen Ölmenge eine Rohrleitung mit großem Durchmesser, dafür nur wenigen weit entfernten Pumpstationen wählt, oder ob man lieber eine Leitung mit geringem Durchmesser und vielen, nahe beisammenliegenden Pumpstationen errichtet, hängt von vielen Faktoren ab. Die Gegend, durch welche die Leitung zu verlegen ist, die Verfügbarkeit von Energie, die Bedachtnahme auf die Sicherheit der Umwelt sind nur einige davon. Häufig wird eine Rohrleitung zunächst für einen geringeren Anfangsdurchsatz gebaut. Später, wenn der Bedarf steigt, wird die Kapazität durch Errichten von zusätzlichen Pumpstationen vergrößert. Weitere Angaben über Ferntransport sind dem Kapitel II.4.6. zu entnehmen.

Der Transport von Erdöl in Behältern

Zu dieser Transportart, die im wesentlichen aus der Beförderung des Erdöles in Straßentankwagen und Eisenbahnkesselwagen besteht, gehört auch der Transport in Hochseetankern. Hier soll lediglich auf den Tankertransport eingegangen werden, weil, was die erbrachten Transportleistungen für Rohöl betrifft, die Straßen- und Eisenbahntankwagen vernachlässigt werden können.

Im Jahre 1976 wurden weltweit insgesamt 1,7 Milliarden Tonnen in Tankern transportiert. Der Tankertransport ist die billigste Transportart. Er ist heute für die Weltwirtschaft zu einem lebenswichtigen Vorgang geworden. Interessant ist es zu vergleichen, wie innerhalb einer recht geringen Zeitspanne die Größe der Tankschiffe gewachsen ist. Der Vorläufer der heutigen Tanker im Jahre 1884 hatte eine Tragfähigkeit von 3000 tdw. (tons deadweight; 1 tdw = 1016 kg). Das größte Tankschiff heute hat eine Ladefähigkeit von über 500.000 tdw. Im ganzen gibt es bereits über 700 Tanker mit einer Tonnage von mehr als 200.000 tdw. Die gewaltige Auswirkung des Seetransportes von Rohöl geht auch daraus hervor, daß im Jahre 1957 die Welttankertonnage nur 48 Mill. tdw. betragen hat, während im Jahre 1977 bereits 329 Mill. tdw. im Verkehr standen. Man sieht daraus, daß nicht nur für den Rohöltransport der Tanker zu einer Lebensfrage wurde, man kann auch abschätzen, daß er für die internationale Schiffsbauindustrie nicht minder bedeutsam ist. Nicht nur die Ladefähigkeit, auch die Geschwindigkeit der Tanker hat sich erhöht und sie zählen mit Geschwindigkeiten um 20 Knoten (= 37 km/h) zu den schnellsten Handelsschiffen.

Bei der Konstruktion von Tankschiffen treten eine Reihe von Problemen auf. Verlust an Stabilität beim Transport einer flüssigen Ladung, Ausdehnung der Ladung bei extremen Temperaturerhöhungen, Ersatz der Ladung durch Ballast, Ansammlung gefährlicher Gase, Verdampfungsverluste sind da einige von ihnen. Da die Ladung im hohen Ausmaß feuergefährlich ist, müssen umfangreiche Feuerschutzmaßnahmen vorgesehen werden. Heizeinrich-

tungen zum Erwärmen viskosen Ladeguts bei niedrigen Temperaturen müssen vorhanden sein. Die Antriebsmaschinen eines Tankers liegen im Heck. Beim unbeladenen Schiff übt das eine beträchtliche Trimmwirkung aus. Ein sorgfältiges Verteilen bei Teilladung ist deshalb unerläßlich. Der Heizölverbrauch des Tankers während der Fahrt macht deshalb auch ein ständiges Umtrimmen der Ladung erforderlich. Für das Laden und Löschen stehen an Bord leistungsfähige Pumpen zur Verfügung. Für das Beladen und Löschen der Fracht benötigen moderne Tanker nicht mehr als etwa 24 Stunden. Bei der Beladung entstehen in den Laderäumen explosive Gasgemische, welche über eigene Entgasungsleitungen wieder abgeleitet werden.

Die Tanker werden eingeteilt in solche für helle und solche für dunkle Ladungen. Unter heller Ladung versteht man Benzin, Dieselöl, Petroleum, während dunkle Ladung Rohöl, Heizöl, etc. darstellt. Ohne gründliche Reinigung ist eine Umstellung nicht möglich, weshalb ein Wechsel nur selten vorgenommen wird. Bei normalem Betrieb fährt der Tanker eine Strecke beladen, während er auf dem Rückweg mit Ballast fährt. Es werden nur soviel Tanks befüllt, wie nötig ist, um eine ausreichende Stabilität zu gewährleisten.

II.4.5.2. Transport des Erdgases

von Rudolf SAFOSCHNIK

Das Erdgas strömt in der Regel unter hohem Druck aus der Lagerstätte über die Fördersonde, dann in die Förderleitung zur Sammel- und Gasreinigungsanlage und von dort weiter über Fernleitungen zu den Verbrauchern. Während des Gasflusses über größere Entfernungen fällt der Druck auf Grund von Reibungsverlusten an den Rohrwänden ab. Durch Verdichten des Gases wird der notwendige Druck wiederhergestellt. Die Druckerhöhung erfolgt in Verdichterstationen, die entlang der Fernleitungen in Abständen von etwa 100 bis 150 km installiert sind.

Der Transport des Erdgases erfolgt über geschweißte Stahlrohrleitungen mit Drükken bis zu 80 bar. Die Rohre sind unterirdisch geführt und mindestens mit 1 m Erdreich abgedeckt. Zum Schutz der Rohre gegen korrosive Einflüsse wird eine Außenisolation aus Polyäthylen oder mit Bitumen getränkten Jutebändern aufgebracht. Das Rohrinnere wird bei Rohrdurchmessern über 300 mm in der Regel mit einer dünnen Schicht Epoxydharz versehen, um die Rohrrauhigkeit zu reduzieren und so die Durchsatzkapazität zu steigern, bzw. den Energieverbrauch für die Fortleitung des Gases zu reduzieren.

Durch Einspeisen von Gleichstrom sehr niedriger Spannung in das Stahlrohr über sogenannte Kathodenschutzstationen wird ein Korrosionsangriff auf den Stahl bei schadhafter Außenisolierung durch kathodische Polung abgewehrt.

Die Dimensionen der Rohrleitungen hängen von der erforderlichen Durchsatzkapazität, daher der pro Zeiteinheit zu transportierenden Gasmengen über eine gegebene Distanz und dem Druck des Gases am Leitungsbeginn und dem geforderten Druck am Leitungsende, ab. Während die Durchmesser von Förderleitungen im Gasfeld 50 bis 150 mm aufweisen, haben dort Sammelleitungen schon 150 bis 250 mm. Für die regionalen Gastransporte werden Leitungen von 250 bis 600 mm eingesetzt. Die internationalen Gas-Transit-Leitungen in Österreich haben Durchmesser von 800 bis 1050 mm. Fernleitungen für großräumige Gastransporte werden heute mit Durchmessern von 1420 mm und Drücken bis 80 bar gebaut.

Für die bereits erwähnte Verdichtung des Gases werden Kolben- oder Zentrifugalverdichter verwendet, die durch Gas-Otto-Motoren oder Gasturbinen (Abb. 107) angetrieben werden. Solche Maschinengruppen weisen Leistungen zwischen 300 und 20.000 KW auf und verdichten das Gas über eine oder mehrere Stufen. Durch die Verdichtung erwärmt sich das Gas je nach Verdichtungsverhältnis bis über 100° C und es muß daher vor der Einspeisung in die Fernleitung gekühlt werden. Dazu werden im Regelfall große Gas/Luftkühler verwendet. Als Antriebsenergie dient Erdgas, das der durchgesetzten Gasmenge entnommen und je

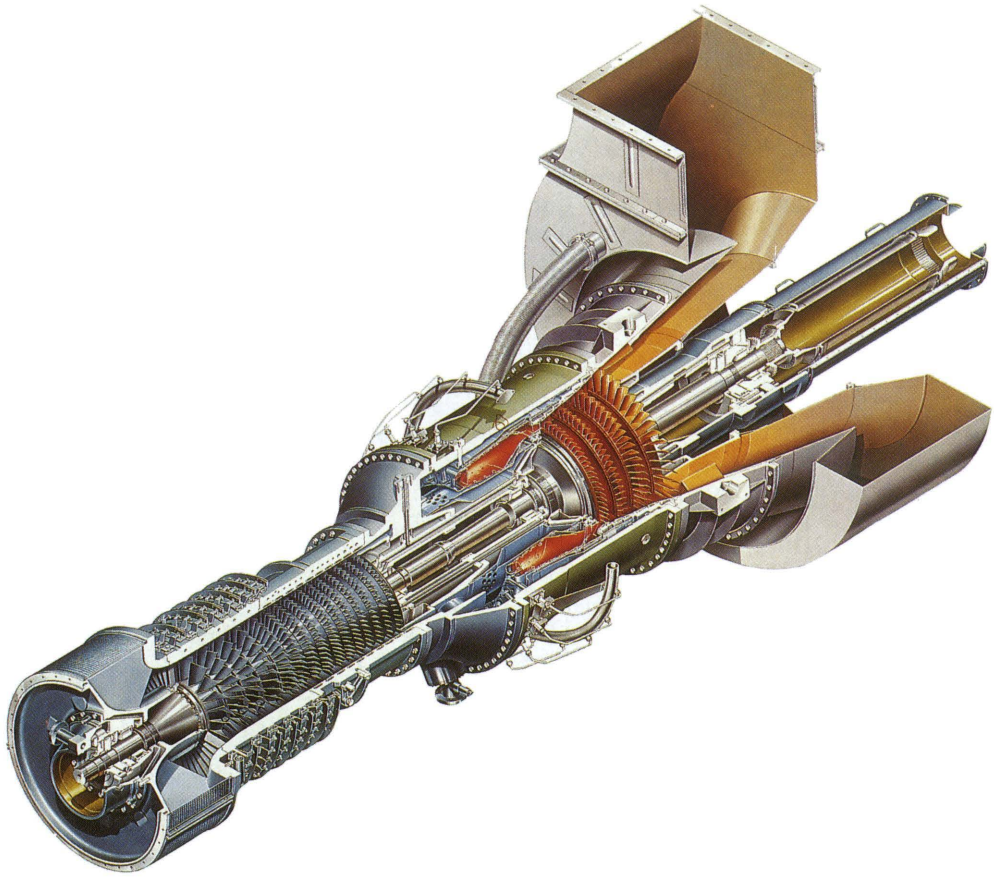


Abb. 107. Gasturbine

nach dem Verhältnis des Eingangsdruckes zum Ausgangsdruck (= Verdichtungsverhältnis) bis zu 1% der Durchsatzmenge ausmacht.

Reinigung der Leitungen

Auch nach der Gasreinigungsanlage kann es noch zu sehr geringen, sich aber mit der Zeit akkumulierenden Flüssigkeitsausscheidungen aus dem Gas kommen. Diese Flüssigkeiten sind in der Regel höhere Kohlenwasserstoffe, die durch Änderung der Zustandsbedingungen, wie Druck oder Temperatur, in der Leitung anfallen. Da diese Flüssigkeiten den Transport behindern, besonders wenn sie sich in tiefer gelegenen Leitungsabschnitten ansammeln, muß die Leitung gereinigt werden. Dies geschieht mit Hilfe von „Molchen". Das sind Kunststoffkugeln oder eine auf einer Achse angeordnete Gruppe von Kunststoffscheiben, die dem Innendurchmesser der Leitung angepaßt sind. Am Beginn eines Leitungsabschnittes eingebracht und mit Gasdruck weiterbefördert, schieben diese Molche die angefallene Flüssigkeit bis zu einer Schleuse (Molchstation) vor sich her, wo die Flüssigkeit abgeführt und der Molch wieder entnommen werden kann.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.5.5.:

BAK, F., BEHRENDT, H.-G. & KLEINITZ, W. 1990; BAYER, M. & HOFFMANN, R. 1989; BELLER, M. & SCHNEIDER, U. 1990; BÖNING, H. & WESTERHOFF, G. 1990; BRECHT, C. & GRATKOWSKI, H.-W. v. 1982; FUCHS, M. 1992; GERSTL, F. 1987; KUHLMANN, K. B. 1982; SHIERS, G. E. 1987.

II.4.6. Ferntransport

von Rudolf SAFOSCHNIK

II.4.6.1. Allgemeines

Erdöl und Erdgas trugen seit etwa 1950 sehr maßgeblich zur Weltenergieversorgung bei und werden diese hervorragende Stellung auch in den nächsten Jahrzehnten behaupten können, da immer noch die neu gefundenen Erdöl- und Erdgasmengen, die gleichzeitig verbrauchten Mengen weit übersteigen.

Der Ferntransport des Erdöles erfolgt je nach

- der jeweiligen geographischen Situation,
- der Entfernung,
- und der Konzeption der jeweils vom Bohrloch bis zum Endverbraucher zu durchlaufenden Etappen

mittels Hochseetankschiffen, Küsten- und Binnentransportschiffen, Eisenbahnen, Straßentransportern und Pipelines für Rohöl und Fertigprodukte. Pipelines haben sich dabei bei der Beförderung großer Mengen Öl über große Landdistanzen als wirtschaftlichstes Transportmittel bewährt. Auch Unterwasserpipelines gewinnen zunehmend an Bedeutung.

Naturgemäß ist die Pipeline für Erdgas das wichtigste Transportmittel. Lediglich für den Transport über weite See-Strekken stellt der Transport mittels Hochseetankschiffen eine notwendigerweise zu wählende Alternative dar, wobei sich das Erdgas bei etwa –160° C in verflüssigtem Zustand befindet.

Unterwasserpipelines werden mit der fortschreitenden Entwicklung der Verlegetechnologie in immer größere Meerestiefen und in steigenden Durchmessern verlegt. Sie dienen dabei dem Gastransport von auf den Kontinentalsockeln im Meer situierten Produktionsstätten (z. B. Nordsee, Golf von Mexiko) zum Festland sowie dem Transport von Gas zwischen Kontinenten (z. B. Tunesien-Italien), wenn diese Methode wirtschaftlicher als der technisch und energiemäßig aufwendige Verflüssigungs- und Wiedervergasungsprozeß ist.

II.4.6.2. Pipelines in Österreich

II.4.6.2.1. Ölpipelines

Österreich wird von zwei Rohöl-Fernleitungen durchquert. Während die von Genua nach Ingolstadt führende Central European Line (CEL) Österreich nur in einem kurzen Abschnitt berührt, führt die Transalpine Ölleitung (TAL) von Triest ausgehend, über Kärnten, Osttirol, Salzburg und Tirol ebenfalls nach Ingolstadt und verläuft bei einer Gesamtlänge von ca. 465 km etwa 160 km auf österreichischem Gebiet. Von der zuletzt genannten Leitung, die einen Durchmesser von 1.016 mm und eine Kapazität von etwa 54 Millionen Tonnen pro Jahr aufweist, zweigt in Würmlach in Kärnten die Adria-Wien-Pipeline (AWP) ab. Sie führt über eine Länge von 418 km nach Schwechat bei Wien, wo sie seit 1970 die Großraffinerie Schwechat der ÖMV Aktiengesellschaft mit Import-Rohöl versorgt. Bei einem Durchmesser von rund 450 mm beträgt ihre jährliche Kapazität etwa 11 Millionen Tonnen.

Von der Raffinerie Schwechat führt die Produkten-Leitung-West (PLW) über eine Entfernung von 172 km zum ÖMV-Tanklager St. Valentin, nahe des in Ausbau befindlichen Donauhafens Enns. Über die PLW werden Fertigprodukte wie Heizöl leicht, Ofenheizöl, Dieselöl, Benzin und Superbenzin verpumpt.

II.4.6.2.2. Gaspipelines

Der etwa ab 1970 sehr schnell gestiegene Erdgasverbrauch führte in Europa über den Ausbau der regionalen Netze hinaus durch die Zusammenarbeit der großen Erdgasgesellschaften zu einem Verbundsystem, das von der Nordsee bis zum Mittelmeer und vom Atlantik bis nach Osteuropa reicht.

Die aus Rußland kommenden Gasmengen gelangen über zwei große Lieferpunkte über die Slowakei und Tschechien nach Westeuropa:

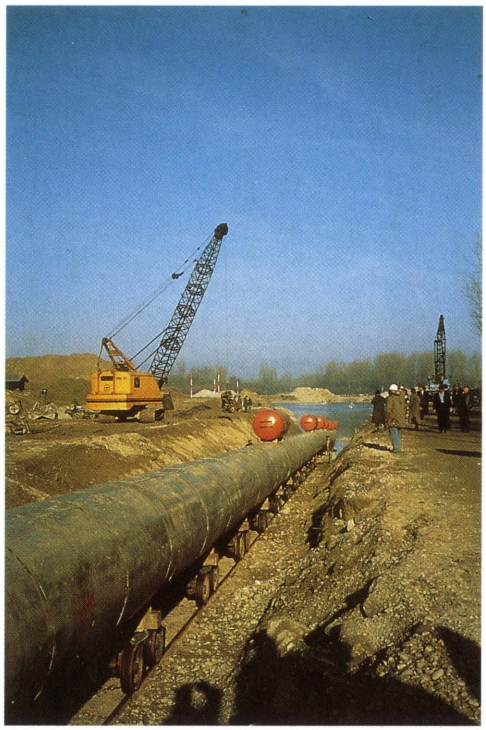


Abb. 108. Bau der TAG II durch die ÖMV Aktiengesellschaft – Vorbereitung der Donauquerung

- Die Gasübernahmestation Baumgarten a. d. March an der Grenze Österreich-Slowakei für Gaslieferungen nach Österreich, Italien, Frankreich und dem ehemaligen Jugoslawien.
- Die Station Waidhaus an der BRD-Tschechien-Grenze für Gaslieferungen nach der BRD und Frankreich. Diese Lieferungen kommen aus Nordwestsibirien und legen bis zur Station Waidhaus eine Strecke von über 5000 km zurück.

Österreich ist durch zwei von der ÖMV gebaute und betriebene Leitungssysteme im europäischen Erdgasverbund integriert.

Die 380 km lange Trans-Austria-Gasleitung (TAG), von Baumgarten/March bis Arnoldstein an der österreichisch-italienischen Grenze, besteht aus zwei parallelen Rohrleitungen:

TAG-1 220 km, 920 mm Durchmesser
160 km, 900 mm Durchmesser
TAG-2 380 km, 1050 mm Durchmesser
(Abb. 108)

Eine Abzweigleitung von der TAG bei Wildon (Steiermark), die Südost-Leitung (SOL), transportiert Gas aus Rußland nach Slowenien.

Die West-Austria-Gasleitung (WAG) transportiert über eine Strecke von 245 km und mit einem Durchmesser von 800 mm Gas aus Rußland von Baumgarten/March bis zur österreichisch-deutschen Grenze bei Oberkappel in der Nähe von Passau. Dieses wird über die BRD nach Frankreich weitergeleitet.

Sowohl die TAG als auch die WAG transportieren selbstverständlich auch Gasmengen für Verbraucher in Österreich. Eine Übersicht der Erdgasleitungen in Österreich gibt Beilage 16.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.4.6.:

CERMAK, H. & HAUBNER, B. 1991; EBERL, R. & GERLACH, R. 1980; GRASSER, K. 1980; GRASSER, K. & SCHUSTER, F. 1988; FEIZLMAYR, A. H. 1967; HOCHRAINER, H.-P. 1988a und 1988b; HRYNASZ, K. 1987; LARCHER, J. 1983; MAIER, L. 1987; SCHALLHART, D. 1967; WALTER, G. H. 1985, 1986 und 1987; SCHUSTER, F. 1987; SCHWARZ, G. 1982; TOMEK, H. 1988; WALZEK, F. 1987.

II.5.1. Das österreichische Bergrecht für den Erdöl- und Erdgasbergbau

von Kurt MOCK

Unter Bergrecht versteht man für den Bergbau geltende besondere Rechtssätze, die vom allgemeinen Recht abweichende, aber auch zusätzliche Regeln enthalten. Das Bergrecht ist in besonderen Rechtsvorschriften niedergelegt, die als bergrechtliche Vorschriften oder Bergrechtsvorschriften bezeichnet werden.

Das Bergrecht bildet die rechtliche Grundlage für einen ordnungsgemäßen

Bergbau. Die geologisch-lagerstättenkundlichen, technischen, sicherheitlichen und wirtschaftlichen Besonderheiten des Aufsuchens, Gewinnens und Aufbereitens von mineralischen Rohstoffen erfordern eigenständige gesetzliche Regelungen. Zu den Besonderheiten gehört vor allem die Standortgebundenheit des Bergbaus, die sich aus der Bindung an das Vorkommen mineralischer Rohstoffe in der Erdkruste und aus dem Zwang ergibt, dem Vorkommen bei dessen Abbau ständig zu folgen. Hinzu kommt, daß Vorkommen mineralischer Rohstoffe in der Erdkruste nur beschränkt vorhanden sind.

Das volkswirtschaftliche Interesse an mineralischen Rohstoffen führte schon frühzeitig dazu, daß das Verfügungsrecht des Grundeigentümers hinsichtlich besonders wertvoller mineralischer Rohstoffe durch das Bergrecht aufgehoben wurde, um beim Aufsuchen und Gewinnen derartiger mineralischer Rohstoffe vom Willen des Grundeigentümers unabhängig zu sein. Die besonders wertvollen mineralischen Rohstoffe wurden bergfrei. Für einige mineralische Rohstoffe sicherte sich der Staat das Eigentumsrecht.

II.5.1.1. Rechtliche Grundlagen

Die Grundlage für das geltende österreichische Bergrecht bildet das Berggesetz 1975. Es gilt für das Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten bergfreier, bundeseigener und grundeigener mineralischer Rohstoffe sowie mit Einschränkungen für das Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten sonstiger mineralischer Rohstoffe, weiters für das Suchen und Erforschen geologischer Strukturen, die zum Speichern von Erdgas oder Erdöl verwendet werden sollen, für das unterirdische behälterlose Speichern dieser Kohlenwasserstoffe und für das Aufbereiten des gespeicherten Erdgases oder Erdöls. Das Berggesetz 1975 gilt aber auch für die bergbautechnischen Aspekte (Gesichtspunkte) folgender Tätigkeiten:

- das Suchen und Erforschen von Vorkommen geothermischer Energie sowie das Gewinnen der Erdwärme,
- das Untersuchen des Untergrundes auf Eignung zum Lagern von Materialien (Abfällen, aber auch anderen Materialien) in unterirdischen Hohlräumen sowie deren Herstellung und Benützung,
- das Suchen von geologischen Strukturen, die sich zur Aufnahme von einzubringenden Stoffen (etwa von flüssigen oder in Suspension gebrachten Abfällen) eignen, das Erforschen von in Betracht kommenden Strukturen, das Einbringen der Stoffe in die geologischen Strukturen und das Lagern (Deponieren) in diesen,
- die Benützung von Grubenbauen eines stillgelegten Bergwerks zu anderen Zwecken als dem Gewinnen mineralischer Rohstoffe, etwa als Schaubergwerk, Heil- oder Versuchsstollen oder als Deponie.

Zu den bergfreien mineralischen Rohstoffen zählen die Erze, Kohlen, Ölschiefer und einige Industrieminerale (Gips, Graphit, Talk, Kaolin u. a.). Bergfreie mineralische Rohstoffe können von jedem, der bestimmte berggesetzliche Voraussetzungen erfüllt, aufgesucht und gewonnen werden. Sie gelten als herrenlos und gehen mit der Aneignung in das Eigentum des hiezu Berechtigten über.

Bundeseigene mineralische Rohstoffe stehen im Eigentum des Bundes. Zu ihnen gehören Steinsalz, Kohlenwasserstoffe (Erdöl, Erdgas) sowie uran- und thoriumhaltige mineralische Rohstoffe.

Grundeigene mineralische Rohstoffe sind Eigentum des Grundeigentümers. Als solche gelten Magnesit und verschiedene Industrieminerale, Steine und Erden (Dolomit, Kalkstein, Tone, hochwertiger Quarz, Quarzit und Quarzsand, Feldspat u. a.).

Sonstige mineralische Rohstoffe (die meisten Massenrohstoffe für die Bauindustrie) stehen wie die grundeigenen mineralischen Rohstoffe im Eigentum des Grundeigentümers; für sie gelten jedoch die berggesetzlichen Bestimmungen nur eingeschränkt.

An Erdöl und Erdgas sicherte sich der Staat erst 1938 das Eigentumsrecht (Bitumengesetz). Bis dahin galten Erdöl und

Erdgas als bergfrei; letzteres stand allerdings bis 1922 (Erdöl- und Erdgasgesetz) im Eigentum des Grundeigentümers.

II.5.1.2. Aufsuchen und Gewinnen von Erdöl und Erdgas

Das Aufsuchen und Gewinnen von Erdöl und Erdgas, das Suchen und Erforschen kohlenwasserstoffführender geologischer Strukturen, die zum Speichern von Erdgas oder Erdöl verwendet werden sollen sowie das Speichern solcher Kohlenwasserstoffe in kohlenwasserstoffführenden geologischen Strukturen hat sich der Bund von Gesetzes wegen vorbehalten. Er kann jedoch die Ausübung dieser Rechte, einschließlich des Rechtes der Aneignung von Erdöl und Erdgas, in von ihm zu bestimmenden Gebieten (Aufsuchungsgebieten) natürlichen oder juristischen Personen oder Personengesellschaften des Handelsrechtes, wenn sie über die notwendigen technischen und finanziellen Mittel zur Eröffnung und Führung eines Erdöl- und Erdgasbergbaus verfügen, gegen ein angemessenes Entgelt überlassen. Hierüber ist vom Bundesminister für wirtschaftliche Angelegenheiten im Einvernehmen mit dem Bundesminister für Finanzen ein privatrechtlicher Vertrag zu schließen. Die für die geförderten Kohlenwasserstoffe (Erdöl, Erdgas) zu entrichtenden Förderzinse sind gesetzlich festgelegt, das sonstige zu entrichtende Entgelt wird vertraglich vereinbart.

In geringem Umfang bestehen noch Berechtigungen zum Gewinnen von Erdöl und Erdgas nach dem Allgemeinen Berggesetz aus 1854. Es handelt sich hiebei um Gewinnungsberechtigungen für bergfreie mineralische Rohstoffe (Bergwerksberechtigungen), die vor dem Inkrafttreten des Bitumengesetzes (31. August 1938) oder auf Grund der Übergangsbestimmungen dieses Gesetzes verliehen worden sind. Auf solchen Berechtigungen beruht die Gewinnung von Erdöl und Erdgas durch die Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) und die Van Sickle Ges.m.b.H. in Niederösterreich. Auch die ÖMV Aktiengesellschaft verfügt in Niederösterreich über einige derartige Berechtigungen. Diese beziehen sich auf alte, ein Ausmaß von 45 116 m^2 aufweisende Grubenmaße, Doppelmaße – diese haben das zweifache Ausmaß alter Grubenmaße – und Überscharen. Grenzen Gruben- und Doppelmaße mit allfälligen Überscharen aneinander, liegt ein Grubenfeld vor.

Das Suchen und Erforschen nichtkohlenwasserstoffführender geologischer Strukturen, die zum Speichern von Erdgas oder Erdöl verwendet werden sollen, bedarf einer Bewilligung der Berghauptmannschaft. Für das Speichern solcher Kohlenwasserstoffe in nichtkohlenwasserstoffführenden geologischen Strukturen benötigt man eine Speicherbewilligung, die gleichfalls die Berghauptmannschaft erteilt.

II.5.1.3. Ausübung der Aufsuchungs-, Gewinnungs- und Speicherrechte

Zur Ausübung der Bergbauberechtigungen – zu diesen gehören auch die Aufsuchungs-, Gewinnungs- und Speicherrechte hinsichtlich Erdöl und Erdgas – stehen dem Bergbauberechtigten verschiedene besondere Befugnisse zu. So darf er sich beim Aufsuchen und Gewinnen unter bestimmten Voraussetzungen auch jene mineralischen Rohstoffe aneignen, auf die sich seine Bergbauberechtigungen nicht beziehen. Der zum Gewinnen von Kohlenwasserstoffen Berechtigte darf Erdgas oder Erdöl innerhalb seiner Gewinnungsfelder auch in nichtkohlenwasserstoffführenden geologischen Strukturen speichern. Der Bergbauberechtigte kann weiters über Gewässer, die er bei Bergbautätigkeiten erschlossen hat (Grubenwässer), unter Tag frei verfügen. Treten die Grubenwässer zu Tage, so darf er sie bis zu ihrer Vereinigung mit beständigen Tagwässern nutzen, wenn er ihrer zur Ausübung seiner Bergbauberechtigungen bedarf. Der Bergbauberechtigte ist außerdem befugt, die mineralischen Rohstoffe von ihren Verunreinigungen zu befreien (aufzubereiten) und mit Einschränkungen weiter zu verarbeiten. Er darf auch für eigene Bergbauzwecke Bergbauanlagen, Betriebsfahrzeuge, Betriebseinrichtungen und dgl. herstellen, betreiben und verwenden, die hiezu

erforderlichen Arbeiten gewerblicher Natur ausführen und an Arbeitnehmer nach Bedarf Lebensmittel zum Selbstkostenpreis abgeben. Er darf auch Stoffe, etwa flüssige oder in Suspension gebrachte Abfälle, in geologische Strukturen unter Benützung von Bergbauanlagen (etwa von nicht mehr für das Gewinnen von Erdöl oder Erdgas benötigten Sonden) einbringen und in diesen Strukturen lagern (deponieren). Hiefür können allenfalls zusätzlich nach abfallrechtlichen Vorschriften Bewilligungen oder Genehmigungen erforderlich sein.

Den angeführten besonderen Befugnissen des Bergbauberechtigten stehen aber auch besondere Pflichten gegenüber. So hat der Bergbauberechtigte bei seinen Bergbautätigkeiten für den Schutz des Lebens und der Gesundheit von Personen, ferner von fremden, ihm nicht zur Benützung überlassenen Sachen, der Umwelt, von Lagerstätten und der Oberfläche sowie für die Sicherung der Oberflächennutzung nach Beendigung der Bergbautätigkeiten vorzusorgen. Er hat ein Bergbaukartenwerk zu führen, bei Unglücksfällen Hilfe zu leisten, verantwortliche Personen (Betriebsleiter, Betriebsaufseher) zu bestellen, den Abbau von Vorkommen mineralischer Rohstoffe und das Speichern von Erdgas oder Erdöl in geologischen Strukturen nach genehmigungspflichtigen Betriebsplänen durchzuführen u. a. m.

II.5.1.4. Bergbehördliche Aufsicht

Der Bergbau unterliegt der Aufsicht der Bergbehörden. Diese endet zu dem Zeitpunkt, in dem mit dem Auftreten von Bergschäden nicht mehr zu rechnen ist. In Ausübung ihres Aufsichtsrechtes haben die Bergbehörden vor allem die Einhaltung der Bergrechtsvorschriften, der von ihnen sonst anzuwendenden Rechtsvorschriften und der darauf beruhenden Verfügungen zu überwachen. Es stehen ihnen weitgehende Überwachungs- und Anordnungsbefugnisse zu. Nähere Regelungen über die beim Bergbau durchzuführenden Schutzmaßnahmen trifft der Bundesminister für wirtschaftliche Angelegenheiten durch Verordnungen.

Bergbehörden sind die Berghauptmannschaften und der Bundesminister für wirtschaftliche Angelegenheiten, dem die Berghauptmannschaften unmittelbar unterstehen.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.5.1.:

Bundesministerium f. wirtschaftliche Angelegenheiten, 1991; MOCK, K. 1975, 1980, 1987, 1990, 1991 a und b, 1992.

II.5.2. ÖNORMEN für den KW-Bergbau

von Friedrich BRIX

II.5.2.1. Einführende Bemerkungen

Mit dem Bundesgesetz vom 16. Juni 1971 (Normengesetz) ist das Normenwesen in Österreich neu geregelt worden. Dem Verein „Österreichisches Normungsinstitut" (ON) wurde die Befugnis erteilt, österreichische Normen (ÖNORMEN) nach Maßgabe der gesetzlichen Vorschriften zu erstellen.

Zu diesem Zweck wird bei Bedarf für einzelne Fachgebiete ein Fachnormenausschuß (FNA) gebildet, der entsprechend dem Arbeitsumfang in Arbeitsgruppen (AGs) unterteilt wird. Die Vorgangsweise bei der Erarbeitung von ÖNORMEN ist im einzelnen in der Geschäftsordnung des ON vom 1. Jänner 1990 enthalten. Bevor eine ÖNORM herausgegeben und publiziert wird, sind mehrere Prüfungsstadien zu durchlaufen. Sind die Prüfungs- und Einspruchsfristen zu Ende, wird im positiven Fall die Neuerscheinung der betreffenden ÖNORM im Wiener Amtsblatt und in der Zeitschrift „ÖNORM" bekanntgemacht. Ebenso wird bei der Zurücknahme von Normen verfahren. Es besteht die Vorschrift, daß bestehende ÖNORMEN

von Zeit zu Zeit auf ihre Aktualität zu überprüfen sind und sie bei Notwendigkeit neu überarbeitet werden müssen.

Nach § 5 des Normengesetzes können ÖNORMEN durch Gesetze oder Verordnungen zur Gänze oder teilweise für verbindlich erklärt werden. Ohne diese Verbindlichkeitserklärung sind ÖNORMEN Empfehlungen des ON. In den letzten Jahren wurden die Bestrebungen verstärkt, die ÖNORMEN den europäischen Normen, bzw. den Ergebnissen der Welt-Energie-Konferenz anzupassen.

Durch die untenstehende Aufzählung ausgewählter ÖNORMEN soll ein interessierter Personenkreis vom Stand der Normen zum Druckbeginn dieses Buches informiert werden. Für weitere Auskünfte steht das ON zur Verfügung (siehe auch Kapitel VII.1.).

II.5.2.2. ÖNORMEN für die Aufsuchung

Hier werden jene Normen genannt, die einen direkten oder indirekten Bezug auf die Aufsuchungstätigkeit einer Erdölgesellschaft haben.

ÖNORM	Bezeichnung	Ausgabedatum
B 3120, Teil 1	Natürliche Gesteine. Probenahme; Allgemeine Grundlagen und gesteinskundliche Beschreibung; 3 Seiten	1. August 1981
B 3120, Teil 2	Natürliche Gesteine; Probenahme; Festgesteine; 3 Seiten	1. August 1981
B 3120, Teil 3	Natürliche Gesteine; Probenahme; Körnungen; 7 Seiten	1. Oktober 1981
B 4401, Teil 1	Erkundung durch Schürfe und Bohrungen sowie Entnahme von Proben; Aufschlüsse im Lockergestein; 15 Seiten	1. September 1980
B 4401, Teil 2	Erkundung durch Schürfe und Bohrungen sowie Entnahme von Proben; Aufschlüsse im Festgestein; 8 Seiten	1. Oktober 1983
B 4401, Teil 3	Erkundung durch Schürfe und Bohrungen sowie Entnahme von Proben; Protokollierung; 15 Seiten	1. November 1985
B 4412	Korngrößenverteilung; 12 Seiten	1. Juli 1974
B 4413	Bestimmung der Korndichte mit dem Kapillarpyknometer; 4 Seiten	1. Juli 1975
G 1027	Sicherheitskennzeichnung für den Bergbau; 13 Seiten	1. Dezember 1988
G 1031	Probenahme für geochemische Aufgabenstellungen; 5 Seiten	1. April 1979
G 1034, Teil 2	Probenahme von Steinen, Erden und Industriemineralen; Tone und Gesteine mit äquivalenter Verwertbarkeit; 6 Seiten	1. März 1980
G 1034, Teil 3	Probenahme von Steinen, Erden und Industriemineralen; Kalkstein und Kalkmarmor; 6 Seiten	1. März 1980
G 1034, Teil 6	Probenahme von Steinen, Erden und Industriemineralen; Rohmagnesit und Rohdolomit; 6 Seiten	1. Jänner 1981
G 1034, Teil 10	Probenahme von Steinen, Erden und Industriemineralen; Gips und Anhydrit; 6 Seiten	1. Jänner 1981
G 1041	Lagerstättenkundliche Begriffe. Allgemeine Begriffe für feste mineralische Rohstoffe; 31 Seiten	1. September 1984
G 1044	Begriffe der Kohlenwasserstofflagerstätten; 38 Seiten	1. Oktober 1981
G 1100	Betriebswirtschaftliche Begriffe im Bergbau und in der Hütte; 24 Seiten	1. August 1987

Anmerkung: Die ÖNORM G 1044 wird bei Drucklegung noch überarbeitet. Die neue Bezeichnung wird „Begriffe des Kohlenwasserstoffbergbaus“ lauten. Der Inhalt wird wesentlich erweitert werden und aus den 3 Teilen „Geowissenschaftliche Begriffe“, „Technische Begriffe“ sowie „Stichwortverzeichnis“ bestehen.

II.5.2.3. ÖNORMEN für die Förderung und die Energiewirtschaft

Die aufgezählten Normen haben Bezug auf einzelne Bereiche der Öl- und Gasförderung sowie auf die Verwendung energiewirtschaftlicher Begriffe. Die Normengruppen M 9536 und Z 1000 gelten auch für die Aufsuchung.

ÖNORM	Bezeichnung	Ausgabedatum
G 1028	Verwendung von schwerentflammbaren Hydraulikflüssigkeiten im Bergbau; 42 Seiten	Entwurf 1. Mai 1989
G 1029	in Arbeit: Hydraulikanlagen im Bergbau	
M 7101	Grundbegriffe der Energiewirtschaft; Allgemeine Begriffe; 14 Seiten	1. November 1984
M 7101 Beiblatt 1	Grundbegriffe der Energiewirtschaft; Stichwortverzeichnis; 15 Seiten	1. Dezember 1984
M 7105	Grundbegriffe der Energiewirtschaft; Gewinnung und Verarbeitung flüssiger Brennstoffe; 5 Seiten	Entwurf 1. August 1990
M 7106	Grundbegriffe der Energiewirtschaft; Gasförmige Brennstoffe; 7 Seiten	1. November 1984
M 7108	Grundbegriffe der Energiewirtschaft; Umweltbeeinflussung durch Energiewirtschaft; 4 Seiten	1. November 1984
M 7109	Grundbegriffe der Energiewirtschaft; Energiehaushalten; 5 Seiten	1. November 1984
M 9536, Teil 1	Stahldrahtseile; Ölfeldseile; Rundlitzenseile; 6 Seiten	1. April 1985
M 9536, Teil 2	Stahldrahtseile; Ölfeldseile; Flaschenzugseile; Auswahl und Verwendung; 11 Seiten	1. November 1984
M 9536, Teil 3	Stahldrahtseile; Ölfeldseile; VORNORM Swabseile; Auswahl und Verwendung; 4 Seiten	1. November 1984
Z 1000, Teil 1	Sicherheitskennfarben und -kennzeichen; Begriffsbestimmungen, Allgemeines, Verwendung; 18 Seiten	1. Februar 1989
Z 1000 Beiblatt 1	Sicherheitskennfarben und -kennzeichen; Ausführungsbeispiele; 11 Seiten	1. Februar 1989
Z 1000, Teil 2	Sicherheitskennfarben und -kennzeichen; Zusätzliche Festlegungen für die Herstellung; 10 Seiten	1. Dezember 1984
Z 1001	Kennzeichnung von Rohrleitungen nach dem Inhalt; 10 Seiten	Entwurf 1. April 1986

II.5.2.4. Weitere relevante ÖNORMEN

Aus der großen Zahl von ÖNORMEN wurden einige ausgewählt, die auch für den KW-Bergbau von Bedeutung sind oder sein können, wobei aber der Wirkungskreis weit über den KW-Bergbau hinausgeht.

ÖNORM	Bezeichnung	Ausgabedatum
A 2250	Allgemeine Zeichen für Vermessungspläne; 16 Seiten	1. Mai 1981
A 2251	Spezialzeichen (im Richtmaßstab 1 : 200) für Leitungen, Straßen und Wege in Bestandplänen; 19 Seiten	1. September 1974
A 2252	Spezialzeichen für Vermessungspläne; Gebäudedarstellung; 8 Seiten	1. Dezember 1982
A 2253	Spezialzeichen für Vermessungspläne; Geländedarstellung; 8 Seiten	1. August 1982
B 2205	Erdarbeiten; Werkvertragsnorm; 15 Seiten	1. März 1986
B 4014, Teil 1	Belastungsannahmen im Bauwesen; Statische Windkräfte; 28 Seiten und eine Karte der Windgeschwindigkeiten für Österreich	1. August 1980
B 4015, Teil 1	Belastungsannahmen im Bauwesen; Erdbebenkräfte an nicht schwingungsanfälligen Bauwerken; 10 Seiten und eine Karte der österreichischen Erdbebenzonen	1. April 1979
F 2030, Teil 1	Kennzeichen für den Brandschutz; Anforderungen; 16 Seiten	1. Dezember 1984
F 2030, Teil 2	Kennzeichen für den Brandschutz; Verwendung und Anbringung; 5 Seiten	1. Dezember 1984
S 2005	Deponie; Benennungen mit Definitionen; 6 Seiten	1. September 1987

Abschließend sei darauf hingeweisen, daß alle oben genannten ÖNORMEN sowie Auskünfte über hier nicht genannte ÖNORMEN im Österreichischen Normungsinstitut, Heinestraße 38, A-1021 Wien II (Tel. 0222/26 75 35, Telex 11 59 60, Telefax 26 75 52) zu erhalten sind.

III.

GEOWISSENSCHAFTLICHE DARSTELLUNG DER ÖSTERREICHISCHEN ERDÖL- UND ERDGASGEBIETE

ÜBERSICHT:

Die Bildung und Ansammlung von Kohlenwasserstoffen (KW) zu nutzbaren Lagerstätten erfolgt nach gewissen Gesetzmäßigkeiten, die im Abschnitt II.1. näher beschrieben wurden. Daraus folgt, daß auch in Österreich KW-Lagerstätten nur in ganz bestimmten geologischen Bereichen bevorzugt zu erwarten sind, während andere Bereiche dafür nicht oder kaum in Frage kommen. Diese theoretischen Grundlagen wurden durch viele Jahrzehnte praktischer Erfahrungen vollauf bestätigt und verfeinert. Es sei aber besonders darauf hingewiesen, daß die Bildung von Muttergesteinen und die Umwandlung von deren Kerogengehalt in KW zumeist unabhängig von den späteren Speichergesteinen erfolgt, sodaß praktisch jedes poröse und durchlässige Gestein mit entsprechender Strukturlage und Abdichtung gegen oben zu einer KW-Lagerstätte werden kann. Voraussetzung dafür ist weiters, daß zwischen dem Muttergesteinskörper und dem Speichergestein Migrationswege (Wegsamkeiten) bestehen.

Bevor auf die einzelnen Abschnitte näher eingegangen wird, sollen einige Absätze der geologischen Großgliederung Österreichs gewidmet sein.

Die „Zentralalpine Zone" durchzieht das Staatsgebiet etwa in West-Ostrichtung von den Hohen Tauern bis zum Wechsel sowie dem Rosalien- und dem Kern des Leithagebirges. Die dort vorkommenden kristallinen Gesteine führen keine KW. Das Gleiche gilt für die kristallinen Gesteine der „Böhmischen Masse" im Norden Oberösterreichs und im Nordwesten Niederösterreichs (Mühl- und Waldviertel). Deshalb werden beide geologischen Einheiten nur insoferne behandelt, als sie ganz oder teilweise den unmittelbaren kristallinen Untergrund mehrerer jüngerer, sedimentärer Einheiten darstellen (Autochthones Mesozoikum, Molassezone, Pannonisches, Mattersburger und Steirisches Becken). Ebenso sind die der Zentralalpinen Zone auflagernden mesozoischen Gesteine des „Unterostalpins" bisher erdölgeologisch nur von geringer Bedeutung (Semmeringmesozoikum).

Von großer Wichtigkeit dagegen sind die an die Zentralalpen nach Norden anschließenden geologischen Einheiten des „Oberostalpins", die aus der paläozoischen „Grauwackenzone" und dem darüber gelagerten Deckenstapel der mesozoischen „Nördlichen Kalkalpen" bestehen. Dieses Oberostalpin (Nordalpen) durchzieht Österreich von Vorarlberg bis zum Westrand des südlichen Wiener Bekkens und setzt sich im Untergrund des Beckens gegen Nordosten fort.

Zwei weitere wichtige Baueinheiten sind die (nördliche) „Flyschzone" und die „Helvetische Zone" (Helvetikum), die die Nordrandzone der Ostalpen sind. Von Vorarlberg bis Oberösterreich bildet das Helvetikum den unmittelbaren Nordrand, während die Flyschzone etwa parallel dazu, zwischen den Kalkalpen und dem Helvetikum, verläuft. Der mittlere Teil dieser Einheiten liegt schon auf bayerischem Gebiet. Ab Oberösterreich verschwindet das Helvetikum unter der Flyschzone, welche nun bis zum Wiener Becken bzw. bis zur Wiener Pforte weiterzieht. Jenseits der Donau, die als geographische Grenze zwischen Alpen und Karpaten betrachtet wird, setzt sich die Flyschzone, obertags teilweise unterbrochen, bis Südmähren und in die Slowakei fort. Das Helvetikum zieht unter der Flyschzone weiter und kommt in mehreren Bereichen fensterartig zutage. So wie die Kalkalpen setzt sich auch die Flyschzone im Untergrund des Wiener Beckens fort.

Zwischen dem Alpennordrand und der Böhmischen Masse verläuft in wechseln-

der Breite die „Molassezone“ von Bayern bis zum Tullner Feld und von hier gegen NNE bis Südmähren.

Unter weiten Teilen der Molassezone und direkt dem Kristallin der Böhmischen Masse auflagernd, befindet sich das „Autochthone Mesozoikum“, dessen Bezeichnung davon kommt, daß der größte Teil dieser Zone sich noch am Ort seiner Bildung (Ablagerung) befindet. Dieses Autochthone Mesozoikum ist in Österreich mit Ausnahme der Klippengesteine der Waschbergzone nirgends an der Erdoberfläche aufgeschlossen und wurde erst durch Tiefbohrungen der Erdölgesellschaften entdeckt und in seiner Verbreitung abgegrenzt. Im tiefen Untergrund des Wiener Beckens ist diese Einheit im Zuge der Beckenbildung etwa 6 bis 8 km abgesenkt worden („Autochthones Stockwerk“).

Die oberostalpinen Einheiten sowie Flyschzone, Helvetikum und der südliche Teil der Molassezone wurden durch die Gebirgsbildungsvorgänge des jüngeren Mesozoikums bis in die Jungtertiärzeit in verschiedenem Maße bewegt, verfaltet, überschoben und zum Teil zu Decken übereinander gestapelt, sodaß diese Einheiten heute nicht mehr dort liegen, wo sie gebildet wurden. Dies gilt auch für die schon genannten südlichen Teile der Molassezone, die als „Subalpine Molasse“ in einem schmalen Streifen das Helvetikum und die Flyschzone zwischen Vorarlberg und der Donau bei Wördern an der Erdoberfläche begleiten. Der größere Teil der Subalpinen Molasse wurde vom Helvetikum, der Flyschzone sowie den Nördlichen Kalkalpen viele Kilometer weit überschoben und liegt daher heute unter diesen Einheiten. Nördlich der Donau wird diese geologische Einheit „Waschbergzone“ genannt, die in Südmähren in die „Steinitzer Zone“ übergeht.

In der Übergangszone zwischen Alpen und Karpaten ist durch das Zusammenwirken von Zerrungs-, Horizontal- und Vertikalkräften im Rahmen plattentektonischer Vorgänge das „Wiener Becken“ mit seiner neogenen Beckenfüllung entstanden. Es ist dies die wichtigste und wirtschaftlich ergiebigste Erdöl-Provinz Österreichs.

Am Ostrand der Alpen liegen die schon eingangs erwähnten Beckenbereiche, nämlich das „Pannonische, das Mattersburger und das Steirische Becken“. Das Mattersburger Becken kann als Randbereich des Wiener Beckens und das Steirische Becken kann als westliches Randbecken des großen Pannonischen Bekkens aufgefaßt werden.

Die Entstehungsgeschichte, die lithologische und stratigraphische Schichtzusammensetzung sowie die erdölgeologische Bedeutung dieser Zonen vom Oberostalpin bis zur Molassezone sowie einschließlich der genannten Becken, werden in den Abschnitten III.2. bis III.8. behandelt. Die Reihenfolge und die Gliederung der Themen hält sich im wesentlichen an die erdölgeologische Bedeutung der einzelnen Einheiten. Die historische Entwicklung des KW-Bergbaus in Österreich wird zusammenhängend im Abschnitt IV.1. dargestellt (D. SOMMER).

Abschnitt III.1.: Zur Einführung (F. BRIX). Die Beschreibungen der österreichischen Erdöl- und Erdgasgebiete (Abschnitt III.2. bis III.8.) enthalten zahlreiche Fachausdrücke und schildern zum Teil komplizierte geologische Vorgänge. Ähnliches gilt aber auch für andere geowissenschaftliche und technische Sachgebiete, die in diesem Buch in eigenen Kapiteln behandelt werden, wie die Geophysik (Kapitel II.2.4. und II.2.5.), die Bohrtechnik (Kapitel II.3.1.), die Laborarbeiten (Kapitel II.3.5.), die Fördertechnik (Kapitel II.4.1. und II.4.2.), der Umweltschutz (Kapitel IV.7. und V.4.) und die Paläontologie (Kapitel VI.1.2. bis VI.1.4.). Dazu kommen noch Fachbereiche, die in mehreren Kapiteln vorkommen, wie die Gesteinskunde (Petrologie), die Paläogeographie, die Geomorphologie und die Tektonik.

Es wird daher im Abschnitt III.1. versucht, den geowissenschaftlich und technisch nicht ausgebildeten Leserinnen und Lesern die nötigen Erklärungen in Kurzform zu geben, um die Zusammenhänge verständlich zu machen. Außerdem wird darauf hingewiesen, daß im Sach- und Ortsregister (Abschnitt VII.8.) die Fachausdrücke in alphabetischer Reihenfolge angeführt sind, wobei jene Textstellen, wo

Erläuterungen oder Definitionen zu finden sind, durch fettgedruckte Seitenzahlen genannt werden. Sind solche Erläuterungen im Text selbst nicht vorhanden, so wird unter dem betreffenden Stichwort eine kurze Erklärung gegeben.

Abschnitt III.2.: Das Neogen des Wiener Beckens (N. KREUTZER). Hier sind die meisten Erdöl- und Erdgaslagerstätten Österreichs zu finden. Nach einer kurzen Schilderung der jungtertiären (neogenen) Schichtfolge im Nördlichen und teilweise im Südlichen Wiener Becken wird besonders auf die in dieser Schichtfolge immer wieder auftretenden Deltaschüttungen eingegangen, da diese Sedimente als Speichergesteine eine große Rolle spielen. Ebenso ist die heutige strukturelle Lage der Sandkörper von Bedeutung (Aufwölbungen, Bruchstrukturen, Diskordanzen), da erst bestimmte Strukturentwicklungen zur Fallenbildung führen und damit KW-Ansammlungen ermöglichen. Sowohl auf charakteristische Eigenschaften wie auf die speziellen Fallentypen bestimmter Lagerstättengruppen wird eingegangen. Breiter Raum wird einer sedimentären Entwicklungsfolge gewidmet, die im Wiener Becken deutlich erkennbar ist, nämlich den transgressiv - regressiven Fazieszykluskeilen. Da diese etwas komplizierte Sachlage nicht immer leicht durchschaubar ist, wird empfohlen, die zahlreichen Abbildungen zu beachten. Dies gilt sinngemäß auch für die anderen Hauptkapitel dieses Abschnitts.

Abschnitt III.3.: Der Untergrund des Wiener Beckens (G. WESSELY). In diesem Abschnitt wird ein sehr wichtiger und geologisch interessanter Bereich der österreichischen Erdölgeologie behandelt. Ebenso ist dieser Bereich für die Entwicklung der Bohr- und Lagerstättentechnik sowie für die wirtschaftliche Ergiebigkeit von großer Bedeutung.

Erst durch die übertiefen Bohrungen (z. B. Zistersdorf ÜT2A, Aderklaa UT1) ist es im Verein mit geophysikalischen Messungen möglich geworden, die Entstehungsgeschichte, den Schichtbestand und den tektonischen Bau des Untergrundes des Wiener Beckens bis zum Kristallin der Böhmischen Masse zu erkennen. Durch die Erschließung von fast 1000 m Mergelsteinserie des Oberen Jura (Malm) ist es außerdem gelungen, jene Schichtfolge zu finden, die als das Muttergestein für alle KW-Lagerstätten des Wiener Beckens und seines Untergrundes anzusprechen ist.

Wie noch im Hauptkapitel über die Nordalpen (III. 6.) näher erläutert wird, liegt über dem Kristallin der Böhmischen Masse weitflächig das Autochthone Mesozoikum, darüber die Subalpine Molasse (die teilweise fehlen kann), darüber Helvetikum plus Flyschzone und schließlich die Nördlichen Kalkalpen, die im Süden von der Grauwackenzone unterlagert werden.

Im Untergrund des Wiener Beckens sind nun die geologischen Verhältnisse analog mit der Besonderheit, daß durch die plattentektonischen Vorgänge im Umbiegungsbereich von der alpinen zur karpatischen Streichrichtung die tiefe Einsenkung des Wiener Beckens einschließlich der unterlagernden Einheiten stattfand. Dabei kann durch das heutige Übereinanderliegen zum Teil gleichalter Schichtgruppen, die aber ursprünglich in ganz verschiedenen Bereichen sedimentiert wurden, die Abfolge der Überschiebungsvorgänge zeitmäßig eingegrenzt werden. So ist z. B. die Überschiebung der Flyschzone auf die Subalpine Molasse (Waschbergzone) und die Überschiebung letzterer auf die Autochthone Molasse älter als die Einsenkung des Wiener Beckens.

Beide Haupteinheiten im Untergrund des Wiener Beckens, d. h. das alpin-karpatische Stockwerk (im besonderen die Waschbergzone, die Flyschzone und die Nördlichen Kalkalpen) sowie das darunter liegende autochthone Stockwerk (= das Autochthone Mesozoikum), sind erdölgeologisch von eminenter Wichtigkeit. Wie schon erwähnt, liegt in der Mergelsteinserie (Malm) des Autochthonen Mesozoikums ein sehr gutes und mächtiges Muttergestein vor, das durch die tiefe Absenkung die nötige Reifung (Maturation) erlangte. Migrationsbahnen sind durch die Absenkungsvorgänge in Form von tiefreichenden Bruch- und Auflockerungszonen bei der Bildung des Wiener Beckens geschaffen worden. Speichergesteine gibt

es in großer Zahl sowohl in der abgesenkten Flysch- und Kalkalpenzone, wie auch im Wiener Becken selbst. Ebenso liegen genügend gut ausgebildete Strukturformen mit abdichtenden Lagen vor. Es ist also verständlich, daß im Wiener Becken und seinem sedimentären Untergrund die reichste KW-Provinz Mitteleuropas vorhanden ist.

Abschnitt III.4.: Die Molassezone und deren Untergrund (O. MALZER, F. RÖGL, P. SEIFERT, L. WAGNER, G. WESSELY & F. BRIX). Eine sehr ausgedehnte Erdölprovinz Österreichs ist die Molassezone, reicht sie doch geschlossen vom nördlichen Vorarlberg über Südbayern, das nördliche Salzburgerland, Ober- und Niederösterreich bis nach Südmähren. Vor Beginn der Erdölexploration gab es nur relativ geringe Kenntnisse vom Tiefbau dieser Molassezone. Durch weiträumige geophysikalische Untersuchungen und die darauf folgende Bohrtätlgkeit der Erdölgesellschaften RAG und ÖMV AG wurden nicht nur der gesamte Schichtaufbau und die Schichtlagerung (Tektonik) dieser Zone weitgehend erforscht, sondern auch das Autochthone Mesozoikum auf österreichischem Gebiet entdeckt, das als bis über 2000 m mächtige Gesteinsfolge hauptsächlich im südlichen Teil der Molassezone den Untergrund derselben bildet.

In diesem Hauptkapitel werden vor allem die Sedimentationsgeschichte und paläogeographischen Verhältnisse bei der Bildung des Autochthonen Mesozoikums und der Molassegesteine nach dem neuesten Stand der Forschungen dargelegt.

Die Schichten der Subalpinen Molasse sind, wie erwähnt, obertags meist nur als relativ schmaler Saum am Nordrand des Helvetikums, bzw. der Flyschzone aufgeschlossen, reichen aber, von diesen Einheiten überschoben, weit nach Süden. In der Bohrung Berndorf 1/NÖ. wurden z. B. oligozän-miozäne Schichten (Egerien) der Molassezone 38 km südlich des Alpennordrandes in 5.945 m Bohrtiefe angetroffen. Der Schichtbestand dieser Subalpinen Molasse, die in einigen Teilgebieten der Nordalpen durch Abscherung fehlen kann, ähnelt zumeist demjenigen, der an der Erdoberfläche aufgeschlossen ist. Auf Sonderentwicklungen wird hingewiesen.

Die Stratigraphie (Schichtalterskunde) und die Lithologie (Gesteinsbeschaffenheit) der Molassezone gehören zu den Grundlagen für alle erdölgeologischen Überlegungen. Auf diese wird in den Hauptkapiteln III.4.1. bis III.4.3. näher eingegangen. Im Hauptkapitel III.4.4. wird ausführlich auf die Muttergesteine, Speichergesteine, die Migrationsbahnen und die Lagerstättenbildung in der Molassezone und deren sedimentären Untergrund (Anthrochthones Mesozoikum) eingegangen. In den Kapiteln III.4.4.1. bis III.4.4.3. werden die speziellen Verhältnisse westlich, südlich und östlich der Böhmischen Masse näher erläutert.

Abschnitt III.5.: Die Waschbergzone (P. SEIFERT). Diese Zone, als geologisch-tektonische Fortsetzung der Subalpinen Molasse von der Donau bis nach Südmähren, ist erdölgeologisch von einiger Bedeutung, weshalb ihr ein eigenes, kurzes Kapitel gewidmet wird. Auch hier wird vor allem der Schichtbestand beschrieben, wie er durch die geologische Oberflächenkartierung und Tiefbohrungen erschlossen wurde. Von Interesse ist auch, daß bei der Aufschuppung und Überschiebung der Waschbergzone gegen NW auch kleinere und größere Gesteinsmassen des darunter liegenden Autochthonen Mesozoikums abgeschürft und teilweise bis zur Erdoberfläche transportiert wurden. Als Beispiele seien die Staatzer und Falkensteiner Klippen genannt. Im Waschberggebiet bei Stockerau finden sich Granitschürflinge der Böhmischen Masse (Waschberggranite). Bevor durch die Tiefbohrung Staatz 1 der ÖMV AG das Autochthone Mesozoikum im Untergrund der Waschbergzone entdeckt wurde, war die Herkunft dieser Klippen und Scherlinge umstritten.

Die erdölgeologischen Aspekte dieses Hauptkapitels werden im Kapitel III.4.2.2. näher beschrieben.

Abschnitt III.6.: Die Nordalpen (G. WESSELY & L. WAGNER). Unter „Nordalpen" ist jener Bereich zu verstehen, der im Süden von der Zentralalpinen Zone mit ihrer mesozoischen Auflage (Unterostalpin) und

im Norden von der Molassezone begrenzt wird. Auch die Nordalpen haben ihre Fortsetzung im unmittelbaren Untergrund des Wiener Beckens, wo sie in die entsprechenden Einheiten der Karpaten übergehen (siehe Hauptkapitel III.3.).

Erst die Explorationserfolge der letzten Jahre haben die Aufmerksamkeit der Erdölgesellschaften wieder verstärkt auf die Nordalpen und ihren sedimentären Untergrund gelenkt. Hatte man z. B. bisher angenommen, daß es in den Nördlichen Kalkalpen infolge der starken Zerrüttung der Gesteine durch die Gebirgsbildungsvorgänge kaum Bereiche geben kann, die eine genügend gute Abdichtung gegen oben haben, wurde man durch die Bohrung Molln 1 (südlich Steyr) eines Besseren belehrt. Ebenso hat die Bohrung Grünau 1 (Almtal) gezeigt, daß im Autochthonen Mesozoikum unter dem alpinen Stockwerk flüssige KW vorkommen. Der größte Erfolg bis 1991 war aber zweifellos die Entdeckung des Erdgaskondensatfeldes Höflein nördlich von Wien. Es wird hier aus dem Dogger (mittlerer Jura) des Autochthonen Mesozoikums unter der Flyschzone und der Subalpinen Molasse gefördert (siehe Kapitel IV.4.3.). Eine Erdöllagerstätte wurde schon vorher in Oberösterreich in Eozängesteinen der Subalpinen Molasse entdeckt (Kirchham 1).

In diesem Hauptkapitel werden auch regionalgeologische Betrachtungen angestellt, welche Bereiche auf welche geologischen Ziele hin zukünftig prospektionswürdig sind (siehe auch Hauptkapitel IV.5.).

Für die Geologie der Ostalpen sind zweifellos jene wissenschaftlichen Ergebnisse von überragender Bedeutung, die sich aus den z. T. recht intensiven geophysikalischen Messungen (Magnetik, Gravimetrie, Seismik) sowie vor allem dann aus den Tiefbohrungen ergaben. Der Deckenbau der Nordalpen und der Internbau einzelner Baueinheiten, wie sie sich vorwiegend zunächst aus Oberflächenuntersuchungen ergeben haben, wurden glänzend bestätigt.

Abschnitt III.7.: Das Pannonische Bekken einschließlich des Mattersburger Bekkens (G. WESSELY & L. WAGNER). Dieser Bereich hat sich bis jetzt als nicht KW-führend erwiesen. Die Prospektionsarbeiten der letzten Jahrzehnte haben aber das Wissen um die Entstehungsgeschichte und den Sedimentbestand dieser Beckenlandschaften wesentlich erweitert.

Abschnitt III.8.: Das Steirische Becken (O. MALZER & H. SPERL). Der geologische Bau dieses zur Südsteiermark und zum Südburgenland gehörenden Gebietes wurde durch die Jahrzehnte dauernden Prospektionsarbeiten gut erforscht. Wenn auch gewisse Ähnlichkeiten zum Schichtaufbau des Wiener Beckens vorhanden sind, besteht der grundlegende erdölgeologische Unterschied jedoch in der Tatsache, daß es im tieferen Untergrund des Wiener Beckens sehr gut geeignete Muttergesteine mit dem nötigen Reifegrad gibt (siehe Hauptkapitel III.3.), während solche im Untergrund des Steirischen Beckens offenbar fehlen. Es bleibt also nur die Hoffnung, daß solche Muttergesteine in der tieferen Sedimentfüllung selbst vorkommen und die entsprechende Maturation erreicht haben. Kleine, unwirtschaftliche Gasvorkommen und gelegentliche Gasspuren in Bohrungen geben dieser Hoffnung Nahrung.

Bisher hat das Steirische Becken eine viel größere Bedeutung durch die Auffindung von tief liegenden Thermalwässern erhalten (z. B. Loipersdorf, Waltersdorf, Blumau). Dabei haben die zahlreichen oberirdischen und unterirdischen Vulkanerscheinungen im Steirischen Becken sicher eine große Rolle beim Zustandekommen eines erhöhten geothermischen Gradienten gespielt. Alle diese Thermalwasservorkommen wurden durch die Bohrtätigkeit der RAG erschlossen. Damit wurde eine nicht unwesentliche wirtschaftliche Entwicklung in den betreffenden Gebieten eingeleitet.

Abschließend sei erwähnt, daß der oben angeführte erhöhte geothermische Gradient auch das Erreichen der Maturität von Muttergesteinen in den tieferen Sedimentbereichen des Steirischen Beckens bewirkt haben kann. Dies ist ein weiterer positiver Aspekt für die Prospektionswürdigkeit zumindestens eines Teiles dieses Beckens.

Für die geowissenschaftliche Darstellung österreichischer Bereiche gibt es eine überaus reiche Fachliteratur. Der besseren Überschaubarkeit wegen wird hier eine Anzahl jener Arbeiten aufgelistet, die sich mit der Geologie der Ostalpen, bzw. Österreichs als Ganzes befassen. Im Anschluß an die einzelnen Abschnitte III.2. bis III.8. werden dann die entsprechenden regionalgeologischen Literaturauswahlen angegeben.

Literaturauswahl zum „Überblick" von Hauptabschnitt III:

AMPFERER, O. & HAMMER, W. 1911; AMPFERER, O. 1925; BECK-MANNAGETTA, P. & PREY, S. 1974; DEL-NEGRO, W. 1977; DIETRICH, V. J. & FRANZ, U. 1976; FAUPL, P. 1978; FLÜGEL, H. W. & FAUPL, P. 1987; FRIEDL, K. 1937; GRILL, R. & KÜPPER, H. 1954; GWINNER, M. P. 1978; KRAUS, E. 1951; KÜPPER, H. 1960 und 1965 a; MATURA, A. & SUMMESBERGER, H. 1980; MEDWENITSCH, W., SCHLAGER, W. & EXNER, Ch. 1964; OBERHAUSER, R. 1973 und 1980 a; PREY, S. 1978; RATSCHBACHER, L. 1991; RATSCHBACHER, L., FRISCH, W. & LINZER, H.-G. 1991; RICHTER, D. 1974; ROEDER, D. 1976; SCHAFFER, F. X. 1951; STAUB, R. 1972; TOLLMANN, A. 1963 b, 1969 b, 1977 b, 1980 b, 1984, 1985, 1986 a und 1986 b; TRÜMPY, R. 1985; WOLETZ, G. 1963 und 1967; ZAPFE, H. 1964.

III.1. Zur Einführung

von Friedrich BRIX

Wie schon in der vorhergehenden Übersicht zu Hauptkapitel III. erwähnt, soll dieser Abschnitt jenen Lesern, die weniger mit geowissenschaftlichen und technischen Grundbegriffen und Vorgängen vertraut sind, beim Verständnis der Fachtexte dieses Buches behilflich sein.

Zur besseren Übersicht werden die geowissenschaftlich-technischen Begriffe und Vorgänge in 9 Sachgruppen gegliedert und in den Kapiteln III.1.1. bis III.1.9. dargestellt. Wer Informationen über den Stand der Aufsuchungstätigkeit der in Österreich tätigen Erdölgesellschaften der jüngeren Vergangenheit sucht, findet einige Hinweise dazu im Kapitel III.1.10.

Um Wiederholungen nach Möglichkeit zu vermeiden, wird gelegentlich auf Definitionen und Erklärungen in anderen Kapiteln hingewiesen. Die im Abschnitt III.1. gegebenen Erläuterungen können nur kurz gefaßt werden, wobei jene Bedeutungen angegeben werden, wie sie hier zu verstehen sind. Wer ausführlichere oder umfassendere Angaben und Informationen haben will, sei auf die Literaturauswahl am Ende dieses Abschnittes hingewiesen.

III.1.1. Die geologische Zeitskala

Die Darstellung geologischer Abfolgen und Ereignisse kommt ohne Altersangaben nicht aus. Im Buch sind daher an verschiedenen Stellen Zeitskalen angegeben, die speziell auf österreichische Gegebenheiten eingehen: eine Übersicht des Erdmittelalters (= Mesozoikum) findet sich in Tabelle 15 auf Seite 284, eine solche der Erdneuzeit (= Känozoikum) in Tabelle 17 auf Seite 294.

Zu unterscheiden sind relative und absolute Zeitangaben. Relative Zeitangaben beruhen auf den Lagerungsverhältnissen einer Gesteinsfolge und auf deren Fossilinhalt. Damit kann meist entschieden werden, welche Schichten älter und welche jünger sind. Absolute Zeitangaben fußen vorwiegend auf der Kenntnis der konstanten Zerfallsdauer radioaktiver Substanzen, soweit sie in einem Gestein enthalten sind. Herangezogen werden z. B. bestimmte Isotope des Kohlenstoffs, Kaliums, Argons, Rubidiums, Strontiums, Tritiums und Urans. Die in den oben genannten Tabellen zitierten Altersangaben beruhen auf solchen

Bestimmungen. Diese Altersangaben stehen an geologischen Zeitgrenzen.

Für eine Reihe von geologischen Zeitspannen werden in den Texten Synonyme verwendet. Beispielsweise entspricht der Begriff Neogen dem Jungtertiär, das Paläogen dem Alttertiär, das Pleistozän der Gesamtheit der Kaltzeiten (Eiszeiten) und Warmzeiten (Zwischeneiszeiten) im Känozoikum. Auch für die Untergliederung der Jurazeit werden gelegentlich Synonyme verwendet, z. B. Lias für Unterjura, Dogger für Mitteljura und Malm für Oberjura. Diese Synonyme sind aber in den stratigraphischen Tabellen zumeist angegeben.

Ein Kompromiß wurde für bestimmte Endungen von jenen Zeitbegriffen angewendet, die Verwechslungen mit dem Herkunftsnamen dieser Zeitbegriffe zulassen. Zum Beispiel wurde nach der niederösterreichischen Stadt Eggenburg der untermiozäne Zeitbegriff Eggenburgien benannt, ähnliches gilt für die Zeitbegriffe Ottnangien, Karpatien, Badenien usw. Bei den übergeordneten Zeitbegriffen wurde aber die Endung „-ien" zumeist weggelassen.

III.1.2. Gesteine und ihre Entstehung

III.1.2.1. Ablagerungsgesteine

III.1.2.1.1. Einteilung der Ablagerungsgesteine

Diese auch Sedimentgesteine oder Sedimentite genannten Gesteine sind für die Entstehung, Wanderung (Migration) und Ansammlung von KW unbedingt erforderlich (siehe Abschnitt II.1.). Gesteine, die durch den Transport und die Ablagerung von Mineral- oder Gesteinsteilchen gebildet werden, sind meist zunächst unverfestigt. Durch diagenetische Vorgänge, wie z. B. Überlagerungsdruck und Entwässerung sowie Ausfällung von Kalkspat oder Quarz, wird aus einem Lockergestein (z. B. eckigem Blockwerk, Schotter, Kies, Sand, Silt, Kalkschlamm, Tonschlamm) ein Festgestein (z. B. eine Brekzie = Breccie, Konglomerat, Sandstein, Siltstein, Kalkstein, Tonstein). Die aus verschiedenartigen oder gleichartigen Gemengteilen (Mineralkörnern und/oder Gesteinsfragmenten) bestehenden Sedimentgesteine sind auch durch Korngrößenunterschiede klassifizierbar. Als klastische Gesteine (Klastika) werden Sedimente bezeichnet, deren Gemengteile aus der mechanischen Zerstörung anderer Gesteine herstammen.

Psephite oder Rudite sind grobklastische Sedimentgesteine (Blockwerk, Schotter, Kies) mit einer unteren Korngröße von 2 mm. Im Text wird eine Megabreccie erwähnt: das ist ein aus zumeist sehr grobem, eckigem Blockwerk bestehendes verfestigtes Gestein. Als Nagelfluh wird ein verfestigter grober Schotter (= Konglomerat) bezeichnet, der in der Schichtfolge der Molassezone oder auch als eiszeitliches (pleistozänes) Sediment vorkommt.

Psammite oder Arenite (Sande) sind mittelklastische Gesteine und haben eine untere Korngröße von 0,063 mm. Eine Arkose ist ein Sandstein, der als Nebengemengteil mehr als 25% Feldspatminerale enthält.

Pelite oder Lutite (Silt und Ton) sind feinklastische Gesteine mit einer Korngröße kleiner als 0,063 mm. Die Grenze Silt-Ton liegt bei 0,002 mm Korngröße.

Eine besondere Gruppe von Sedimentgesteinen sind die Evaporite (Verdunstungsgesteine). Sie entstehen durch Anreicherung bzw. Abscheidung chemischer Substanzen aus Lösungen (z. B. Meerwasser) infolge starker Verdunstung des Lösungsmittels. Typische Evaporite sind u. a. Anhydrit ($CaSO_4$), Gips ($CaSO_4 + 2H_2O$) und Steinsalz (NaCl). Sie kommen in Österreich vor allem in den Nördlichen Kalkalpen vor.

Die wichtige Gruppe der Karbonatgesteine besteht vorwiegend aus Kalk-

steinen und Dolomitgesteinen. Kalksteine entstehen z. B. aus verfestigtem Kalkschlamm, aus umgelagerten Kalkkomponenten älterer Gesteine, durch Abscheidung von Organismen (Kalkalgen, Korallen) oder durch chemische Ausfällung. Chemisch ist Kalkstein im wesentlichen $CaCO_3$. Dolomite (als Gestein) können primär evaporitisch in Lagunen entstehen. Ein Dolomitgestein kann aber auch durch Umwandlung von Kalkstein gebildet werden, wobei ein Teil des Calciums durch Magnesium ersetzt wird. Dieser Vorgang kann als Metasomatose bezeichnet werden. Die dabei entstehende Vergrößerung der Porosität ist auch auf Seite 527 beschrieben. Karbonatgesteine sind durch ihre Kluftporosität oft sehr gute Speichergesteine.

Rauhwacken sind durch Lösungsvorgänge porös gewordene Dolomitgesteine (Synonyme: Rauchwacken, Zellendolomite) oder auch Kalksteine, die vorwiegend in kalkalpinen Triasgesteinen auftreten.

Als „mudstones" werden pelitische Karbonatgesteine bezeichnet, die als Nebengemengteile weniger als 10% Gesteinskörner enthalten.

„Intraklaste" sind karbonatische Gesteinsbruchstückchen meist schwach verfestigter Sedimente, die kurz nach der Sedimentation abgetragen und in der Nachbarschaft des ursprünglichen Sedimentationsraumes wieder abgelagert wurden.

Eine besondere Gruppe karbonatischer Gesteine sind Oolithe. Sie bestehen aus Ooiden. Dies sind kugelförmige Körper zumeist aus Kalk, aber auch aus anderen Substanzen. Ooide entstehen so, daß um ein sehr kleines Teilchen (Sandkorn, Schalensplitter) konzentrische oder radialstrahlige Schalen in übersättigtem Wasser chemisch abgesondert werden. Der Durchmesser schwankt meist zwischen 0,1 bis 2 mm, es gibt aber auch größere Ooide. Bei Absatz im Süßwasser wird Kalkspat (trigonales $CaCO_3$), bei Absatz im seichten Meerwasser Aragonit (rhombisches $CaCO_3$) gebildet. Oolithe sind daher Anzeiger für Seichtwasserverhältnisse und ermöglichen Hinweise auf den Salzgehalt des Umgebungswassers während ihrer Entstehung.

Kieselige Sedimentgesteine bestehen vorwiegend aus Quarz (SiO_2). Dieser hohe Quarzgehalt kann u. a. durch chemische Ausfällung, durch Ansammlung von kieseligen Organismenresten (z. B. von Radiolarien, Kieselschwämmen, Diatomeen; siehe Kapitel VI.1.3.), durch den Antransport und die Ablagerung von feinen Quarzsanden und Quarzpeliten sowie durch vulkanische Ablagerungen entstehen. Die Herkunft aus Fossilresten ist durch die Untersuchung von Schlämmproben oder Gesteinsdünnschliffen mit dem Mikroskop meist gut erkennbar. Je nach der vorherrschenden Fossilgruppe heißen die Gesteine z. B. Spiculite (aus Kieselschwämmen), Radiolarite (aus Radiolarien) und Diatomite (aus Diatomeen).

Andere, relativ häufige Kieselausscheidungen sind Hornsteine (Feuersteine, Flintsteine), die sowohl bankig wie auch knollig in Sedimentgesteinen auftreten können. Die Entstehung kann z. T. organisch, zum größeren Teil wohl anorganisch durch Verdrängung von Karbonaten und deren Ersatz durch ausgefällte Kieselsäure gedeutet werden.

Großflächig auftretende kieselsäurereiche Gesteinshorizonte können für die KW-Migration als dichte Deckschichten wirken. Andererseits sind poröse Hornsteine sogar als Speichergesteine bekannt (Feld Höflein, siehe Kapitel IV.4.3.).

III.1.2.1.2. Ablagerungsbereiche

Die Voraussetzungen für die Ablagerung klastischer, evaporitischer, chemischer oder von Organismen gebildeter (organogener) Sedimente sind von den im Ablagerungsraum herrschenden Bedingungen abhängig. Man bezeichnet die Ausbildungsform und die Zusammensetzung, die ein Sediment bei seiner Entstehung aufgrund der herrschenden Umweltbedingungen erhält als dessen Fazies. Zieht man die Gesteinskomponenten (Mineralkörner, umgelagerte Gesteinsfragmente) zur Beschreibung heran, spricht man von der Lithofazies, wer-

den vorwiegend die Fossilkomponenten betrachtet, so spricht man von der Biofazies eines Sediments. Die fazielle Zuordnung eines Gesteins bei erkennbaren Ablagerungsbedingungen ist eine der Grundlagen der Paläogeographie.

Unter Progradation versteht man das Seewärtswandern einer bestimmten faziellen Entwicklung, verursacht durch ein Überangebot an Sedimentmaterial. Es kommen so Sedimente verschiedener fazieller Ausbildung übereinander zu liegen.

Am Festland werden äolische Sedimente durch Lufttransport gebildet (Dünensande, Löß). Aquatische Sedimente werden ganz allgemein im Wasser abgelagert. Man unterscheidet fluviatile (fluviogene), d. h. in Flüssen abgelagerte Sedimente (wie z. B. Flußschotter, Kiese, Sandbänke), limnische oder lakustrische, d. h. in Süßwasserseen abgesetzte Sedimente (Schotter, Kies, Sand, Kalkschlamm, Tonschlamm) und marine Sedimente (Meeresablagerungen; siehe unten). Man spricht daher auch von subaerischen, subaquatischen und submarinen Ablagerungen. Sedimente, die ganz allgemein am Festland gebildet wurden, faßt man auch als terrestrische Ablagerungen zusammen. Eine Sonderform fluviatiler Sedimente sind Mäanderbildungen (Schotter, Kiese, Sande). Sie entstehen in stark gewundenen Flußläufen bei sehr geringem Gefälle in breiten, flachen Tälern. Diese Sedimente sind meist weitflächig verbreitet und können gute Speichergesteine darstellen. Terrigene Sedimente sind dagegen solche, die vom Festland herstammen. Als paralische Ablagerungen bezeichnet man an der Meeresküste gebildete Kohlenlagen mit Einschaltungen mariner Horizonte.

Da für die Entstehung und Ansammlung von KW die marinen Sedimente sehr wesentlich sind, soll hier näher auf diese eingegangen werden. Die rezenten (gegenwärtigen) und fossilen Wässer der Meere sind oft durch verschiedene Salinität (Salzgehalt) gekennzeichnet. Die entsprechenden Abstufungen (euhalin, brachyhalin, brackisch, limnisch) werden in den Kapiteln VI.1.2. und VI.1.3. angegeben. Unter Verbrackung versteht man einerseits die Abnahme des Salzgehaltes des Meerwassers durch starken Süßwassereinfluß, andererseits die Zunahme des Salzgehaltes von Süßwasser durch Meerwassereinfluß.

Nach der Wassertiefe von Meeren werden verschiedene Tiefenzonen unterschieden. Der litorale Bereich ist der Küsten- und Gezeitenbereich. Im Detail wird unterschieden zwischen dem Supragezeitenbereich (supratidal), der über dem höchsten Flutwasser liegt, dem Intragezeitenbereich (intratidal), der zwischen dem höchsten Flut- und dem tiefsten Ebbewasserstand liegt und dem Subgezeitenbereich (subtital), der unter dem tiefsten Ebbewasserstand liegt.

Der sublitorale Bereich (= Schelfbereich, neritische Bereich) umfaßt die lichtdurchflutete Zone bis etwa 200 m Wassertiefe und gehört meist noch zum Kontinentalsockel.

Der bathyale Bereich liegt zwischen den Wassertiefen von 200 bis 2000 m. Vom meerseitigen Schelfrand bis zur Tiefsee umfaßt dieser Bereich zumeist den Kontinentalhang und hat keine Durchlichtung mehr.

Der abyssale Bereich reicht von 2000 m bis 5000 oder 6000 m Wassertiefe. Der Kontinentalfuß und die Tiefseebecken gehören dazu.

Der hadale Bereich ist jener, der tiefer als 5000 bis 6000 m ist. Er liegt in den Tiefseegräben vor.

Alle genannten Bereiche der verschiedenen Wassertiefen sind durch entsprechende Ablagerungs- und Fossilvorkommen auch aus der geologischen Vergangenheit bekannt. Für die Ablagerung von Muttergesteinen von Bedeutung ist vorwiegend der tiefere Teil des sublitoralen Bereichs sowie der bathyale Bereich, wobei neben genügend organischem Material auch ein reduzierendes Milieu (Sauerstoffmangel oder fehlender Sauerstoff) vorhanden sein muß. Die nötige Reifung zu KW kann im Allgemeinen erst durch tiefe Absenkung der Sedimente eintreten (siehe Kapitel II.1.1.).

Aus dem Kapitel III.1.2.1.2. geht sehr deutlich hervor, daß bestimmte Sedimente in sehr verschiedenen Ablagerungsbereichen entstehen können, wie z. B. Schotter, Kiese und Sande sowohl in Flüssen, Seen wie auch an Meeresküsten. Es erfordert daher spezielle sedimentologische und paläontologische Untersuchungen, um diese Sedimente voneinander unterscheiden zu können.

III.1.2.1.3. Ablagerungsformen

Unter der Mächtigkeit einer Ablagerung versteht man die Schichtdicke, gemessen als Senkrechte auf die obere oder untere Schichtfläche. Diese Mächtigkeit, z. B. einer Sandsteinlage, kann lateral (seitlich) geringer werden, man spricht von Ausdünnung oder vom Auskeilen, wobei dieser Vorgang als ablagerungsbedingt betrachtet wird. Nimmt in einer vorwiegend sandigen Schicht in Richtung der seitlichen Ausdehnung der Ton- oder Mergelgehalt immer mehr zu und der Sandgehalt entsprechend ab, nennt man diesen sedimentären Vorgang Vertonung. Diese Erscheinungen sind sowohl für die Speichereigenschaften wie für die Funktion als abdichtende Lage von großer Bedeutung.

Bestimmte, meist gering mächtige Teile einer Schichtfolge, die über weite Strekken von Bohrung zu Bohrung verfolgbar und auch gut erkennbar sind, werden Marker genannt. Diese Marker sind natürlich auch in den Bohrlochdiagrammen (siehe Kapitel II.3.3.) manifestiert, was die Korrelation (Verknüpfung) benachbarter Bohrungen wesentlich erleichtert. Als Marker können z. B. Kohlenflöze, harte Kalksteinlagen, gering mächtige bunte Schiefer, Fossilbänke oder vulkanische Tufflagen dienen.

Von Bedeutung für die Rekonstruktion der Abfolge geologischer Ereignisse ist die Art der Aufeinanderfolge von Schichten. Eine Konkordanz liegt dann vor, wenn Schicht auf Schicht ungestört mit gleichem Streichen und Fallen (Lagerung im Raum) übereinanderliegen (Parallelschichtung).

Von Diskordanz spricht man, wenn eine Schicht im Liegenden von einer Schicht im Hangenden ungleichförmig überlagert wird. Als Beispiel können die obere Schichtfläche der unteren Schicht (oder Schichtgruppe) und die unteren Schichten der oberen Schichtgruppe unter einem Winkel zusammenstoßen (Winkeldiskordanz). Es muß sich also nach Ablagerung der unteren Schicht (oder Schichtgruppe) und vor Ablagerung der oberen Schichtgruppe eine Schiefstellung der unteren Schicht ereignet haben. Findet nach Ablagerung der unteren Schicht eine Erosionsphase statt, sodaß diese untere Schicht nun ein Relief aufweist, so spricht man von einer Erosionsdiskordanz, wenn dieses Relief später von einer jüngeren Ablagerung aufgefüllt und zugedeckt wird. Diese Bezeichnungen werden auch dann angewendet, wenn der liegende Teil aus kristallinen Gesteinen (Erstarrungs- bzw. Umwandlungsgesteinen, siehe unten) besteht. Ganz allgemein wird die Trennfläche zwischen dem liegenden und hangenden Teil als Diskordanzfläche bezeichnet (siehe auch Abb. 114/5 und 6).

Eine Kreuzschichtung ist eine Sedimentationsform, bei der ein mehrfacher Wechsel der Schüttungsrichtung eintrat.

Von den vielen Ablagerungsformen, die man bei Sedimentgesteinen unterscheiden kann, sollen Deltabildungen und Turbidite etwas näher betrachtet werden.

Die mechanische Fracht eines Flusses wird beim Erreichen des Meeres infolge der plötzlichen Strömungsverminderung zur Ablagerung gebracht. Bei starker Materialzufuhr, geringer oder fehlender Absenkung des Küstengebietes und schwacher Brandung wird ein Delta ins Meer vorgebaut, das vorwiegend aus geschichteten, fein- bis mittelkörnigen, seltener grobkörnigen Sandlagen besteht. Deltaablagerungen der geologischen Vergangenheit haben große Bedeutung als Speichergesteine erlangt (siehe z. B. Kapitel III.2.2.).

Der flache Teil der Deltaoberfläche wird Deltaebene (Deltaplain) genannt. Er kann sowohl knapp oberhalb wie knapp unterhalb des Wasserspiegels liegen.

Meerwärts ist die Deltafront gelegen, die Sandlagen fallen hier etwas steiler ein, d. h. die Deltaschichtung verändert sich von der Land- zur Seeseite hin. Der Bereich unmittelbar vor der Deltafront, in dem häufig schon pelitische Sedimente abgelagert werden, heißt Prodelta. Diese Sedimente gehen seewärts in die eigentlichen Schelfablagerungen über.

Bei Betrachtung von Deltaablagerungen sind noch weitere Bereiche zu unterscheiden. Ein proximales Deltasediment liegt nahe dem landseitigen Beginn der Deltaschüttung. Ein distales Deltasediment dagegen wird entfernt von dem Bereich wo die Deltaschüttung beginnt (also seewärts), abgelagert.

Turbidite sind klastische Ablagerungen aus Schlamm- oder Trübeströmungen (turbidity currents). So wird das noch lose aufgehäufte und mit Meerwasser durchtränkte Sedimentmaterial am Kontinentalabhang (Schelfabhang zur Tiefsee) z. B. durch ein Erdbeben in Bewegung gesetzt. Die wasserdurchtränkte Sedimentmasse gleitet nun als Suspensionsstrom mit hoher Geschwindigkeit in die tieferen Meeresteile, wo sie oft erst weit draußen zur Ruhe kommt. Dabei werden zuerst die gröberen, dann die feineren und nach längerer Zeit auch die feinsten Komponenten als Tone oder bei einem gewissen Karbonatgehalt als Mergel abgesetzt. Es bildet sich also eine Turbiditfazies heraus, die durch ein sogenanntes Geopetalgefüge ausgezeichnet ist. So ein Gefüge läßt durch die genannten Korngrößenänderungen erkennen, wo zur Zeit der Sedimentation „unten" und „oben" lagen. Man bezeichnet die Korngrößenabnahme nach oben auch als Gradierung (graded bedding), wie sie bei den genannten Turbiditen auftritt. Turbidite kommen in der Flyschzone häufig vor, wobei ganze Abfolgen gradierter Schichten zu beobachten sind, was auf wiederholte Abgänge solcher Trübungsströme schließen läßt. Der Basisteil eines Turbidits ist seiner Grobkörnigkeit wegen ein potentielles Speichergestein, andererseits bildet der pelitische Abschluß im Hangendteil eines Turbidits bei aufrechter Schichtlage eine gute Abdichtung für KW.

Es sollen nun zwei Vorgänge beschrieben werden, die sehr wichtige Ereignisse im Ablauf des geologischen Geschehens darstellen: Transgressionen und Regressionen.

Eine Transgression bedeutet das Vorrücken des Meeres über bisher landfeste Gebiete, verursacht entweder durch Hebung des Meeresspiegels oder durch Absenkung des Festlandes oder durch beides. Die durch diese Überflutung neugebildeten Transgressionssedimente liegen meist diskordant auf der ehemaligen Landoberfläche. Es kommt also zur Ablagerung mariner auf faziell meist andersartigen Sedimenten und zu einer landwärts gerichteten Küstenverschiebung.

Eine Regression ist der Rückzug des Meeres aus bisher überfluteten Bereichen, verursacht durch Landhebung oder durch Absenkung des Meeresspiegels oder durch beides. Durch diesen Meeresrückzug verschiebt sich der Küstenbereich seewärts, es kommt zur Ablagerung von Seichtwassersedimenten auf Sedimenten tieferer Meeresbereiche.

Diskordanzen, gleichgültig wodurch sie verursacht werden, sind also bedeutsame geologische Erscheinungen. Sowohl bei der Einwirkung großflächiger Erosionsvorgänge, wie bei tektonischen Bewegungen, die Transgressionen oder Regressionen verursachen können, sind wesentliche erdölgeologische Konsequenzen, wie z. B. Fallenbildungen, zu erwarten.

III.1.2.2. Erstarrungsgesteine (Magmatite)

Glutflüssige Gesteinsmassen aus der Tiefe der Erde können schon in der Erdkruste erstarren, ohne die Oberfläche zu erreichen. Man spricht von Plutoniten (Tiefengesteinen). Beispiele sind Granit, Diorit, Gabbro, Syenit. An die Erdoberfläche gelangte, glutflüssige Gesteine (Temperatur meist deutlich über 900° C) nennt man Vulkanite (Ergußgesteine). Beispiele sind Basalt, Diabas, Melaphyr, Quarzporphyr. Alle oben

genannten Gesteine unterscheiden sich durch ihre mineralogische Zusammensetzung und Körnigkeit sowie meist auch durch ihre Farbe und z. T. auch durch das Entstehungsalter. Als Metadiabase werden schwach metamorphe Diabase bezeichnet.

Ein vulkanischer Tuff besteht aus verfestigten vulkanischen Auswurfprodukten verschiedener Korngrößen, wie z. B. kleinen Lavabröckchen, Aschen oder Vulkanstaub. Solche z. T. gut geschichteten Tufflagen sind in der geologischen Vergangenheit oft weitflächig verbreitet worden und bilden daher in einer Gesteinsfolge sehr brauchbare lithostratigraphische Leithorizonte („Marker"). Als Bentonit bezeichnet man chemisch umgewandelte vulkanische Aschen, die durch Neubildung von Aluminiumsilikaten zu einem tonigen Gestein wurden. Bentonit ist ein wichtiger Bestandteil der meisten Bohrspülungen (siehe Kapitel II.3.1.3.).

III.1.2.3. Umwandlungsgesteine (Metamorphite)

Sowohl Sedimentite wie Magmatite können durch hohe Drücke und hohe Temperaturen im Erdinneren so verändert werden, daß metamorphe Gesteine entstehen, wobei auch Umschmelzungen eintreten können. Metamorphite zeigen z. B. oft eine Schieferung, die mit der früheren Schichtung von Sedimentiten nichts zu tun haben. Die ursprünglichen Sedimentstrukturen werden zumeist völlig verändert. Auch Magmatite werden durch die Metamorphose in neue, anders strukturierte Gesteine umgewandelt. Beispiele für Metamorphite sind Gneis, Glimmerschiefer, Phyllit, Graphit (letztere ein Umwandlungsprodukt aus kohligen oder bituminösen Sedimentgesteinen). Metamorphite bilden neben Magmatiten zumeist den älteren kristallinen Untergrund jüngerer Sedimentationsräume. Von der Verwitterungsschicht abgesehen finden sich weder in Umwandlungs- noch in Erstarrungsgesteinen KW-Lagerstätten.

III.1.2.4. Exotika

Als Exotika bezeichnet man Gesteinskörper und Gesteinsblöcke, die in Bezug auf die sie umgebenden Gesteine fremdartig sind. Solche exotischen Gesteine können z. B. durch tektonische Kräfte als Schubfetzen oder Klippen, weiters als Teile einer Gleitmasse (Olisthostrom) sowie durch Fluß- oder Gletschertransport über meist beträchtliche Strecken an ihren gegenwärtigen Platz gelangt sein. Exotische Komponenten können wichtige Hinweise auf regionalgeologische Vorgänge geben und daher von Nutzen für paläogeographische Rekonstruktionen sein.

III.1.3. Fossilinhalt der Sedimentgesteine

III.1.3.1. Allgemeine Bemerkungen

Erhaltungsfähige Reste früherer Lebewesen, also Fossilien, spielen sowohl bei der relativen Alterszuordnung (siehe Kapitel III.1.1.), auch als Biostratigraphie bezeichnet, wie bei der Rekonstruktion der faziellen Verhältnisse (Biofazies) eine bedeutende Rolle. Sowohl bei Kartierungsarbeiten im Gelände wie bei der Auswertung von Bohrproben (Spülproben, Bohrkerne, Seitenwandkerne) sind Fossilien im sedimentären Bereich eine unentbehrliche Hilfe.

In den Kapiteln VI.1.2. bis VI.1.4. sind die grundlegenden Angaben über den paläontologischen Bereich zu finden.

Zur Ergänzung seien nun einige weitere allgemeine Begriffe angeführt: Als pelagisch bezeichnet man die Organismenwelt der Gegenwart und der geologischen Vergangenheit, die im Hochseebereich bzw. im freien Bereich von Süßwasserseen leben. Dabei unterscheidet man die aktiv schwimmenden Organismen = Nekton und die passiv treibenden Lebewesen = Plankton. Letztere setzen sich

aus Klein- und Kleinstformen zusammen, z. B. Foraminiferen, das sind mit Schalen versehene Einzeller, weiters Coccolithen, das sind Nannofossilien, dazu noch verschiedene Algen- und Bakterienarten.

In Sedimenten sind Fossilien manchmal gehäuft anzutreffen. Durch den Sedimentationsvorgang sind diese Fossilien (z. B. Muscheln, Schnecken) oft zerbrochen, man spricht von Fossilschutt oder Fossildetritus. Sedimente, die solchen Fossilschutt enthalten, bezeichnet man als bioklastisch oder biodetritisch. Ehemalige Ablagerungen des Meeresbodens können einige Dezimeter tief von Organismen, wie z. B. Muscheln, Schnecken oder Würmern, durchwühlt worden sein, was man als Bioturbation bezeichnet. Querschnitte von Schalenfragmenten in einem Dünnschliff oder an einer ebenen Gesteinsoberfläche werden Filamente genannt.

Es folgt in den Kapiteln III.1.3.2. und III.1.3.3. eine Aufzählung und Zuordnung jener ausgewählten Fossilien und Fossilgruppen, die in den Kapiteln III.2. bis III.8. zitiert werden und eine biostratigraphische oder fazielle Bedeutung haben. Das geologische Alter der dort genannten Formen ist aus dem Zusammenhang mit den Schichten, in denen sie vorkommen, leicht abzuleiten. Es werden hier lediglich Fossilien aus dem Tierreich behandelt. Um dem Leser die Zuordnung der zitierten Formen zu erleichtern, werden Kurzangaben über die systematische Stellung und einige wichtige Eigenschaften gemacht.

III.1.3.2. Einzellige Tiere (Protozoa)

Stamm der Wurzelfüßer (Rhizopoda): Foraminiferen (Kammerlinge, Lochträger): fast nur marine Formen; die Gehäuse bestehen meist aus Kalk oder z. B. aus verkitteten Sandkörnchen (Sandschaler), seltener aus Kieselsäure; einige Beispiele: Bolivinen, Buliminen, Globigerinen, Globotruncanen, Nummuliten, Orbitoiden, Orbitolinen, Rotalien, Uvigerinen

Strahlentierchen (Actinopoda): dazu gehören die Radiolarien, das sind marin-planktonische Einzeller, zumeist mit Kieselskelett

Stamm der Wimpertierchen (Ciliata, Infusorien): dazu gehört die Gruppe der Tintinniden mit den Calpionellen, das sind marine Einzeller mit glockenförmiger Gestalt

III.1.3.3. Mehrzellige oder vielzellige Tiere (Metazoa)

Stamm der Schwämme (Porifera, Spongia): in den Sedimenten kommen sowohl kieselige wie kalkige Skelett-Teile vor, die als Schwamm-Rhaxen, Schwamm- oder Spongiennadeln (Spiculae) bezeichnet werden. Ein vorwiegend aus Spiculae bestehendes Gestein heißt Spiculit

Stamm der Nesseltiere (Cnidaria): dazu gehören die vielen Formen der Korallen, die auch gesteinsbildend auftreten können (Korallenriffe, Korallenbänke)

Stamm der Weichtiere (Mollusca): dazu gehören folgende Gruppen: Muscheln (Bivalva, Lamellibranchia, Pelecypoda), z. B. mit Congerien, Megalodonten, Ostreen (Austern), Pecten (Pilgermuscheln); Schnecken (Gastropoda), wie die Pteropoden (freischwimmende Flügelschnecken); Kopffüßer (Cephalopoda), wie Ammoniten, Belemniten, Nautilusarten, alles marine Formen

Stamm der Gliederfüßer (Arthropoda): dazu gehören die paläozoischen Trilobiten, die Spinnen (Arachnida), die Krebstiere (Crustacea) mit den Ostrakoden (Muschelkrebse), die höheren Krebse (Malacostraca), die Dekapoden, die Krabben und die Krebstiere (Insecta)

Stamm der Moostierchen (Bryozoa): diese sessilen (seßhaften), oft Kolonien bildenden Organismen sind wichtige Faziesfossilen, da sie zumeist im Schelfbereich vorkommen. Bestimmte Arten bilden Krusten oder Knollen auf

Schichtflächen oder im Sediment selbst

Stamm der Armfüßer (Brachiopoda): es sind marine Organismen mit zweiklappigem Gehäuse. Zum Unterschied von den Muscheln besitzen sie zwei Arme mit Tentakeln (Fühlern) zum Herbeistrudeln der Nahrung und einen muskulösen Stiel, mit dem sie sich am Meeresboden festhalten

Stamm der Stachelhäuter (Echinodermata): zu dieser marinen Gruppe gehören z. B. die Seesterne (Asteroidea), die Seeigel (Echinoidea) und die Seelilien (Crinoidea). Zu letzteren ist die Gattung *Saccocoma* zu zählen, die im Gegensatz zu den meist sessilen Seelilien freischwimmend ist („Schwebcrinoiden")

III.1.4. Tektonik und tektonische Einheiten

III.1.4.1. Tektonische Grundbegriffe

Die Tektonik umfaßt die Lehre vom Bau der Erde (speziell der Erdkruste) sowie von den Kräften, die größere und kleinere Erdkrustenteile in horizontaler sowie vertikaler Richtung bewegt und beansprucht haben, einschließlich sonstiger Bewegungsrichtungen. Die Bewegungen von Erdkrustenplatten (siehe „Plattentektonik" im Kapitel II.1.9.2.), die damit zusammenhängenden Gebirgsbildungen und die Bildung von Depressionszonen (Absenkungszonen) sowie von Hochzonen (Hebungszonen) sind tektonische Vorgänge. Ebenso gehören Brüche, Blattverschiebungen und Verfaltungen dazu (siehe die Kapitel III.1.4.2. bis III.1.4.4.).

Als autochthon werden alle jene Gesteine oder auch größere Gesteinsfolgen bezeichnet, die sich (innerhalb einer Platte) noch am Ort ihrer Entstehung befinden. Dies gilt auch für den Fossilinhalt von Sedimentgesteinen. Parautochthon sind Gesteinsfolgen, die nur geringfügig wegbewegt wurden und noch mit ihrem ursprünglichen Lagerungsort (Wurzelgebiet) in Verbindung stehen. Allochthon nennt man dann jene Gesteinskomplexe, wie z. B. Decken oder Schuppen (siehe unten), die weit transportiert wurden und keine Verbindung mehr mit ihrem Wurzelgebiet haben. Übrigens werden auch Fossilien, die nach ihrem Tod weit von ihrem ehemaligen Lebensraum in ein Sediment eingebettet werden, als allochthon bezeichnet.

Kompetente Gesteine sind solche, die durch ihre Festigkeit imstande sind, gerichteten tektonischen Druck ohne Formveränderung weiterzuleiten, wie z. B. harte Karbonate oder Sandsteine. Als inkompetente Gesteine werden dagegen solche bezeichnet, die sich unter Druck plastisch verformen, wie z. B. Salzgesteine, Tone, Mergel.

Unter dem Ausdruck „sigmoidal" versteht man das knieförmige Umbiegen von tektonischen Einheiten und Faltenzügen in der Streichrichtung, aber auch solche Verbiegungen einzelner Schichtkomplexe oder Schichten, die in der Einfallsrichtung der Schichtflächen liegen.

Ein Tektonit ist ein Gestein, das eine an den Komponenten erkennbare tektonische Beanspruchung erfahren hat.

Als tektonische Einheit bezeichnet man eine Gruppe von zum Teil ganz verschiedenartigen Gesteinen oder Gesteinsfolgen, die ab einem bestimmten Zeitpunkt eine gemeinsame tektonische Geschichte mitgemacht haben. Solche Einheiten können durch später wirksame tektonische Kräfte zu voneinander klar abtrennbaren „Stockwerken" übereinander gestapelt werden (siehe auch Kapitel III.3.1.).

Im Text kommen auch die Begriffe „alpin" und „tatrid" vor. Unter alpin oder alpinotyp versteht man solche tektonische Formen und Bewegungsabläufe, die mit starker seitlicher Einengung verbunden sind, sodaß es zu Schuppen- und Deckenbildung, eben wie in den Alpen, kommt (siehe Kapitel III.1.4.3.). Als

tatrider Typus werden jene tektonischen Vorgänge und Zustände bezeichnet, wie sie in der polnisch-slovakischen Tatra (ein Teil der Karpaten) auftreten. Dieser Typus ist aber in bezug auf die Einengungsintensität deutlich schwächer, als dies in den Alpen der Fall ist. Dazu kommt außerdem, daß die zeitliche Zuordnung der tektonischen Bewegungsabläufe (z. B. der Überschiebungszeitpunkt auf das Vorland) vom alpinen zum karpatischen Raum, d. h. von West nach Ost, immer jünger werden.

Das variszische Gebirgssystem ist in Mitteleuropa als Folge mehrerer Gebirgsbildungsphasen etwa zwischen Devon und Perm entstanden.

III.1.4.2. Bruchtektonik

Zu den Bewegungsvorgängen mit vorherrschend vertikalen Tendenzen zählen Brüche (Verwerfungen, Sprünge), wie sie z. B. im Wiener Becken oft festgestellt wurden.

Ein Bruch liegt dann vor, wenn die Erdkruste entlang gerader oder schwach gekrümmter Störungsflächen zerreißt. So ein Bruch besteht aus der Hochscholle und der abgesenkten Tiefscholle. Beide Schollen werden durch die Bruchfläche getrennt. Die Neigung dieser Bruchfläche kann in Bezug auf eine gedachte Horizontale zwischen 30° und 90° schwanken. Dazu kommt, daß die Bruchfläche gegen die Tiefe zu flacher oder steiler werden kann.

Um das Ausmaß der relativen Absenkung erkennen zu können, zieht man die Tiefenlage von stratigraphisch vergleichbaren Schichtflächen auf der Hoch- und Tiefscholle heran. Der vertikale Abstand dieser Schichtflächen ist die Sprunghöhe. Der bis jetzt beschriebene Bruchtyp entspricht einem Abschiebungsbruch. Ein Aufschiebungsbruch liegt dann vor, wenn eine Scholle entlang der Bruchfläche über die andere Scholle hochgeschoben wurde.

Liegt eine ganze Serie von annähernd parallel streichenden und etwa gleichzeitig gebildeten Verwürfen vor, spricht man von einem Bruchsystem. Dabei können einzelne Bruchflächen um etwa 180° verschiedene Einfallsrichtungen aufweisen, es haben sich sogenanne Y-Brüche gebildet.

Eine bruchbegrenzte Einsenkung wird Graben genannt. Die beiden randlichen Bruchflächen sind zumeist einander zugeneigt, das heißt bei einem N–S verlaufenden Graben ist die Westrandbruchfläche gegen Osten, die Ostrandbruchfläche gegen Westen geneigt. Eine bruchbegrenzte Hochzone nennt man Horst. Hier fallen die begrenzenden Bruchflächen entgegengesetzt ein.

Ein Bruchsystem besteht aus einzelnen Bruchschollen, die erdölgeologisch je nach Absenkungsbetrag und Abdichtungsverhältnissen eine lagerstättenkundlich und produktionsgeologisch bedeutsame Rolle spielen.

Ein Verwurf wird als synsedimentär bezeichnet, wenn während des Absenkens der Tiefscholle gleichzeitig dort Sedimentation stattfindet, sodaß die zeitlich einander entsprechenden Schichten dieser Tiefscholle deutlich mächtiger sind als die der Hochscholle.

Ein Verwurf wird als postsedimentär bezeichnet, wenn die Absenkungsbewegung erst nach Ablagerung einer Schichtfolge eintritt, sodaß die Mächtigkeiten stratigraphisch gleich alter Schichten beiderseits der Bruchfläche gleich sind.

Von Bedeutung für die Beurteilung von Brüchen ist das Verhältnis des Einfallens der Bruchfläche zum Einfallen der Schichtflächen der Hoch- und Tiefschollen. Man spricht von einem synthetischen Bruch, wenn die Richtung (nicht das Ausmaß!) des Einfallens der Schichtflächen und der Bruchfläche gleichsinnig ist, z. B. nach Süden.

Man spricht von einem antithetischen Bruch, wenn die Richtung des Einfallens der Schichtflächen und die Richtung des Einfallens der Bruchfläche entgegengesetzt sind, z. B. die Schichtflächen nach Süden, die Bruchfläche nach Norden.

Ein synthetischer Bruch ist als KW-Falle nicht oder nur schlecht geeignet, da die Möglichkeit des Migrierens der KW bis

zur Erdoberfläche bestehen kann. Ein antithetischer Bruch dagegen ist als KW-Falle viel eher geeignet, da migrierende KW an der Bruchfläche gestaut werden können. In der oberösterreichischen Molassezone gibt es eine Reihe von KW-Lagerstätten, die an antithetische Brüche gebunden sind (siehe Kapitel IV.4.).

Brüche sind also wichtige Strukturelemente in Beckenbereichen, da sie je nach Vorliegen verschiedener geologischer Kriterien als KW-Fallen (antithetische Brüche), als Abdichtung (dichte Bruchflächen) oder als Migrationswege (synthetische Brüche) dienen können.

III.1.4.3. Falten- und Deckentektonik

III.1.4.3.1. Bewegungsphasen

Die geologische Geschichte der Erde zeigt, daß Phasen sehr geringer tektonischer Aktivität mit Phasen sehr hoher Aktivität wechseln. War man zunächst der Ansicht, daß diese Phasenfolge weltweit gleichzeitig vor sich ging, so weiß man heute, daß gewisse Bewegungsabläufe, z. B. bei der Gebirgsbildung, über längere Entfernungen hin mit Verzögerungen ablaufen können (siehe auch Kapitel III.1.4.4.).

Die Zeitspannen erhöhter tektonischer Aktivitäten müssen also immer auf das Gebiet bezogen werden, das gerade gemeint ist. Häufig verursacht so eine tektonische Phase auch Diskordanzerscheinungen. Die überlagernde Schicht ist erst nach der Bewegungsphase abgelagert worden. Als Beispiel sei die spätsteirische Phase genannt, die vor etwa 18,5 Millionen Jahren, d. h. an der Wende Eggenburgien zu Ottnangien stattfand.

Die tektonischen Phasen stehen mit den Bewegungen der Erdkrustenplatten in Zusammenhang (siehe die Kapitel II.1.9.2. und III.1.4.3.4.). Gebirgsbildungen sind sowohl durch Subduktionsvorgänge beim Untertauchen einer ozeanischen unter eine kontinentale Platte (Alpen – Karpaten), wie auch durch die Kollision zweier kontinentaler Platten (Himalaya) erklärbar. Das Erkennen und die altersmäßige Zuordnung solcher tektonischer Phasen stellen bedeutende Hilfen bei der Rekonstruktion des Gebirgsbaues dar und haben daher auch eine wichtige erdölgeologische Relevanz.

III.1.4.3.2. Faltenbau

Wirken tektonische Kräfte tangential, also etwa parallel der Erdoberfläche, kommt es vor allem bei inkompetenten Gesteinsfolgen zur Verfaltung, also zu einem Einengungsvorgang.

Allgemein unterscheidet man Antiklinalen (Aufwölbungen) und Synklinalen (Einmuldungen). Je nach tektonischer Intensität können Antiklinalen aufrecht sein, d. h. die Faltenschenkel fallen etwa mit gleichen Neigungswinkeln, aber in entgegengesetzter Richtung ein, oder sie können z. B. überkippt sein, wenn die tektonische Intensität stärker ist. Im Extremfall können die Faltenschenkel übereinander liegen, es liegt dann eine liegende Falte vor.

Eine Aufwölbung mit kreisförmigem oder elliptischem Grundriß wird als Dom (Kuppel, Brachyantiklinale) bezeichnet (Beispiel: Steinbergdom bei Zistersdorf in Niederösterreich), wenn diese Struktur auf Einengung zurückzuführen ist.

Faltenbündel können so geformt sein, daß sie die Gestalt einer großen in sich gefalteten Antiklinale annehmen, man spricht von einem Antiklinorium. Sinngemäß gilt das für eine in sich gefaltete Mulde, die dann Synklinorium genannt wird.

Das Innere einer einzelnen Antiklinale wird als Antiklinalkern bezeichnet. Hier befinden sich auch die ältesten gefalteten Schichtglieder. In einem Synklinalkern dagegen liegen die jüngsten Schichtglieder.

Jene Linie, entlang der die Umbiegung der Schichten bei einer Antiklinale erfolgt, heißt Antiklinalachse (Scheitelachse), bei einer Synklinale dann Synklinalachse (Muldenachse). Diese Achsen verlaufen keineswegs immer horizontal, sie können ab- oder auftauchen. Den höchsten Punkt einer Antiklinalstruktur nennt man Scheitelpunkt.

Der Faltenbau ist erdölgeologisch sehr bedeutsam, weil Antiklinalen bei Vorliegen von Speichergesteinen und darüber-

liegenden abdichtenden Lagen als ideale KW-Fallen dienen können (Abb. 14).

III.1.4.3.3. Deckenbau

Bei wesentlicher Verstärkung der tangentialen tektonischen Kräfte kommt es zur Deckenbildung. Eine tektonische Decke ist eine meist großräumige Gesteinsfolge, die durch eine weite, oft viele Kilometer betragende Überschiebung auf eine fremde Unterlage gelangt ist. Dieser allochthone Körper kann aus älteren Gesteinen bestehen (z. B. Jura und Trias), die durch die Überschiebung gegenwärtig jüngeren Gesteinen (z. B. Oberkreide) auflagern. Im ostalpinen Raum sind die Nördlichen Kalkalpen solch ein typisches Dekkengebirgsland (siehe auch die Kapitel III.3. und III.6.). Wie die Abb. 133 und 140 zeigen, ist die Überschiebungsfläche der kalkalpinen Decken in der Bewegungsrichtung schwach ansteigend und versteilt erst unmittelbar an der Dekkenstirn.

Eine Decke kann z. B. aus einem Aufschiebungsbruch, aus einer liegenden Falte oder durch Abscherung vom Untergrund entstehen. Werden durch regionale Hebungsvorgänge Hochzonen gebildet, kann so ein Deckenkörper auch gravitativ, d. h. durch die Schwerkraft, weitertransportiert werden, man spricht dann von einer Gleitdecke.

Der Mechanismus einer Deckenbewegung ist hauptsächlich abhängig von der Größenordnung der tangentialen tektonischen Kräfte, von der Gesteinszusammensetzung der Decke aus kompetenten und inkompetenten Schichten sowie vom Vorhandensein von Gleithorizonten mit dem dazugehörenden Porenwasser, das eine wesentliche Herabsetzung des Reibungswiderstandes bewirkt und so die Fernüberschiebungen überhaupt erst ermöglicht.

Im Zuge der Deckenbildung kommt es durch innere Widerstände im Deckenkörper häufig zu internen Verfaltungen und Zerscherungen, die eine zusätzliche Komplikation des Deckenbaues bewirken.

Hält der Deckenschub noch länger an, so werden mehrere Decken aufeinander geschoben; man spricht von einem Deckenstapel oder einem Deckenpaket.

Das Herkunftsgebiet einer Decke wird als Wurzelzone, die Vorderfront als Deckenstirn bezeichnet. Tritt nach der Verfrachtung einer Deckenmasse eine stärkere Abtragungsphase durch Denudation und Erosion ein, kann es zur Bildung von isolierten Deckschollen kommen, die dann als Erosionsreste (meist als Härtlinge) auf fremder Unterlage überbleiben.

Im Zuge des Deckentransportes kann es durch hochgeschürfte, kompakte Gesteinskörper verschiedener Dimensionen zur Bildung von wurzellosen tektonischen Klippen oder Schürflingen kommen, wie z. B. den Staatzer und Falkensteiner Klippen in der Waschbergzone Niederösterreichs.

Eine weitere Folge von tiefgreifenden Erosionsvorgängen kann die Entstehung von tektonischen Fenstern sein, wie sie in den Nördlichen Kalkalpen gar nicht so selten sind. Als Beispiele sollen das Windischgarstener Fenster, das Wolfgangsee-Fenster und das Fenster von Urmannsau genannt werden. Es werden dabei Teile der höheren Decke eines Deckenstapels an Schwächezonen abgetragen, sodaß die darunterliegende Decke nun fensterartig zum Vorschein kommt.

Im Zuge deckentektonischer Bewegungen kann es durch unterschiedliche Verteilung der tangentialen Kräfte sowie durch unterschiedliche Widerstände im Untergrund, z. B. durch ein vorgegebenes Untergrundsrelief, zu einer Blattverschiebung (Transversalbruch) kommen. Entlang einer mehr oder weniger vertikalen Störungsfläche wird dabei ein Deckenstapel zerrissen, sodaß ein Teil stärker vorgeschoben wird als der andere. Solche Blattverschiebungen sind u. a. am Nordrand der Alpen im Überschiebungsbereich der Flyschzone auf die Molassezone häufig zu beobachten. Ein gutes Beispiel ist dafür der Donaubruch, der in der Wiener Pforte zwischen Kahlenbergerdorf in Wien und etwa Stockerau verläuft. Man kann eine Horizontalverschiebung von etwa 3 km beobachten, d. h. der Bi-

sambergzug ist um diesen Betrag gegen den Kahlenberg-Leopoldsbergzug nach NW verschoben. Dazu kommt hier noch eine vertikale Komponente, da der Bisambergzug um etwa 100 m abgesenkt ist.

Ein deckentektonischer Vorgang ist natürlich die Alpenüberschiebung, worunter man hier die Überschiebung der autochthonen oder parautochthonen Molassezone durch die Flyschzone (Flyschdecke) und die im Südteil darüberliegenden Nördlichen Kalkalpen zu verstehen hat.

Nicht immer kommt es zu ferntransportierten Decken. Ist die Überschiebungsweite nicht sehr groß, etwa im Bereich von einigen 100 Metern bis wenigen Kilometern, so spricht man von tektonischen Schuppen. So einen Schuppenbau weist nach Meinung des Autors z. B. der nördliche Teil der Flyschdecke bei Wien auf. Aber auch innerhalb der Kalkalpendecken kann es bei weiterer Einengung zusätzlich zu einem internen Schuppenbau kommen.

Die Erforschung des Deckenbaues eines Prospektionsgebietes ist für die erdölgeologische Beurteilung unbedingt nötig, da sowohl in einem Deckenstapel selbst (Beispiel Bohrung Molln 1) oder im darunter liegenden autochthonen und parautochthonen Bereich (Beispiele Bohrung Grünau 1, Gaskondensatfeld Höflein) KW-Lagerstätten auftreten können.

Wie schon mehrfach an anderen Stellen erwähnt, ist die auslösende Ursache für die oft gewaltigen Einengungsvorgänge und damit zur Gebirgsbildung in Bewegungen von Erdkrustenplatten zu sehen.

III.1.4.4. Plattentektonische Ergänzungen

Unter Rifting versteht man die Bildung des Zentralgrabens (Rift) in einem mittelozeanischen Rücken durch das Auseinanderdriften von zwei Erdkrustenplatten. Hier ist außerdem ein meist basaltischer Vulkanismus zu verzeichnen. Dieses Auseinanderdriften nennt man Ozeanbodenzergleitung (sea floor spreading).

Als aktiver Plattenrand wird jener Bereich bezeichnet, in dem Subduktion (Abtauchen einer Platte unter eine andere) herrscht und wo sich die Tiefseegräben befinden, wie rund um den Großteil des Pazifiks. Es ist aber auch der Kollisionsbereich zweier kontinentaler Platten, wie z. B. im Himalajagebiet, ein Aktivrand.

Als passiven Plattenrand bezeichnet man jenen Bereich, wo den Kontinentalplatten breite und meist sehr flache Schelfgebiete vorgelagert sind, wie rund um den Großteil des Atlantiks. Es finden dort außer Bruchstörungen keine wesentlichen tektonischen Bewegungen statt. Die eigentlichen Plattengrenzen sind erst beiderseits des mittelatlantischen Rückens zu finden.

Die oben genannten sowie die im Kapitel II.1.9.2. beschriebenen Vorgänge haben sich auch in der geologischen Vergangenheit abgespielt. Ihre Rekonstruktion gibt Anhaltspunkte für die paläogeographischen Verhältnisse während bestimmter geologischer Zeitabschnitte. Diese Daten können Hinweise auf erdölgeologisch bedeutsame Ereignisse geben, da z. B. in den Schelfzonen eines passiven Plattenrandes mit reicher Akkumulation von Biomasse gerechnet werden kann.

III.1.4.5. Tektonische Einheiten

Die Definition des Begriffes „Tektonische Einheit" ist im Kapitel III.1.4.1. zu finden. Es wird gelegentlich auch der Begriff geologische Einheit als Synonym verwendet. In der Übersicht zum Hauptabschnitt III. sind diese Einheiten beschrieben. In den Abschnitten III. 2. bis III. 8. sind noch einige Begriffe erwähnt, die einer zusätzlichen Erklärung bedürfen.

III.1.4.5.1. Das Wiener Becken

Üblicherweise wird das Wiener Becken in einen nördlichen und einen südlichen Teil mit der Donau als Grenze gegliedert. Man kann aber vom Nördlichen Wiener Becken ein Zentrales Wiener Becken abtrennen, das etwa dem Marchfeld entspricht.

Die eigentliche, mittelmiozäne bis quartäre Beckenfüllung des Wiener Beckens beginnt stratigraphisch erst im Verlaufe

des Badeniens. Durch die zu dieser Zeit einsetzende Bruchtektonik, die z. T. bis in die Gegenwart andauert, kommt es nach und nach zur heutigen Form des Wiener Beckens mit der Hauptachse von SSW nach NNE. Vor dem Badenien, das heißt im Eggenburgien und Ottnangien verlief die Haupterstreckung dieser untermiozänen Schichten etwa von Westen nach Osten. Im Karpatien setzten jedoch schon die ersten Anzeichen einer Umgestaltung dieses Raumes ein.

Das Mattersburger Becken als Teilbecken des Wiener Beckens wird gelegentlich auch Eisenstädter Becken genannt. Es ist über die Wiener Neustädter Pforte, die zwischen Rosaliengebirge und Leithagebirge liegt, mit dem Wiener Becken verbunden.

III.1.4.5.2. Der Untergrund des Wiener Beckens

Die durchstreichenden alpinen Einheiten der Flyschzone, der Nördlichen Kalkalpen, der Grauwackenzone und des Zentralalpinen Kristallins mit seiner mesozoischen Auflage (Semmeringmesozoikum) bilden als 2. Stockwerk den prämiozänen (= vormiozänen) Untergrund des Wiener Beckens. Die oben genannten untermiozänen Schichten liegen als Erosionsreste in Muldenbereichen. Von Bedeutung ist, daß das Relief dieses prämiozänen Untergrundes etwa dem morphologischen Bild (Oberflächenbild) der Alpen zur Zeit des oberen Oberoligozäns entspricht und durch die auflagernden jüngeren Schichten des Miozäns gleichsam konserviert wurden (Beilage 3).

Ein sehr markantes morphologisches Element ist der Spannberger Flyschrücken im Untergrund, der, wie im Hauptkapitel III.2.1. beschrieben, im Miozän eine Barriere für einen nördlichen marinen und einen südlichen terrestrisch-limnischen Faziesbereich darstellt.

Die erdölgeologische Bedeutung der Flyschzone im Beckenuntergrund geht schon daraus hervor, daß in dieser Einheit das erste Rohöl im Wiener Becken erbohrt wurde (Bohrung Windisch-Baumgarten 1 a, 1930). Inzwischen hat sich gezeigt, daß auch im eozänen Flyschuntergrund des Feldes St. Ulrich-Hauskirchen Öl vorhanden ist. Aus dieser Lagerstätte wurden von 1941 bis 1990 rund 5 Millionen Tonnen Öl gefördert. Ein weiteres Beispiel ist die Flyschlagerstätte von Hochleiten bei Pyrawarth, aus der seit 1977 Rohöl aus Oberkreidegesteinen gewonnen wird.

Die Flyschlagerstätten liefern Öl sowohl aus Klüften wie aus dem Porenraum von Sandsteinen und sind im Beckenuntergrund zumeist an den oberflächennahen Bereich dieser Zone gebunden (Relieflagerstätten; siehe Kapitel III.1.8.).

Noch größere Bedeutung hat der kalkalpine Untergrund des Wiener Beckens erlangt. Heute wird etwa ein Drittel der Gesamtförderung des Wiener Beckens daraus gewonnen. Es ist vor allem der obertriadische Hauptdolomit, der sich durch seine Klüftigkeit als hervorragender Speicher erwiesen hat. So wurde schon 1959 die erste Gaslagerstätte im Hauptdolomit des Beckenuntergrundes von Aderklaa bei Deutsch-Wagram gefunden; weitere und größere Lagerstätten folgten, wie z. B.: Schönkirchen Tief 1962, Öl und Gas sowohl im Hauptdolomit wie im hangenden neogenen Dolomitschutt; Prottes Tief 1966, Öl im Hauptdolomit. Dies waren Relieflagerstätten. Eine große Internlagerstätte (siehe Kapitel III.1.8.) innerhalb des Kalkalpenkörpers wurde 1977 in Schönkirchen und Gänserndorf Übertief, ebenfalls im Hauptdolomit, erbohrt.

III.1.4.5.3. Flyschzone und Helvetikum

Als Wienerwaldflysch wird der nördliche Teil des Wienerwaldes vom Donaudurchbruch bei Wien (Wiener Pforte) bis zum Traisental (S St. Pölten) bezeichnet.

Der Ausdruck „Helvetische Äquivalente" betrifft jene Änderungen in der faziellen Ausbildung des Helvetikums, die sich etwa von Oberösterreich gegen Osten einstellen. Es treten nun Gesteine auf, die Buntmergelserie genannt werden. Diese Serie findet sich als tektonisches Fenster im Wienerwaldflysch (Hauptklippenzone nach S. PREY, bzw.

Schottenhofzone nach F. BRIX). Sie setzt sich mit großer Wahrscheinlichkeit in tektonischem Kontakt mit der Flyschzone im Untergrund des Wiener Beckens fort und zwar in Form mergeliger, z. T. bunter Gesteine meist eozänen Alters.

Unter dem Kanisfluh-Aufbruch im Vorarlberger Helvetikum ist ein Antiklinorium zu verstehen, das aus Jurasedimenten aufgebaut ist.

III.1.4.5.4. Nördliche Kalkalpen

Die verschiedenen Decken und sonstigen tektonischen Einheiten der Nördlichen Kalkalpen streichen nicht einheitlich vom Rheintal im Westen bis zum Westrand des Wiener Beckens im Osten durch. Im Zuge der Detailkartierungen aus verschiedenen Untersuchungszeiträumen haben diese Decken spezielle, mehr lokal geltende Bezeichnungen erhalten, die z. T. auch ihre Hauptverbreitung kennzeichnen.

Grundsätzlich kann man aber 3 Gruppen unterscheiden (nach A. TOLLMANN 1985). Die tiefste und nördlichste Deckengruppe wird als Bajuvarikum (nach Bayern benannt) bezeichnet; zu ihr gehören die Allgäu- und Lechtaldecke sowie die Frankenfelser und Lunzer Decke.

Die südlich anschließende Deckengruppe wird Tirolikum (nach Tirol) genannt; dazu gehören die Inntaldecke, die Staufen-Höllengebirgsdecke, die Tennengebirgsscholle, die Totengebirgs- und Warscheneckdecke sowie die in mehrere Untereinheiten gegliederte Ötscherdecke.

Es folgt gegen Süden die Deckengruppe des Juvavikums (nach Salzburg) mit der Hallstätter Zone, der Berchtesgadener Decke, der Dachstein- und Schneebergdecke sowie der Mürzalpendecke. Das Juvavikum wird im geologischen Sinn auch als Kalkhochalpen bezeichnet.

Zu erwähnen wäre noch, daß die Kalkalpen auch eine Bruchtektonik verschiedener Entstehung zeigen. So pausen sich einerseits Bruchstrukturen der überschobenen Böhmischen Masse bis an die Oberfläche des Kalkalpenkörpers durch, andererseits sind Störungslinien und Störungssysteme zu beobachten, die ihre Ursache im alpinen Deckenbau selbst haben. Es handelt sich dabei sowohl um Blattverschiebungen wie auch um vertikale Bewegungen. Zum Erkennen dieser Störungen hat die Auswertung von Satellitenbildern wesentlich beigetragen.

III.1.4.5.5. Autochthones Mesozoikum, Molasse, Waschbergzone

Im Profil der Bohrung Sulzberg 1 wird der Begriff Schichtlücke verwendet. Unter letzterer versteht man das Fehlen von Ablagerungen einer gewissen Zeitspanne, sodaß, wie hier, die Gesteine der mittleren Trias (Muschelkalk) auf kristallinen Gesteinen (Gneisen) auflagern, die Untertriasgesteine also fehlen. Dies kann z. B. so entstanden sein, daß durch Hebungsvorgänge oder durch Meeresrückzug (Regression) oder durch beides das Gebiet landfest wurde und daher zu dieser Zeit hier überhaupt keine Sedimentation stattfand. Es kann diese Schichtlücke auch durch kräftige Abtragungsvorgänge (Denudation, Erosion) entstanden sein. Eine Diskordanzfläche weist immer auf die Schichtlücke hin.

So eine Schichtlücke besteht auch zwischen den jüngsten Schichten des Autochthonen Mesozoikums (Maastricht = oberste Oberkreide) und der darüber liegenden Basis der Molassezone (Obereozän) im nördlichen Salzburgerland und in Oberösterreich. Paleozän, Unter- und Mitteleozän fehlen dort. Im Osten dagegen sind diese alttertiären Schichten sehr wohl abgelagert worden, wie die entsprechenden Schichtglieder der hochgeschobenen Waschbergzone zeigen (Bruderndorfer und Zayaschichten, Haidhofschichten; siehe Kapitel III.5.).

III.1.4.5.6. Das Pannonische Becken

Der Ostalpenraum wird im Osten vom Pannonischen Becken begrenzt. Letzteres unterscheidet sich vom Wiener bzw. Mattersburger und Steirischen Bekken durch die erst im Pannonien und Pon-

tien einsetzende Absenkung, was zu einer wesentlich größeren Mächtigkeit der betreffenden Schichten führte. An die Ostalpen schließen daher als westliche Randbecken des Pannonischen Beckens die Parndorfer Platte und der Seewinkel, weiters die Landseer Bucht (Oberpullendorfer Becken) und östlich der Südburgenländischen Schwelle das Westpannonische Becken an.

Eine CF-Bohrung ist eine Counterflushbohrung, bei der der Spülungskreislauf, anders als bei einer normalen Rotarybohrung, verkehrt herum verläuft. Die Spülung wird zwischen Bohrgestänge und Gebirge hineingepumpt und steigt dann im Bohrgestänge unter Mitnahme des erbohrten Gesteinsmaterials nach oben, wo letzteres vom Geologen untersucht und beschrieben werden kann. Die Bohrteufe war meist geringer als 400 m.

Eine Lateralbewegung ist eine seitliche Bewegung. Dies trifft z. B. für eine Blattverschiebung (siehe dort) zu.

III.1.4.5.7. Das Steirische Becken

Das Steirische Becken kann man ebenso wie das Mattersburger Becken noch zum Ostalpenraum rechnen. Gegen das Pannonische Becken wird das Steirische Becken durch die schon oben genannte Südburgenländische Schwelle begrenzt, wobei letztere aus altpaläozoischen Gesteinen aufgebaut ist.

Die Vulkanite des Steirischen Bekkens sowie des mittleren und südlichen Burgenlandes sind in zwei getrennten Zeiträumen zutage gebracht worden. Im Unter- und Mittelmiozän (Karpatien bis unteres Badenien) wurden vorwiegend die sauren Vulkanite Trachyt, Trachyandesit und Andesit, im Pliozän dagegen vorwiegend basische Basalte gefördert. Über die mögliche Bedeutung dieser vulkanischen Erscheinungen für die Reifung der organischen Substanzen von Muttergesteinen wird im Kapitel III.8.4. referiert (siehe auch R. F. SACHSENHOFER 1991).

Das Steirische Becken besitzt sowohl hydrogeologische wie geothermische Besonderheiten, wie die Vorkommen zahlreicher artesischer Brunnen und die durch Tiefbohrungen erschlossenen Thermalwässer zeigen. Ein artesischer Brunnen liegt dann vor, wenn durch die Abteufung des Brunnens eine Trägerschicht erreicht wird, die ein derart gespanntes Grundwasser enthält, daß das Wasser durch seinen Eigendruck bis an die Erdoberfläche frei ausfließen kann, wobei die Wassertemperatur keine Rolle spielt. Als Thermalwasser darf nur ein Wasser bezeichnet werden, das eine Temperatur von mindestens 20°C hat. Die meisten Thermalwässer des Steirischen Bekkens überschreiten diesen Grenzwert beträchtlich. Dadurch können mehrere dieser Wässer auch balneologisch genutzt werden, d. h. sie werden für Bäderkuren und sonstige Heilzwecke verwendet (Beispiele: Loipersdorf, Waltersdorf).

Die Thermalwässer wurden teils im paläozoischen Untergrund des Beckens (Devonkalke und Dolomite), teils in der jungtertiären Beckenfüllung (Sande des Sarmatiens und Badeniens) erschlossen.

Die geothermische Tiefenstufe gibt an, wieviele Meter man in die Tiefe gehen muß, damit eine Temperaturzunahme von 1°C eintritt. Der weltweite Durchschnitt beträgt 33 m/1°C. Der geothermische Gradient ist die Maßzahl für die Zunahme der Erdtemperatur gegen die Tiefe in °C pro 100 m. Der Durchschnitt ist daher 3°C pro 100 m. Im Steirischen Becken wurden folgende Werte bei einigen Tiefbohrungen gemessen:

Tiefbohrung	Bohrjahr	Endteufe	gebohrt von	geoth. Tiefenst.	geoth. Gradient
Binderberg 1	1972	1727 m	RAG	18 m	5,6°C
Waltersdorf 1	1975	1553 m	RAG	19 m	5,3°C
Fürstenfeld TH 1	1984/85	3145 m	STEWEAG	17,5 m	5,7°C

Dies bedeutet, daß in der Oststeiermark eine bedeutend geringere geothermische Tiefenstufe und daher ein wesentlich höherer geothermischer Gradient vorliegt, als dem Durchschnitt entspricht. Es wird angenommen, daß die Ausdünnung der Erdkruste gegen Osten und damit ein verbesserter Wärmestrom aus der Tiefe dieses Phänomen entscheidend begünstigt.

III.1.5. Begriffe der Oberflächengeophysik

III.1.5.1. Seismische Verfahren

Zu unterscheiden sind die Erdbebenkunde (Seismologie), die sich mit den Ursachen, Auswirkungen sowie der Verbreitung von natürlichen Erdbeben befaßt, und die angewandte Seismik, die eine der Methoden der geophysikalischen Prospektion nach Lagerstätten ist sowie allgemein zur Aufklärung des Aufbaues der Erdkruste dient.

Seismologische Erscheinungen sind von großer Bedeutung für die Erforschung des Aufbaues und der Zustände im Erdinneren sowie für das Verständnis plattentektonischer Vorgänge, spielen aber auch in der Sedimentologie eine Rolle, da Erdbeben als auslösende Ursachen für die Entstehung von Turbiditen anzusehen sind.

In der angewandten Seismik bezieht sich der Begriff Auflösungsvermögen (Auflösungsgenauigkeit) vorwiegend auf die Reflexionsseismik (siehe Kapitel II.2.4.2.). Es wird damit angegeben, welche Schichtmächtigkeiten und Strukturelemente in den Seismogrammen (Aufzeichnungen seismischer Wellen) noch erkennbar sind. Durch die Reflexionsseismik ist übrigens auch sichergestellt, daß in der Natur untereinander liegende Schichtflächen bzw. Reflexionshorizonte in den Seismogrammen auch nacheinander abgebildet werden.

Unter Zweiwegzeit (2t) ist die Zeitdauer in Sekunden zu verstehen, die eine seismische Welle vom Erregungspunkt in Oberflächennähe (Schußpunkt) oder von der Oberfläche selbst (Vibrationspunkt) bis zu einem bestimmten Reflexionshorizont und zurück zum Geophon an der Erdoberfläche benötigt. Diese Zweiweglaufzeit wird normalerweise auf der vertikalen Skala eines Seismogramms angegeben.

Die Bedeutung des Stapelns von seismischen Wellen liegt u. a. darin, daß durch die Summierung der Signale eines bestimmten Reflexionselementes von verschiedenen Erregungspunkten aus die Nutzsignale wesentlich verstärkt werden (Überlagerung von Wellen) und dadurch das Nutz-Störverhältnis deutlich verbessert wird.

III.1.5.2. Nichtseismische Verfahren

Durch die Schweremessung (Gravimetrie) wird die Anziehungskraft der Erde an zahlreichen Oberflächenpunkten bestimmt. Im Untergrund lagern, je nach den örtlichen geologischen Verhältnissen, Gesteinsmassen mit verschiedener Ausdehnung, Mächtigkeit und verschiedenem Raumgewicht. Diese Unterschiede können nun aufgrund der verschiedenen Anziehungskraft (Schwerebeschleunigung) dieser verschiedenen Gesteinsmassen mit sehr genauen Geräten (Gravimeter) gemessen werden. Da die mittlere Erdschwere (Normalschwere) bekannt ist, unterscheidet man auf diesen Wert bezogene Schwereanomalien. Es sind neben Gebieten mit Normalschwere Gebiete mit einem Schwereüberschuß (positive Anomalie) und mit einem Schweredefizit (negative Anomalie) zu erkennen.

Bei der Magnetik werden sinngemäß Gesteinskörper an der Erdoberfläche oder im Untergrund registriert, die ein vom erdmagnetischem Normalfeld unterscheidbares positives oder negatives magnetisches Eigenfeld besitzen, mit Meßgeräten, die Magneto-

meter genannt werden. Dabei spielt das Vorhandensein oder das Fehlen von Mineralen mit einem starken magnetischen Eigenfeld (z. B. Magnetit, Fe_3O_4) in den betreffenden Gesteinskörpern eine ausschlaggebende Rolle.

Die Kombination seismischer, gravimetrischer, magnetischer und geoelektrischer Feldmessungen mit den bisher bekannten geologischen Informationen in einem bestimmten Gebiet ist die Grundlage der Komplexinterpretation (siehe Kapitel II.2.5.4.) und damit eine wesentliche Hilfe für die Festlegung von Bohrpunkten im Rahmen der KW-Prospektion.

III.1.6. Paläogeographie und Oberflächenformen

Unter Paläogeographie versteht man die gedankliche Rekonstruktion der geologischen Verhältnisse zu verschiedenen geologischen Zeitabschnitten mit Hilfe geowissenschaftlicher Methoden. Es geht dabei vor allem um die Verbreitung von Land und Meer sowie die Verteilung der dazugehörenden Faziesgebiete. Für die KW-Geologie ist dabei wichtig, wo sich Muttergesteine, Speichergesteine, Deckschichten sowie tektonische und sedimentäre Fallen in den betreffenden Zeitabschnitten gebildet haben können.

Für Europa ist das Tethysmeer von Bedeutung, das sich vom Jungpaläozoikum bis in die Alttertiärzeit von Südostasien bis in das heutige Mittel- und Südeuropa (Mittelmeergebiet) erstreckte. Aus den in diesem riesigen Meeresgebiet abgelagerten Sedimenten und z. T. auch ihrem Untergrund wurden durch die alpinen Gebirgsbildungsphasen die alpidischen Gebirgsketten gebildet, wie z. B. der Himalaya, der Kaukasus, die Karpaten, die Alpen und die Pyrenäen. Als Paratethys werden die jungtertiären Reste des Tethysmeeres zwischen dem Rhonetal und dem Aralsee bezeichnet, von denen sich bis heute einige Restbecken erhalten haben, wie der Aralsee selbst, das Kaspische Meer, das Schwarze Meer und der Plattensee (Balaton).

Teile der Sedimente des Tethysmeeres finden wir heute, zumeist tektonisch weit verfrachtet, in den Nordalpen, einschließlich Flyschzone, Helvetikum und im mesozoisch-alttertiären Anteil der Waschbergzone. Der Südrand der Böhmischen Masse muß der Nordrand des Tethysmeeres zur Perm-, Jura- und Kreidezeit gewesen sein (Perm von Zöbing bei Krems, Autochthones Mesozoikum mit Jura und Oberkreide unter der Molassezone).

Die neogenen Sedimente des Paratethysmeeres füllen die jungen Becken, wie die Molassezone, das Wiener und das Pannonische Becken einschließlich ihrer Nebenbecken.

Die erdölgeologische Bedeutung von Tethys und Paratethys wird dadurch dokumentiert, daß bis heute abbauwürdige KW-Ansammlungen nur in den Ablagerungen dieser Meere gefunden wurden.

Unter Morphologie versteht man ganz allgemein die Lehre von den Oberflächenformen der Erde. Die Geomorphologie behandelt die auf die Erdoberfläche gestaltend wirkenden Kräfte und die speziellen, durch die verschiedenen Kräfte geschaffenen Formen. Damit ist ein klarer Zusammenhang mit geologischen und gesteinskundlichen Vorgängen gegeben.

Während durch tektonische Kräfte (siehe Kapitel III.1.4.) Gebirge und Hochzonen geschaffen werden, arbeitet die Verwitterung und die Abtragung am Abbau der Gebirge und Hochzonen. Es muß aber immer beachtet werden, daß die abtransportierten Verwitterungsprodukte anderswo wieder abgelagert werden.

Die flächenhafte Abtragung von verwitterten Festlandsoberflächen nennt man auch Denudation. Speziell zu unterscheiden sind:

- die Erosion, das ist die ausfurchende und einschneidende Wirkung fließenden Wassers in Abhängigkeit von Wassermenge, Gefälle, Widerstandsfähigkeit der Gesteine und der Tätigkeit

des mitgeführten Gesteinsmaterials; es bilden sich V-Täler.

- die Deflation, das ist die abtragende Wirkung des Windes; sie führt zur Bildung von Löß und Sanddünen.
- die Glazialerosion, das ist die ausschürfende und abhobelnde Tätigkeit der Gletscher mit Hilfe der an der Basis mitgeführten Gesteinsmassen (Grundmoräne); es bilden sich U-Täler, wie in den Alpen.
- die Solifluktion, das ist das Abrutschen oder Abgleiten wasserdurchtränkter und tiefgründig verwitterter Talflanken; im Extremfall kommt es zu Blockströmen, Muren, Schlammströmen.
- die Abrasion, das ist die abtragende Wirkung der Brandung und sonstiger Wellenbewegungen an Meeres- und Seeküsten; es kommt zur Bildung von Brandungsplattformen und Steilküsten (Kliffen).

Für die Prospektion, speziell die geologische Kartierung, sind alle diese Vorgänge von Bedeutung, weil durch sie sehr oft die Gesteine entblößt werden (Bildung natürlicher Aufschlüsse) und weil einige dieser Vorgänge Hinweise für tektonische oder sedimentäre Schwächezonen sind.

Eine weitere Bedeutung dieser Abtragungsvorgänge liegt darin, daß es diese natürlich auch in der geologischen Vergangenheit gegeben hat und zwar klimaabhängig mit zum Teil wesentlich stärkerer Wirkung als heute. So weist z. B. der Untergrund des Wiener Beckens im Flysch- und Kalkalpenbereich sehr bedeutsame Reliefunterschiede auf, da durch die Absenkung und die ab dem Miozän folgende Zudeckung mit Sedimenten das prämiozäne Relief konserviert wurde. Die Relieflagerstätten Schönkirchen und Prottes Tief im alpinen Hauptdolomit sind die Konsequenz dieses Untergrundreliefs, da durch die Bedeckung die KW an der weiteren Migration gehindert wurden. Diese Strukturformen werden auch als begrabene Berge (buried hills) bezeichnet.

Eine geomorphologische Besonderheit ist die Inversion, die z. B. in den Kapiteln III.6. und III.7. erwähnt wird. Unter Inversion wird hier eine Reliefumkehr verstanden. Es werden dabei die verfestigten Sedimente eines Beckens oder einer Grabenstruktur durch Abtragung der weniger widerstandsfähigen Becken- oder Grabenränder zu einer relativen Hochzone.

III.1.7. Beckenanalyse und KW-Lagerstätten

III.1.7.1. Beckenanalyse

Diese wichtige Phase der Prospektion ist von geologischer Seite im Kapitel II.1.9.4., von geochemischer Seite im Kapitel II.2.6.3. behandelt worden. Hier soll nun eine kurze Zusammenfassung die erdölgeologische Bedeutung einer Beckenanalyse aufzeigen und die wesentlichen Arbeitsschritte anführen. Eine Beckenanalyse besteht

- in der Rekonstruktion der tektonischen Vorgänge bei der Beckenentstehung
- in der Erfassung möglichst aller die Beckenfüllung bildenden Schichtglieder in stratigraphischer, lithologischer und fazieller Hinsicht,
- in der Abschätzung oder Bestimmung der Beckenabsenkung bezüglich ihrer Bedeutung für die Reifungsprozesse der organischen Substanzen der Beckenfüllung,
- in der Suche nach möglichen Migrationswegen,
- im Sammeln aller geologischen und geophysikalischen Hinweise auf die Existenz stratigraphischer und tektonischer Fallen,
- in der Prüfung geochemischer Beobachtungen hinsichtlich ihrer Bedeutung für das Vorhandensein von KW-Ansammlungen,
- in der Erstellung einer Gesamtschau über das Prospektionsgebiet im Hin-

blick auf bohrwürdige Positionen und damit auf die Wahrscheinlichkeit des Vorhandenseins wirtschaftlich nutzbarer Lagerstätten.

Diese Prospektionsphase endet also im positiven Fall mit der Festlegung eines oder mehrerer Bohrpunkte.

III.1.7.2. Labordaten

III.1.7.2.1. Petrophysikalische Begriffe

Im Labor werden Spülproben und Bohrkerne auf ihre petrophysikalischen Eigenschaften untersucht (siehe Kapitel II.3.5.). Die Ergebnisse werden dann von Geologen und Lagerstättentechnikern mit den bohrlochgeophysikalischen Daten und, falls vorhanden, mit den Testresultaten verglichen.

Die petrophysikalischen Eigenschaften eines Gesteins hängen auch von seinem pelitischen Bindemittel ab. Man unterscheidet dabei die (primäre) Matrix, die schon bei der Sedimentation vorhanden war, und den Zement, der erst später (sekundär) in das Gestein gelangt ist.

Ein für die Vorratsermittlung wichtiger Wert ist die Nutzporosität. Je nach der lithologischen Beschaffenheit kann diese Nutzporosität als Intergranularporosität oder als Kluftporosität ausgebildet sein. Die Intergranularporosität bedeutet, daß der Porenraum in den kleinen und kleinsten Hohlräumen zwischen den einzelnen Gesteinskörnern liegt (z. B. bei porösen Sandsteinen). Die Kluftporosität bedeutet, daß ein Gestein vorliegt, das meist durch tektonische Beanspruchung und z. T. auch durch spätere Lösungserscheinungen mehr oder weniger offene Klüfte und Kluftsysteme aufweist (z. B. Dolomitgesteine, Kalke, dichte Sandsteine). Manche Flyschgesteine können beide Porositätsarten zeigen.

Die Nutzporosität ist also ein Maß für die Speicherfähigkeit eines Gesteins. Die Durchlässigkeit und der zwischen Lagerstätte und Bohrloch herrschende Druckunterschied sind in einem porösen Gesteinskörper im wesentlichen für die Fließmenge verantwortlich, die zum Bohrloch oder der Fördersonde gelangen kann.

III.1.7.2.2. Mikropaläontologie

Die folgenden Erklärungen sind Ergänzungen zu den Kapiteln II.3.5.2., VI.1.3. und VI.1.4.

Das Binokularmikroskop besitzt zwei Okulare, sodaß die Objekte (Spülproben, Mikrofossilien) mit beiden Augen betrachtet werden können, was das räumliche Sehen fördert.

Canadabalsam (Kanadabalsam) ist das Harz der Balsamtanne. Es dient, zunächst flüssig und später erhärtend, zum Bedecken oder Einschließen mikroskopischer Präparate, da es die gleichen optischen Eigenschaften wie jenes Glas besitzt, das für optische Linsen verwendet wird (Kronglas).

Die Azetolyse ist ein chemischer Aufspaltungsvorgang, bei dem Essigsäure als Lösungsmittel zum Einsatz kommt.

III.1.7.2.3. Einpreßwässer

Die Probleme, die sich beim Wiedereinpressen von Salzwässern in Speichergesteine ergeben, sind in Kapitel II.3.5.6. dargestellt. Auf die Injektion von Behandlungsflüssigkeiten wird im Kapitel II.3.6.4.2. hingewiesen.

Die Injektivität gibt an, wie gut oder wie schlecht ein bestimmtes Substrat (z. B. Salzwasser, bestimmte Säuren) in ein Gestein einpreßbar ist.

Unter Kontamination (Kontaminierung) versteht man die Verseuchung oder Verschmutzung z. B. von Einpreßwasser mit organischen oder anorganischen Stoffen.

Chlorophyll ist der grüne Farbstoff der Blätter höherer Pflanzen, aber auch von Algen und bestimmten Bakterien.

Bakterizide und Algizide sind Substanzen, die Bakterien und Algen abtöten.

III.1.7.3. Lagerstättenkundliche und produktionsgeologische Begriffe

Der Begriff Relieflagerstätte ist im Kapitel III.1.6. erläutert. Eine Internlager-

stätte befindet sich innerhalb eines größeren tektonischen Körpers, wie z. B. die Gaslagerstätte Schönkirchen und Gänserndorf Übertief im Hauptdolomit innerhalb der von der Ötscherdecke überschobenen Frankenfels – Lunzer Deckengruppe im Untergrund des Wiener Beckens.

Unter Initialkontakt versteht man z. B. die Lage der Öl-Wassergrenzfläche einer Öllagerstätte vor Beginn der Förderung. Nach Förderbeginn verändern sich solche Kontaktflächen lagemäßig, d. h. das Bodenwasser steigt hoch und damit auch der Öl-Wasserkontakt (ÖWK). Sinngemäß gilt dies auch bei einer Gaslagerstätte für den Gas-Wasserkontakt (GWK). Aber auch der Gas-Ölkontakt (GÖK) bei Vorhandensein einer Gaskappe über einer Öllagerstätte wird durch die Förderung variabel.

Ein Mehrphasenfluß bedeutet, daß verschiedene Fluida an den Fließvorgängen in einem porösen Gestein beteiligt sind. Fluida sind Stoffe, auf die die Gesetze der Strömungslehre anwendbar sind, also Gas, Dampf, Öl und Wasser.

Die Probleme bei der Behandlung von Förderhorizonten müssen durch Eingehen auf die speziellen Verhältnisse des Horizontes und der Behandlungschemikalien gelöst werden. So ist z. B. ein Säureinhibitor ein Hemmstoff, der chemische Reaktionen einschränkt oder verhindert. Ein Netzmittel dagegen ist eine Substanz, die zur Verminderung der Oberflächenspannung von Flüssigkeiten eingesetzt wird, um dabei z. B. eine bessere Benetzung von Gesteinsteilchen zu erreichen.

III.1.8. Bohr- und Fördertechnik

III.1.8.1. Bohrtechnik

Ergänzend zu den Kapiteln II.3.1. und VI.2.1. sollen noch einige Begriffe der Bohrtechnik kurz erläutert werden.

Die Spülgrube dient zur Aufnahme des Bohrschmants, wie dieser, mit Spülflüssigkeit benetzt, vom Rüttelsieb anfällt.

Meißelmarsch wird jene Bohrstrecke genannt, die ein Bohrmeißel bis zum Ausbauen wegen Abnützung zurückgelegt hat.

Ist die unverrohrte Bohrlochwand aus Gründen der Gesteinsbeschaffenheit oder weil eine zu leichte Spülung verwendet wurde, instabil, so kommt es zum Nachfall. Dies bedeutet eine Vermischung des Bohrkleins von der Bohrlochsohle mit Gesteinsmaterial, das von höher oben stammt (siehe auch Kapitel II.3.2.3.).

Kommt es zu Klemmungen des Bohrstranges, so wird zunächst versucht, durch Überlast ziehen das Gestänge wieder frei zu bekommen. Es wird mitunter bis zur Belastbarkeitsgrenze der Bohranlage gezogen. Nützt das nichts, wird dann, wie im Kapitel II.3.1.6. beschrieben, vorgegangen.

Ein Bohrlochabschnitt, in dem gekernt wurde, nennt man Kernstrecke. Ist der Kern ausgebaut, so wird der Kerngewinn festgestellt. Wenn ein Teil der gekernten Strecke fehlt, spricht man von Kernverlust (siehe Kapitel II.3.2.3.). An welcher Stelle der Kernstrekke der Kernverlust aufgetreten ist, kann meist durch die Auswertung der dann später ausgeführten Bohrlochmessungen erkannt werden.

Unter Totpumpen versteht man das Hineinpressen von entsprechend schwerer Spülung durch das Bohrgestänge oder die Förderrohre bis zu jener Teufe, wo ein starker Überdruck herrscht bzw. Lagerstätteninhalt unkontrolliert in das Bohrloch oder die Fördersonde hineinströmt. Damit soll der vorher bestehende Druckunterschied zwischen der Spülungssäule und der Lagerstätte oder ganz allgemein dem Speichergestein ausgeglichen und der Zufluß beendet werden. In speziellen Fällen wird Zementbrei eingepreßt, der dann beim Erstarren die betreffende Strecke abschließen soll.

Um beim Ein- und Ausbau des Bohrgestänges das jeweils schon oder noch

im Bohrloch befindliche Gestänge festhalten zu können, werden in den Drehtisch auf der Arbeitsbühne jeweils zwei Abfangkeile eingesetzt. Damit kann nun gefahrlos ein Gestängezug an- oder abgeschraubt werden. Vor Beginn des Bohrens werden die Abfangkeile herausgenommen und statt ihnen der Mitnehmereinsatz in den Drehtisch gegeben, womit der Drehimpuls des Drehtisches auf die Mitnehmerstange übertragen werden kann.

Ein Linksgestänge besteht aus Gestängerohren, deren Muffengewinde entgegengesetzt wie bei einem normalen Rechtsgestänge verschraubt werden können. Dieses Linksgestänge dient dazu, um Rechtsgestänge, das z. B. im Bohrloch festgeworden ist, von oben her abschrauben zu können.

Bei US-amerikanischen Sieben wird die Maschenanzahl in „mesh" angegeben. 200 mesh entsprechen einer Maschenweite von rund 0,075 mm, das sind rund 133 Maschen pro Zentimeter. Dies entspricht etwa der Korngröße von sehr feinkörnigem Sand. Die Grenze Sand/Silt liegt bei 230 mesh, das sind 0,063 mm.

Die jeweils erreichte Teufe einer Bohrung wird als Gestängeteufe angegeben. Es besteht nun, besonders bei Bohrteufen größer als 1000 m, ein Unterschied zu den entsprechenden Teufen, wie sie bei den Bohrlochmessungen ermittelt werden; man spricht von der Teufendifferenz Gestänge – Kabel (Standardteufe).

Bezieht man die jeweilige Gestänge- oder Kabelteufe auf die Erdoberfläche (Ackersohle), so nennt man das die relative Bohrteufe. Bezieht man die Bohrteufe jedoch auf Adriannull (das in Österreich gültige Bezugsniveau), so spricht man von der absoluten Bohrteufe.

Es gibt kaum ein tieferes Bohrloch, das wirklich genau vertikal gebohrt werden kann, wobei dies zumeist durch die Schichtneigungen des durchbohrten Gebirges verursacht wird. Es kommt dadurch, je nach der Abweichung des Bohrloches, zu einer kleineren oder größeren Verkürzung des wahren Vertikalabstandes Erdoberfläche – Endteufe.

Ist bis zur Beendigung einer Bohrung eine Lagerstätte gefunden worden, so wird das Bohrloch zumeist komplettiert, d. h. technisch so ausgerüstet, daß aus der nunmehrigen Fördersonde auch gefördert werden kann. Wird, aus welchen Gründen immer, eine Förderung oder eine andere Verwendung erst für eine spätere Zeit vorgesehen (Einpreßsonde, Flutsonde), so wird das Bohrloch konserviert (siehe auch Kapitel II.3.2.5.). Dies ist ein technischer Zustand, der es jederzeit erlaubt, nach Durchführung gewisser Arbeiten, das Bohrloch oder die Sonde wieder in Betrieb zu nehmen.

Ist die Bohrung nicht fündig, so wird das Bohrloch entsprechend den bergbehördlichen Vorschriften liquidiert. Es müssen z. B. alle Horizonte, aus denen irgendwelche nennenswerte Zuflüsse zu erwarten sind (Kapitel II.3.2.5.), abzementiert und alle obertägigen technischen Einrichtungen entfernt sowie die Futterrohre in genügender Tiefe unter der Ackersohle abgeschnitten werden. Letztere sind dann mit einem aufgeschweißten Metalldeckel abzusperren, der Bohrplatz ist zu rekultivieren.

III.1.8.2. Fördertechnik

Die Fördertechniken für Rohöl und Erdgas werden in den Kapiteln II.4.1. und II.4.2. beschrieben. Dazu werden einige Ergänzungen gegeben.

Die Perforation dient dem Durchlöchern der Verrohrung und des Zementmantels im Lagerstättenbereich, um dem Fördergut einen Zugang in die Steigrohre der Fördersonde zu schaffen. Nach den früher üblichen Kugelperforatoren werden heute nur mehr Hohlladungsperforatoren verwendet, da letztere wesentlich wirkungsvoller sind. So ein Gerät besitzt eine trichterförmige Aussparung (Hohlraum) mit der Grundfläche in Zielrichtung. Der dahinter liegende hochbrisante Sprengstoff wird elektrisch gezündet. Es bildet sich ein gezielter, heißer Gasstrahl, der auch Metallionen der Hohlraumauskleidung enthält. Der Gasstrahl frißt sich nun durch die Verrohrung und den Ze-

mentmantel ein Stück in das Gebirge hinein; der Lagerstätteninhalt hat freie Bahn zum Förderstrang.

Ein Eruptionskreuz (E-Kreuz) ist der obertägige Abschluß einer Fördersonde und fest mit der Verrohrung sowie dem Steigrohrstrang (Förderstrang) verbunden. Im E-Kreuz sind Ventile und Manometer (Druckmesser) so angeordnet, daß damit sowohl der Zustrom aus dem Förderstrang wie auch die Verhältnisse im Ringraum kontrollier- und regulierbar sind. Einen entsprechend komplizierten Aufbau hat ein E-Kreuz, das für Zweizonenförderung (dual completion), d. h. für die Förderung aus zwei verschiedenen Produktionshorizonten, ausgerüstet ist. Hier wird also durch zwei voneinander unabhängige Steigrohrstränge gefördert. Das Fördergut wird in jedem Fall, zumeist durch unterirdische Leitungen, zur nächsten Sammelstation (Gewinnungsstation, Gasstation) transportiert.

Gase sind in Abhängigkeit vom Druck sehr stark komprimierbar, wobei eine deutliche Erwärmung stattfindet. Bei der Gasförderung mit oder ohne Öl tritt beim Hochsteigen im Förderstrang eine Druckentlastung und damit eine starke Abkühlung ein, die obertags bis zur Eisbildung führen kann. Die Gasgesetze gelten theoretisch für die sogenannten idealen Gase. Bei der KW-Produktion hat man es aber mit realen Gasen zu tun, die um so mehr von den idealen Gasen in ihren Eigenschaften abweichen, je näher diese realen Gase dem kritischen Zustand kommen, wo der Unterschied zwischen Gasen und Flüssigkeiten endet. Das bedeutet, daß reale Gase daher kondensierbar sind, sie können Gaskondensate bilden.

Das Gasliftverfahren für Rohöl (siehe Kapitel II.4.1.3.) soll hier noch etwas näher erläutert werden. Das Verfahren wird also bei größeren Fördertiefen und dann eingesetzt, wenn das Rohöl nicht mehr oder nur sehr wenig über das Lagerstättenniveau in den Förderrohren hochsteigen kann. Es wird nun Gas von obertags zwischen den Steigrohrstrang und die Verrohrung so tief eingepreßt, daß es durch spezielle Ventile, die unterhalb des Ölspiegels im Steigrohr liegen, in die Ölsäule eindringen kann. Das sich ausdehnende Gas reißt das jetzt leichter gewordene Gas-Ölgemisch hoch, so daß es ausfließen kann. Da einige Zeit verstreicht, bis die Ölsäule sich wieder ansammeln kann, erfolgt die nächste Gasinjektion mit der entsprechenden Verzögerung. Es wird durch das Gasliftverfahren in etwa jener Zustand hergestellt, wie er bei der Eruptivförderung besteht.

III.1.9. Umweltschutz

III.1.9.1. Gewinnungsbereich (siehe Kapitel IV.7.)

Unter Rekultivierung ist die Wiederherstellung von durch den Bergbau geschädigtem oder unfruchtbar gewordenem Erdboden zu verstehen, sodaß er wieder als Kulturland nutzbar ist.

Die Flotation ist ein Verfahren zur Anreicherung bzw. Abtrennung bestimmter Substanzen. Dabei wird Wasser mit entsprechenden Chemikalien vermischt und das aufzutrennende Komponentengemenge in diese Mischung eingebracht. Es erfolgt eine Trennung in aufschwimmende, absinkende und in Schwebe bleibende Komponenten.

Der pH-Wert (Wasserstoffionenkonzentration) ist eine Meßzahl dafür, ob eine Flüssigkeit sauer (Wert unter 7), basisch (Wert über 7) oder neutral ist (Wert = 7).

Ölkontaminiert heißt soviel wie mit Öl verunreinigt.

Amin ist eine organische Stickstoffverbindung mit basischem Charakter.

III.1.9.2. Verarbeitungsbereich (siehe Kapitel V.4.)

Der Übergang einer Flüssigkeit in den gasförmigen Zustand findet in Abhängigkeit vom äußeren Druck und von der stofflichen Zusammensetzung bei einer be-

stimmten Temperatur, dem Siedepunkt (Kochpunkt) statt.

Als Vorfluter wird jedes künstliche oder natürliche Fließgewässer bezeichnet, das der ordnungsgemäßen Entwässerung eines Gebietes dient.

Ein Schwimmdachtank ist ein stählerner Flüssigkeitsbehälter (z. B. für Rohöl oder Raffinate), bei dem das Dach der Flüssigkeit direkt aufliegt und sich mit dem Flüssigkeitsspiegel hebt und senkt. Dadurch wird die Bildung einer Gasschicht zwischen Flüssigkeit und Tankdach verhindert.

III.1.10. Berichte über die Aufschlußtätigkeit in Österreich

Sowohl von der ÖMV AG wie von der RAG werden immer wieder Berichte veröffentlicht, die sich mit der Aufschlußtätigkeit in den betreffenden Aufsuchungsgebieten befassen.

Jedes Jahr erscheint ein Jahresbericht des Fachverbandes der Erdölindustrie Österreichs, in dem neben vielen anderen Informationen auch über die Aufsuchungs- und Bohrtätigkeit der in Österreich wirkenden Erdölgesellschaften referiert wird.

Ebenfalls jährlich wird von der Obersten Bergbehörde (Roh- und Grundstoffe) im Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten das Österreichische Montan-Handbuch herausgegeben. Hier sind u. a. die jeweils geltenden Aufsuchungs-, Gewinnungs- und Speicherrechte für KW sowie wirtschaftliche und technische Angaben über den KW-Bergbau mit Daten über die Aufsuchungstätigkeit zu finden. Eine jährlich ergänzte Liste der österreichischen Erdöl- und Erdgaslagerstätten ist dem Buch beigegeben.

In der Zeitschrift Erdöl – Erdgas – Kohle, dem Organ von DGMK[1]) und ÖGEW[2]), werden in jeder Nummer in der Rubrik „Nachrichten" auch Meldungen über Österreich gebracht. Fast monatlich sind auch die Aktivitäten der RAG vermerkt. Jährlich wird ein Bericht über die österreichische Erdölindustrie abgedruckt.

Die ÖMV AG hat bis 1989 in der ÖMV-Zeitschrift und ab 1990 im ÖMV Gruppe – Magazin immer wieder Artikel über die Aufsuchungstätigkeit gebracht, wobei sowohl die geologischen Kartierungs- und die geophysikalischen Prospektionsarbeiten wie auch die Bohrtätigkeit der ÖMV AG und deren Ergebnisse dargestellt wurden. Auch in der Mitarbeiterzeitschrift ÖMV – MIX erscheinen ab 1987 fallweise fachbezogene Aufsätze über die Aufsuchungstätigkeit der ÖMV AG.

[1]) Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle

[2]) Österreichische Gesellschaft für Erdölwissenschaften

Literaturauswahl für den Abschnitt III.1.:

ALLEN, Ph. & ALLEN, J. R. 1990; BECKMANN, H. et al. 1984; BLOOM, A. L. 1976; BOENIGK, W. 1983; ERNST, W. G. 1977; FABER, E. et al. 1985; FRIEDMAN, G. M. & SANDERS, J. E. 1978; FÜCHTBAUER, H. & MÜLLER, G. 1977; FÜCHTBAUER, H. 1979; GEYER, O. F. 1973 und 1977; GOLDBRUNNER, J. E. 1987; GOLDBRUNNER, J. E. & SEITINGER, P. 1991; GRILL, R. & JANOSCHEK, W. 1980; HERNDLER, E. 1991; HOLLERBACH, A. 1985; HÖLTING, B. 1984; KEAREY, Ph. & VINE, F. J. 1990; KRÖLL, A. 1982a, 1982b und 1983c; LEHMANN, U. & HILLMER, G. 1980; MASON, B. & MOORE, C. B. 1985; MEISSNER, R. & STEGENA, L. 1977; MILITZER, H. & WEBER, F. 1984, 1985 und 1987; MURAWSKI, H. 1983; NORTH, F. K. 1985; OBERHAUSER, R. 1980a; PETUCH, B. 1953; REINECK, H.-E. & SINGH, I. B. 1980; STRAUCH, E. & WESSELY, G. 1987a und 1987b; THENIUS, E. 1981; TOLLMANN, A. 1985; WÄHNER, K. 1990; WEBER, H. 1967; WESSELY, G. 1984 und 1991; WESSELY, G. & SOMMER, D. 1988; ZOJER, H. 1984; ZÖTL, J. 1983.

III.2. Das Neogen des Wiener Beckens

von Norbert KREUTZER

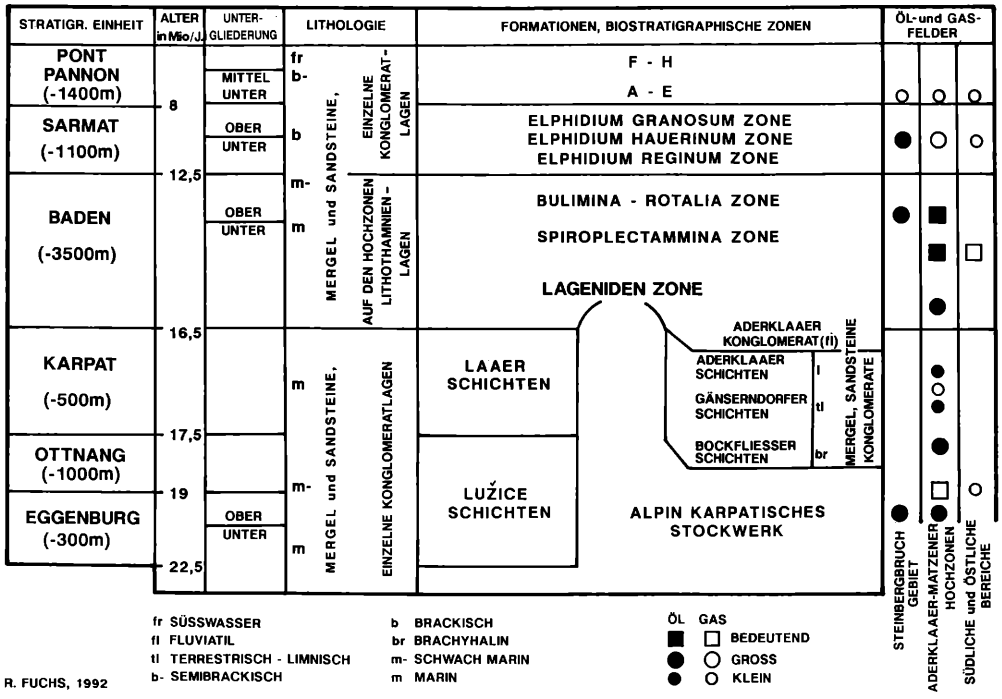
III.2.1. Die miozänen Ablagerungen des Wiener Beckens

Die etwa 6000 m mächtige miozäne Beckenfüllung (Tab. 12) besteht generell aus terrigenen (vom Festland stammenden) Sanden und Sandsteinen, weiters Tonmergeln und Tonen sowie geringeren Anteilen von Schottern, Konglomeraten und rotalgenführenden Ablagerungen. Es handelt sich dabei um marine (im Meer abgelagerte) bis limnische (im Süßwasserbereich abgelagerte) und fluviatile (in Flüssen abgelagerte) Sedimente und, da die Wassertiefe 200 m nicht überschritt und meist viel geringer war, um Seichtwassersedimente. Schichten des Eggenburgien und Ottnangien erreichen vor allem im nördlichen Wiener Becken ihre Hauptverbreitung, jene des Karpatien, Badenien, Sarmatien, Pannonien und Pontien sind im gesamten Wiener Becken verbreitet, ebenso Ablagerungen des Pliozäns und Quartärs. Von den grobklastischen Sedimenten erreichen das Gänserndorfer- und Aderklaaer Konglomerat (Karpatien) sowie die Schotter des Pontiens, Pliozäns und Quartärs gebietsweise eine große Ausdehnung und Mächtigkeit (Tab. 12).

Eine bedeutende Erosions- und Winkeldiskordanz (Kapitel III.1.) existiert zwischen den miozänen Schichten und dem Beckenuntergrund. Letzterer besteht von NW nach SE aus der abgesenkten Flysch-, Kalkalpen-, Grauwacken- und Zentralalpenzone (siehe Kapitel III.3.).

Die untermiozänen Schichten des Eggenburgien und Ottnangien sind im nördlichen Wiener Becken vollständiger vorhanden, da dieser Teil der älteste Sedimentationsraum eines sich ursprünglich von W

Tabelle 12. Stratigraphische Übersicht über das Neogen des Wiener Beckens



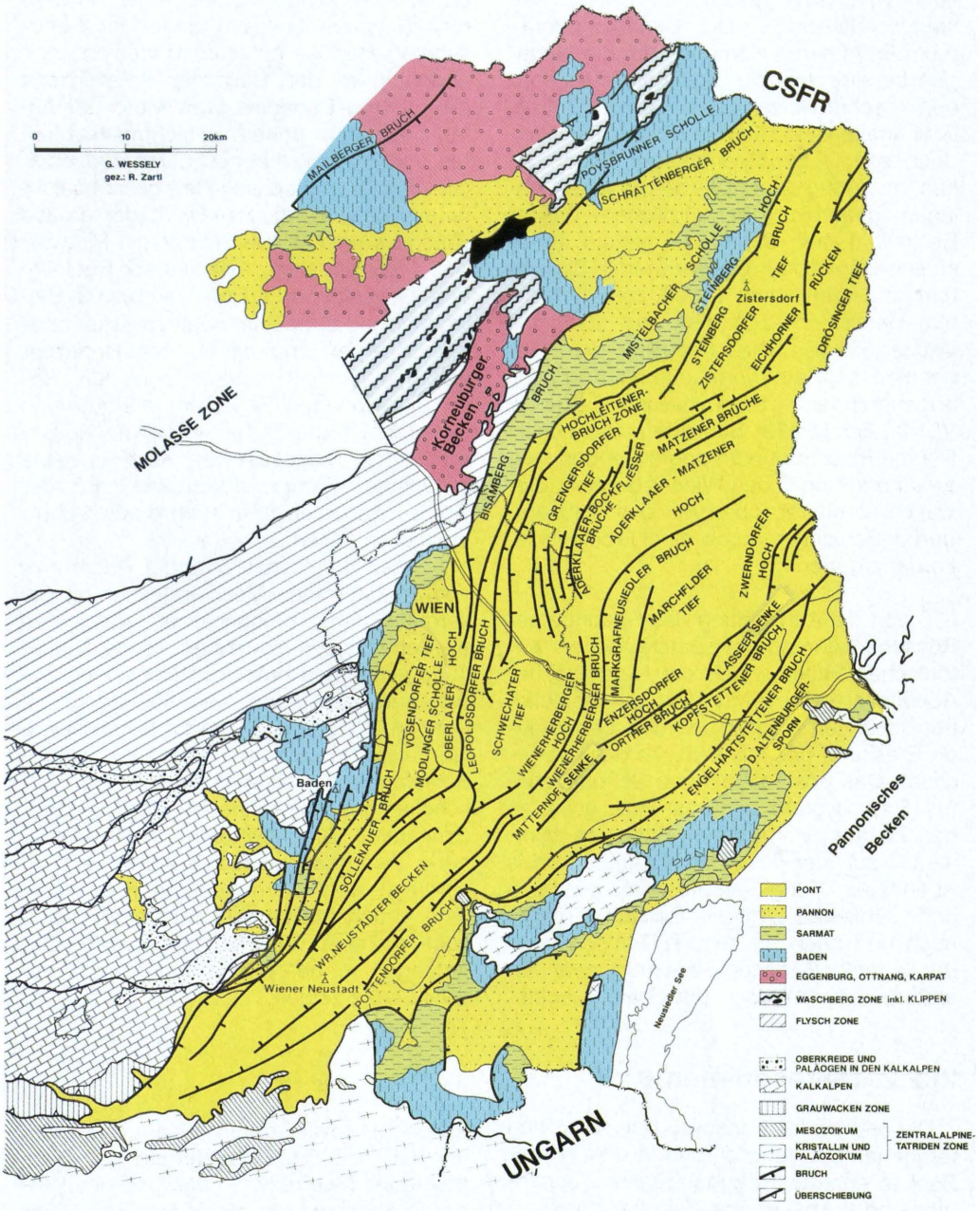


Abb. 109. Strukturgeologische Übersicht über das Wiener Becken

nach E erstreckenden Meeresarms war und sich das Wiener Becken in seiner heutigen NNE-SSW gerichteten Gestalt erst später entwickelte. Der Sedimentationsraum im höheren Karpatien erfaßte hingegen bereits nicht nur das nördliche, sondern schrittweise auch das zentrale (Marchfeld) und südliche Wiener Becken, doch trennte der Spannberger Flyschrükken im Untergrund noch den marinen Ablagerungsbereich im nördlichen Wiener Becken (Laaer Serie) von einem terrestrisch-limnischen (Gänserndorfer Schichten) und limnischen (Aderklaaer Schichten) Bereich im zentralen und südlichen Wiener Becken. Die eher nicht dem Ottnangien sondern dem unteren Karpatien angehörenden brachyhalinen (Kapitel VI.1.2.) Bockfließer Schichten sind nur im Raume Matzen und im angrenzenden zentralen und nördlichen Wiener Becken (Slowakei) verbreitet, aber von den Gänserndorfer Schichten durch eine Erosionsdiskordanz getrennt.

Durch die Aufwölbung des Spannberger Rückens während der spätsteirischen tektonischen Phase wurde der Nordrand der Aderklaaer-, Gänserndorfer- und Bockfließer Schichten erodiert und eine bedeutende Erosions- und Winkeldiskordanz verursacht. Das postsedimentäre Schönkirchener Bruchsystem war nur kurz etwa an der Zeitgrenze Karpatien-Badenien wirksam. Nach der fluviatilen Ablagerung des Aderklaaer Konglomerates im zentralen und südlichen Wiener Becken erfolgte nach und nach die marine Transgression der unteren Badener Serie und zwar zuerst der unteren, dann der oberen Lagenidenzone (Auersthaler Schichten im Feld Matzen). Der als Insel und wichtige Faziesbarriere wirkende Spannberger Flyschrücken wurde erst am Ende der Sandschalerzone des mittleren Badeniens und endgültig in der Buliminen-Rotalienzone des oberen Badenien vom Meer überflutet. Die durch größere Schichtmächtigkeiten in den stärker abgesenkten Tiefschollen als in den Hochschollen gekennzeichnete synsedimentäre Aktivität der großen Bruchsysteme (z. B. Steinberg-, Pirawarther-, Hochleitener-, Aderklaaer-, Bockfließer-, Leopoldsdorfer Bruch; Abb. 109, Beilagen 1 und 2) beginnt spätestens im oberen Badenien und dauert, mit Unterbrechungen, bis ins höhere Pannonien. Bereits im obersten Badenien verstärkt sich der brachyhaline Einfluß (abnehmende Salinität des Meerwassers), lokal ist eine schwache Erosionsdiskordanz an der Grenze Badenien-Sarmatien durch Schotterlagen markiert.

Ab der Sarmatzeit wird die Paratethys vom mediterranen Meer abgeschnürt. Die sarmatischen, brachyhalinen Schichten werden von den eine zunehmende Aussüßung zeigenden brackisch-limnischen Sedimenten des Pannonien überlagert. Im Pontien, Pliozän und Quartär folgen fluviatile Sande und Schotter. Die durch gleiche Schichtmächtigkeiten in Hoch- und Tiefschollen gekennzeichneten jungen postsedimentären Bruchsysteme (z. B. Matzener-, Zwerndorfer-Bruchsysteme) entstehen erst nach dem höheren Pannonien. Eine Bruchaktivität ist lokal auch heute noch wirksam, wie mächtige Quartärablagerungen in der Mitterndorfer und Lasseer Senke zeigen.

III.2.2. Deltasedimente

Der generelle Transport der miozänen terrigenen Sande und Tone in das Wiener Becken erfolgte im Eggenburgien, Ottnangien und Karpatien von S in das im N gelegene Meer, hingegen im Badenien, Sarmatien und Pannonien durch eine „Ur-Donau“ aus der bereits in der oberen Lagenidenzone landfest gewordenen Molassezone im NW über den Zayagraben (NW Mistelbach) sowie durch eine „Ur-March“ von NE her. Die Einschüttung der Sedimente ins Meer bzw. in den See des Wiener Beckens wurde früher nur über kleine randliche Küstendeltas angenommen. Die Ablagerung z. T. zungenförmiger Sandkörper sollte durch turbulente Bodenströmungen sowie von küstenparallelen Sandbänken durch gegen die Küste gerichtete Wel-

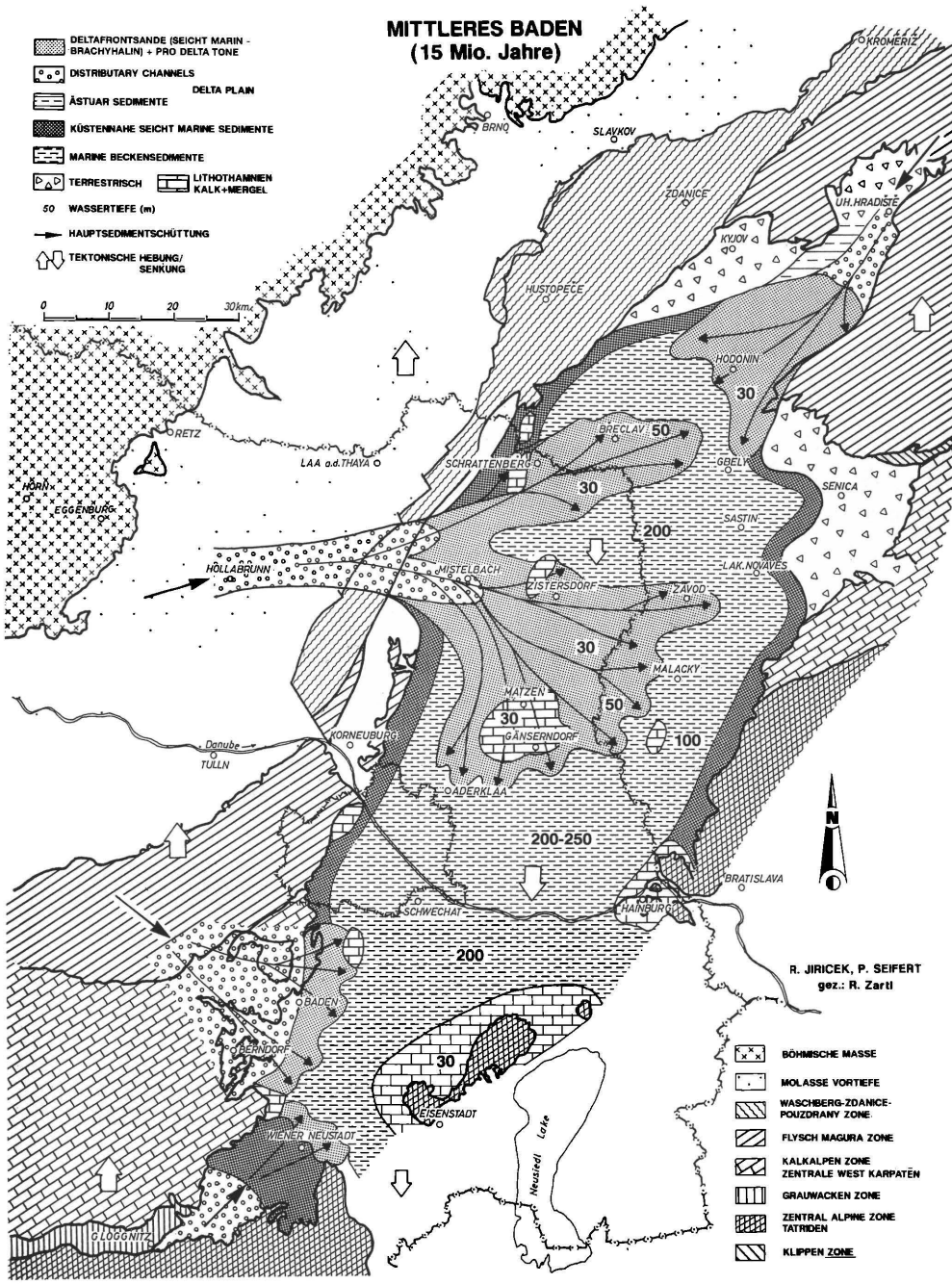


Abb. 110. Wiener Becken, Paläogeographische Fazies Entwicklung, mittleres Badenien. Subaquatische Deltavorstöße reichen bis in die Mitte des Wiener Beckens (P. SEIFERT 1989, nach einer Karte von R. JIRICEK 1979)

lenbewegungen erfolgt sein (L. KÖLBL 1953, 1957, 1959, 1966). Nach neueren geologischen und mikropaläontologischen Untersuchungen (R. JIRICEK 1978, 1985, 1988, nicht publizierte paläogeographische Fazieskarten 1979) besitzen aber Deltasedimente im nördlichen und zentralen Wiener Becken eine dominierende Verbreitung. Die bis in die Beckenmitte sich erstreckenden fingerförmigen und als ehemalige Deltaarme von Vorläufern der Donau und der March interpretierten Sandkörper im Badenien, Sarmatien und Pannonien zeigen eine auf eine geringere Salinität hinweisende Mikrofauna als die sie umgebenden Tonmergel. Hingegen führen andere parallel zur ehemaligen Küste orientierte Sandkörper dieselbe Fauna wie die Tonmergel und stellen somit keine Deltasedimente dar (R. JIRICEK 1978, 1985).

Auch nach weiteren Untersuchungen (Chr. RUPP 1986, N. KREUTZER 1986 und 1992, G. POGACSAS & P. SEIFERT 1991 sowie paläogeographische Fazieskarten von P. SEIFERT 1989) (Abb. 110) lassen die miozänen Sedimente des Wiener Beckens vielfach eine Deltaherkunft erkennen und zwar sowohl durch subaerische als auch subaquatische Deltakörper. Den sehr schmalen oder auch sehr ausgedehnten subaerischen Deltaplainbereichen stehen ebenso ausgedehnte subaquatische Deltafrontsande und Prodeltatone gegenüber, die sich radial bis in die Beckenmitte vorschieben und zyklisch mit transgressiven Tonmergelintervallen wechsellagern. Die Deltafrontsande sind regressiver (Kornvergröberung nach oben) und/oder transgressiver Natur (Kornverfeinerung nach oben).

Von den terrestrisch-limnischen Gänserndorfer Schichten des Karpatien bilden die subaerischen Deltaplainsedimente große Areale im Marchfeld. Der Übergang in die subaquatischen Deltaabhang-Schichten findet erst in der Slowakei, östlich der March, statt. Bei gleicher Transportrichtung von S nach N zeigen die limnischen Aderklaaer Schichten einen ähnlichen Wechsel von Deltafront- und Prodelta-Sedimenten im Untergrund des Marchfeldes in die marine Laaer Serie des nördlichen Wiener Beckens. Mit der völlig anderen Einschüttungsrichtung aus NW bzw. NE setzen sich die Sedimente der Badener Serie, des Sarmatiens und Pannoniens des Wiener Beckens überwiegend aus zyklisch aufgebauten subaquatischen Deltafrontsanden und Prodeltatonen eines alten Donaudeltas bzw. Marchdeltas zusammen. Deren regressiv-transgressive Sandkörper, radial und hin- und herpendelnd, stießen bis weit ins nördliche und zentrale Wiener Becken vor, getrennt durch transgressive Tonmergelintervalle, die ein erneutes Vordringen des Meeres oder des Sees darstellen (Abb. 111). Nach paläoökologischen Untersuchungen durch Chr. RUPP (1986, Abb. 112), sind solche Sandhorizonte der Badener Serie des Feldes Matzen durch auf eine geringere Salinität hinweisende brachyhaline bzw. euryhaline Foraminiferen charakterisiert, die zwischengeschaltenen mächtigeren Tonmergelintervalle aber durch vollmarine Foraminiferenfaunen. Die subaerischen Deltaplainsedimente hingegen sind im Badenien, aber meist auch noch im Sarmatien, mehr auf die Küstenränder beschränkt und erst im Unterpannonien reicht der fluviatile Hollabrunner-Mistelbacher Schotterkegel auf der Mistelbacher Hochscholle bis zum Steinbergbruch bei Zistersdorf. Umgekehrt sind außerhalb der subaquatisch abgelagerten Deltasandkörper weite Gebiete des nördlichen, zentralen und südlichen Wiener Beckens im Badenien (Abb. 110), Sarmatien und Unterpannonien sowie des nördlichen Wiener Beckens im Eggenburgien, Ottnangien und Karpatien durch eine „ruhige", überwiegend tonige Sedimentation charakterisiert (P. SEIFERT 1989, W. LADWEIN et al. 1991, R. SAUER et al. 1992).

Wenn auch nicht ausschließlich, so ist doch das Auftreten progradierender Schichten typisch für den lateralen Transport von Deltasedimenten: die oberste Sandschaler- und die Buliminen-Rotalienzone des Badenien zeigen im Feld Matzen (Abb. 113) und Umgebung deutlich in radialer Richtung den Wechsel einer höher- und flachliegenden, geringermächtigen sandreichen Fazies über den steiler einfallenden, in der Mächtigkeit zuerst an-, dann wieder abschwellenden Ab-

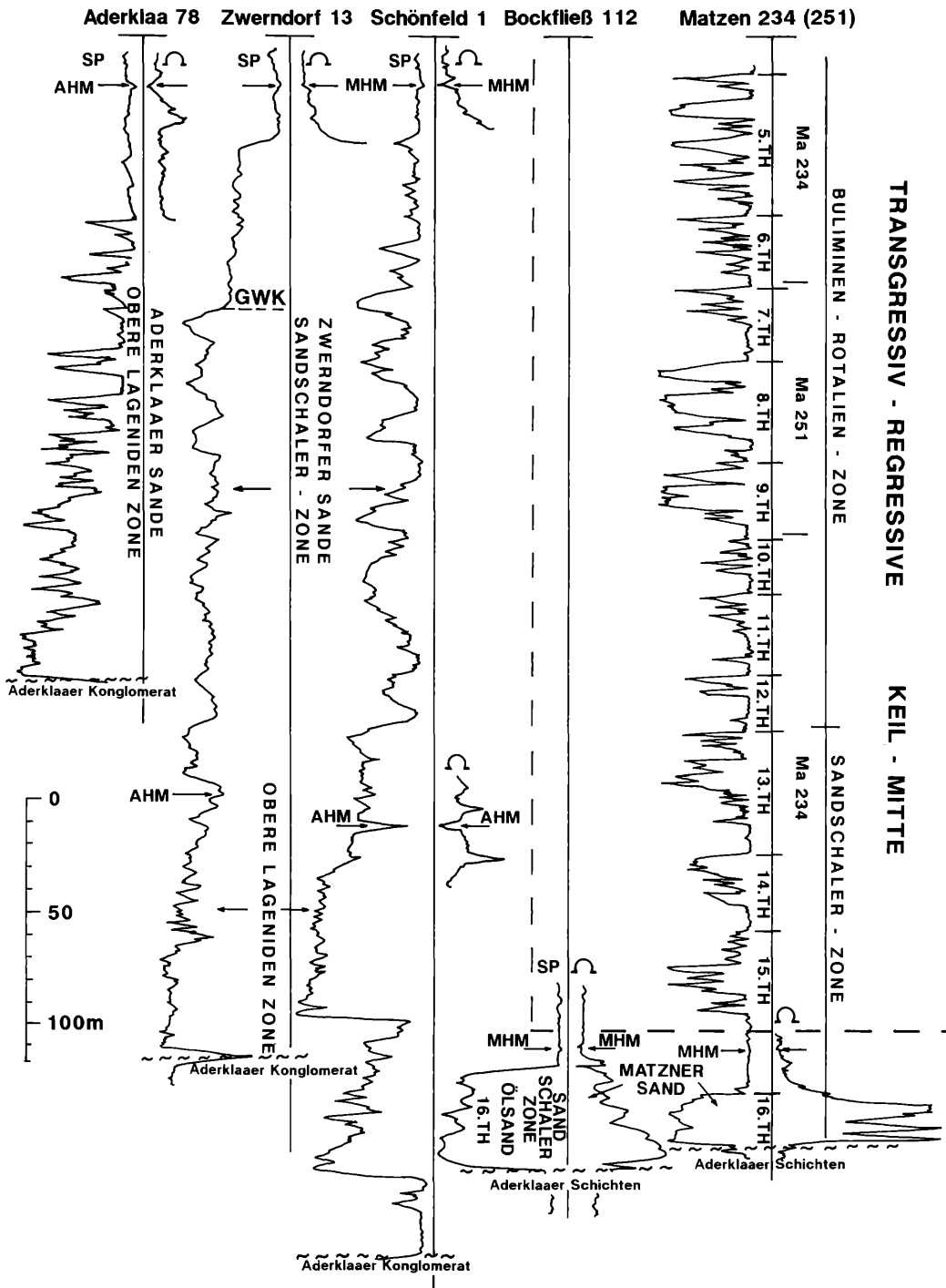


Abb. 111. Bohrlochdiagramme transgressiver und regressiver Sande des Fazieszykluskeiles der Badener Serie des zentralen Wiener Beckens (Aderklaa, Matzen, Zwerndorf) (modifiziert nach N. KREUTZER 1986)

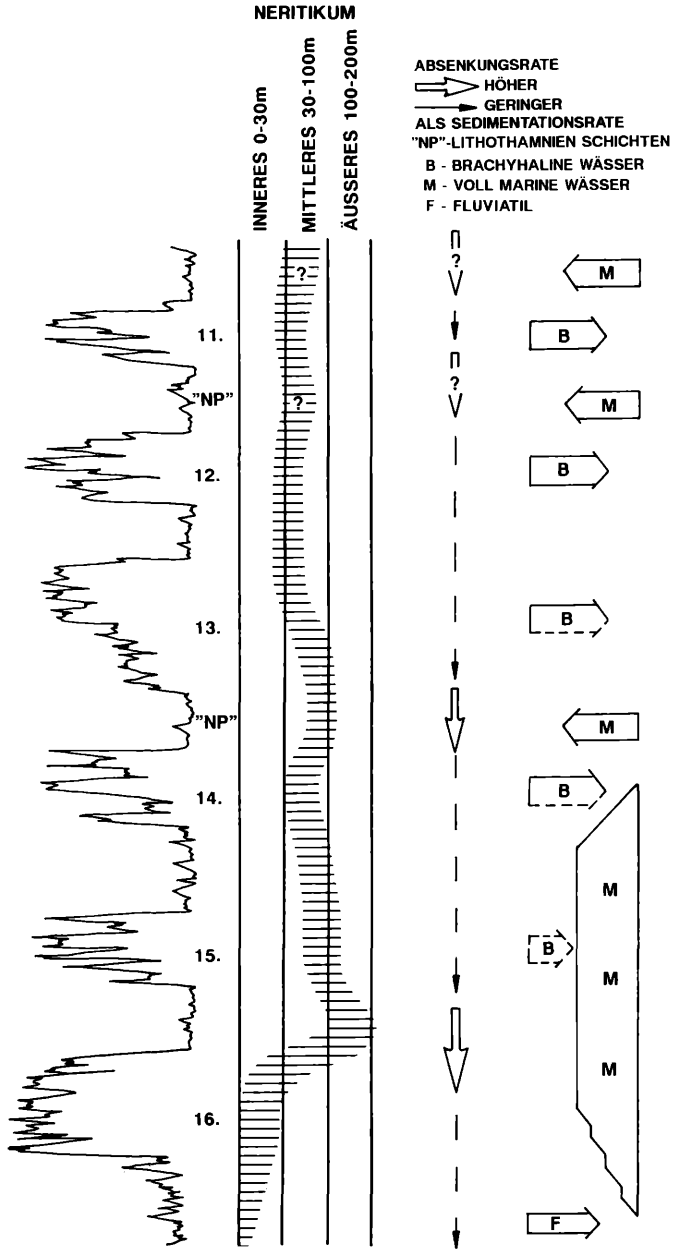


Abb. 112. Paläoökologische Entwicklung im Feld Matzen zwischen 11. und 16. TH der Badener Serie.
Die brachyhalinen Foraminiferen der Sandhorizonte weisen auf eine geringere Salinität der Wässer, die Foraminiferen der Tonmergelintervalle auf vollmarine Wässer (nach Chr. RUPP 1986).

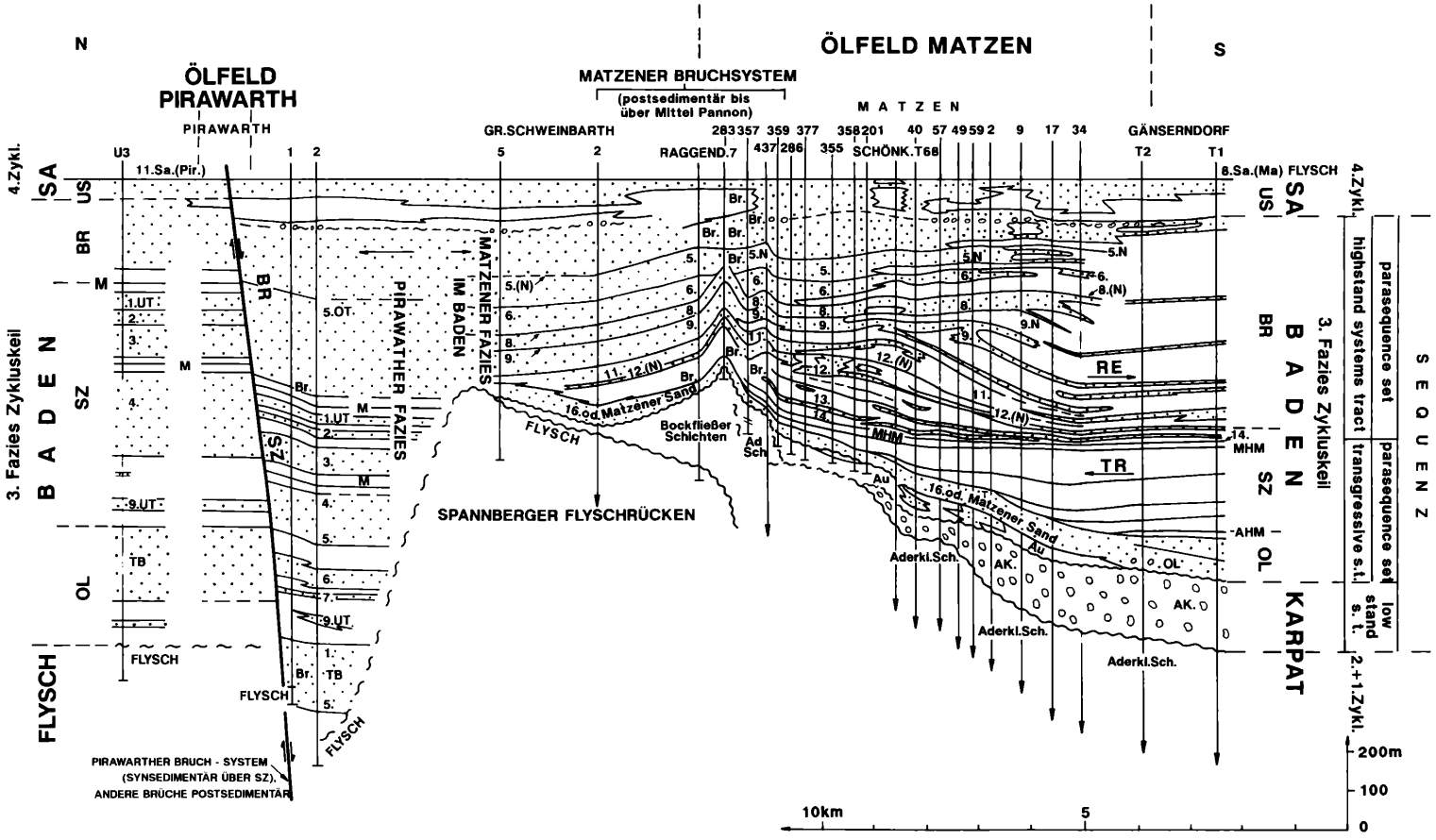


Abb. 113. Stratigraphischer Schnitt durch die Badener Serie der Felder Matzen und Pirawarth (Faziesschema des Badenien, zentrales Wiener Becken) Sequenzgliederung und deutlicher Fazieszykluskeil und progradierende Schichten im Feld Matzen (ohne postsedimentäre Brüche, Bezugsniveau Oberkante Untersarmat) (modifiziert nach N. KREUTZER 1986)

hangbereich einer bereits sandärmeren Fazies in eine tief- und wieder flachliegende, geringmächtige tonreiche Beckenfazies. Durch die verstärkte Sedimenteinschüttung bei der Regression verlagert sich die sandreiche „Plattform"-Fazies der höheren Schichten über die tonreicheren Faziesbereiche der tieferen Schichten. Dabei ist zu beachten, daß in Richtung dieser Progradierung, also lateral, die Schichten jünger werden und nicht nur vertikal von unten nach oben (N. KREUZER 1986).

Diese Erscheinung und das vor allem im Pannonien und Sarmatien typische Zusammenwachsen oder Aufsplittern sowie Auskeilen von Sandkörpern und den damit verbundenen Mächtigkeitsänderungen, die durch das Hin- und Herpendeln von finger- oder lappenartigen Deltasandkörpern entstehen, können in den Öl- und Gasfeldern gut verfolgt werden. Dies erschwert aber die regionale Korrelation der Schichten mittels Bohrlochdiagrammen. Dadurch gilt die konventionell von oben nach unten bzw. von jüngeren zu älteren Schichten durchgeführte lithologische Horizontierung bzw. Numerierung der öl- oder gasführenden Sandkörper (Horizonte) meist nur lokal, also innerhalb eines Feldes oder zwischen benachbarten Feldern. Eine regionale Korrelation im gesamten Wiener Becken ist nur mikropaläontologisch möglich. Wesentlich beständiger als die Sande erweisen sich hingegen vor allem die mächtigeren Tonmergelintervalle, die häufig in den Widerstandskurven der elektrischen Bohrlochmessungen bestimmte gleichbleibende Marker anzeigen, die lokal oder regional verfolgt werden können. Einige von ihnen gehen auf submarine vulkanische Tufflagen zurück, wie z. B. die Bentonitmarker in den Tonmergeln der unteren und oberen Lagenidenzone und der Sandschalerzone des Badeniens sowie des Karpatiens (Abb. 113).

III.2.3. Die strukturelle Entwicklung im Miozän

Die strukturhohen und -tiefen Bereiche des Reliefs des vormiozänen Beckenuntergrundes decken sich in ihrer räumlichen Lage auffallend gut mit jenen in den miozänen Schichten (Beilagen 2 und 3), d. h. die strukturelle Entwicklung in der miozänen Beckenfüllung des gesamten Wiener Beckens wird hauptsächlich durch die lokal differenzierten Absenkungsbewegungen des Beckenuntergrundes bestimmt. Über den Strukturhochzonen des Beckenuntergrundes ist außerdem die terrigene miozäne Schichtfolge nicht nur unvollständiger, sondern hat auch viel geringere Mächtigkeiten. Umgekehrt sind diese Schichten über den strukturtiefen Bereichen des Beckenuntergrundes nicht nur vollständiger, sondern auch wesentlich mächtiger entwickelt. Daraus ergibt sich erstens eine geringere Absenkung der strukturhohen Bereiche des Bekkenuntergrundes gegenüber den strukturtiefen und zweitens eine synsedimentäre, also während der Sedimentation entstandene Anlage der Strukturen in der miozänen Schichtfolge, die sich weitgehend mit den heutigen Strukturen decken. Das ist auch der Grund, daß in den Öl- und Gasfeldern des Wiener Beckens die Lagerstätten der miozänen Strukturen räumlich über den Relieflagerstätten des Bekkenuntergrundes liegen und diese, soweit es die Kalkalpen betrifft, wieder weitgehend über Lagerstätten innerhalb der Kalkalpen (Beilagen 2 und 3). Auf dieser Konzentration der Lagerstätten in bestimmten regionalen Hochzonen beruht die hohe Fündigkeitsrate in der Vergangenheit, während in den großen Muldenregionen außerhalb der Öl- und Gasfelder fast keine Lagerstätten entdeckt werden konnten.

Die im Miozän anfangs meist bruchlos vor sich gehende synsedimentäre Strukturbildung wurde spätestens durch die in der Bulimina-Rotaliazone des oberen Badeniens einsetzende und mit Unterbrechungen bis ins jüngere Pannonien dauernde synsedimentäre Bruchtektonik der großen Bruchsysteme verstärkt wirksam. Die

bisher zwischen den Hoch- und Tiefzonen vorhandenen regionalen Mächtigkeitsunterschiede intensivierten sich lokal durch die Bildung von Hoch- und Tiefschollen (meist durch Zwischenschollen verbunden). Nach dem jüngeren Pannonien verstärkte sich die (postsedimentäre) Bruchaktivität im Wiener Becken und zahlreiche neue Bruchsysteme zerlegten die miozäne Schichtfolge in Schollen, die in den Öl- und Gasfeldern dann auch die Lagerstätten beherbergen (Abb. 109).

III.2.4. Die Öl- und Gashorizonte

Zur Feststellung des tektonisch-stratigraphischen Aufbaues sowie wegen der oft übereinanderliegenden Lagerstätten in den miozänen Öl- und Gasfeldern ist eine Bezeichnung bzw. Numerierung notwendig. Der Begriff „Horizont" umfaßt im geologischen Sinn einen meist aus mehreren dicht übereinanderfolgenden Sandlagen aufgebauten Komplex, der deutlich durch lateral ausgedehnte und kontinuierliche Tonmergelintervalle vom nächsthöheren bzw. -tieferen Horizont getrennt wird und deshalb meist auch eine eigene Lagerstätte bildet. Ein Horizont kann mehrere, durch Randwasser, Brüche oder Vertonung getrennte Lagerstätten umfassen. Umgekehrt kann aber auch eine Lagerstätte durch mehrere diskontinuierliche, also auskeilende Tonlagen in energetisch verbundene Horizonte zusammengefaßt sein.

Zwei extreme Entwicklungen von Sandhorizonten oder -lagen sind im Miozän vorhanden:

- Isolierte Sandlinsen, deren Lagerstätten infolge eines fehlenden Energienachschubs im Laufe der Förderung einen starken Abfall des Gesamtzuflusses und des Druckes zeigen.
- Die einzelnen Sandlagen eines mächtigeren Horizontes stehen lateral oder vertikal durch Auskeilen trennender Tonlagen untereinander in Kontakt bzw. in Kommunikation und zeigen infolge genügenden Energienachschubs nur einen geringen Abfall des Gesamtzuflusses und des Druckes.

Der erste Fall ist charakteristisch für die linsenförmigen Sandkörper der Aderklaaer-, Gänserndorfer- und Bockfließer Schichten sowie allgemein für Karpatien, Ottnangien und Eggenburgien. Der zweite Fall ist charakteristisch für Badenien, Sarmatien und Pannonien, doch gibt es linsenförmige Sande auch in diesen Formationen.

Wichtige Hinweise für die energetischen Verhältnisse ergeben sich bereits aus den Bohrlochdiagrammen, da gleiche oder sehr ähnliche Initialkontakte (Gas–Öl, Öl–Wasser, Gas–Wasser) in Sanden auf eine wahrscheinliche Kommunikation deuten, sehr verschiedene Initialkontakte hingegen auf eine Trennung. Als Initialkontakte werden die ursprünglichen Grenzflächen von Gas, Öl oder Wasser im Speichergestein vor Aufnahme der Förderung bezeichnet. In den zahlreichen Bruchschollen der Öl- und Gasfelder sind vor allem in den miozänen Schichten fast ausschließlich unterschiedliche Initialkontakte vorhanden und zwar sowohl lateral innerhalb desselben Horizontes zwischen zwei benachbarten Schollen als auch vertikal zwischen den Horizonten. Daraus ergibt sich eine initiale Dichtheit der Bruchflächen. Ausgenommen sind jene Fälle, in denen innerhalb einer Lagerstätte ein Bruch aufhört oder die Sprunghöhe oder Abschiebung eines Bruches geringer ist als die Mächtigkeit des Speichers. Dann kann sich ein gleicher Initialkontakt in benachbarten Schollen über eine wahrscheinlich undichte Bruchfläche einstellen. Während der Produktion treten Änderungen der Kontakte und selektive Verwässerungen in lagig aufgebauten Horizonten ein, die selbstverständlich von den initialen Kontakten unterschieden werden müssen, aber, zusammen mit Produktions- und Druckdaten, wertvolle Hinweise auf die tatsächlichen energetischen Verhältnisse liefern (siehe auch Kapitel II.1.8.).

III.2.5. Fallentypen

Das Vorherrschen eines bestimmten Fallentyps ist in den einzelnen Formationen unterschiedlich ausgeprägt (Abb. 114). Der Sedimentcharakter allein kann schon konträre Fallentypen verursachen. So ergibt sich durch die überwiegend linsenförmige Sandentwicklung im Untermiozän ein dominierender, stratigraphischer Fallentyp, während im Mittel- und Obermiozän der strukturelle Fallentyp in den lateral ausgedehnteren und vertikal besser kommunizierenden Sandlagen dominiert. Doch auch dieser Typ wird meist von einer stratigraphischen Fallenkomponente begleitet, da generell oder lokal die Lagerstätten durch Vertonungszonen begrenzt werden. Da außerdem die miozänen Schichten in fast allen Öl- und Gasfeldern von einer oft verschieden alten bzw. intensiven Bruchtektonik in einzelne Schollen zerlegt werden, sind auch Bruchfallen fast immer vertreten. Häufig ist überhaupt eine Kombination von strukturellen-, stratigraphischen- und Bruchfallen vorhanden. Eher lokale Bedeutung hingegen besitzen in den untermiozänen Schichten Fallen über oder unter Erosions- und Winkeldiskordanzen. Daß aber Diskordanzen nicht immer abdichten müssen, beweisen gemeinsame Lagerstätten zwischen Beckenuntergrund und Untermiozän sowie zwischen Unter- und Mittelmiozän.

Die Relieflagerstätten in den begrabenen Bergen der Flysch- und Kalkalpenzone gehören dem strukturellen Fallentyp an, ebenso die kalkalpeninternen Lagerstätten.

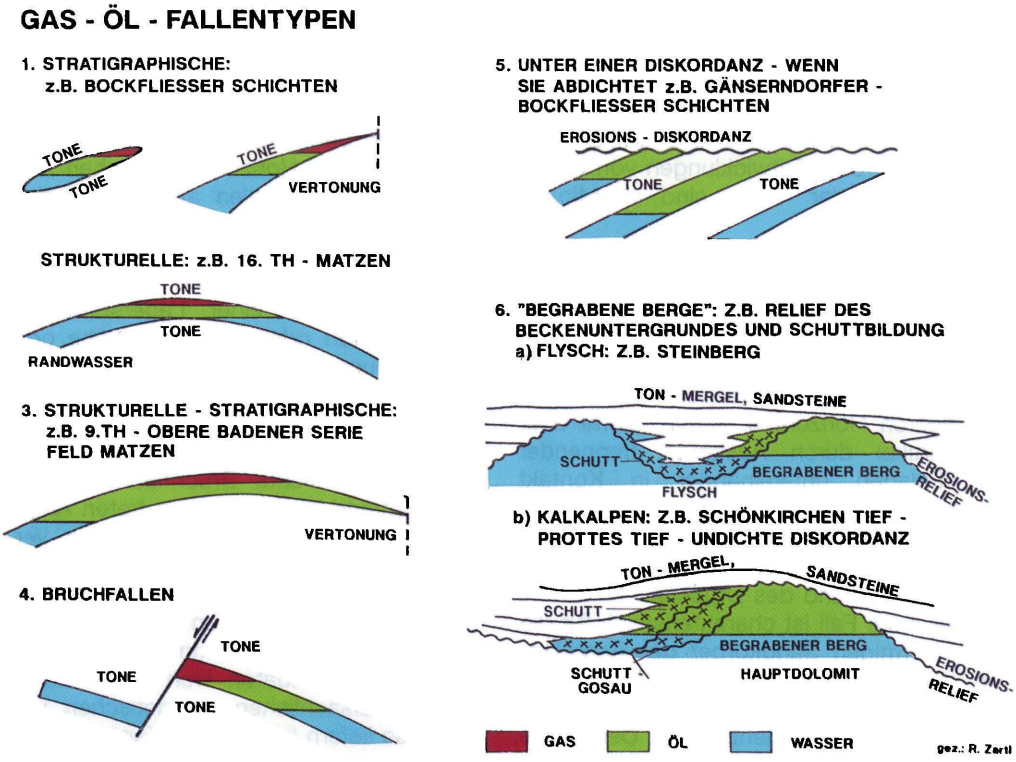
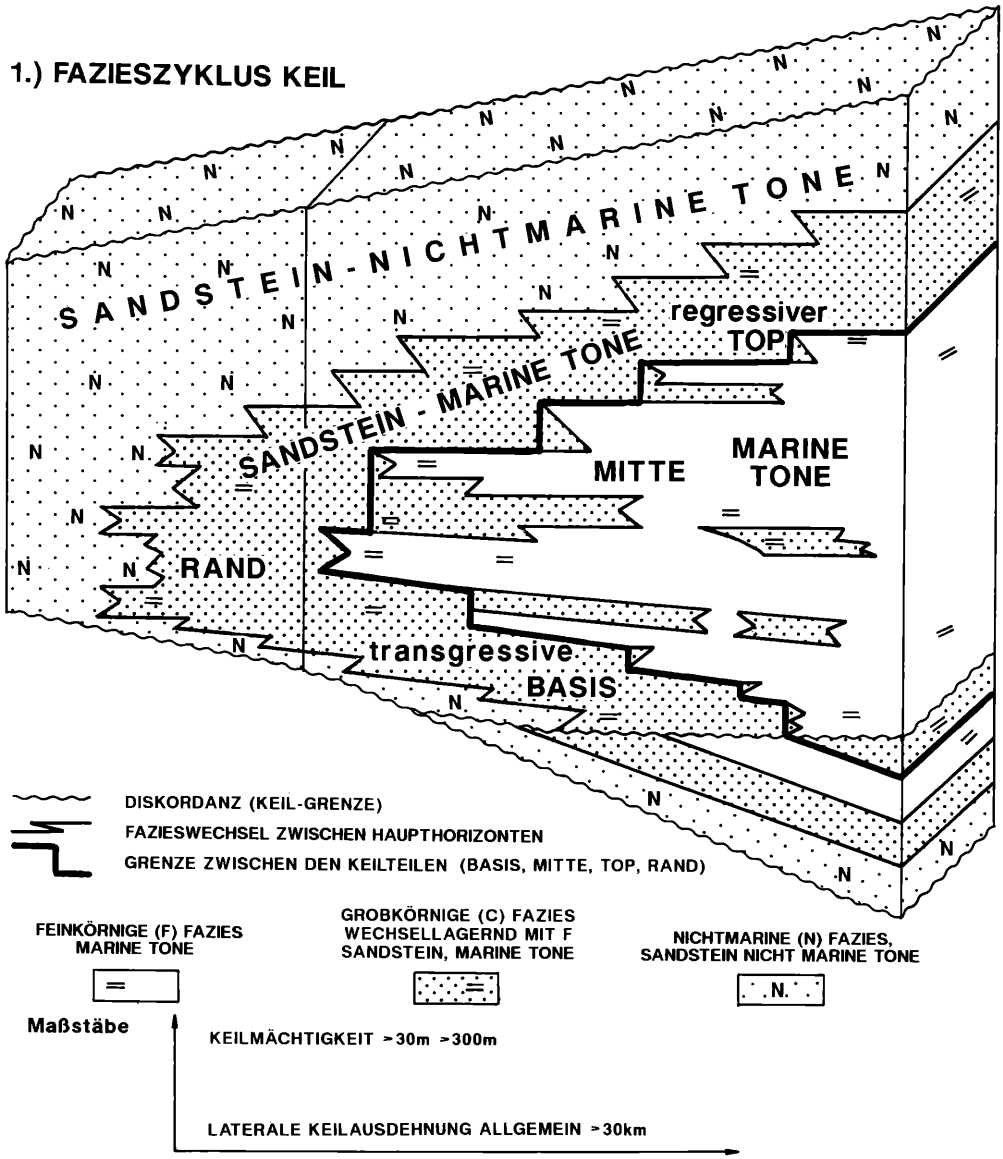


Abb. 114. Gas- und Ölfallentypen im Wiener Becken



2.) VERTIKALE FAZIESFOLGEN

	TRANSGRESS.		REGRESSIV	
	KEIL BASIS	KEIL MITTE	KEIL TOP	KEIL RAND
SANDSTEIN - TON BEISPIELE	F / C / N N	F / C / F	N N / C / F	N / C / N N

Nach David A. WHITE 1980, Assessing Oil and Gas Plays

Abb. 115. Schema eines Sand/Ton-Fazieszykluskeiles und vertikaler Faziesabfolgen (nach D. A. WHITE 1980)

III.2.6. Transgressiv-regressive Fazieszyklus-Keile

Die miozäne Schichtfolge des Wiener Beckens läßt in jenen Formationen und Gebieten, die eine grob- bis feinklastische Sedimentation aufweisen, eine Reihe sedimentärer Zyklen erkennen, die bereits von L. KÖLBL in einem internen Bericht 1953 erwähnt wurden. Eine gut fundierte und für die Ölindustrie ideale schematische Gliederung in transgressiv-regressive Fazieszykluskeile wurde 1980 von D. A. WHITE publiziert (Abb. 115). Diese beruht einerseits auf der Feststellung von 200 solcher Keile in 2000 Öl- und Gasfeldern nach einer Untersuchung der stratigraphischen Profile in 80 Becken der Welt, einschließlich des Wiener Bekkens, andererseits auf dem Waltherschen Faziesgesetz (siehe unten).

Ein Fazieszykluskeil besteht definitionsgemäß aus einem oben und unten von kontinentalen Schichten und meist auch von regionalen Diskordanzen begrenzten keilartigen Schichtkomplex von mindestens 30 bis mehr als 300 m Mächtigkeit und bis über 30 km Ausdehnung. Dieser Keil stellt im Idealfall einen transgressiv-regressiven Ablagerungszyklus dar. Der Zyklus umfaßt von unten nach oben eine vertikale Faziesfolge von grobkörnigen kontinentalen über grob-, fein- und wieder grobkörnigen, marinen zu erneut kontinentalen Schichten.

Das Walthersche Faziesgesetz besagt, daß die vertikale Folge der sedimentären Faziesentwicklungen für gewöhnlich der lateralen Anordnung ihrer Ablagerungsbereiche entspricht. Die gleichaltrigen, aber faziell unterschiedlichen Ablagerungsbereiche verschieben sich bei einer Transgression (zunehmende Wassertiefe) landwärts und feinkörnige, küstenfernere Sedimente überlagern grobkörnige, küstennähere (Abb. 116). Bei einer Regression (abnehmende Wassertiefe) liegen umgekehrt küstennähere über küstenferneren Sedimenten.

Die miozäne Schichtfolge des Wiener Beckens kann, abhängig von der Verbreitung der verschiedenen Formationen sowie deren Sand-Tonverhältnissen – und damit auch von den Deltasedimenten – in den verschiedenen Bereichen in eine unterschiedliche Anzahl chronologisch numerierter sedimentärer Zyklen bzw. transgressiv-regressiver Fazieszykluskeile gegliedert werden (Abb. 117). Durch Auskei-

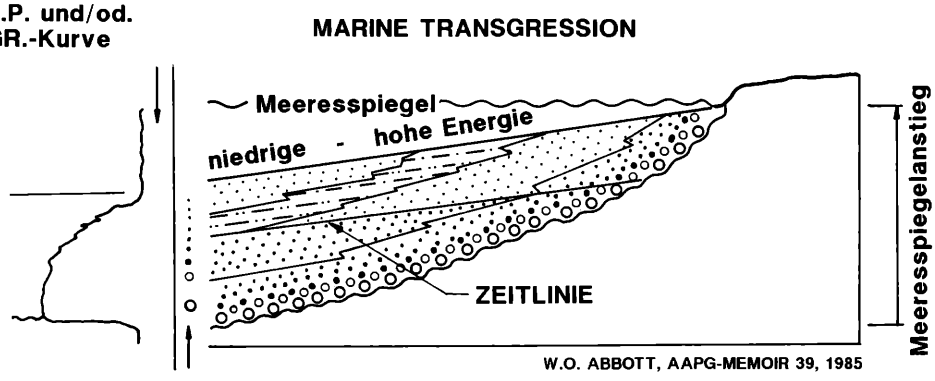


Abb. 116. Charakteristische Eigenschaften eines basalen Transgressionssandes (nach W. O. ABBOTT 1985)

Vertikale Abnahme der Korngröße (von unten nach oben). Laterale Abnahme der Korngröße vom Küstenbereich (hohe Energie) zum Off Shore-Bereich (niedrige Energie). Transgression: Verschiebung der Küste landwärts. Die allmähliche Ausdehnung eines seichten Meeres resultiert im fortschreitenden Untertauchen des Landes durch Meeresspiegelanstieg oder Landabsenkung.

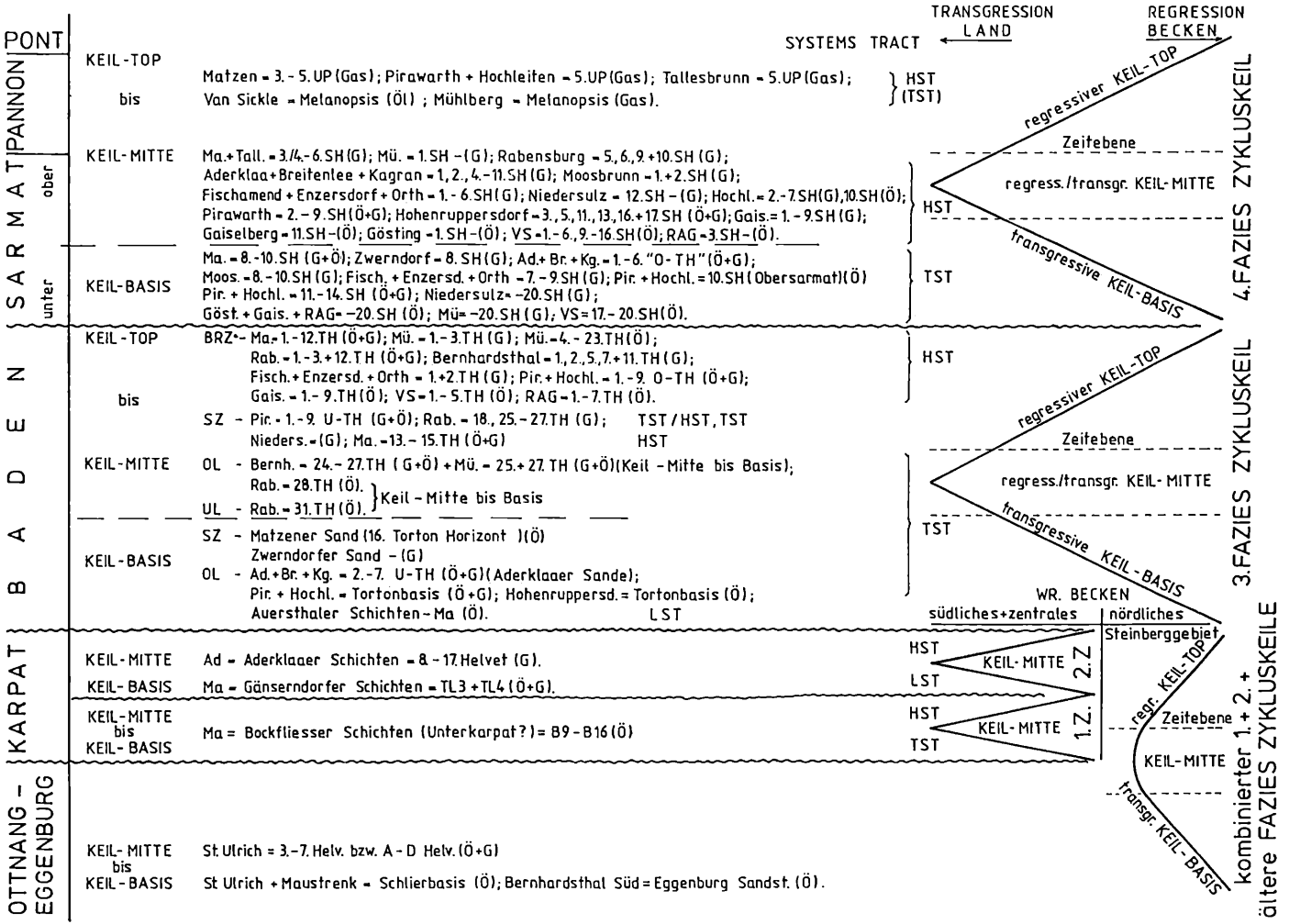


Abb. 117. Die miozänen Lagerstätten des Wiener Beckens in den einzelnen Teilen der Fazieszykluskeile und systems-tracts. (LST = low stand systems-tract, TST = transgressive systems-tract, HST = high stand systems-tract)

len der grobklastischen Sedimente können mehrere Keile zu einem größeren Keil zusammenwachsen, der dann mehrere tonig entwickelte Formationen umfassen kann. So ist im südlichen Wiener Becken nur der obere Teil des 2. Fazieszykluskeiles (Aderklaaer Schichten) vorhanden, im zentralen Wiener Becken mit den Gänserndorfer Schichten bereits der vollständige 2., im Ölfeld Matzen auch der 1. Fazieszykluskeil der Bockfließer Schichten. Hingegen ist z. B. auf der Mistelbacher Hochscholle des nördlichen Wiener Bekkens bei Fehlen grobklastischer Ablagerungen z. T. nur ein einziger großer Fazieszykluskeil im Untermiozän entwickelt, der Eggenburgien, Ottnangien und Karpatien umfaßt und, abgesehen von grobklastischen Basisbildungen, nur tonig ausgebildet ist. Der 3. Fazieszykluskeil des Badenien ist im nördlichen und besonders im zentralen Wiener Becken am deutlichsten entwickelt (Abb. 113), schlechter im südlichen, infolge vorherrschend toniger Sedimentation. Der 4. Fazieszykluskeil umfaßt – wie schon bei L. KÖLBL 1953 – nicht nur Sarmatien, sondern auch Pannonien und ist im gesamten Wiener Becken relativ gleich gut entwickelt. Die bereits im zentralen Wiener Becken einsetzende, aber vor allem im südlichen Wiener Bekken verbreitete tonige Fazies (außerhalb der Deltasandkörper!) des Unterpannonien hebt den mittleren Teil dieses Fazieszykluskeiles hervor. Die miozäne Schichtfolge des Ölfeldes Matzen wurde bereits durch N. KREUTZER (1990 und 1992) in Fazieszykluskeile gegliedert.

Im Flysch des Steinberggebietes kann ein alttertiärer Fazieszyklus festgestellt werden, in welchem die eozäne Steinbergflyschserie die regressiv-transgressive Mitte und die paleozäne Glaukonitsandsteinserie die transgressive Basis darstellen.

Die Teile solcher Fazieszykluskeile (transgressive Basis, abwechselnd regressiv-transgressive Mitte, häufig mit progradierenden Schichten, regressiver Hangendteil = Top) sind in den einzelnen miozänen Formationen sowie Gebieten unterschiedlich entwickelt und auch verschieden alt. Bei optimaler Entwicklung kann ohne größere Schwierigkeiten und unter Berücksichtigung auch anderer Kriterien eine Zuordnung der Öl- und Gaslagerstätten in die entsprechenden Keilteile vorgenommen werden (Tab. 24, Abb. 117). Weltweit (D. A. WHITE 1980) und auch im Miozän des Wiener Beckens liegen die häufigsten Sandsteinlagerstätten in der marinen, transgressiven Basis und in der marinen, regressiv-transgressiven Mitte von Fazieszykluskeilen, also dort, wo die Tone abdichtend wirken. Die Abdichtung der Sande durch ausgedehnte und oft mächtige Tonmergelintervalle ist eine der Voraussetzungen für die Ansammlung von Kohlenwasserstoffen in der transgressiven Basis und in der regressiv-transgressiven Mitte, aber nur zu einem geringen Teil im regressiven Hangendteil („Top“).

Stratigraphisch bedeutsam ist, daß sich der Sand/Ton-Fazieswechsel stufenweise in jüngere Schichten verschiebt und zwar in der transgressiven Basis gegen den Beckenrand, im regressiv-transgressiven Mittel- bis regressiven Oberteil gegen die Beckenmitte (Abb. 115). Diese Verschiebungen müssen natürlich auch die Lagerstätten mitmachen, gut erkennbar z. B. in der oberen Sandschalerzone und in der Bulimina-Rotaliazone des Ölfeldes Matzen (N. KREUTZER 1986, 1990 und 1992). Durch die zeitungleichen Grenzen der Fazieszykluskeilteile können Schichten und damit Lagerstätten der transgressiven Basis jünger als jene der regressiv-transgressiven Mitte eines Feldes sein und umgekehrt Schichten des regressiven Tops älter als jene der Mitte sein. Die Einteilung der Lagerstätten nach Fazieszykluskeilen muß sich also nicht mit der stratigraphischen Gliederung decken (Abb. 117).

Typische Beispiele von Sand-Schotterkörpern und meist auch Lagerstätten in der transgressiven Basis (Abb. 113 und 117) verschiedener Fazieszykluskeile sind: die Schlierbasis, die Dolomitschuttkörper der tieferen Bockfließer Schichten, die Gänserndorfer-, Auersthaler Schichten und das Aderklaaer Konglomerat als unterer Basisteil, die „Tortonbasis“ von Pirawarth, die Aderklaaer Sande, der Zwerndorfer und der Matzener Sand, die Untersarmatlagerstätten, aber ebenso die paleozäne Glaukonitsandsteinserie. In der re-

gressiv-transgressiven Mitte und z. T. bis in den regressiven Top reichend liegen die höheren Bockfließer-, die Aderklaaer Schichten, die über dem Matzener Sand liegenden Horizonte des Badenien (Abb. 113 u. 117), die meisten Horizonte und Lagerstätten der Sandschaler- und Bulimina-Rotaliazone sowie des oberen Sarmatien und Unterpannonien, andererseits auch die eozäne Steinbergflyschserie.

Charakteristische Merkmale der meist von mächtigen Tonmergeln überlagerten Sande der transgressiven Basis sind (Abb. 111, 113 und 116): die von unten nach oben stattfindende Abnahme der Korngröße sowie der Mächtigkeit einzelner Lagen und der speziellen Werte der SP- und Widerstandskurven („zylinder- bis glockenförmige" Gestalt). Der Matzener Sand ist außerdem ein typyisch zeitungleicher basaler transgressiver- und Aufarbeitungssand, dessen Mächtigkeit von der Neigung der Auflagerungsfläche abhängt. Die Zeitungleichheit ist daraus zu ersehen, daß im Süden die mittlere, im Norden die obere Sandschalerzone (eventuell bis unterste Bulimina-Rotaliazone) vorliegt.

Bei starker Sedimentanlieferung und größerer Neigung werden infolge langsamer fortschreitender Transgression ungewöhnlich mächtige Sande in den topographischen Mulden abgelagert, während über flachen Hochzonen und bei schwächerer Sedimenteinschüttung infolge relativ rascher Transgression nur geringmächtige Sande und stellenweise sogar nur Tone abgelagert werden. Diese von W. O. ABBOTT 1985 für typische basale Transgressionssande mehrerer Kontinente beschriebene Situation paßt ausgezeichnet für den Matzener Sand und gilt analog für die zeitungleichen Molassebasissande (Eozän-Egerien in Ober- bzw. Niederösterreich).

Charakteristische Merkmale regressiv-transgressiver Sande der Mitte eines Fazieszykluskeiles sind (Abb. 111 und 113): zyklische Wechsellagerung von meist zusammengesetzten, unten regressiven (Kornvergröberung nach oben), oben transgressiven (Kornverfeinerung nach oben) Sandkörpern oder Sandhorizonten einerseits und transgressiven Tonmergeln andererseits, wobei die oberen und mittleren Sandlagen generell mächtiger und lateral ausgedehnter entwickelt sind als die mehr linsenhaften unteren. Bei überwiegend regressiver Sandausbildung entsteht eine typisch „trichterförmige" Gestalt der SP- und Widerstandskurven. Die wiederholt zwischen die größeren Sandkomplexe eingeschalteten Tonmergelintervalle erreichen meist eine große laterale Ausdehnung und trennen so energetisch die häufig zahlreichen und übereinanderliegenden Lagerstätten bis weit in den Randwasserbereich. Mehr als bei anderen Teilen eines Fazieszykluskeiles ist die Mitte durch das häufige Auftreten progradierender Schichten charakterisiert, so z. B. in der Bulimina-Rotaliazone und der obersten Sandschalerzone des Badenien im Feld Matzen und Umgebung (Abb. 113).

III.2.7. Sequenz-Stratigraphie

Außer der Unterteilung von Schichtfolgen nach Fazieszykluskeilen kann auch eine Gliederung nach Sequenzen (Abb. 113) erfolgen, die einem kompletten Zyklus einer globalen oder lokalen Meeresspiegelschwankung (Spiegelanstieg und -abfall) entsprechen und von erosiven Diskordanzen begrenzt werden (I. C. VAN WAGONER et al. 1990). Solche Sequenzen stellen also auch weitgehend die verschiedenen geologischen Einheiten im Miozän des Wiener Beckens dar. So wie die Fazieszykluskeile unterteilbar sind, werden auch die Sequenzen einerseits weiter in „Parasequenzen" gegliedert, andererseits in sogenannte „systems tracts" (Abb. 113 und 117). Bei der Einteilung in „systems tracts" werden z. T. durchaus ähnliche Merkmale und Bezeichnungen wie bei den Fazieszykluskeilen verwendet. So entspricht z. B. die transgressive Basis eines Fazieszykluskei-

les weitgehend einem „transgressive systems tract" einer Sequenz, die regressiv-transgressive Mitte und der regressive Top eines Fazieszykluskeiles dem „highstand systems tract". Der auf einer Diskordanz und über einem „highstand systems tract" einer tieferen Sequenz liegende „lowstand systems tract" wird vom „transgressive systems tract" und dieser wieder von einem „highstand systems tract" einer höheren Sequenz überlagert.

Eine Zuordnung aller miozänen Schichten des Wiener Beckens zu „systems tracts" wurde bereits von G. POGACSAS & P. SEIFERT (1991), jene des Badenien von N. KREUTZER (1986 b, 1990 a und 1990 b) vorgenommen. Einem „lowstand systems tract" (Sedimentation bei einem stark abgefallenen Wasserspiegel) entsprechen z. B. die terrestrisch-limnischen Gänserndorfer Schichten, das fluviatile Aderklaaer Konglomerat, die Auersthaler Schichten, Schotterlagen an der Badenien-Sarmatiengrenze, Schotter im Pontien, aber andererseits auch die Tiefwassersedimente (Turbidite) des Flysches. Die unter rasch ansteigendem Wasserspiegel abgelagerten Sedimente eines „transgressive systems tract" umfassen z. B. die basalen Bockfließer- und Aderklaaer Schichten, den Hauptteil der unteren und oberen Lagenidenzone sowie der Sandschalerzone des Badenien, das Untersarmatien, das unterste Unterpannonien. Die unter hohem bis bereits leicht abfallendem Wasserspiegel abgelagerten Sedimente des „highstand systems tract" werden durch die höheren Bockfließer- und Aderklaaer Schichten, die oberste Sandschalerzone, die Bulimina-Rotaliazone des Badiens, das Obersarmatien, Unter- und Mittelpannonien repräsentiert.

Diese Sequenzen bzw. ihre „systems tracts" werden weiter in Parasequenzen untergliedert, die von Schichten begrenzt werden, die auf ein plötzliches Ansteigen der Wassertiefe hinweisen („marine flooding surfaces"). Diese „parasequences" werden ihrerseits zu Gruppen von „parasequence sets" zusammengefaßt. In der Badener Serie (Abb. 113) z. B. bildet der „highstand systems tract" einen „parasequence set", der „transgressive systems tract" einen zweiten. Die Parasequenzen werden allgemein durch die einzelnen Sandhorizonte repräsentiert, die durch ausgedehnte Tonmergelintervalle („marine flooding surfaces") getrennt werden.

Literaturauswahl für den Abschnitt III.2.:

ABBOTT, W. O. 1985; anonym 1935; BARAKAT, M. G. 1961; BRIX, F. 1970; BRIX, F. & FUCHS, R. 1984; BUDAY, T. & CICHA, I. 1956; ČECH, F. 1984; CICHINI, H. 1981; DLABAČ, M. 1962; FINK, J. & FINK, M. H. 1978; FRIEDL, K. 1927, 1930 a, 1931 b, 1932 b, 1933 a, 1933 b, 1933 c, 1936, 1937 a, 1937 b, 1937 c, 1956, 1957 und 1960 b; FRIEDL, K. & KÖLBL, L. 1958 und 1964; FUCHS, W. 1980 b; GRILL, R. 1941, 1943, 1951, 1955, 1960 und 1983; GRILL, R., KAPOUNEK, J. & PAPP, A. 1968; GYURITS, K. 1970; HAMILTON, W., JIŘIČEK, R. & WESSELY, G. 1990; JANOSCHEK, R. 1951, 1955 und 1964; JIŘIČEK, R. 1978, 1985 und 1988; JIŘIČEK, R. & SEIFERT, P. 1990; JIŘIČEK, R. & TOMEK, C. 1981; KAPOUNEK, J. & PAPP, A. 1969; KÖLBL, L. 1957 c, 1958 a, und 1966; KREUTZER, N. 1971, 1974, 1978, 1986 b, 1990 a und 1990 b, 1992; KREUTZER, N. & HLAVATY, V. 1990; KRÖLL, A. 1984; KÜPPER, H. 1954, 1955 und 1965 b; KÜPPER, H., PAPP, A. & ZIRKL, E. J. 1950; LADWEIN, W. & al. 1991; PAPP, A. 1949, 1950 a, 1951, 1956 b, 1963, 1967, 1968; PAPP, A., KROBOT, W. & HLADECEK, K. 1973; PAPP, A. & THENIUS, E. 1954; PLACHY, H. 1965 und 1981; PLÖCHINGER, B. 1958 a und 1958 c; POGACSAS, G. & SEIFERT, P. 1991; RUPP, Ch. 1986; SAUER, R. & al. 1992; SCHAFFER, F. X. 1910; SCHIPPEK, F. 1959; SICKENBERG, O. 1929; SIEHL, A. 1957; SOHS, F. 1964; ŠPIČKA, V. 1967; STINY, J. 1932; STOWASSER, H. 1958 und 1966; STUR, D. 1870; SUESS, E. 1862; TOTH, G. 1948; TOULA, F. 1914; TROLL, O. v. 1907; VAN WAGONER et al. 1990; VEIT, E. 1943; VOHRYZKA, E. 1958; WAAGEN, L. 1933 b, 1935 a und 1935 b; WEINHANDL, R. 1962; WENTY, K. 1967; WESSELY, G. 1983 und 1988 a; WHITE, D. A. 1980; WIESENEDER, H. 1958 und 1962; WIESENEDER, H. & MAURER, I. 1958; WIESENEDER, H. & SCHARBERT, S. 1970; WIESENEDER, H. & ZIRKL, E. 1957; WINKLER, A. 1928.

III.3. Der Untergrund des Wiener Beckens

von Godfrid WESSELY

III.3.1. Der Tiefbau des Wiener Beckens und seine Entwicklung

Im Gebiet des Wiener Beckens sind die Sedimente mehrerer Ablagerungsbereiche übereinander gestapelt. Sie liegen zum Teil in autochthoner Position vor, zum Teil wurden sie in Form alpiner Überschiebungskörper herantransportiert. So bilden sie im wesentlichen 3 Stockwerke: Das erste, aus neogenen Sedimenten bestehende Stockwerk, das eigentliche Wiener Becken, das zweite, darunterliegende, allochthone aus alpin-karpatischen Überschiebungsdecken bestehende Stockwerk und das dritte und tiefste, autochthone, subalpin-karpatische Stockwerk (Beilage 8). Das Wiener Becken und seine Sedimente werden im Kapitel III.2. beschrieben.

Im untersten Stockwerk, dem Autochthonen Mesozoikum, begann die Bekkenbildung im mittleren Jura durch eine Zerrung im Zuge eines Auseinanderdriftens von Kontinentalplatten im Alpen-Karpatenraum (Rifting), wodurch synsedimentäre, asymmetrische, NNE-SSW-streichende Gräben entstanden, die sich mit Deltasedimenten des Dogger füllten (Abb. 134 und 135). Im obersten Dogger endete die Bruchtektonik und eine Karbonatsedimentation auf einem nun stabileren Untergrund begann. Im Laufe des Malm erfolgte eine Differenzierung der Sedimentation innerhalb des Beckens in eine westlichere, karbonatische Plattformfazies und eine gegen Osten bis über 1000 m mächtige mergelige Beckenfazies, die zuoberst von einer regressionsbedingten abermaligen Karbonatplatte bedeckt wurde. Darüber wurden nach einer Schichtlücke sandig-mergelige Oberkreidegesteine abgelagert. Damit endete die Bildung dieses mesozoischen Beckens, das einem Passivrandbereich eines alpinen Ozeanbeckens angehörte. Nach Auftauch- und Erosionsphasen unbekannten Ausmaßes erfolgte die Fortsetzung einer kontinuierlichen Beckensedimentation erst wieder zur Zeit der Einsenkung der Molassevortiefe ab dem Eozän-Oligozän. Dieses Becken wurde schließlich von der alpin-karpatischen Überschiebungsmasse überfahren (Abb. 120), die im Kapitel III.3.2. näher beschrieben wird.

Das Einsinken des jungtertiären Wiener Beckens erfolgte im Grenzbereich zwischen Alpen und Karpaten. Das Überschiebungsverhalten der Decken in diesem Bereich ist gekennzeichnet durch die Änderung ihrer E-W-verlaufenden Streichrichtung im alpinen Anteil in eine SW-NE-gerichtete im karpatischen Teil. Dies ist begründet in der tektonischen Anlage des Untergrundes im Bereich des Südspornes der Böhmischen Masse. Dieser bewirkte einen Widerstand bei der Überschiebung der alpinen Decken, während an der Ostflanke des Spornes die karpatischen Decken leichter vorgleiten konnten (Abb. 134).

Im alpin-karpatischen Gebirgsbogen läßt sich eine sukzessive Verlagerung der Bewegungsintensität von West nach Ost während des gesamten Jungtertiärs feststellen. Zwischen den nahezu oder bereits ganz stabilen Abschnitten und den noch in Bewegung befindlichen Zonen erfolgte eine Zerrung. Im Bereich des Wiener Beckens bewirkte dies im Zusammenhang mit der Behinderung des Deckenschubes durch den Kristallinsporn einen „pull apart"-Mechanismus (Zerrung schräg zur Beckenachse) vom Eggenburgien an bis in jüngste Zeit (siehe auch Kapitel II.1.9.).

Der zeitliche Ablauf der alpin-karpatischen Bewegungen im Raum des Wiener Beckens ist durch verschiedene Daten festzulegen. Die Überschiebung der Hauptmasse erfolgte im späten Oligozän bis Miozän gemäß dem Nachweis von oberoligozäner Molasse unter den Alpen in der Bohrung Berndorf 1/NÖ (G. WACHTEL & G. WESSELY 1981), fast 40 km vom Nordrand der Alpen entfernt (Beilage 9).

Im Stirnbereich konnten synsedimentäre Überschiebungen vom Eggenburgien bis zum Karpatien durch jeweilige Zuschüttung immer jüngerer Bewegungsbahnen festgestellt werden (Beilage 8). Die Überschiebungsvorgänge wurden begleitet von synsedimentärer Bruchtektonik als erste Auswirkung der Zerrung infolge der sich von West nach Ost verlagernder jungtertiären Bewegungsintensität. Damit ging eine Drehung des Streichens der Stirnzone von W–E gegen SW–NE einher (P. SEIFERT 1989).

Die Sedimente des tieferen Miozäns über den alpinen Decken könnten noch als Molasse angesehen werden, bilden aber gleichzeitig die erste Füllung des 1. Stockwerkes des Wiener Beckens. Am Ende des Karpatiens kam es zu Erosion und Inversion (Verlagerung der Senkungsbereiche) und marines Badenien transgredierte über verschiedene Schichten des tieferen Miozäns und sogar stellenweise über deren aus Flysch bestehenden Untergrund (Beilage 4).

Zu dieser Zeit kamen die Überschiebungen westlich des Beckens zum Stillstand, während sie gegen NE andauerten, was zu einer verstärkten Zerrung und damit Absenkung ab dem Badenien führte.

Für einen „pull apart"-Mechanismus, allerdings spezifischer Art, sprechen, abgesehen von vorangegangenen geodynamischen Überlegungen, auch eine Reihe von anderen Kriterien: Die äußere Gestalt des Beckens besitzt eine deutlich rhombische Form. Die innere strukturelle Gliederung ist gegeben durch eine Anzahl von Depressionen, Hochzonen, Brüchen und Bruchschollen (Abb. 118). Auffällig sind drei Bereiche verstärkter tiefreichender Sedimentmächtigkeit, sogenannter „Depozentren", nämlich des Schwechater Tiefs, der Zistersdorfer Depression und des Kuty-Tiefs (Abb. 109). Die Brüche sind überwiegend synsedimentär und besitzen verschieden große Sprunghöhen. Zwei der Bruchsysteme sind mit Versetzungsbeträgen von rund 4000 m (Leopoldsdorfer Bruch) und rund 6000 m (Steinbergbruch) besonders bemerkenswert (Abb. 118).

Häufig ist eine nach rechts ausschreitende Kulissenanordnung der Brüche festzustellen, die eine linkslaterale Versetzungskomponente zusätzlich zur Absenkung anzeigen (südliches Steinbergbruchsystem, Bockfließ-Aderklaaer Brüche (Abb. 119). Die für einen „pull apart"-Effekt erforderlichen großen Hauptstörungen in Form beidseitig der Beckenränder oder deren nordöstlicher und südöstlicher Fortsetzungen konnten nicht loziert werden, möglicherweise ergibt sich der Effekt aus einer Summierung von lateralen Bewegungskomponenten entlang der alpinkarpatischen Überschiebungslinien. Nahe dem Ostrand des Beckens existiert eine bis in rezente Zeit aktive Grabenstruktur (Abb. 109), vermutlich in Verbindung mit einer Seitenverschiebung (Wr. Neustädter, Mitterndorfer, Lasseer Grabensystem mit Fortsetzung in den Zahor-Plavecky-Graben). Anzeichen für Lateralbewegungen, nahe dem Ostrand auch mit kompressiver Wirkung, ergeben sich aus seismischen Profilen (Bearbeitung W. HAMILTON; Beilage 12), aus jungen Steilstellungen an der Oberfläche und aus dem Verlauf der rezenten Seismizität (R. GUTDEUTSCH & K. ARIC 1980).

Faßt man die tektonische Entwicklung (Tektogenese) des Wiener Beckens zusammen, kann man in mehrphasiger Abfolge eine Überlagerung mehrerer Becken anführen (Abb. 120): Ein jurassisch-oberkretazisches Becken entstand offensichtlich durch Riftvorgänge im Dogger. Im Paläogen begann die Platznahme der alpinkarpatischen Decken mit transportierten, unterschiedlichen Beckenteilen auf das alttertiäre Molassebecken. Im älteren Miozän erfolgte gleichzeitig mit der Überschiebung der Decken auf die Molasse eine erste Zerrung und die erste Entwicklung des eigentlichen Wiener Beckens auf dem Rücken der Decken. Vom jüngeren Miozän bis ins Pliozän fanden nur mehr Dehnungsvorgänge und die Hauptabsenkungen in diesen Becken statt (Abb. 120).

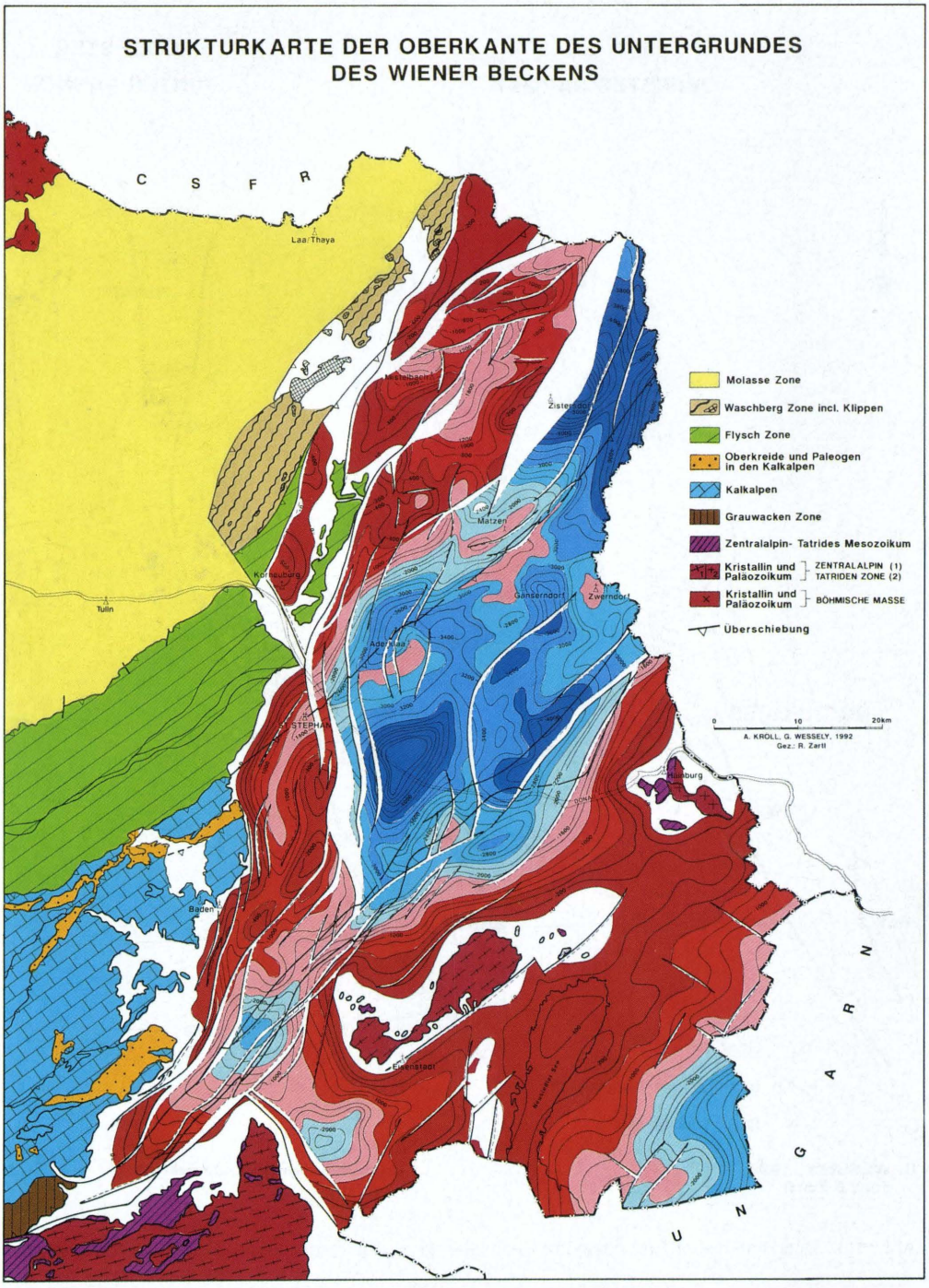


Abb. 118. Strukturkarte der Oberkante des Untergrundes des Wiener Beckens

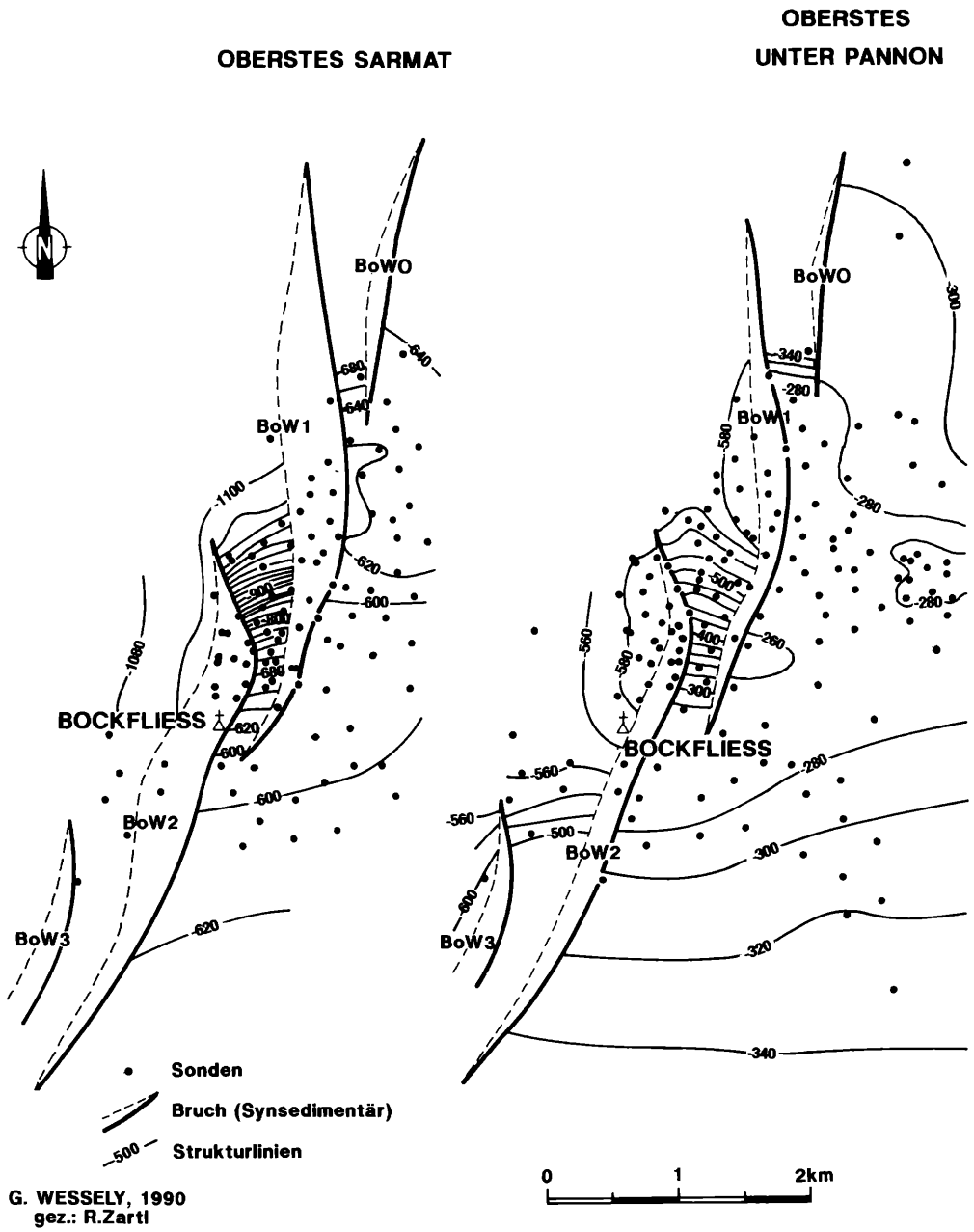


Abb. 119. Das Bockfließer Bruchsystem. Beispiel einer Kulissenanordnung synsedimentärer Brüche

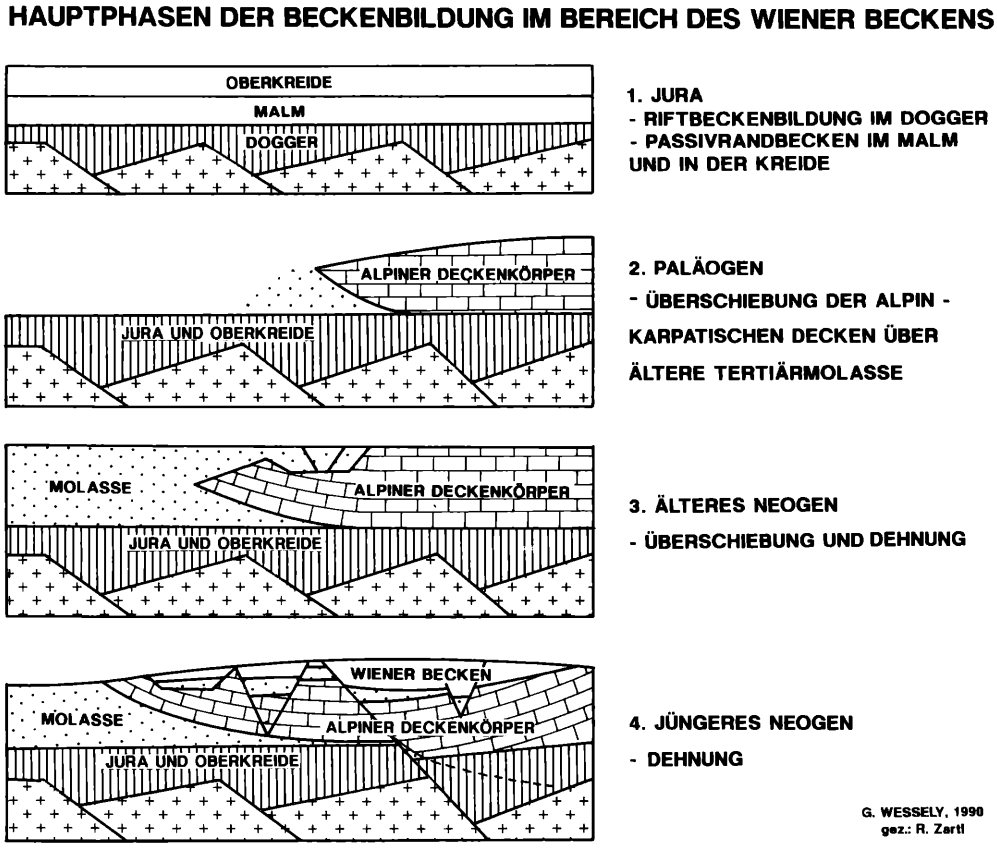


Abb. 120. Hauptphasen der Beckenbildung im Bereich des Wiener Beckens

III.3.2. Das alpin-karpatische Stockwerk

III.3.2.1. Tektonischer Überblick

Unterhalb des Neogens des Wiener Beckens streichen, aufgezählt von NW nach SE, in Fortsetzung vom westlichen Beckenrand folgende tektonische Einheiten nordostwärts (Beilage 3): eine Externzone mit diversen Einheiten, die Flyschzone, die Kalkalpenzone, die Grauwackenzone und die zentralalpine Zone.

Vom alpin-karpatischen Externbereich ließen sich die Waschbergzone und weniger sicher „helvetische" Äquivalente identifizieren (siehe auch Kapitel III.4. und III.5.).

Die Flyschzone gliedert sich vom Liegenden zum Hangenden in die Harrersdorfer Einheit, die in Tschechien der Rača-Einheit entspricht, in die Greifensteiner Decke mit der Göstinger und der Zistersdorfer Schuppe, in die Kahlenberger Dekke mit der Sulzer Schuppe und in die Laaber Decke (Beilage 3, Abb. 133).

Das Kalkalpin baut sich aus der Frankenfels-Lunzer Decke (Bajuvarikum), der Göller Decke (Tirolikum) und den höheren Kalkalpendecken auf. Gosautröge trennen auf weite Strecken diese Haupteinheiten voneinander (Gießhübler und Glinzendorfer Mulde).

Die Grauwackenzone dürfte, wie an der Oberfläche, aus 2 Teileinheiten bestehen.

Vom Zentralalpin wurde hauptsächlich der mesozoische Mantel in Fortsetzung

des Semmeringmesozoikums erbohrt. Daneben ist wahrscheinlich auch die tatride Mantelserie, analog jener in den kleinen Karpaten, vertreten.

III.3.2.2. Schichtbestand des alpin-karpatischen Stockwerkes

III.3.2.2.1. Externe alpin-karpatische Einheiten

Im Bereich des Wiener Beckens wurden diese Einheiten nur in tiefen Bohrungen im Bereich der Mistelbacher Hochscholle (Poysdorf 2, Bohrungen entlang des Steinbergbruches und Aderklaa UT1 a) erschlossen (siehe auch Kapitel III.4. und III.5.).

Die Waschbergzone besteht, wie vor allem die Bohrungen Maustrenk ÜT1, Zistersdorf ÜT1 a und ÜT2 A zeigen (Abb. 133), aus allochthonen paläogenen Sedimenten der karpatischen Vortiefe oder aus Eintiefungströgen der karpatischen Externzonen, in denen Klippen (Scherlinge), die vom mesozoischen Vorlanduntergrund abgeschürft sind, tektonisch eingebettet liegen.

Der paläogene Schichtbestand gliedert sich in einen eozänen Abschnitt mit bunten tonig-mergeligen Anteilen und mit Anteilen, in denen graue oder grünliche mit bräunlichen, hornsteinführenden (menilitischen) Mergeln und feinklastischen Lagen wechseln. Das oberste Eozän bis Oligozän trägt molasseähnlichen Charakter mit Sandsteinen und Mergeln. An Klippen liegen Mergelsteine und Fragmente der oberen Karbonatserie des Malm vor.

Neben den Übertiefbohrungen im Raum Maustrenk-Zistersdorf haben die Bohrungen Palterndorf T1 und Mühlberg T1 Gesteine der Waschbergzone mit paläogenen Peliten erbohrt (Beilage 3).

Der eozäne, aus grünlichgrauen bis grauen Peliten bestehende, an Sandsteinen arme Abschnitt unter dem Flysch in Aderklaa UT1 a, dürfte ebenfalls der Waschberg-Steinitzer Einheit angehören (Abb. 132).

III.3.2.2. Die Flyschzone

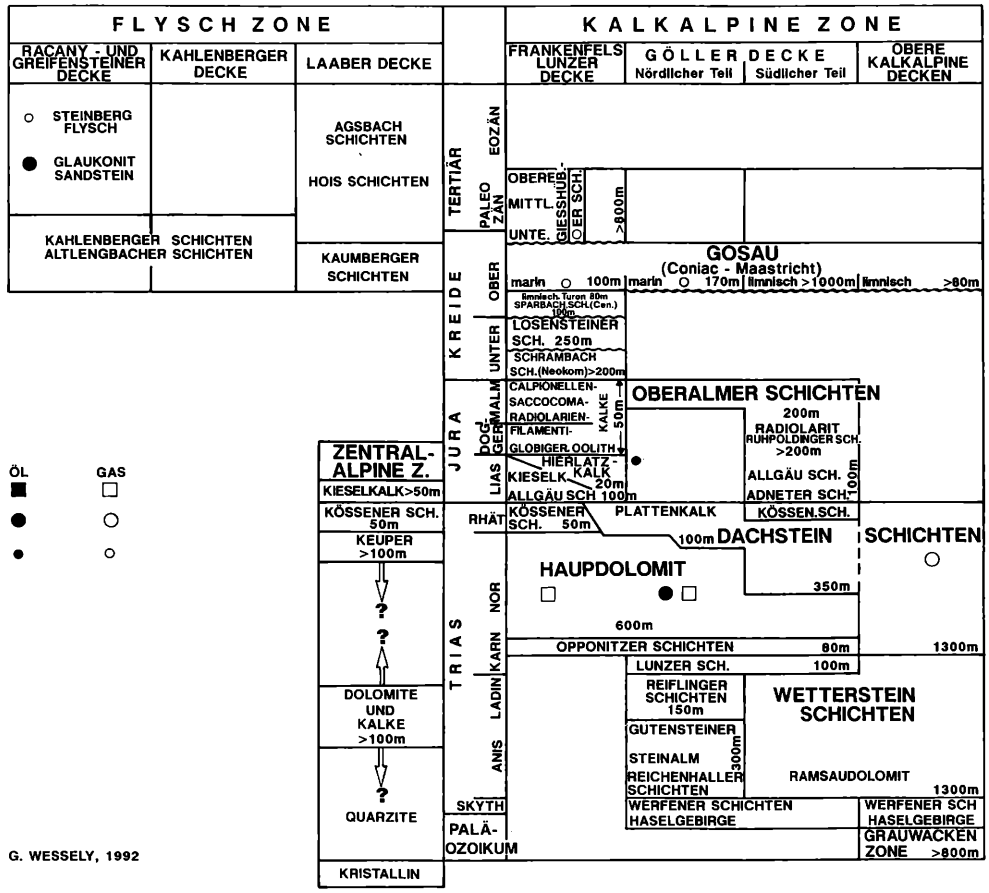
Die stratigraphische Reichweite der Flyschsedimente reicht von der höheren Unterkreide bis ins Eozän (Tabelle 13).

In den tieferen Flyscheinheiten unter dem Wiener Becken (Abb. 133), nämlich der Harrersdorfer Einheit (Rača-Decke) sowie der Göstinger und Zistersdorfer Schuppe (Greifensteiner Decke) wurden einander ähnliche Schichtfolgen erbohrt: turbiditische Sandstein- und Mergelabfolgen der Altlengbacher Schichten werden von einer paleozänen bis eozänen Serie von Glaukonitsandsteinkomplexen mit beträchtlichen, bis zu mehreren 100 m reichenden Mächtigkeiten überlagert, die unterschiedliche Stufen einer Sedimentations-Progradation in den verschiedenen tektonischen Einheiten aufweisen (M. RAMMEL 1989). Die Glaukonitsandsteine werden vom eozänen „Steinbergflysch", einem mehr distalen, vom Liefergebiet entfernteren Abschnitt eines turbiditischen Komplexes, überlagert. In dieser überwiegend mergeligen Serie sind bis zu 18 mehrere Meter mächtige Sandsteinlagen eingeschaltet.

Die Stratigraphie der Sulzer Einheit (Kahlenberger Decke) ist nicht zusammenhängend gegeben. Die Bohrungen des Sulz-Pirawarth-Hochleiten- und südlichen Steinberggebietes erbrachten Turbidite der Oberkreide und des Paläogen.

Der oberste Flyschkomplex wird unter dem Begriff Laaber Decke zusammengefaßt. In der Bohrung Aderklaa UT1 a (Abb. 132) liegt eine zusammenhängende Serie von oberkretazischen Kaumberger Schichten, einem paleozänen Sandsteinkomplex (Hois-Schichten) und einem mehr tonig-mergeligen eozänen Abschnitt (Agsbach-Schichten) vor. Etliche Bohrungen des Gebietes Bockfließ–Raggendorf–Matzen–Spannberg erbohrten sandsteinreiche Turbiditserien der Oberkreide, in denen Vorkommen von Diabasen auftreten. Komponenten dieser Vulkanite in roten oder violetten Tonen, die der Oberkreide zwischengeschaltet sind, weisen auf synsedimentäres Aufdringen der Diabase hin. Kaumberger Schichten oder deren sandige Äquivalente sind durch die Bohrung

Tabelle 13. Stratigraphische Übersicht über den alpin-karpatischen Untergrund des Wiener Beckens



Ringelsdorf 3 nordostwärts zu verfolgen (Tab. 13).

III.3.2.2.3. Die kalkalpine Zone

Die Schichtfolge des Kalkalpin reicht vom Permoskyth bis in das mittlere Paleozän (Tabelle 13). Entsprechend der Paläogeographie und der geodynamischen Entwicklung kommt es innerhalb des kalkalpinen Sedimentationsraumes zu Änderungen in der Fazies, der Mächtigkeit und im Schichtumfang in den einzelnen Dekken. Basale tektonische Abscherungen, wie sie vor allem das Frankenfels-Lunzer System betroffen hat, bewirken zusätzliche Unterschiede.

Die Kalkalpen im Untergrund des Wiener Beckens setzen sich aus drei tektonischen Baueinheiten zusammen. Die tiefste und nordwestlichste Einheit ist das Frankenfels-Lunzer Deckensystem, darüber folgen gegen SE die Göllerdecke (Teil der Ötscher Decke) und schließlich die höheren Kalkalpendecken (Beilagen 3 und 4). Über die Nordalpen selbst wird im Kapitel III.6. berichtet.

Das Frankenfels-Lunzer Deckensystem

Das Frankenfels-Lunzer System ist vor allem im Raum NE Wien, in Aderklaa und Schönkirchen, erschlossen. Ältestes angetroffenes Schichtglied ist das Karn, bestehend aus einem grauen Anhydrit-Dolomitkomplex mit dunklen Tonschieferlagen. Der darüber folgende Hauptdolomit (Nor) ist gekennzeichnet durch bankweise unterschiedliche Beschaffenheit in Farbe und Körnigkeit, durch häufige grüne oder dunkelgraue Tonlagen als Ausdruck stärkeren kontinentalen Einflusses in einem la-

gunären Ablagerungsbereich und durch eine im Vergleich zu höheren Decken geringmächtige Ausbildung. Kössener Schichten (Rhät) oder Ansätze zu Plattenkalkentwicklung bilden den Abschluß der Trias.

Im Lias liegt eine wechselhafte Abfolge in Fazies und Mächtigkeit vor. An eine Beckenentwicklung (Kieselkalkfazies) im Stirnbereich schließt eine geringmächtige Schwellenentwicklung mit Crinoidenkalk (Hierlatzkalk) an, die nach einer Übergangszone (Zwischenfazies) wieder von einer Beckenfazies (Kieselkalkfazies) abgelöst wird. Überwiegender biogener Bestandteil der Gesteine dieser Beckenfazies sind Schwammnadeln. Vereinzelt mag die Beckenfazies in den Dogger reichen. Meist wird letzterer jedoch durch die Entwicklung des geringmächtigen rötlichen oder bräunlichen, an Kleinschalen (Filamenten) reichen Klauskalkes oder durch den hellbräunlichgrauen Globigerinenoolith vertreten. Ein gutes Leitgestein ist der rote und grüne Radiolarit des basalen Malm. Ebenso geringmächtig wie dieser Radiolarit, besteht die weitere Malmfolge aus bunten, Schwebcrinoiden *(Saccocoma)* führenden Kalken des Kimmeridge und den rötlichen und weißen Calpionellenkalken des Tithon.

Das Neokom (tiefere bis mittlere Unterkreide) besteht aus dünnschichtigen bräunlich- bis grünlichgrauen Fleckenmergelkalken mit Lagen von dunkelgrauem Mergelschiefer. In höheren Neokomanteilen erscheinen sandige, dunkle Kalke.

In der höheren Unterkreide und im Cenoman werden in tiefgreifenden, langgestreckten Muldenzonen des vorderen Bajuvarikums übergreifend auf älteren Schichten graue Sandsteine und sandige Mergel, z. T. mit Exotika führenden konglomeratischen Einstreuungen, abgelagert (Losensteiner Schichten). Einen höheren Abschnitt des Cenoman nehmen dunkelgraue Mergel ein, in Küstenbereichen vertreten durch eine Orbitolinen führende bioklastisch-kalkige Entwicklung. Darüber folgt limnisch-terrestrisches Turon mit roten Mergeln, Sandsteinen und Exotika führenden Konglomeraten, aber auch grauen kohleführenden Mergeln, Sandsteinen und fossilreichen Brackwasserkalken.

Höheres Cenoman und Turon gehen in ihrer Verbreitung bereits konform mit der Erstreckung der Gosau-Paleozänfüllung der Gießhübler Mulde. Die Basis derselben bildet Coniac-Santon. Übergreifend auf verschieden alte bis zum Hauptdolomit hinabreichende Schichten transgredieren grobkörnige, mächtige Basisbildungen aus Lokalschutt (Schönkirchen Übertief), aber auch geringmächtige graue, dichte, biogenreiche, bioturbate Sandsteine (nördlichere Entwicklung). Auf eine starke Eintiefung weist die globotruncanenreiche, pelagische Entwicklung des roten und grünlichgrauen Mergelkalkes des Campans mit geringmächtigen, grobklastischen Einschaltungen. Die turbiditische Serie der vom höheren Maastricht bis ins mittlere Paleozän reichenden, über Oberkreide und ältere Gesteine übergreifenden Gießhübler Schichten, gliedert sich in einen unteren, mittleren und oberen Abschnitt. Die unteren Gießhübler Schichten, basal oft durch eine Hauptdolomitbrekzie eingeleitet, bauen sich aus quarzreichen Turbiditsandsteinen und bunten Mergeln auf. Die mittleren Gießhübler Schichten bestehen aus grauen Mergeln und einigen Lagen von karbonatischen Turbiditsandsteinen, die gegen unten zu in lithothamnienreiche Grobbrekzien übergehen können. In den oberen Gießhübler Schichten überwiegen wieder Quarzsandsteine und graue, aber zuweilen auch bunte Mergel. Die Gießhübler Schichten erreichen Mächtigkeiten bis zu 800 m.

Die Göller Decke

Die Schichtfolge des nördlichen Abschnittes der Göller Decke ist durch zahlreiche Bohrungen im Raum Schönkirchen, Breitenlee-Aderklaa und Oberlaa, der südlichere Anteil derselben durch eine Reihe von isolierten Bohrungen zwischen Zwerndorf und Laxenburg bekannt.

Die Schichtfolge beginnt mit Permoskyth, bestehend aus graugrünen, violetten und dunkelgrauen Tonschiefern mit eingelagerten grauen Dolomit-Anhy-

dritkomplexen. In der Bohrung Breitenlee 1 wurde auch Steinsalz festgestellt.

Die Mitteltrias setzt sich im Anis hauptsächlich aus Gutensteiner Schichten, stellenweise auch aus Steinalmkalken, zusammen.

Bei der Betrachtung der Mitteltrias muß zwischen Nord- und Südabschnitt differenziert werden. Der tiefere, anisische Anteil wurde nur im Nordabschnitt (Raum Ebenthal, Schönkirchen, Breitenlee, Oberlaa) erbohrt. Hier wurden als stratigraphisch tiefstes Element Reichenhaller Schichten in Form dunkler Kalke, Dolomite und Anhydrite festgestellt (z. B. in der Bohrung Gänserndorf T2). Auf den Nordabschnitt beschränkt bleiben auch typische Gutensteiner Kalke (vor allem im Raum Schönkirchen-Prottes Tief) und Übergänge zu deren Äquivalenten in Plattformfazies (Further Kalk, Steinalmkalk). Steinalmkalke treten auch in einer tieferen Schuppe der Göller Decke in der Bohrung Laaerberg 1 auf.

Das Einsetzen von dunklen Hornsteinkalken markiert den Beginn der Reiflinger Schichten des Ladin. In kontinuierlichen Profilen werden dieselben von helleren Hornsteinkalktypen abgelöst, denen dunkle Partnachmergel, aber auch grüne Tufflagen zwischengeschaltet sind.

Im Südteil der Göller-Decke wird diese ladinische Beckenfazies durch Plattformkarbonate in Form von Wettersteindolomiten (Bohrungen Himberg 1 und 2, Laxenburg 2, Gänserndorf T1, T2, T4 und ÜT1) vertreten.

In der Obertrias stellen in der gesamten Göller Decke die Lunzer Schichten des Karn einen ausgeprägten Marker dar, da sie für kurze Zeit die karbonatische durch eine terrigene Sedimentation unterbrechen. Graue Sandsteine in Form dickerer Bänke oder feinrhythmischer Lagen wechseln mit dunklen Tonschiefern. Darüber folgen bräunliche Opponitzer Kalke mit Zwischenlagen von Mergelschiefern. In Laxenburg 2 wurden auch dunkle Kalke mit reichlichen Muschelquerschnitten von Megalodonten festgestellt.

Das Nor beginnt in der gesamten Dekke mit Hauptdolomit. Zum Unterschied vom Frankenfels-Lunzer System ist derselbe mächtiger, einförmiger, generell mit weniger Gehalt an Tonsubstanz. Im Raum Schönkirchen Tief gliedert er sich in einen dunkleren, an grünlichen oder dunklen Tonlagen reicheren unteren und oberen Teil und einen helleren, einförmigen mittleren Teil. Gegen Süden zu werden höhere Teile des Hauptdolomits von einer Dachsteinkalk-Plattenkalkfazies vertreten (Gänserndorf Übertief, Wittau Übertief und vor allem im Bereich Himberg–Laxenburg). Diese Fazies reicht in das Rhät hinein und kann von Kössener Schichten mit der typischen fossilreichen, biodetritischen, z. T. oolithischen, dunklen, kalkigmergeligen Ausbildung abgelöst werden.

Die Ablagerungen des Jura der Göller Decke setzen erst in deren südlicherem Abschnitt ein und bilden dort einen beständigen von Zwerndorf/Tallesbrunn über Gänserndorf Übertief, Markgrafneusiedl, Glinzendorf bis Wittau Übertief verfolgbaren Trog, der sich im Raum Himberg-Laxenburg wiederfindet und am Westrand des Wiener Beckens bei Hirtenberg zutage tritt. Die Mächtigkeit des Jura, insbesondere des Malm, übertrifft hier die in der vorderen Kalkalpenzone. Der Lias ist hauptsächlich als Beckenfazies entwickelt und besteht aus grauen, mergeligen, z. T. sandigen Kalken und aus Spiculiten, die reichlich Schwammnadeln führen. In Laxenburg wird das Liegende dieser Graufazies aus bunten Kalken vom Typ der Enzesfelder Kalke gebildet. Der Dogger ist nicht schlüssig nachzuweisen. Blockbrekzien in Wittau ÜT1 mit bis Kubikmeter großen Blöcken, bestehend aus diversen Obertriaskalken, Grau- und Rotkalken des Lias sowie Filamentkalken, könnten eine den Strubbergschichten analoge Ausbildung darstellen. Viele Anzeichen sprechen dafür, daß die Bohrstrecken von Lias, rhätischen Mergeln, Hallstätter Kalk und Steinalmkalk in der Bohrung Zwerndorf T1 (Abb. 123), die dort unter dem Malmradiolarit erfaßt wurden, riesigen Blöcken aus einer Gleitmasse des mittleren Jura entsprechen. Sicheren stratigraphischen Boden betritt man erst wieder mit den roten, grünen und grauen Radiolariten und Kieselschiefern des Malm

mit relativ großer Mächtigkeit. Überlagert werden sie von Schichten mit einer ebenfalls mächtigen Graufazies des Malm, die als Oberalmer Schichten zusammengefaßt werden. Schlammkalke, biodetritische und gelegentlich mergelige Kalke bieten eine typische Mikrofazies, dominiert von Radiolariten, Schwammnadeln und Schwammrhaxen. In grobkörnigeren Anteilen erscheinen Einstreuungen von Seichtwasserelementen und Riffbildnern. Stellenweise (Glinzendorf T1, Tallesbrunn S1) enthalten die Kalke rötliche und bräunliche Anflüge als Anzeichen einer Annäherung an die Rotfazies („Wechselfarbige" Oberalmer Schichten). Bisher gibt es keinen sicheren Hinweis für ein Vorhandensein von Unterkreide.

Die Oberkreide auf der Göller Decke transgrediert über verschieden alte Schichtglieder, im Stirnbereich der Decke bis über Mitteltrias und Permoskyth. Sie hält sich allerdings im Südteil der Decke auffällig an die Erstreckung des Jura. Während die im Bereich von Prottes erbohrte Stirnregion der Gosauschichten marin entwickelt, ist, liegt die südlichere Oberkreide im Bereich der Glinzendorfer Mulde überwiegend in limnischer Fazies vor. Die Gosau von Prottes besteht aus einem rein klastischen, vermutlich dem Coniac/Santon zuzuordnenden tieferen Teil (Dolomitkonglomerat, Dolomitsandstein) und einem dem Campan angehörigen höheren Teil mit grünlichen Mergelkalken und reichlichen Brekzien aus Dolomitschutt. Die Oberkreide der Glinzendorfer Mulde besteht aus mächtigen grünlich-braunen, braunroten, violettroten Mergeln, zuweilen mit Landschnecken sowie aus Sandsteinen und bunten Konglomeratlagen, wobei unter anderem Jurakomponenten und Exotika in auffälliger Weise vertreten sind. Graue, kohlige Abschnitte treten vor allem in tieferen Anteilen auf. Die Mächtigkeit der Schichten kann 1200 m erreichen. Die Schichtfolge gehört nach datierbaren marinen Einlagerungen vor allem in Gänserndorf ÜT3 vorwiegend dem Campan-Maastricht an. Marines Coniac-Santon wurde in Heidenberg 1 nachgewiesen. Marine Gosau tritt auch in der Bohrung Laxenburg 1 auf.

Die höheren Kalkalpendecken

Die Darstellung der Schichtfolge der höheren Kalkalpendecken beruht auf einer Kombination von teils dicht erbohrten Abfolgen, wie im Gebiet Baumgarten–Zwerndorf–Schönfeld–Oberweiden–Tallesbrunn, teils auf Sektionen in isolierten Bohrlokationen im Südteil der Kalkalpenzone. Das Permoskyth entspricht dem der Göller Decke, nur im Raum Tallesbrunn könnten auch Salzlager eine Rolle spielen. Die Mitteltrias hat durchwegs Plattformcharakter und tritt im Bereich Schönfeld-Baumgarten als grauer, körniger Dolomit auf. Ein relativ umfangreiches Mitteltriasprofil bietet die Bohrung Tattendorf 1 im südlichen Wiener Becken mit einer Abfolge aus basalen, dunklen Dolomiten, die von immer heller werdenden Wettersteinkalken überlagert werden. Lunzer Schichten des Karn wurden in der Bohrung Oberweiden 1 angefahren. Stärker vertreten ist die Obertrias in Form mächtiger typischer hochalpiner Dachsteinkalke des Nor bis Rhät mit ausgeprägten Lofer-Zyklothemen (zyklische Abfolge aus Ablagerungen des Sub-Intra- und Supragezeitenbereichs; typisch entwickelt in den Loferer Steinbergen, Salzburg). Sie wurden vor allem in Oberweiden, Zwerndorf/Baumgarten, in Untersiebenbrunn und Breitstetten erbohrt. Die Obertrias von Tallesbrunn nähert sich eher dem Hauptdolomit. Die einzigen Vorkommen des Jura der höheren Kalkalpendecken finden sich als Karstfüllungen, bestehend aus Hierlatzkalk, in dieser Obertrias. Vereinzelt liegt Oberkreide in limnischer Fazies auf den höheren kalkalpinen Einheiten.

Kalkalpine Faziesdifferenzierung

Eine zusammenfassende Rekonstruktion der kalkalpinen, mesozoisch-alttertiären Faziesbereiche führt zur Feststellung eines auffälligen Fazieswechsels in Nord-Süd-Richtung (Tabelle 13). Fallweise vollzieht er sich aber auch in der Längserstreckung des generellen alpinen Streichens.

In der Mitteltrias geht innerhalb der Göller Decke eine nördliche Beckenfazies

(Gutensteiner/Reiflinger Kalke, Partnachschichten) gegen Süden in die Plattformfazies der Steinalm- und Wettersteinkarbonate über. Die Lunzer Schichten des unteren Karn der Obertrias, verbreitet im Tirolikum, greifen nur untergeordnet auf den höheren Kalkalpenabschnitt über (Oberweiden T1; Abb. 123). Im höheren Karn wechselt eine evaporitisch (anhydritisch, dolomitisch) betonte Fazies im Frankenfels-Lunzer System zu einer karbonatischen im Tirolikum. Im Nor vollzieht sich vom Bajuvarikum zum Tirolikum eine Abschwächung des kontinentalen Einflusses in Form von grünen, z. T. leicht sandigen Lagen. Gegen Süden zu wird der Hauptdolomit immer mehr durch Dachsteinkalke, schließlich mit Gehalt an Riffkomponenten ersetzt. Auch die Kössener Schichten des Rhät (oberste Trias) wechseln generell zu mächtigeren Dachstein- oder Plattenkalken.

Im Lias (Unterjura) ist ein alternierender Wechsel der Fazies vom N gegen S zu beobachten: Einer grauen Beckenfazies an der Alpenstirn (Allgäu-Schichten/Kieselkalk) folgt eine seichteres Wasser anzeigende Fazieszone (Hierlatzkalk, Rotkalk) und wieder eine graue Fazies, ähnlich der Alpenstirn, im südlichsten Anteil des Bajuvarikums (Bereich Schönkirchen Übertief). Die Fazies im Nordteil der Göller Decke könnte wieder eine Schwellenfazies sein (Komponenten von Hierlatzkalk in der Stirngosau von Prottes). Im Nordteil der Göller Decke setzt über basaler Rotfazies (Enzesfelder Kalk) wieder graue Beckenfazies ein. Ein ähnliches Verhalten zeigt der Dogger (Mitteljura) von N gegen S: graue mergelig-karbonatische Sedimente in Senkungszonen, bunte Filamentkalke oder Globigerinenoolithe in Schwellen- oder Tiefenschwellenbereichen. In südlicheren Anteilen der Göller Decke bewirken frühe Bewegungsvorgänge die Entstehung von Megabrekzien. Im Malm (Oberjura) sind geringmächtige bunte pelagische Sedimente im Norden verbreitet (Radiolarite, Saccocoma- und Calpionellenkalke). Im Süden, vor allem im Tirolikum, treten bunte Radiolarite und Kieselschiefer sowie Oberalmer Schichten, die sowohl Anklänge an Plattformentwicklung als auch pelagische Ausbildung haben können, auf. Unterkreide und tiefere Ober- kreide, die im Bajuvarikum sehr mächtig sein können, fehlen im Tirolikum.

Das Cenoman des Kalkalpennordabschnittes ist lateral stark differenziert. Litorale fossilreiche Klastika wechseln mit mergeligen Beckensedimenten. Das Cenoman geht ohne wesentliche Unterbrechung in das Turon und Senon über.

Die Oberkreide, vor allem ab dem Campan, zeigt eine Abfolge von limnisch-terrestrischer Entwicklung im Süden (Glinzendorfer Gosau) zu einer seichtmarinen und schließlich tiefmarinen Entwicklung im Norden. Das Paleozän besitzt tiefmarine Turbiditentwicklung.

III.3.2.2.4. Die Grauwackenzone

Ein Bohrnetz geringer Dichte erlaubt eine lithologische Gliederung in eine Zone mit überwiegend dunklen Kalkschiefern (z. B. Enzesdorf, Engelhartstetten, etc.) und in eine Zone mit Quarzkonglomeraten und dunklen Tonschiefern (Fischamend T1).

III.3.2.2.5. Die Zentralalpin-Tatride Zone

Abgesehen vom zentralalpinen Kristallin in der Bohrung Zillingtal 1 wurden in dieser Zone ausschließlich der mesozoische Sedimentmantel, sei es als Semmeringmesozoikum, sei es als tatride Mantelserie (das sind die mesozoischen Sedimente auf dem kristallinen tatrischen Kerngebirge), erbohrt. Eine fazielle Trennung zwischen beiden kann nicht gezogen werden. Die Schichtfolge setzt sich aus Quarziten des Permoskyth, Kalken und Dolomiten der Mitteltrias, Keupersedimenten der Obertrias, bestehend aus bunten Tonen, Quarziten und Dolomitlagen sowie dunklen Rhätkalken und dunklen sandigen Kalken des Lias zusammen.

III.3.2.3. Speichergesteine und Abdichtungsbedingungen

Von den angeführten Schichtfolgen erweisen sich nur bestimmte Gesteine als

fähig, Kohlenwasserstoffe zu liefern und zu speichern. Dabei spielt in wenigen Fällen eine primär vorhandene Porosität eine Rolle, sondern zumeist eine erst durch spätere mechanische Beanspruchung entstandene Kluftporosität.

In der Flyschzone erwiesen sich Turbiditgesteine des Paleozän und Eozän im Steinberggebiet als Speichergesteine: Glaukonitsandsteine und Sandsteine des Steinbergflysches. Sie besitzen eine intergranulare Porosität, aber ohne Zweifel ist auch ihre Gesamtporosität und Durchlässigkeit abhängig von der tektonischen Beanspruchung und damit der Kluftbildung. Daraus erklärt sich die unterschiedliche Fördermenge aus gleichen Horizonten in verschiedenen Feldabschnitten. Im Raum Hochleiten ist nur aus Klüften Förderung erzielbar.

Im Kalkalpin konnten Speichergesteinsverhältnisse bisher fast nur in triadischen Dolomiten angetroffen werden: Kohlenwasserstoffe wurden im Hauptdolomit und Dachsteindolomit festgestellt. Generell sind Abstufungen in der Porosität faziesabhängig: Dolomite, die mehr heterogen und reicher an Tonsubstanz sind (Frankenfels-Lunzer System), haben geringere Porosität als reinere Dolomite (Göller Decke). Eine günstige Rolle für die Durchlässigkeit spielt die Position der Dolomite im Scheitelbereich von Antiklinalen oder die Nähe zu tektonischen Störungen. Porositätswerte werden bei den Lagerstättenbeschreibungen angeführt.

Neben dem Hauptdolomit wäre der mitteltriadische Wettersteindolomit prädestiniert für ein gutes Speichergestein. Bis jetzt konnte er aber weder öl- noch gasführend angetroffen werden.

Geringe Speichergesteinsmöglichkeiten liegen im Hierlatzkalk (Aderklaa 82; Abb. 124 und 125) oder in völlig zerrüttetem Reiflinger Kalk (Schönkirchen T55; Abb. 126) vor.

Neben der Abdichtungsfunktion des Neogen über dolomitischen Speichern des kalkalpinen Untergrundes des Wiener Beckens, die das Vorhandensein von „Relieflagerstätten“ (z. B. Schönkirchen Tief, Aderklaa) bedingen, spielen kalkalpeninterne Abdichtungsmöglichkeiten eine wichtige Rolle. Sie bedingen das Vorhandensein von „Internlagerstätten“. Die wichtigsten abdichtenden Schichtfolgen sind Gosauschichten, wie sie in den Gießhübler und Glinzendorfer Mulden auftreten. Unter klastischer und mergelig-kalkiger Oberkreide und unter bis zu 800 m mächtigem Paleozän in mergelig-sandiger Turbiditfazies liegen die Internlagerstätten von Schönkirchen-Gänserndorf Übertief bzw. Aderklaa Tief. In diesen Bereichen erfüllen offensichtlich auch Mergelkalke des Neokom eine Abdichtungsfunktion. Klüfte in Trias- und Jurakalken sind zwar häufig kalziterfüllt, doch ist an eine permanente, effektive Abdichtung nicht zu denken.

In den vordersten Kalkalpenzonen können aller Voraussicht nach Losensteiner Schichten und ton- bzw. mergelreiche Abschnitte des Lias Dichtebarrieren bilden.

Die Abdichtung der Flyschlagerstätten erfolgt durch Mergelzwischenlagen, dürfte aber auch fallweise durch lateral stärkere Zementation der Sandsteine oder aber auch mangelnde Klüftung gegeben sein.

III.3.2.4. Bau und Strukturbildung im alpin-karpatischen Beckenuntergrund

III.3.2.4.1. Die strukturelle Gliederung des Untergrundreliefs

Bei der Definition der Strukturen an der Neogenbasis ist in Betracht zu ziehen, daß dieselbe unterschiedlich ist von denen seichterer Bereiche. Während der Beckenuntergrund von tektonischen Vorgängen im älteren und jüngeren Neogen mit oft voneinander abweichenden Richtungen der Strukturelemente betroffen ist, sind die meisten jüngeren Neogenhorizonte tektonisch weniger akzentuiert. Andererseits können junge Strukturelemente, wie z. B. schmale Grabenzonen gegen unten verschwinden. Dieses Faktum ist beim Vergleich einer Darstellung der oberflächennahen Strukturzonen und Brüche (Abb. 109, Beilage 2) mit der Darstellung des Untergrundreliefs (Beilage 3) zu berücksichtigen.

Generell sind randliche Horstzonen durch große Brüche von tiefen Depressionszonen, vor allem entlang der West-

flanke des Beckens, getrennt. Die Längsachse wird durch eine Reihe von Hochzonen markiert.

Die ausgedehntesten Randschollen der Westflanke des Wiener Beckens sind im Norden die Poysbrunner und die Mistelbacher Schollen, die voneinander durch den Schrattenberger Bruch getrennt sind und im Süden die Mödlinger Scholle. An die Mistelbacher und Mödlinger Schollen schließen, begrenzt durch den Steinbergbruch und dessen südlichere Ersatzbrüche mit ihrer rechtssinnig ausschreitenden Kulissenanordnung sowie durch das Bisamberg-Leopoldsdorfer Bruchsystem, die Zistersdorfer, Großengersdorfer und Schwechater Depressionen an.

Die mediane Hochzone zieht sich im NNE vom Hodonin-Gbely-Horst kommend über den Rabensburger Sporn, dem Eichhorner Rücken bis zur Matzener und Aderklaaer Hochzone im SSW. Im südlichen Wiener Becken liegt isoliert das Wienerherberg-Enzersdorfer Hoch. Im Osten des Wiener Beckens ist diese mediane Hochzone vom Marchfelder Tief – wobei der Markgrafneusiedler Bruch teilweise eine trennende Rolle spielt – sowie von der Drösing-Kuty-Depression begrenzt. Vor Einsatz der nächstfolgenden Absenkung im Osten liegt die Tallesbrunn-Zwerndorfer Aufwölbung. Ein bis in jüngste Zeit sich absenkendes Grabensystem zieht die Ostflanke von SSW gegen NNE entlang, bestehend aus dem Wiener Neustädter Becken, den Mitterndorfer und Lasseer Senken mit Fortsetzung in den Zahor-Plavecky Graben in der Slowakei. Die östliche Begrenzung dieser Zone bilden gleichzeitig die östlichen Randbrüche, vertreten vor allem durch den Pottendorfer Bruch und das Kopfstetten-Engelhartstettener Bruchsystem. Von diesen Brüchen steigt der Untergrund in den Ostrandschollen kontinuierlich bis zur Oberfläche gegen Osten an.

Für die Akkumulation von Kohlenwasserstoffen im Flysch des Untergrundes des Wiener Beckens sind das Steinberghoch und die Hochzonen von Hohenruppersdorf-Pirawarth-Hochleiten von Bedeutung (Beilage 3). Auch das Hochgebiet um Paasdorf zeigte eine, bisher allerdings unwirtschaftliche, Gasführung. Der Matzen-Spannberger Untergrundrücken ist zufolge der mangelnden Speichergesteinsfähigkeiten der Flyschsedimente bedeutungslos geblieben.

Kohlenwasserstofflagerstätten im kalkalpinen Untergrund sind an die Hochzonen von Aderklaa-Hirschstetten (Frankenfels-Lunzer System), Schönkirchen-Prottes (Göller Decke) und Zwerndorf-Baumgarten (Höhere Kalkalpendecken) gebunden (Beilage 3). In den Hochzonen von Oberlaa und Laxenburg (Göller Decke) auf der Mödlinger Hochscholle konnte es zufolge eines sehr wirksamen, im Zusammenhang mit Oberflächenwässern stehenden Zirkulationssystems zu keiner Öl- oder Gasführung kommen. Einzelne Reliefhochs im zentralen Wiener Becken (z. B. Breitstetten, Raasdorf) führen nur Salzwasser in Obertriasdolomiten.

III.3.2.4.2. Der Internbau des alpin-karpatischen Untergrundes

Eine Reihe von Bohrungen haben in externen Einheiten, vor allem aber in der Flyschzone, im Kalkalpin aber auch im Zentralalpin großtektonische Informationen erbracht. In KW-führenden Gebieten wurde durch höhere Bohrdichte auch Einblick über alpeninterne Teilstrukturen gewonnen. Feinstratigraphische Untersuchungen an Kernen und Spülproben, Berücksichtigung von Geopetalgefügen zur Feststellung von aufrechter oder verkehrter Lage von Sedimenten sowie Schichtneigungsmessungen führten zur Ermittlung der Lagerungsverhältnisse und zu Deutungen des tektonischen Baues.

Die strukturellen Verhältnisse externer alpin-karpatischer Zonen im Wiener Bekken wurden durch wenige Bohrungen erfaßt. Sicher erfolgten, wie die Übertief-Bohrungen von Zistersdorf und Maustrenk zeigen, starke Verformungen derselben unter der Überschiebungsfläche des Flysches. In der Bohrung Aderklaa UT1a wurde die Überschiebung des letzteren über Paläogen der Steinitzer Zone erbohrt (Abb. 132, Beilage 8).

Die Kenntnis der Strukturverhältnisse im Flysch ist vor allem im Steinberggebiet

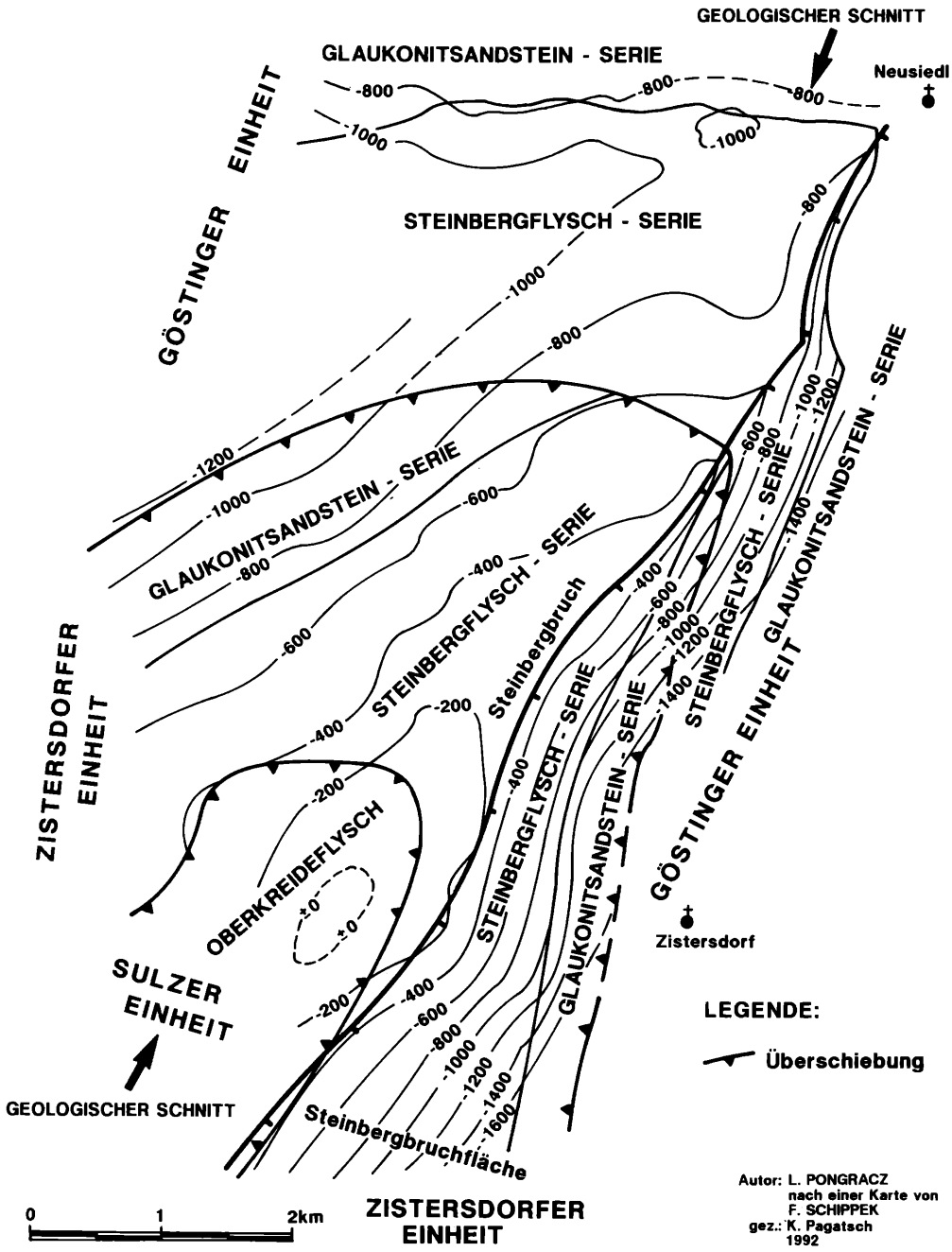


Abb. 121. Strukturkarte der Oberkante Flysch, Relief- und Steinbergbruchfläche (L. PONGRACZ 1984, nach einer Karte von F. SCHIPPEK)

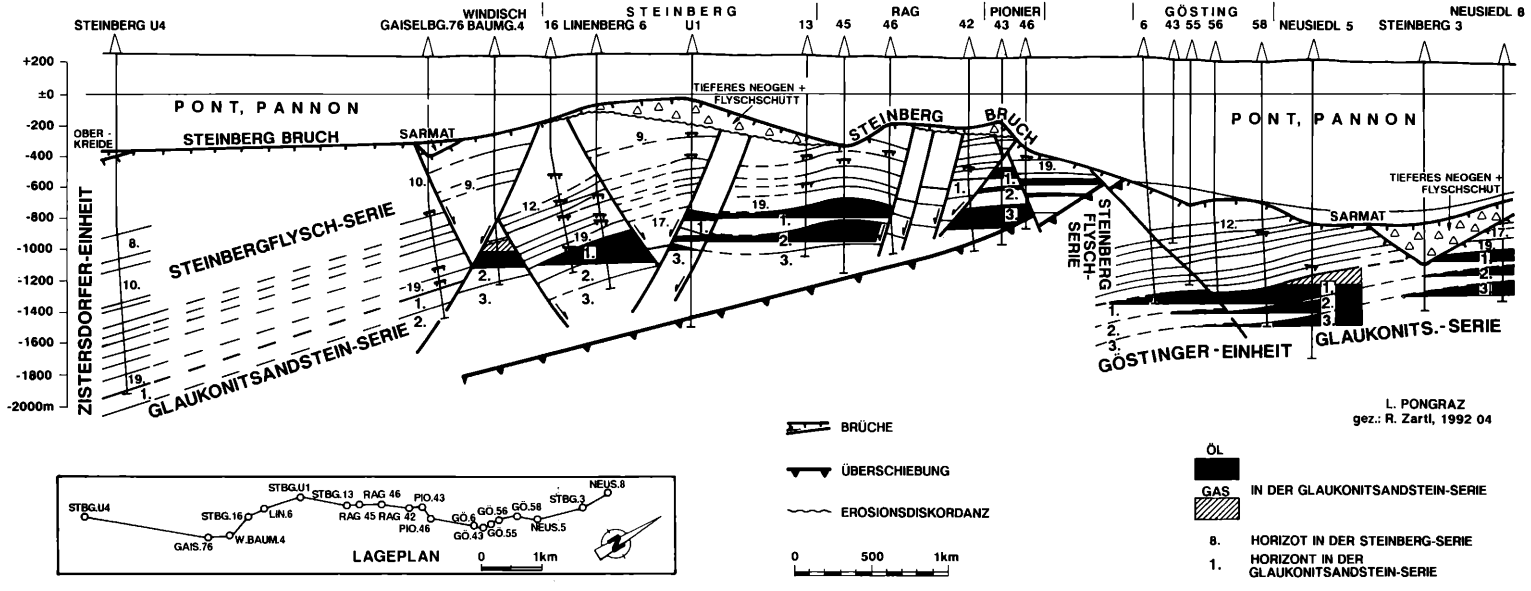


Abb. 122. Geologischer Schnitt durch den Flysch des Steinberggebietes entlang des Steinbergbruches (nach L. PONGRACZ 1984)

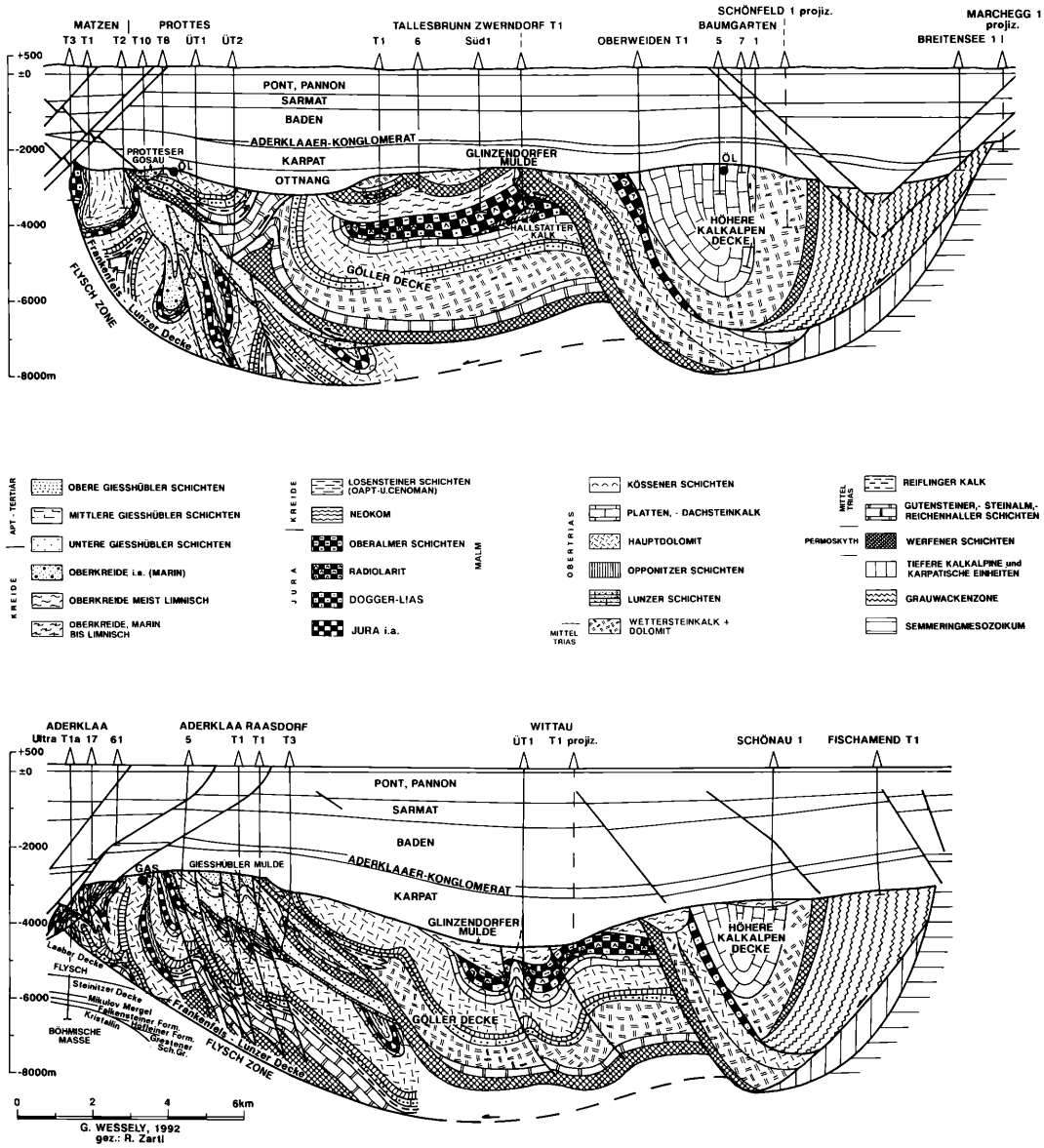


Abb. 123. Geologische Schnitte durch den kalkalpinen Beckenuntergrund von Matzen-Prottes-Baumgarten und Aderklaa-Wittau-Fischamend

weit fortgeschritten und beruht auf vielen Korrelationsmöglichkeiten und Schichtneigungsinformationen von Bohrlochmessungen. Demnach liegt ein relativ einfacher Schuppenbau mit flach gelagerten Schubelementen vor (Abb. 121 und 122). Hingegen sind zahlreiche Bruchversetzungen festzustellen, deren Alter als früh- oder vorneogen anzunehmen ist. Naturgemäß spielen sie bei der Lagerstättenverteilung eine Rolle. Unruhiger sind die Lagerungsverhältnisse im Flysch von Hochleiten-Pirawarth, wenig geklärt noch im Raum Matzen-Spannberg.

Im Kalkalpin ändert sich der interne Baustil von Norden gegen Süden in der

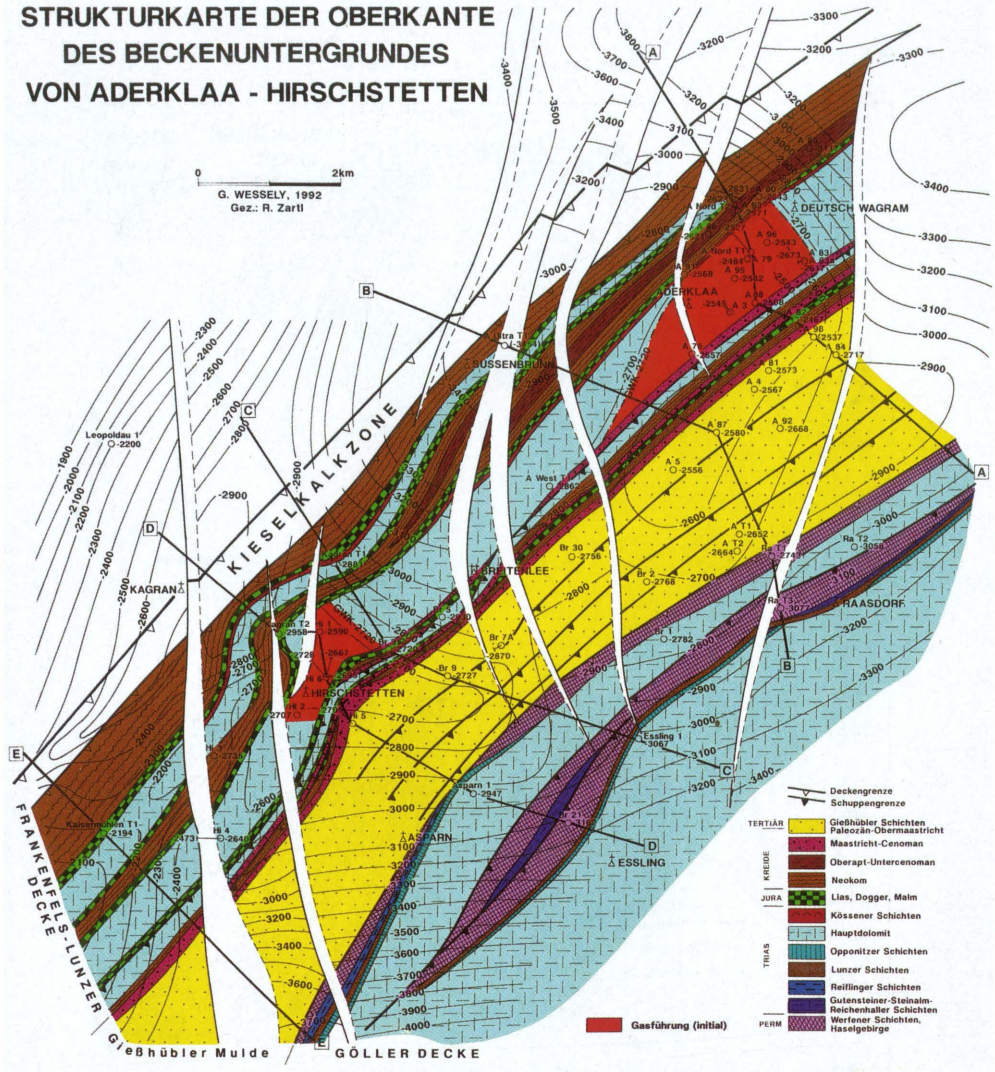


Abb. 124. Strukturkarte der Oberkante des Beckenuntergrundes von Aderklaa-Hirschstetten

Weise, daß die tieferen Einheiten zufolge der geringeren Mächtigkeiten der Schichtfolgen und ihres hohen Anteiles an weniger kompetenten, plastischer reagierenden Gesteinen, vor allem des Jura und der Kreide, stärker zu einem Falten- und Scherkörperbau verformt sind (Beilage 4). Mit Zunahme der Mächtigkeit starrer karbonatischer Anteile gegen Süden wird auch der Bau etwas weitläufiger (Abb. 123).

Die Strukturen des Frankenfels-Lunzer Deckensystems sind aus den Bereichen Wien-Kaisermühlen, Hirschstetten, Breitenlee, Aderklaa (Abb. 124 und 125); Reyersdorf-Schönkirchen-Matzen (Abb. 126 und 127) gut bekannt. Der gesamten Stirnzone gemeinsam ist die steile bis rücküberkippte Lagerung der Überschiebungsfläche und stirnnaher Strukturen.

Der Raum zwischen Wien und Aderklaa zeigt in seiner strukturellen Anlage auffällige Übereinstimmungen mit dem nördlichen, kalkalpinen Wienerwald in Form einer komplexen stirnnahen Zone

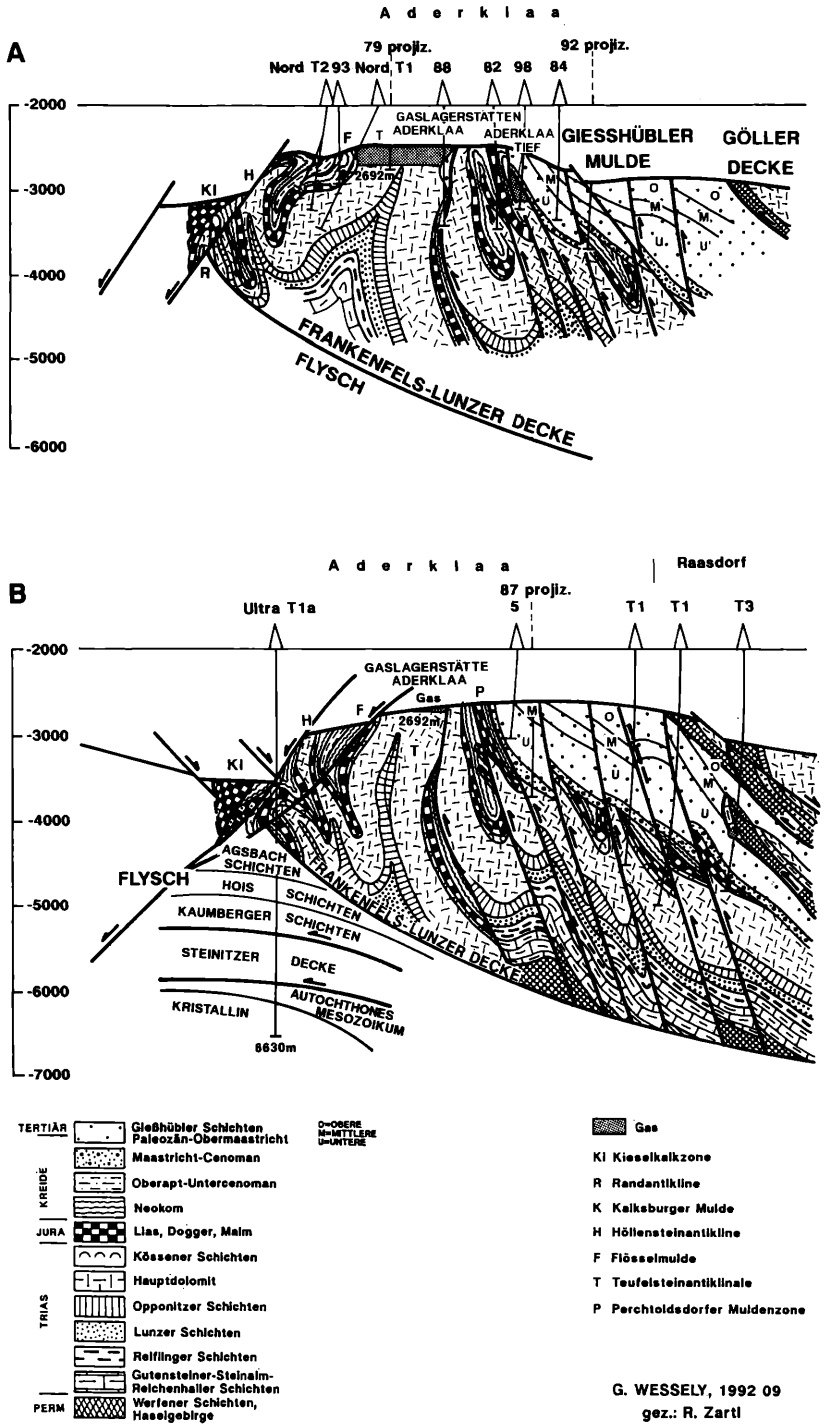


Abb. 125. Schnittserie durch den Beckenuntergrund von Wien-Nordost und Aderklaa

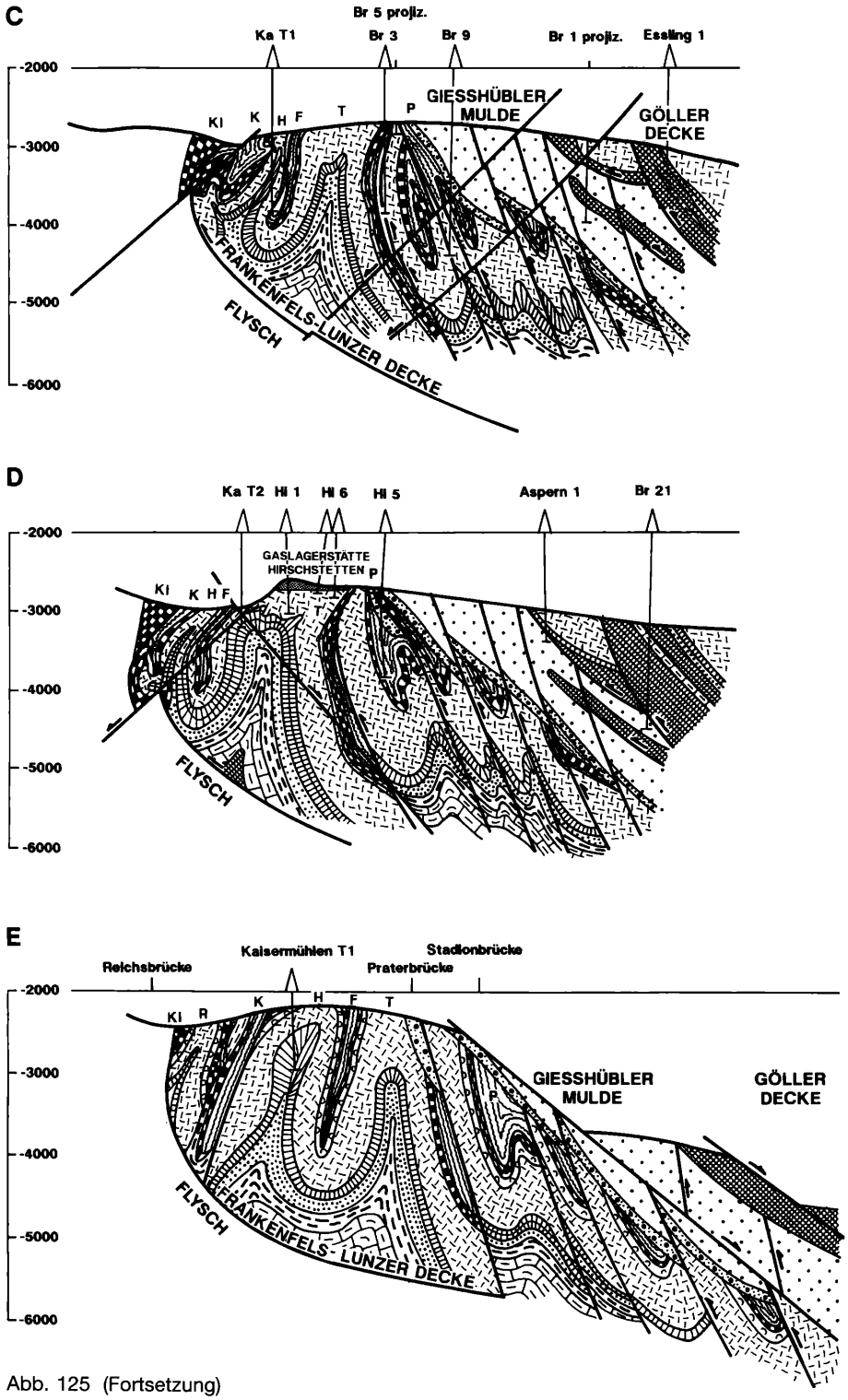


Abb. 125 (Fortsetzung)

und Analoga der Höllensteinantiklinale, Flösselmulde, Teufelsteinantiklinale, Perchtoldsdorfer Schuppenzone und der Gießhübler Mulde. Die Stirnzone wurde u. a. in der Bohrung Aderklaa UT1a (Abb. 132) angetroffen und zwar mit schmalen Hauptdolomitantiklinalen, ummantelt von Rhät, Lias in Kieselkalkfazies und Unterkreide. In Aderklaa NT2 wurden auch Losensteiner Schichten erfaßt (Abb. 125). Die Höllensteinantiklinale ist vertreten durch Anhydrit des Karn (Kagran T1) und Hauptdolomit im Antiklinalkern (Kaisermühlen T1). Nach der, der Flösselmulde analogen Mulde, bestehend aus Rhät, Jura und Unterkreide, folgt als erstes starreres Element dieser Decke die „Aderklaaer Antiklinale", vergleichbar mit der Teufelsteinantiklinale des südlichen Wiener Waldes. An den Hauptdolomitkern dieser aufrecht stehenden Falte sind die Gaslagerstätten Aderklaa und Hirschstetten als Relieflagerstätten gebunden. Ihre Südflanke bildet das Widerlager für die südlich anschließende Schuppen- und Faltenzone, deren Sedimentverband vom Hauptdolomit bis ins Neokom und vom Cenoman bis in die höhere Oberkreide reicht. Hierlatzkalk innerhalb dieser Schuppenzone lieferte geringe Gas- und Ölmengen.

Diese Zone setzt sich unter der oberkretazisch-paleozänen Sedimentdecke der Gießhübler Mulde fort. In einem Hauptdolomitkörper unter derselben liegt Gasführung vor, gefördert in den Bohrungen Aderklaa 81 und 98. Südlich davon wurde unter der Gießhübler Mulde noch keine Gasakkumulation im Hauptdolomit erschlossen. Die Oberkreide-Paleozänsedimente sind durch Aufschiebungen gestört. Während der Paleozänsedimentation setzte bereits der Überschiebungsvorgang der Ötscher Decke ein. Wie aus der Bohrung Raasdorf T3 ersichtlich ist, sind Anteile der Ötscher Decke in die Paleozänsedimente eingeglitten und später wieder zusedimentiert worden (Abb. 123 und 125). Diese Anteile bestehen aus Permoskyth, karbonatischer Mitteltrias und transgressiver Oberkreide. Die Mitteltrias erbrachte eine begrenzte Gasförderung.

Die alpinen Strukturelemente tauchen gegen Osten zu schräg unter die Sedimente der Gießhübler Mulde, sodaß im Raum Schönkirchen bereits nördlichere Anteile von diesen Sedimenten bedeckt sind (Abb. 126, 127).

Der strukturelle Bau des Gebietes Schönkirchen–Reyerdorf–Matzen–Prottes gliedert sich von NW nach SE in eine Reihe von Strukturelementen (Beilage 4). Die hier im Stirnbereich durchgeführten Bohrungen zeigen, daß stärkere Abscherungen stirnnaher Anteile stattgefunden haben. Einen durchgehenden Verlauf besitzt erst die tiefgreifende Reyersdorfer Mulde mit einer Füllung von Jura, Neokom und mächtigen Losensteiner Schichten des Alb-Cenoman. Als tragendes Strukturelement folgt die Reyersdorfer Antiklinale. Ihr Kern besteht aus Hauptdolomit mit der Öl- und Gaslagerstätte Reyersdorf, die durch eine Reihe von Bohrungen erschlossen ist (Abb. 128). Die Südflanke der Reyersdorfer Antiklinale besitzt eine steile bis überkippte, z. T. sigmoidale Lagerung. Sie ist durch Blattverschiebungen quer zum Streichen gegliedert, am deutlichsten erkennbar durch die Bohrung Schönkirchen T80 und deren Ablenkung Schönkirchen T80b. An einer derartigen Blattverschiebung ist die Kohlenwasserstoff-Führung zwischen Schönkirchen T46 und Schönkirchen T54 gegen SW zu abgeschnitten. Die Reyersdorfer Antiklinale wird im SE begleitet von einer tiefen Einmuldung, gefüllt durch eine geringmächtige Jura-Neokomfolge sowie durch Oberkreide und Paleozän (Abb. 127 und Beilage 4). Es folgt eine durch Aufschiebungen stark gestörte Faltenzone („Schönkirchener Tiefensynklinorium"), an die schließlich die ausgeprägte „Schönkirchener Tiefenantiklinale" mit ihrem Hauptdolomitkern mit der Gaslagerstätte Schönkirchen Übertief (Abb. 128) grenzt und der, durch eine Aufschiebung getrennt, auch die Gaslagerstätte „Gänserndorf Übertief" enthält. Diese wird von der Oberkreide-Paleozänauflage bis zum Dolomitkern gekappt (Beilage 4). Der Schwerpunkt der Paleozänsedimentation hat sich in Schönkirchen zum Unterschied von Aderklaa auf die oberen Gieß-

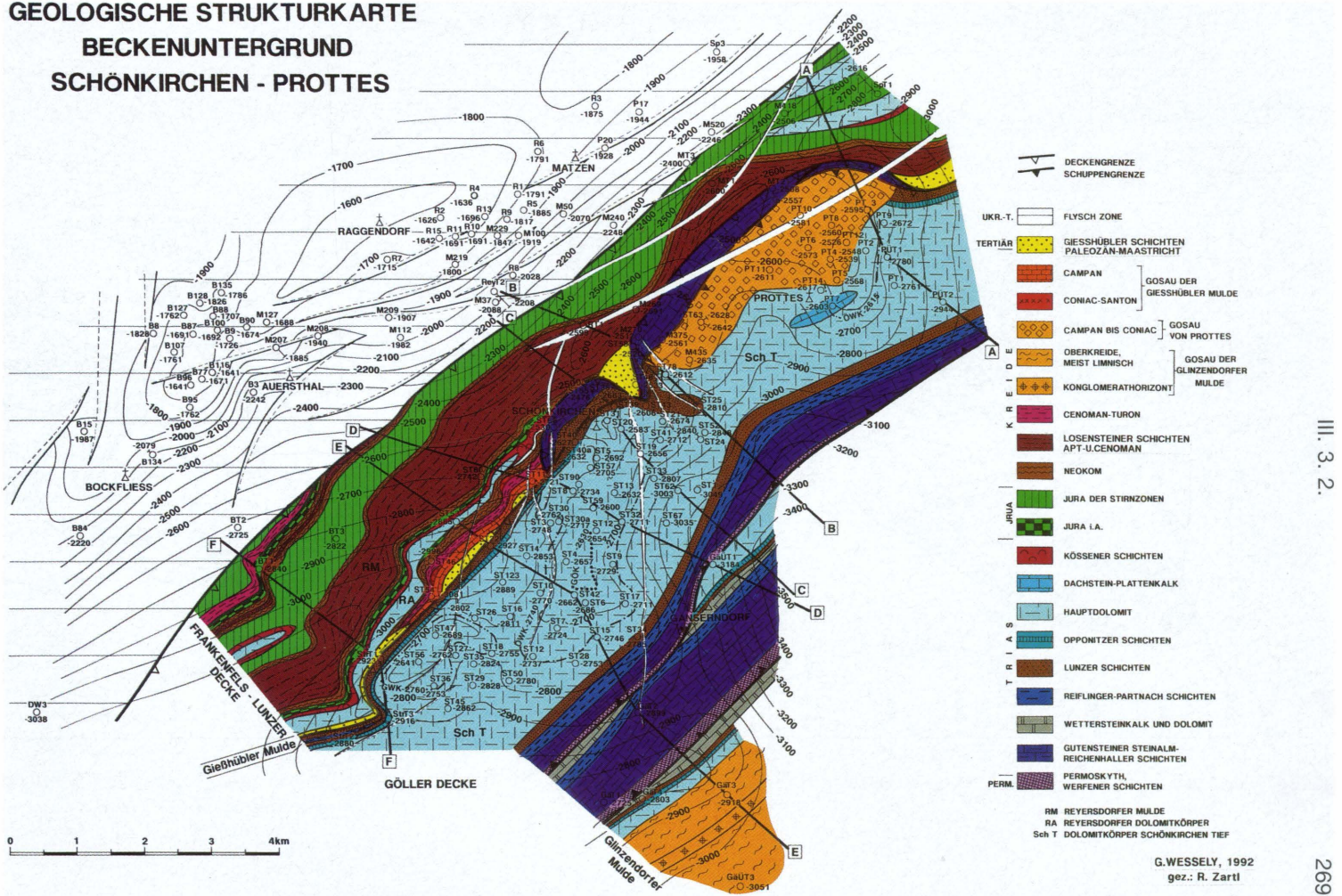
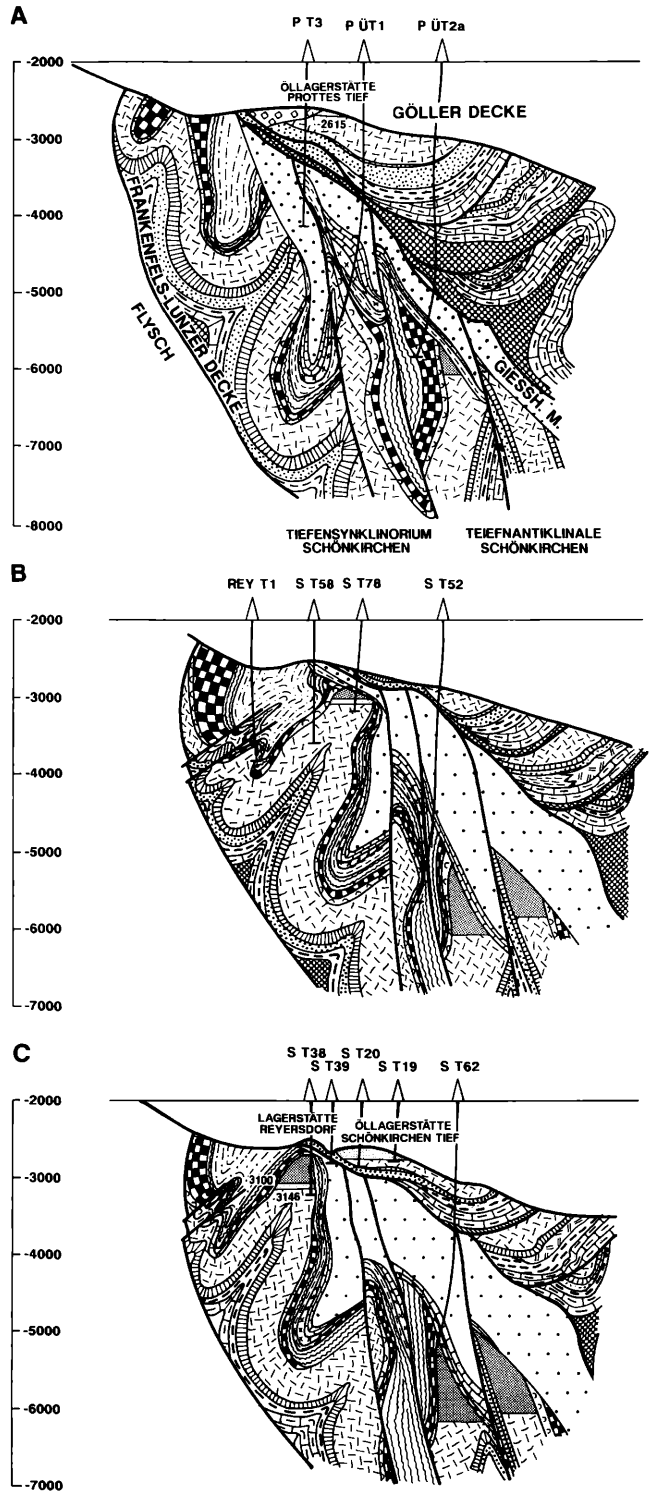


Abb. 126. Strukturkarte der Oberkante des Beckenuntergrundes von Schönkirchen-Prottes


A
P T3
P ÜT1
P ÜT2a
-2000
-3000
-4000
-5000
-6000
-7000
-8000
ÖLLAGERSTÄTTE PROTTES TIEF
2615
GÖLLER DECKE
FRANKENFELS-LUNZER DECKE
FLYSCH
GIESSH. M.
TIEFENSYNKLINORIUM SCHÖNKIRCHEN
TIEFENANTIKLINALE SCHÖNKIRCHEN
B
REY T1
S T58
S T78
S T52
-2000
-3000
-4000
-5000
-6000
-7000
C
S T38
S T39
S T20
S T19
S T62
-2000
-3000
-4000
-5000
-6000
-7000
LAGERSTÄTTE REYERSDORF
ÖLLAGERSTÄTTE SCHÖNKIRCHEN TIEF
3100
3146

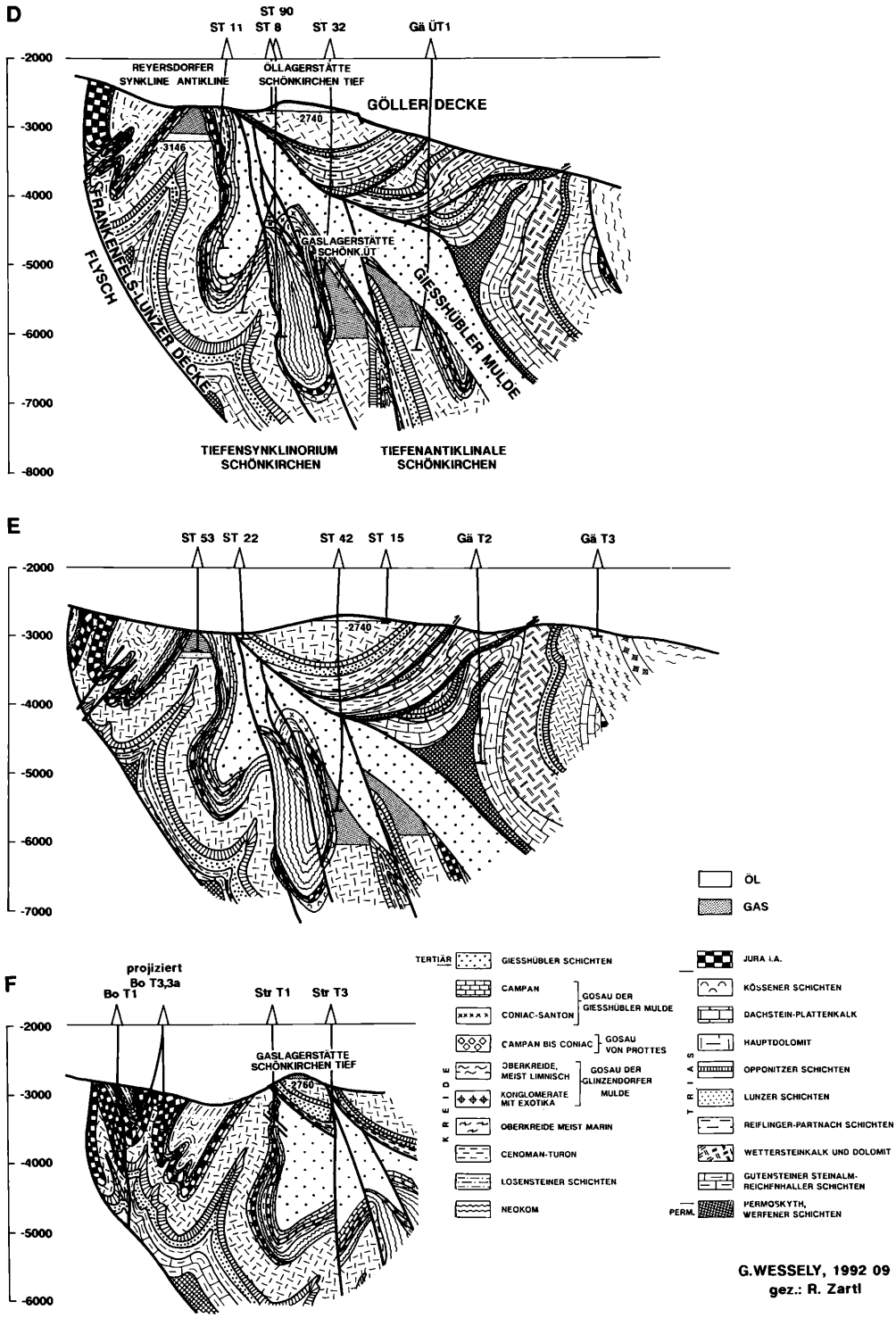


Abb. 127. Schnittserie durch den Beckenuntergrund von Schönkirchen – Prottes – Straßhof

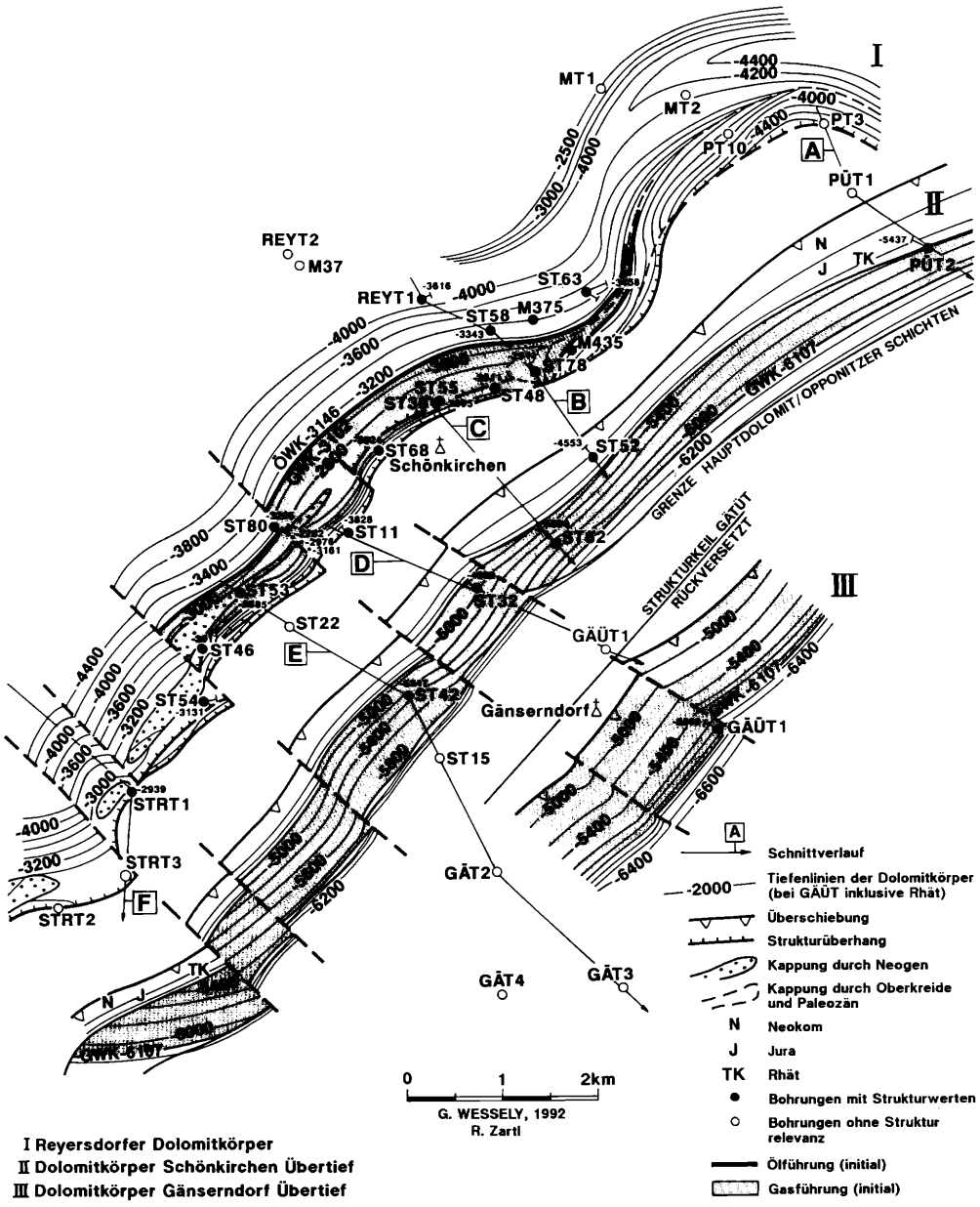


Abb. 128. Strukturkarte der Oberkanten der Hauptdolomitkörper von Reyersdorf, Schönkirchen Übertief und Gänserndorf Übertief

hübler Schichten verlagert. Wie in Aderklaa versetzen eine Reihe von „Aufschiebungen" sowohl die Gießhübler Muldenfüllung als auch deren Unterlage. Sie gehen aber nicht durch die darüberlagernde Ötscher Decke hindurch, stellen vermutlich daher Unterfahrungsbahnen dar, wobei das jeweils nördlichere Schubelement unter das südlichere unterhalb der Göller Decke hinabgezogen wird. Horizontalverschiebungen sind jedoch nicht auszuschließen.

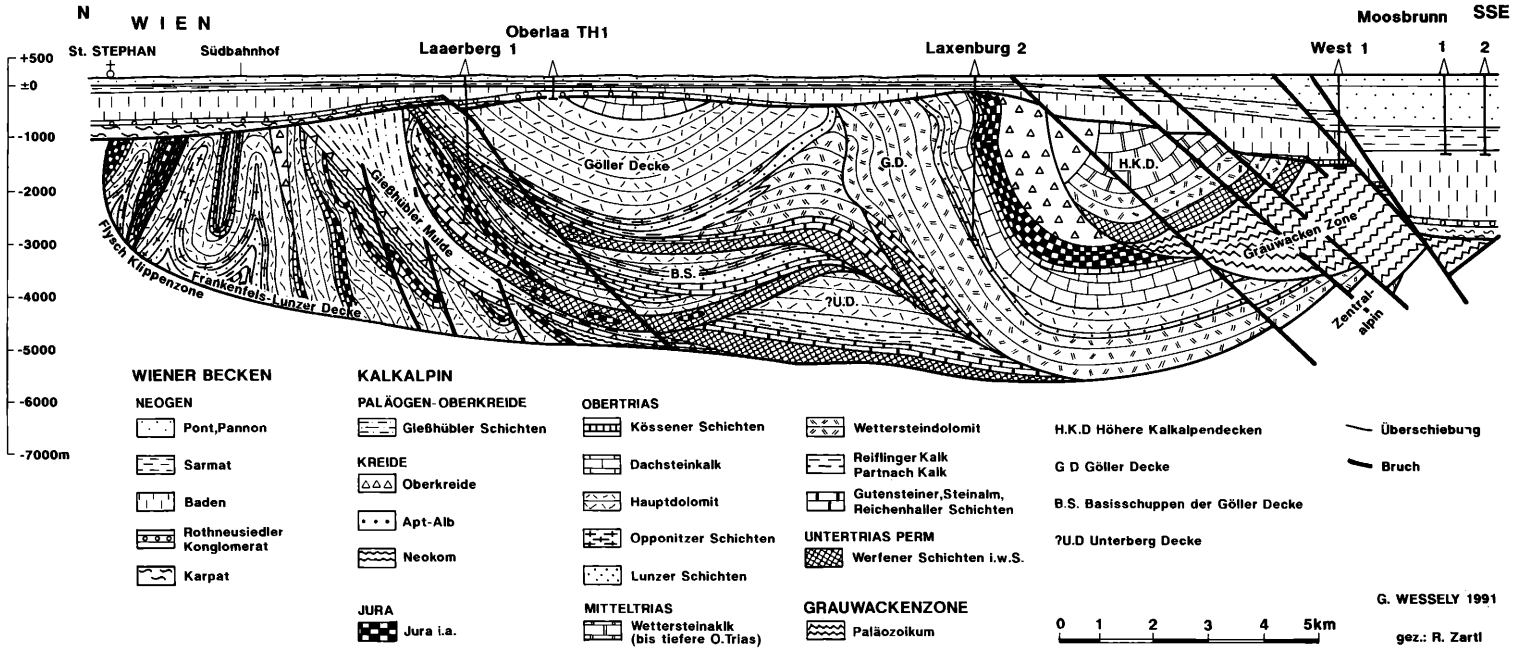


Abb. 129. Geologischer Schnitt durch das Neogen und den kalkalpinen Beckenuntergrund des Bereiches Wien–Laxenburg–Moosbrunn

Eine Verfolgung der Strukturelemente des Frankenfels-Lunzer Systems von SW nach NE zeigt, daß dieselben ab dem Raum Aderklaa schräg unter die Auflagerung der Gießhübler Sedimente abtauchen (Abb. 124 und 126). Nach der Position des Losensteiner Muldenzuges als Bezugselement müßte die Reyersdorfer Antiklinale der Höllensteinantiklinale entsprechen. Der Trend des Abtauchens immer nördlicherer Strukturelemente unter die Gießhübler Mulde gegen NE zu ist nachweisbar an Hand des schrägen achsialen Abtauchens der Reyersdorfer Antiklinale zwischen Reyersdorf und Prottes (Abb. 127, Profile C-A).

Die Überschiebungszone und die Verbreitung der Göller Decke läßt sich zwanglos vom Beckenrand in das Wiener Becken verfolgen (Beilage 13). Dies zeigen u. a. am besten die auf der Mödlinger Scholle liegenden Bohrungen Laaerberg 1 und Laxenburg 2 (Abb. 129). In Laaerberg 1 überschiebt die Haupteinheit der Göller Decke mit einer Schichtfolge vom Hauptdolomit bis zum Permoskyth (inklusive basaler, kalkalpenfremder Schürflinge) eine Schuppenzone vergleichbar derjenigen im Vorfeld der Lindkogelschuppe. Die Bohrung Laxenburg 2 erfaßte den sigmoidal steilgestellten, bereits von Jura bedeckten Südteil der Göller Decke (in Laxenburg 1 liegen darüber auch Gosauschichten). Zwischen den Bohrungen Laaerberg und Laxenburg breitet sich die vom Anninger bekannte Synklinalzone mit Hauptdolomit und Rhät im Synklinalkern aus (Bereich Oberlaa). Unterhalb dieser Zone vollzieht sich der nord-südliche Übergang von geringmächtiger mitteltriadischer Ausbildung in eine solche mit mächtigem Wettersteindolomit (Abb. 129, Beilage 13). Überschiebung, Muldenzone, mitteltriadischer Fazieswechsel und südlicher Jurastreifen mit Gosauauflagerung setzen sich in die Tiefscholle des Leopoldsdorfer Bruches fort. Der Stirnbereich wurde vor allem im Raum Breitenlee-Aderklaa erfaßt, wo er durch Schuppung zusätzlich gestört ist.

Die Überschiebung der Göller Decke über die Gießhübler Mulde erbrachte im Raum Aderklaa nur eine teilweise, im Raum Schönkirchen eine fast völlige Überdeckung der Oberkreide-Paleozänsedimente (Beilage 3). Der Stirnbereich der Göller Decke im Raum Schönkirchen-Gänserndorf zeigt eine starke Zusammenschuppung des permotriadischen Sedimentstapels. Die vorderste Zone wird von einer Einmuldung mit Hauptdolomit im Muldenkern gebildet, in dem sich in erhöhter Reliefposition die Öl- und Gaslagerstätten von Schönkirchen Tief und Prottes Tief befinden. Dieses vorderste, Muldenform aufweisende Element liegt über allen übrigen Schubeinheiten. Im Raum Prottes trägt es ein in seiner Mächtigkeit stirnwärts divergierendes Gosauvorkommen, das offensichtlich ein Anschlußrelikt des Südabschnittes der Gießhübler Gosau darstellt. Diese Annahme legt nahe, daß dieser nördlichste Deckenanteil nicht ein von Süden nach vorne geglittenes höheres Element darstellt, sondern daß er einer sekundären Rücküberschiebung des Stirnabschnittes der Dekke zuzuschreiben ist (Abb. 127 und Beilage 4). Dies trifft vermutlich auch auf tiefere Schuppen zu. Die südlicher gelegenen Bohrungen Gänserndorf T2 und T4 zeigen eine starke Steilstellung der Schichten bevor sich die übliche flache Lage der Göller Decke einstellt, die bis zur Überschiebung der höheren Kalkalpendecken anhält. Dies läßt sich an der flachen Lage der Trias in Gänserndorf ÜT3 und aus dem flach gelagerten, sogar südwärts ansteigenden Jura der Göller Decke in Tallesbrunn T1, S1 und Zwerndorf T1 ablesen. Ähnliches sagen die Bohrungen im Raum Markgrafneusiedl und Wittau aus.

Auf dem Rücken der Göller Decke liegt, diskordant über verschieden alten Schichten, die Gosaumulde von Glinzendorf eingesenkt (Beilage 4 und Abb. 123). Die Nordflanke der Mulde ist stark steilgestellt bis überkippt (Bohrungen Markgrafneusiedl und Gänserndorf ÜT3). In allen Gebieten zwichen Wittau und Tallesbrunn sprechen Anzeichen für Aufschiebungen, die die Oberkreide, teilweise aber auch deren Unterlagen, betreffen. Dies könnte in günstigen Hochlagen Fallenbildung in der Gosauunterlagerung bewirken. Ein

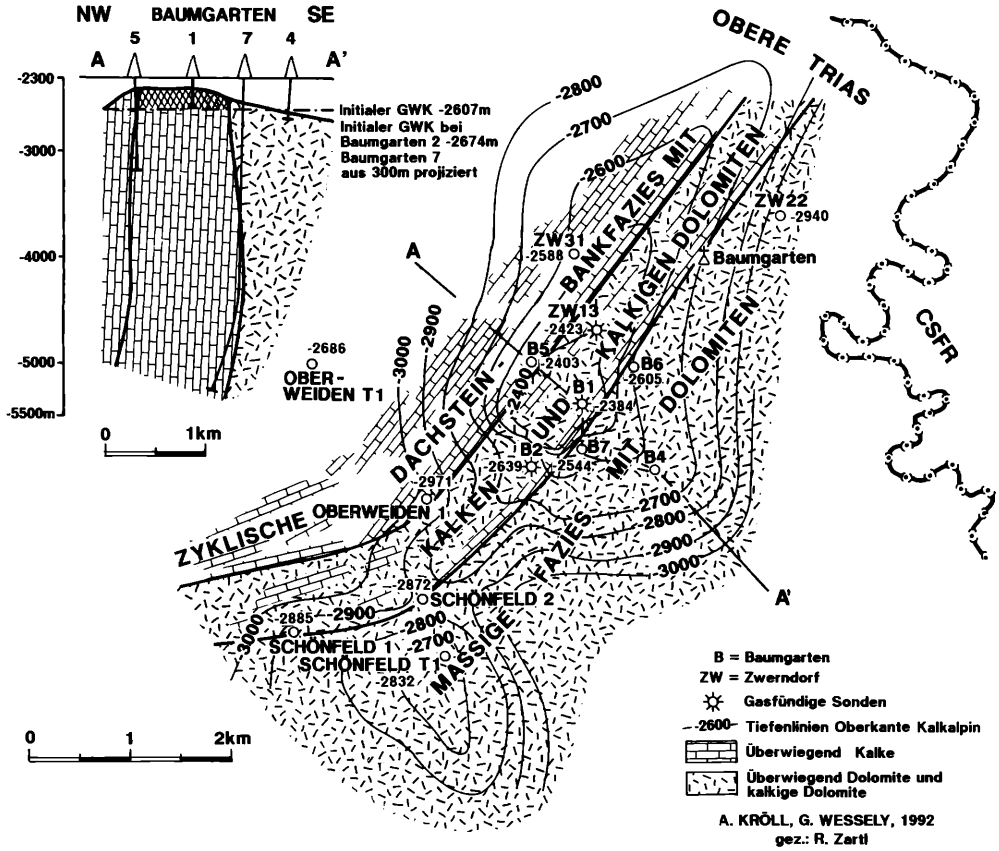


Abb. 130. Strukturkarte und geologischer Schnitt durch die Gaslagerstätte im kalkalpinen Beckenuntergrund von Zwerndorf-Baumgarten

Test in Markgrafneusiedl 1 erbrachte in Konglomeraten der Oberkreide Gaszufluß wenn auch mit geringer Dauer. Im Raum Tallesbrunn ist gegen Süden zu ein Anstieg der Gosauschichten gegen die Überschiebung der höheren Kalkalpendecken feststellbar (Abb. 123).

Die Grünbach-Glinzendorfer Gosauzone bildet die Grenze zu den höheren Kalkalpendecken. Vorausgleitende Schollen derselben bedecken Teile der Gosau bei Tallesbrunn (Abb. 123). Generell sind Strukturen und tektonische Aufgliederungen in den höheren Kalkalpendecken wegen der isolierten Bohrinformationen schwierig zu erkennen.

Vom Rand des südlichen Wiener Bekkens her gegen Osten ist eine Fortsetzung der höheren Kalkalpendecken durch die Bohrung Tattendorf 1 in Form der Schneebergdecke mit Wettersteinkalken und -dolomiten gegeben. Diese Gesteine, gegen unten immer dunkler werdend, vertreten vermutlich bereits Anteile des Anis und sind zuunterst mit schwarzen Schiefern der Grauwackenzone verschuppt. Die Bohrinformationen in nordöstlicher Fortsetzung sind spärlich, erst im Raum Zwerndorf-Baumgarten wurde durch ein etwas dichteres Bohrnetz eine höhere Kalkalpeneinheit festgestellt. Es wurden mächtige, überwiegend senkrecht gestellte Dachsteinkalke in Synklinalform angetroffen (Abb. 123 und 130). Im Südosten ist diese Synklinale begrenzt durch Wettersteindolomite (Schönfeld 1, Schönfeld T1, Baumgarten 7), die Nordwestflanke der Synklinale ist weggeschert und statt

Wettersteindolomit wurde ein nachträglich steilgestellter Gleithorizont von Lunzer Schichten über einen Radiolarit des Malm in der Bohrung Oberweiden T1 gefunden (Abb. 130). Dies könnte darauf hindeuten, daß Überschiebungsvorgänge nicht nur in kretazisch-tertiärer Phase stattfanden, sondern daß triadische Schollen oder Schollensysteme schon während der Jurazeit in ein sich eintiefendes Becken eingeglitten sein könnten. Dieses Phänomen würde auch das Vorhandensein von Bohrstrecken in Zwerndorf T1, bestehend aus Steinalmkalk, Hallstätter Kalk, Rhätmergeln und Lias im Jura des Tirolikums, erklären (Abb. 123). Die Unterlagerung dieses vermutlichen Schollenkomplexes wurde nicht erbohrt. Die obige Erklärung stimmt mit einer in Wittau ÜT1 erbohrten Blockentwicklung im Jura überein. Nach Ablagerung der Gosauschichten wurde die aus Permoskyth und Obertrias bestehende Deckscholle von Tallesbrunn über diese Gosauschichten geschoben. In den Überschiebungsteppich sind vom Tirolikum losgerissene Jurafetzen eingelagert. Die steilgestellte Dachsteinkalkmulde von Zwerndorf/Baumgarten enthält ein Gasfeld, das an dolomitische Abschnitte bzw. Lagen gebunden ist. Infolge deren ebenfalls senkrechter Lagerung sind verschiedene primäre Gas/Wasserkontakte feststellbar.

Die mit den höheren Kalkalpendecken konforme Verbreitung der Grauwackenzone und ihr in der Slowakei erfolgendes gleichzeitiges Ausheben spricht für eine ursprüngliche Verknüpfung beider. Die Fazies des Paläozoikums der Choč-Decke mit ihrer Melaphyrformation unterscheidet sich deutlich von der Grauwackenzone.

Dieses Deckensystem der Kalkalpen samt Grauwackenzone liegt überschoben auf dem Zentralalpin-Tatriden-Deckensystem. Für eine tektonische Differenzierung innerhalb des letzteren reicht die Bohrdichte nicht aus.

III.3.3. Das autochthone Stockwerk unter dem Wiener Becken

III.3.3.1. Voraussetzungen für die Tiefenexploration des autochthonen Stockwerkes

Der fortgeschrittene Explorationsstand im ersten und zu einem großen Teil auch im zweiten Stockwerk erforderte neue, auf größere Tiefen ausgerichtete Explorationsziele, um die Möglichkeit eines Reservenzuwachses größeren Maßstabes wahrzunehmen (Abb. 176).

Die Voraussetzungen der Inangriffnahme der Exploration waren:

- die Annahme eines autochthonen Sedimentmantels in Fortsetzung des gut bekannten Vorlanduntergrundes gegen Osten mit Jura, Kreide und Molasse (Beilage 8, Abb. 131, 134 und 135). Dabei war an Deltasande des Dogger, Malmkarbonate und Sande der Kreide sowie des Tertiärs als Speichergesteine und an Tonsteine des Dogger sowie Mergelsteine des Malm als Muttergesteine zu denken.
- die Annahme von ausgeprägten Strukturhochzonen, wie sie in Seichtbereichen vorliegen und zu einem gewissen Maß durch Schwereanomalien aus gravimetrischen Messungen und durch fragmentäre Seismik erkennbar sind.
- das Vorkommen zahlreicher Öl- und Gasvorkommen in der Umgebung der Bohrziele (Beilage 1).

Der Tiefbohrtätigkeit gingen intensive geologische Raumanalysen voran, wobei versucht wurde, mittels Schnittserien den aus zahlreichen Bohrdaten bekannten Bau der Seichtbereiche in die Tiefe zu projizieren und mit Fragmenten seismischer Reflexionen zu kombinieren. Für die Vorbereitung des Projekts Maustrenk ÜT1 wurde eine aufwendige „Streifenseismik", die eine bessere Auflösung des Tiefbaus ermöglichen sollte, entlang des Steinbergrückens gemessen.

Den Anstoß zu geologischen und teilweise bereits seismischen Vorarbeiten für

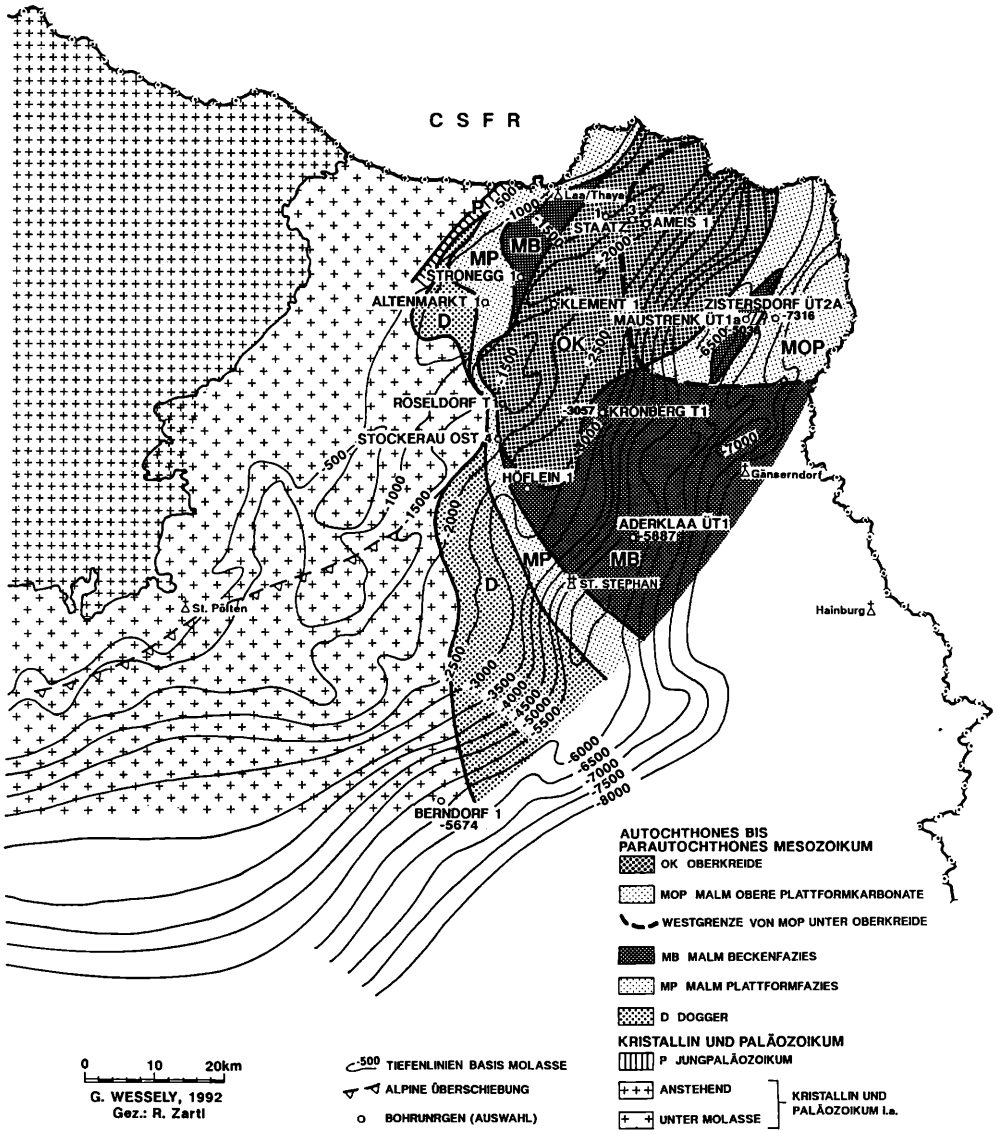


Abb. 131. Strukturschema des Autochthonen Mesozoikums in Ostösterreich

weitere Projekte bilden die ausgeprägte Hochzone von Matzen mit dem reichen KW-Angebot und der Hochbereich von Oberlaa, der durch etliche Bohrungen im Seichtbereich erschlossen wurde (Abb. 118 und Beilage 13).

III.3.3.2. Schichtbestand des autochthonen Stockwerkes

Die kristalline Basis wurde in Aderklaa ÜT1 in Form von Granatglimmerschiefern erbohrt. Ihre tektonische Zugehörigkeit innerhalb der Böhmischen Masse ist noch zu definieren.

Im Autochthonen Mesozoikum wurden Gesteine des Doggers bisher nicht angetroffen: in Zistersdorf und Maustrenk reichten die Bohrtiefen nicht aus, in Aderklaa liegt Malm direkt über Kristallin (Abb. 132). Diese sedimentäre Überlagerung des Kristallins in Form von gebankten Kalken der Altenmarkter Schichten

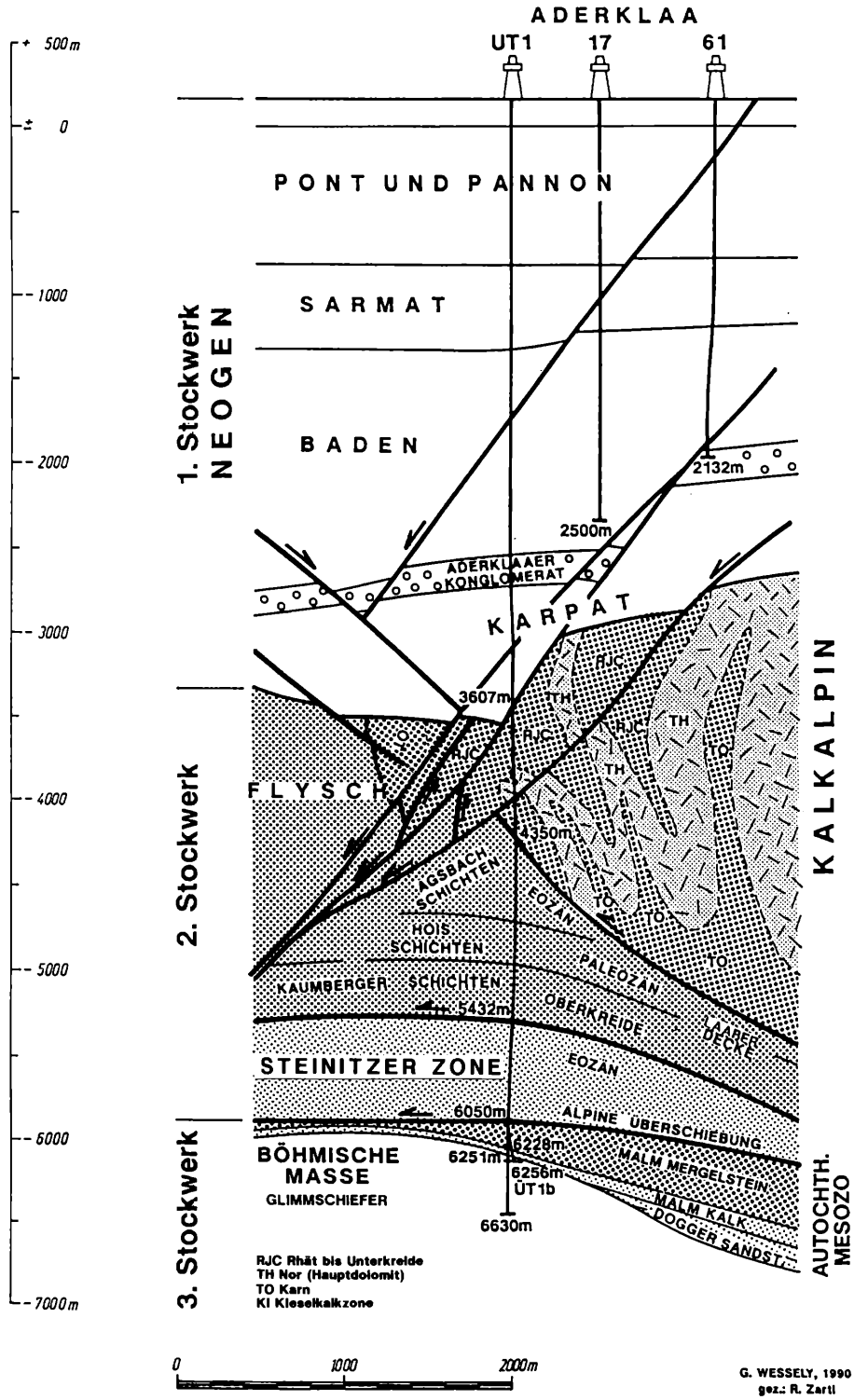


Abb. 132. Geologischer Schnitt durch den Tiefbau von Aderklaa

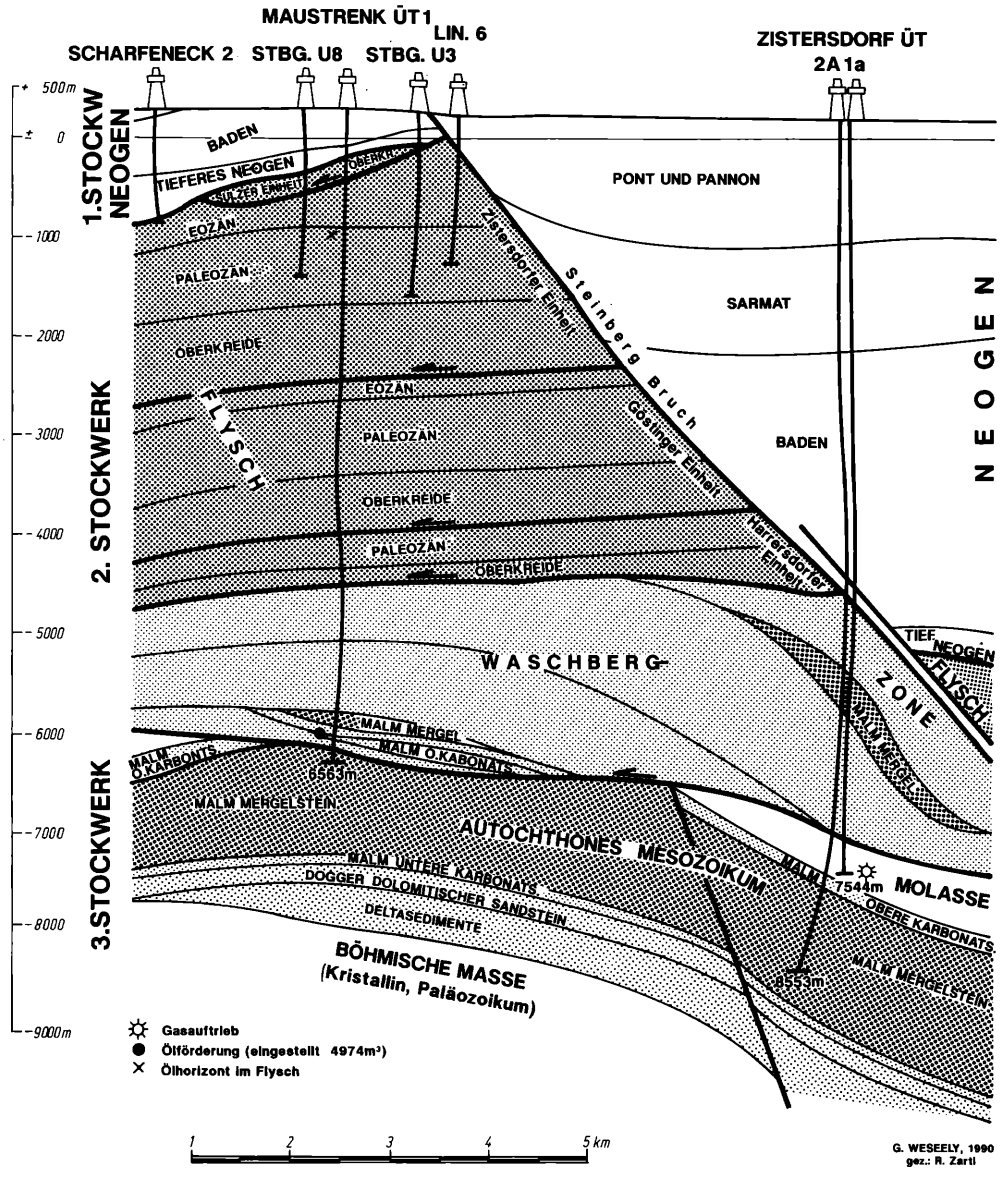


Abb. 133. Geologischer Schnitt durch den Tiefbau von Maustrenk-Zistersdorf

des Malm erfolgte über einer mäßig geneigten Fläche des kristallinen Untergrundes. Dabei wurden auch Taschenfüllungen in Kleinformat festgestellt. Da das unterlagernde Kristallin völlig unverwittert ist, ist an ein gravitatives Abgleiten prämalmischer Schichten vor Überlagerung des Malm zu denken. Der Malmkalk selbst ist ein Schlammkalk mit Umlagerungen fast zeitgleicher Sedimente des gleichen Ablagerungsmilieus („mudstone" mit Intraklastbildung).

Über dem Kalk folgt mit sedimentärer Anlagerungsfläche („hardground") dunkler Mergelstein des Malm („Mergelsteinserie, Mikulovmergel").

Ist die Mergelsteinserie in Aderklaa nur 178 m mächtig, liegt sie in Zistersdorf in einer Mächtigkeit von fast 935 m vor, wobei sie noch nicht durchbohrt wurde. In Maustrenk wurde sie nur angebohrt.

Über der Mergelsteinserie folgt in Zistersdorf ÜT2a grauer Kalk des oberen Malm (Abb. 133). Es handelt sich um die „Obere Karbonatserie" bzw. um die Ernstbrunner Schichten. Diese sind in Maustrenk bereits durch Überschiebungsvorgänge von der autochthonen Abfolge abgetrennt und bilden eine Klippe.

Der Karbonatkomplex erhält in seiner oberen Hälfte den Charakter einer Blocksedimentation mit Komponenten diverser Karbonate des Ernstbrunner Niveaus. Die Zugehörigkeit zu einer transgressiven höheren Unterkreide ist nicht auszuschließen.

Oberkreide kommt nur als Kluft- und Spaltenfüllung innerhalb der Karbonate des Malm bzw. der Unterkreide in Form glaukonitischer Sandsteine und Kalkmergel vor. In Grobschüttungen der Molasse tritt Oberkreide als sedimentärer Gleitkörper sowohl in Zistersdorf ÜT1a als auch in ÜT2A in Form von Glaukonitsandstein des Coniac/Santon auf. Als Glied einer normalen mesozoischen Sedimentabfolge ist er nicht vertreten (Abb. 133).

Alttertiäre Molasse wurde autochthon lediglich in Zistersdorf ÜT1a und ÜT2A erbohrt. In Maustrenk ÜT1a liegt die Molasse nur in allochthoner Position vor, in Aderklaa UT1 wurde sie abgeschert und fehlt daher. Die Abfolge der autochthonen Molasse beginnt mit einer dem oberen Karbonatkomplex auflagernden Eozänbrekzie, bestehend aus Komponenten von Malmkalk und etwas Quarzeinstreuung sowie Fossilresten (u. a. Nummuliten).

Die Brekzienlagen wiederholen sich in einer an sich mergelig-sandigen Schichtfolge des Eozän-Unteroligozän.

Die Fortsetzung des Autochthonen Mesozoikums und der Molassezone gegen Westen wird im Kapitel III.4. geschildert.

III.3.3.3. Mutter- und Speichergesteinsbedingungen

Durch ihre große Mächtigkeit in Zistersdorf ÜT2a und durch ihren angehobenen Gehalt an organischer Substanz haben sich die Mergelsteine des Malm als gutes Muttergestein erwiesen. In Zistersdorf wurden an Kernen Porositäten festgestellt, die vermutlich einem Aufbrechen im Zuge der KW-Genese zuzuschreiben sind. Große Mächtigkeiten könnten dieses Schichtglied als unkonventionellen Speicher interessant machen.

Bisher konnten im Autochthonen Mesozoikum und in der Tertiärmolasse des Untergrundes des Wiener Beckens keine günstigen Speichergesteinseigenschaften angetroffen werden. Der Gasauftrieb in Zistersdorf ÜT1a bei 7544 m entstammt offensichtlich einer Kluft-, Störungs- oder Verkarstungszone in der Basisbrekzie der Molasse.

Das Ölvorkommen in Maustrenk ÜT1a bei 6300 m war einer Zerrüttungsporosität entlang der Schubbahn der Malm-Karbonatklippe zuzuschreiben.

Über die KW-Vorkommen wird im Kapitel IV.3.2.3.2. berichtet.

Literaturauswahl für den Abschnitt III.3.:

DLABAČ, M. & MOŘKOVSKÁ, V. 1971; GUTDEUTSCH, R. & ARIC, K. 1988; HAMILTON, W., JIRICEK, R. & WESSELY, G. 1990; JIŘIČEK, R. 1984; KREUTZER, N. 1986a; KRÖLL, A. & WESSELY, G. 1973; NĚMEC, F. & KOCÁK, A. 1976; NĚMEC, F. 1984; RAMMEL, M. 1989; ROYDEN, L. H. 1985; SAUER, R. 1980; SEIFERT, P. 1982; WACHTEL, G. & WESSELY, G. 1981; WESSELY, G. 1974, 1983, 1984, 1988a, 1988b und 1990; WIESENEDER, H. & ZIRKL, E. 1956.

III.4. Die Molassezone und deren Untergrund

von Otto MALZER, Fred RÖGL, Peter SEIFERT, Ludwig WAGNER, Godfrid WESSELY & Friedrich BRIX

III.4.1. Einleitung

Entlang des Nordrandes des Alpen- und Karpatenbogens erstreckt sich von der Schweiz bis Mähren eine geologische, weitgehend dem Alpenvorland entsprechende Zone, die Molassezone genannt wird. Der Begriff Molasse stammt vom lateinischen molare = zermahlen und bezeichnet im Französischen einen lockeren Sandstein. Als geologischer Formationsbegriff wird er zu Beginn des 19. Jahrhunderts in der Schweiz eingeführt und bezeichnet Sandsteine und Nagelfluh des Alpenvorlandes zwischen Luzern und Bern. Heute versteht man unter „Molasse" allgemein Gesteine, die bei der Abtragung rasch aufsteigender Gebirge entstehen, unabhängig von der Ablagerung im Meer, Süßwasser oder auf dem Festland und auch unabhängig von der geologischen Zeit.

Als Erdöl- und Erdgasprovinz ist im österreichischen Anteil der Molassezone das Gebiet zwischen Salzach/Inn und Enns im Westen und zwischen Donau und Thaya im nordöstlichen Niederösterreich von Bedeutung. Mit dem geologischen Aufbau dieses Bereiches werden wir uns eingehender beschäftigen und versuchen, die geologischen Voraussetzungen darzulegen, die zur Bildung und Ansammlung von KW geführt haben. Die entsprechenden erdölgeologischen Gegebenheiten der Molassezone und des Molasseuntergrundes sind im Hauptkapitel III.4.4. zu finden. In der Molassezone Salzburgs, Ober- und Niederösterreichs sind in verschiedener Häufigkeit KW-Lagerstätten erschlossen worden. Auch im Autochthonen Mesozoikum unter der Molassezone konnten Lagerstätten in Ober- und Niederösterreich entdeckt werden. Die bisherigen Untersuchungen in Vorarlbergs Molassezone fanden dagegen keine wirtschaftlich verwertbaren Vorkommen. Einen Überblick über Relief und Tektonik des Untergrundes geben die Beilagen 5, 6, 8, 14.

III.4.2. Geologischer Überblick

Der Zusammenstoß der Kontinentalplatten von Afrika, Europa und Asien führte im ausgehenden Erdmittelalter zu einer beginnenden Einengung des Tethys-Ozeans mit einem Übereinanderstapeln von Gesteinsschichten im Süden und der Bildung neuer Meeresbecken und Tiefseegräben im Norden. Im Alttertiär, vor etwa 40 Millionen Jahren, wurde der Südrand der europäischen Kontinentalplatte in diesen Vorgang miteinbezogen und senkte sich unter einer nach Norden vorstoßenden Meeresüberflutung ab.

Die allmählich aufsteigenden Gebirgsketten von den Alpen bis zum Kaukasus trennten das Westende der Tethys in ein südliches, vom Atlantik über das Mittelmeer zum Indischen Ozean reichendes Meeresbecken und in einen innerkontinentalen Meeresarm, die Paratethys, die sich von der Schweiz bis Mittelasien erstreckte. In dieser letzten Phase der alpinen Gebirgsbildung entstand die Molassezone zwischen der europäischen Plattform und den nach Norden überschobenen Gesteinsformationen der Alpen. Die Nordküste des Molassemeeres bildeten Ablagerungen des Mesozoikums vom Schweizer Jura bis zur Fränkischen Alb und Kristallingesteine der Böhmischen Masse. Diese Gesteine tauchten nach Süden unter die Alpen und formten ein asymmetrisches Becken, das mit bis zu mehreren tausend Meter mächtigen Sedimenten der Tertiärzeit gefüllt ist. Die Beckenfüllung besteht vorwiegend aus Abtragungsprodukten der

Alpen, im Norden ist aber auch die Zufuhr vom europäischen Festland deutlich bemerkbar.

Die heute auf dem Molassebecken aufliegenden Alpen sind ein Deckengebirge mit übereinandergeschobenen Stapeln von Gesteinsformationen unterschiedlichen geologischen Alters und unterschiedlicher Entstehungsgeschichte. An der Wende vom Eozän zum Oligozän, vor 36 bis 37 Millionen Jahren, kam durch den Nordschub der Alpen die Sedimentation im Becken des Helvetikums, dem nördlichsten Teilbecken des Tethysmeeres, zum Stillstand. Ab dieser Zeit nahm das nördlich anschließende Molassebekken seine eigenständige Entwicklung (siehe auch Kapitel III.6.).

An der heutigen Oberfläche der Molassezone finden sich nur spärliche Hinweise auf die Entwicklungsgeschichte dieses Beckens. Die älteren Formationen sind fast gänzlich durch jüngere Ablagerungen verdeckt. Erst die Prospektion auf Erdöl und Erdgas mit Tiefbohrungen und geophysikalischen Methoden entschleierte die Geheimnisse des Untergrundes.

Vom Nordrand des Molassebeckens verlaufen die Gesteinsschichten relativ ungestört und flach liegend bis unter die Alpenüberschiebung. Nur „Brüche", meist schräge Schnittflächen, die Gesteinspakete gegeneinander verschieben, durchsetzen die Schichten. Es ist dies die ungestörte, flach lagernde Molasse (= Autochthone Molasse).

Im Bereich der Alpenüberschiebung wurden die Gesteine der Molassezone, manchmal schon bald nach ihrer Ablagerung, durch gebirgsbildende Kräfte verformt. Die Schichten wurden verfaltet, vom Untergrund abgeschert und verschuppt oder auch wiederum auf andere Molasseschichten aufgeschoben. Es ist dies die Zone der gestörten Molasse, die in der geologischen Literatur als Subalpine Molasse, subalpine Molasseschuppen, Faltenmolasse, Inneralpine Molasse von Rogatsboden oder Waschbergzone bezeichnet wird (siehe auch Kapitel III.5.).

Die geologischen Verhältnisse in der westlichen Molasse von Vorarlberg werden am besten durch die Aufschlußbohrung Sulzberg 1 veranschaulicht. Sie wird hier angeführt, da im folgenden nur die Molasse östlich von Salzach und Inn genauer erörtert wird. Diese 1983–1984 abgeteufte Tiefbohrung stand in der Faltenmolasse. Sie durchbohrte mehrere Molasseschuppen und erreichte bei 4280 m die flach lagernde Molasse, die bei 4777,5 m auf das Autochthone Mesozoikum des Beckenuntergrundes transgrediert. Gasan-

Tab. 14: Geologisches Profil der Aufschlußbohrung Sulzberg 1 (nach M. MÜLLER in HERRMANN 1985); ET = Endteufe

– 12	m	Quartär
– 2520	m	Untere Süßwassermolasse der Salmas-Schuppe
– – – – – – – – –		Überschiebung – – – – – – – – –
– ca. 3350	m	Untere Süßwassermolasse der Hauchenberg-Schuppe
– – – – – – – – –		Überschiebung – – – – – – – – –
– 4060	m	Untere Süßwassermolasse der parautochthonen Molasse
– – – – – – – – –		Überschiebung – – – – – – – – –
– 4280	m	Tektonit
– – – – – – – – –		Überschiebung – – – – – – – – –
– 4777,5	m	Autochthones tieferes Tertiär
– – – – – – – – –		Transgression – – – – – – – – –
– 5401	m	Malm
– 5519	m	Dogger
– 5577	m	Lias und Rhät
– 5584,5	m	Keuper
– 5617	m	Muschelkalk
– – – – – – – – –		Schichtlücke – – – – – – – – –
– 5654 (ET)	m	Gneis

zeichen wurden im Mesozoikum, im Malm, nachgewiesen. Die Untere Süßwassermolasse der Schuppen wurde im Oligozän (Egerien) abgelagert, als das Gebiet der Alpenvortiefe von der Westschweiz bis nach Oberbayern zum Festland geworden war. Die Schichten der autochthonen Molasse umfassen den Zeitraum vom Unteroligozän bis ins tiefere Egerien. Die westlichste Molassebohrung in Österreich ist die Tiefbohrung Dornbirn 1, die bei 2960,6 m in der Faltenmolasse eingestellt wurde.

Die Bohrung Sulzberg 1 wurde im Auftrag der Vorarlberger Erdöl- und Ferngas G.m.b.H. (VEF) ausgeführt.

Wenn wir den Südrand des Molassemeeres suchen, stoßen wir auf eine weitere Art von Molasseablagerungen. Die Südküste lag auf den nach Norden vorstoßenden Decken der Alpen. Bei den Überschiebungen und Aufwölbungen in diesem Gebirge wurde die Küste kontinuierlich der Verwitterung und Abtragung preisgegeben, so daß Gesteine aus dem südlichen Küstengebiet oder aus dem Seichtwasser nur in ganz wenigen Resten erhalten blieben. Hier ist die Inntal-Molasse anzuführen, wo im Gebiet von Häring und Kössen sowohl kontinentale Kohlebildungen als auch Meeresablagerungen des Unteroligozän auf überschobenen, kalkalpinen Gebirgsdecken liegen. Jüngere Randbildungen des Untermiozänmeeres liegen auf den Decken der Flyschzone, der Kalk- und Zentralalpen, am Rande des Korneuburger Beckens und im Untergrund des Wiener Beckens. Diese Ablagerungen gehörten vor der Absenkung dieser Becken noch zur Molassezone und wurden mit den Gebirgsdecken verfrachtet (siehe Kap. III.3.2.2.1.)

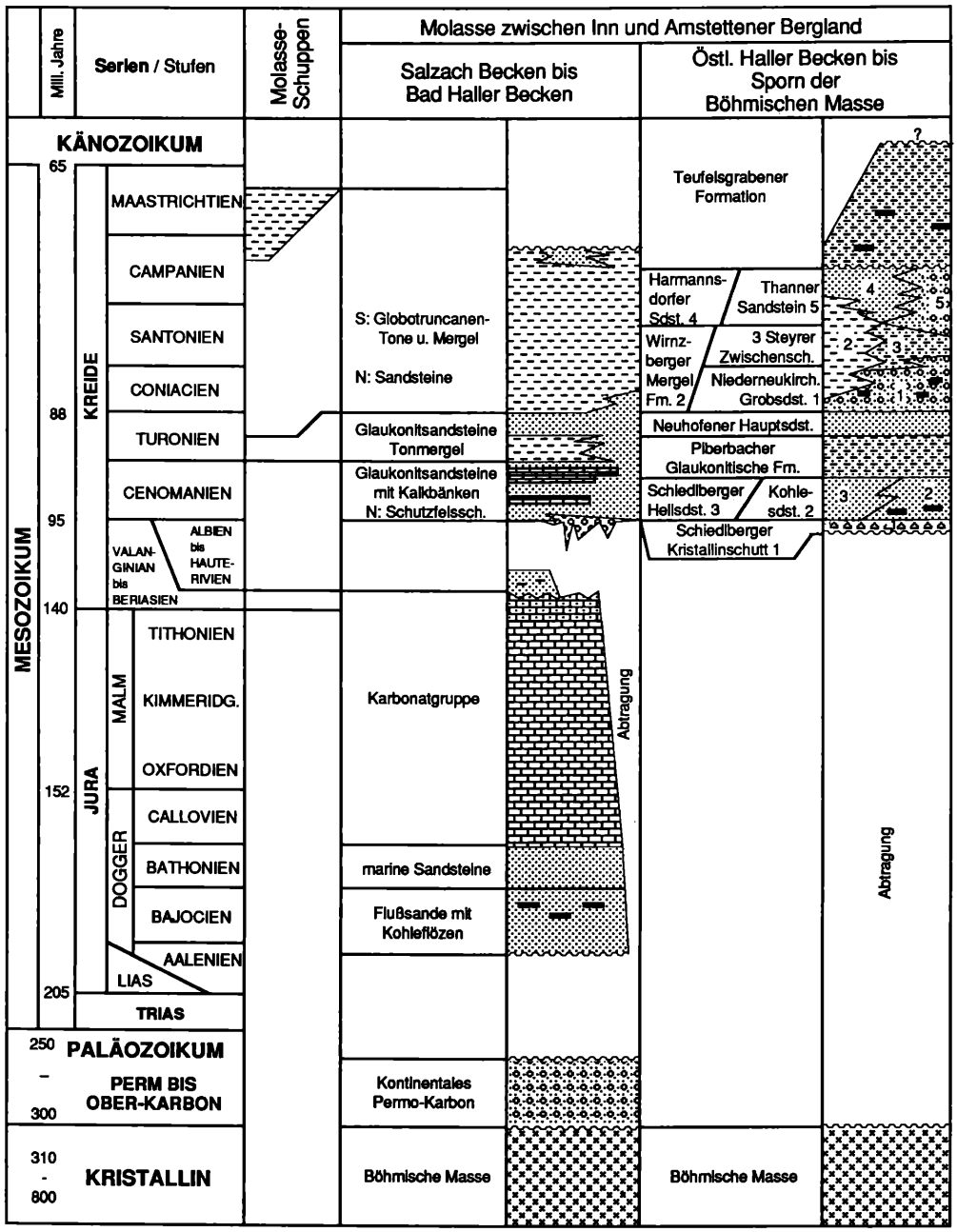
III.4.3. Sedimentationsgeschichte und Paläogeographie

III.4.3.1. Beckenuntergrund

Die Böhmische Masse, ein Teil des variszischen Gebirges des Erdaltertums, wurde bis zu einer welligen Ebene abgetragen. Das Kristallin der Böhmischen Masse besteht zumeist aus Graniten, Gneisen, Granuliten und Schiefern, die in der Tiefe der Erdkruste unter hohem Druck und unter hohen Temperaturen, teilweise durch die Umkristallisation von Sediment- und Tiefengesteinen entstanden sind. Diese Plattform bildet den Untergrund des Molassebeckens und sinkt von der Donau nach Süden unter den Alpen auf 4000–8000 m Tiefe ab. Die Plattform ist durch Brüche und Verbiegungen der Erdkruste in Schwellen und Teilbecken gegliedert. Eine dieser Schwellen ist das Landshut-Neuöttinger Hoch in Ostbayern, das sich in Oberösterreich als „Zentrale Schwellenzone" fortsetzt. Diese Hochzone verläuft von Nordwest nach Südost und trennt den Braunauer Trog im Norden vom Salzach-Becken im Süden ab. Jüngere tektonische Bewegungen führten weiter östlich zur Absenkung des Ried-Schwanenstädter und Bad Haller Beckens. Der Südsporn der Böhmischen Masse trennt im Amstettener Bergland die Becken der oberösterreichischen Molassezone von den niederösterreichischen Teilbecken. An der Oberfläche formen die Gesteine der Böhmischen Masse das Gebiet von Mühl- und Waldviertel. In Niederösterreich, nördlich der Donau, biegt das Molassebecken in eine NE-Richtung um. Der hier ebenfalls aus Gesteinen der Böhmischen Masse bestehende Untergrund ist durch SW–NE streichende Bruchsysteme gekennzeichnet. Das Hauptbruchsystem stellt der Mailberger Abbruch dar, der die östliche Tiefscholle um bis zu 2000 m absetzt. Westlich davon existieren paläozoische Grabensysteme, wie jenes, in dem obertags die permischen Gesteine von Zöbing eingesenkt sind.

Die Kristallingesteine sind weitreichend von paläozoischen und mesozoischen Ablagerungen bedeckt (Tab. 15, 16 und Beilage 5). In Oberösterreich sind die ältesten Sedimentgesteine bis zu 1000 m dikke Flußablagerungen am Rand der zentralen Schwellenzone. Fossile Pollen und Sporen ergeben ein Alter von Jung-Paläo-

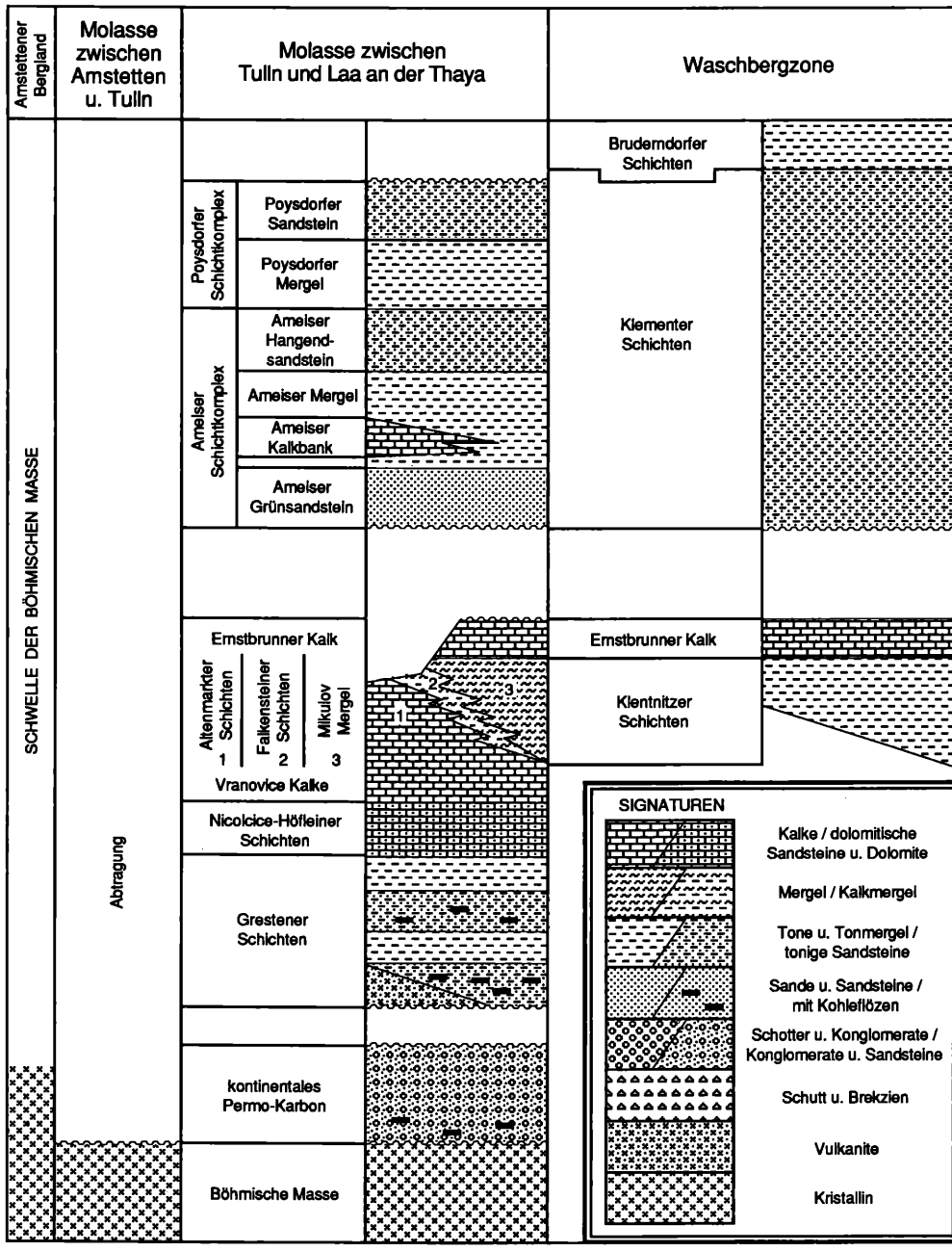
Tabelle 15. Stratigraphische Tabelle Molasseuntergrund I



zoikum, doch ist es möglich, daß diese Fossilien aus älteren in jüngere Gesteine umgelagert wurden.

In Niederösterreich liegen in südlicher Fortsetzung der Ablagerungen der Boskowitzer Furche (Tschechien), einem weiteren Grabensystem, paläozoische Tonsteine, Sandsteine, Brekzien und gelegentlich Kohleflöze. Sie haben ein Alter von Karbon bis Perm (300–270 Mio. Jahre) und

Tabelle 16. Stratigraphische Tabelle Molasseuntergrund II



wurden in den Bohrungen Altenmarkt i. Th. 1, Mailberg 1 und Hollabrunn 1 erschlossen. Gröberklastische Gesteine, Quarzite, grünliche Tonsteine und Einlagerungen von Vulkaniten und Tuffen wurden in Roggendorf 1 erbohrt.

Im jüngeren Mesozoikum gehörte der Bereich des oberösterreichischen Molasseuntergrundes zur süddeutschen Kalkplattform, deren Ablagerungen gegen Osten nur bis in das Gebiet von Sattledt erhalten sind (Autochthones Mesozoikum;

Abb. 134, 135 und 136). So begann im Jura, vor rund 170–180 Millionen Jahren, während des mittleren Dogger, im Süden und Südwesten unseres Gebietes die Ablagerung von Flußsanden. Im höheren Teil schalten sich Kohleflöze ein, die in Sümpfen gebildet wurden. Es wurden bis über 40 m dicke, z. T. weiße, quarzitische Sandsteine und Arkosen mit Kohlehorizonten erbohrt. In gelblichen Tonlagen treten fossile schwarze Blattabdrücke und reiche Pollenfloren auf.

Dann gehen die Bildungen in flachmarine Sande über. Die nachfolgende Karbonatentwicklung im oberen Dogger bis Malm bringt fossilreiche, hellgraue bis dunkelbraune Knollenkalke mit Hornsteinknollen und Dolomite, die „Karbonatgruppe". Sie zeigt eine ähnliche Entwicklung wie obertags der Frankenjura W von Regensburg. Es sind Schwammkalke, Korallenriffe und Lagunenablagerungen – Ablagerungen des inneren Schelfs. Diese Entwicklung hielt den ganzen oberen Jura über an und reicht bis in die Unterkreidezeit. Im Grenzbereich Jura-Kreide (vor rund 140 Mio. Jahren) erfolgt die Ausbildung von gebankten Dolomiten, kieseligen Kalken und Brekzien. Es handelt sich um von Süßwasser beeinflußte Lagunensedimente in „Purbeck-Fazies".

Die Gesamtmächtigkeit des Jura schwankt hier durch Abtragung zwischen 35 m in der Bohrung Munderfing 1 und 557 m in Hochburg 1; nach seismischen Messungen erreicht die Mächtigkeit im S, bis über 800 m. Auf der Schwelle und am Nord- und Nordostrand des Beckens sind die Jurabildungen abgetragen.

In Niederösterreich, im alpin-karpatischen Vorland und unter der Waschbergzone, lieferten eine Anzahl von Bohrungen Daten über das Autochthone Mesozoikum (Abb. 134 und 135). Auch unter den Schichtfolgen des Wiener Beckens wurden Anteile davon im 3. Stockwerk erbohrt (siehe Kap. III.3.3.2.). Diese mesozoische Schichtfolge liegt diskordant über dem Kristallin und Paläozoikum der Böhmischen Masse. Sie setzt im Jura mit „Grestener Schichten", einer Gesteinsformation, die auch aus den Alpen bekannt ist, ein. Die Ausbildung und Mächtigkeit ist abhängig von der paläogeographischen Lage im Ablagerungsgebiet und von der Lage innerhalb des Systems der Bruchschollen. Die einseitig, synsedimentär (während der Ablagerung), abkippenden Schollen zeigen die größte Absenkung jeweils im Westen mit bis zu 1000 m gegenüber nur bis zu 100 m im Osten. Dabei dürften dort aber die ältesten Sedimente fehlen.

Die „Grestener Schichten" des Dogger gliedern sich in folgende Einheiten: Kontinentale Deltasedimente, die „Untere Quarzarenitserie", mit Arkosen und Sandsteinen mit Kohlelagen und Wurzelböden (Aalenien?) lagern an der Basis; darüber folgen marine Einschaltungen mit dunklen, sandfreien Tonen, die Ammoniten enthalten, die „Untere Tonsteinserie" (Bajocien); eine neue Deltaschüttung, die „Obere Quarzarenitserie", mit marinen, oft mit Dolomit verfestigten Seichtwassersandsteinen, wird abgeschlossen durch die „Obere Tonsteinserie" (Bathonien). In den seichten Schollenteilen etwa der Bohrungen Haselbach und Höflein sind die oberen Tonablagerungen durch sandig-kalkige Gesteine mit Mineralkörnern von Glaukonit oder Phosphorit ersetzt. In diesem Horizont tritt in der Bohrung Haselbach 1 eine reiche Ammonitenfauna auf, die ihn der Zeitstufe Bathonien zuweist.

In der Bohrung Porrau 2 wurden im oberen Lias bis tieferen Dogger vulkanische Gesteine (Metadiabase und Tuffe) wechselnd mit Sandsteinen und kohligen Tonen angetroffen, der „Porrauer Diabaskomplex". Südlich der Donau wurde in den Tiefbohrungen um Höflein und in Mauerbach 1a Dogger mit Sanden und Tonen erreicht.

Verfaltungen und steilstehende Schichten, wie sie in der Bohrung Füllersdorf 1 und Porrau 2 angetroffen wurden, weisen auf tektonische Bewegungen mit stärkerer, seitlicher Einengung hin.

Im oberen Dogger beginnt eine einheitlichere Sedimentation mit stärkerer Karbonatablagerung und Ausklingen der Sandzufuhr. Die „Nicolcice–Höfleiner Schichten" oder „Dolomitische Quarzarenitserie" bestehen aus dolomitisch ver-

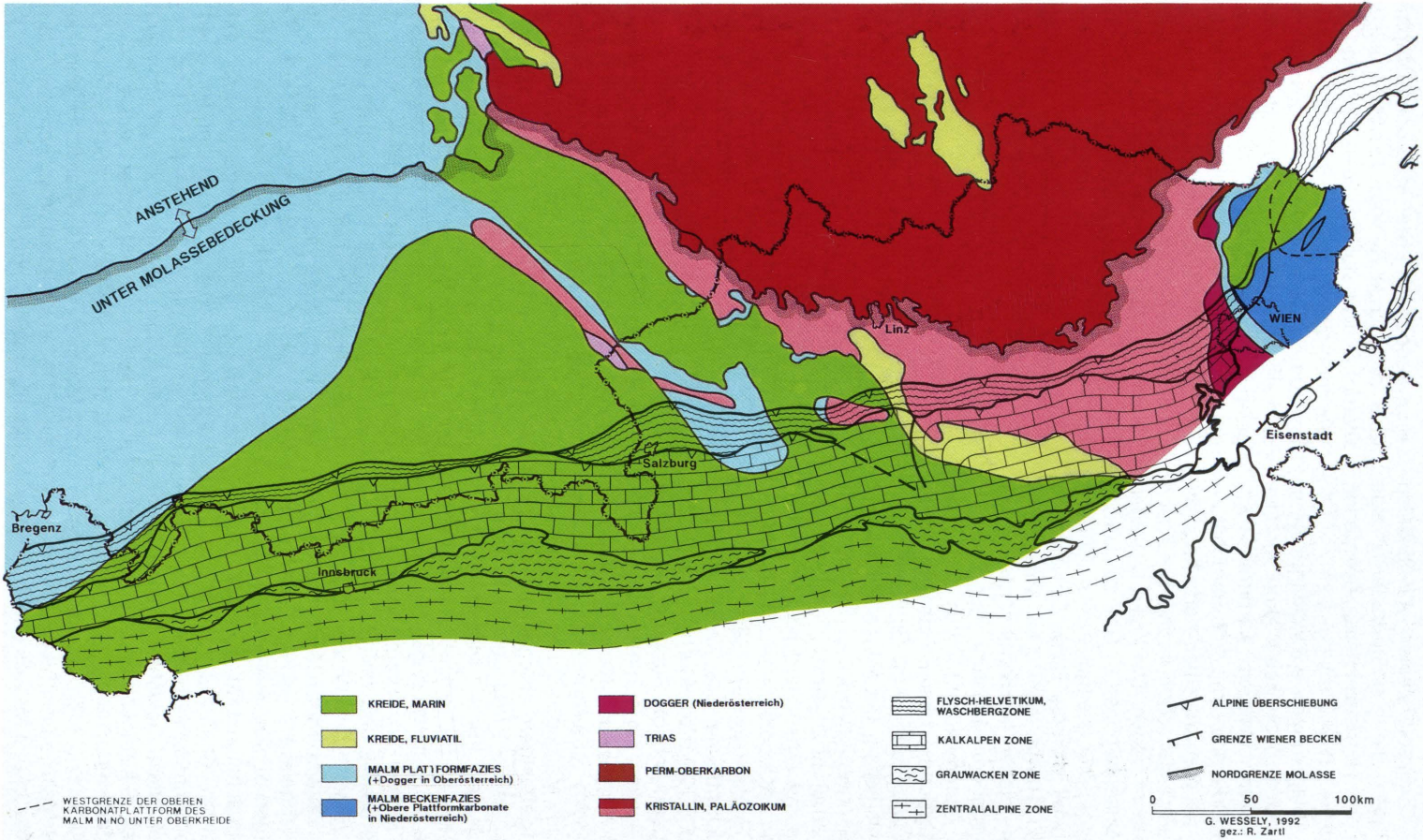


Abb. 134. Verbreitung des Autochthonen Mesozoikums entlang des Spornes der Böhmischen Masse

festigten Quarzsandsteinen mit basalen Brekzienlagen, die in braungraue, körnige Dolomite mit Hornsteinknollen übergehen (Schichtdicke 50–260 m).

Diese Ablagerungen entwickeln sich im Malm zu den „Vranovice Kalken und Dolomiten", der „Unteren Karbonatserie", sandigen Dolomiten mit Fossilbruchstükken. Sie gehören zu einer Karbonatplattform, wie wir sie schon in Oberösterreich kennengelernt haben. Die Kalke enthalten häufig einsedimentierte Rifforganismen, sind aber später weitgehend in Dolomit umgewandelt worden. Diese Schichtfolge ist bis zu 100 m dick. Die Ablagerung geht auf dieser Karbonatplattform auf dem randnäheren Westteil weiter. In der Bohrung Altenmarkt im Thale 1 wurden 750 m Karbonate dieser Plattform angetroffen. Die „Altenmarkter Schichten" beginnen mit hellen, gebankten Kalken mit Hornsteinknollen, dann folgen Fossilschuttkalke („Karbonatbankserie"), die von Riffbildungen mit Algen- und schließlich Korallenriffen („Karbonatriffserie") überlagert werden. Seitlich können diese Riffbildungen in Schuttfächer aus Fossilbruch und in gebankte Kalke übergehen. Östlich der Linie Wildendürnbach–Stronegg–Roseldorf wird im Becken ein stärker toniges Sediment mit Mergeln und Kalkmergeln abgelagert. Diese „Falkensteiner Schichten und Mikulov Mergel" beginnen mit dunkelgrauen, gebankten, mergeligen Kalken („Mergelkalkserie") und gehen in dunkelgraue Mergel über („Mergelsteinserie" des unteren Tithonien). Durch eine langsame Transgression des Meeres wurden die Mergel im oberen Malm immer weiter verbreitet und im Vorland bis zu 500 m, gegen das Wiener Becken zu (Bohrung Zistersdorf ÜT2A) an die 1000 m mächtig abgelagert. In der „Kalkarenitserie" folgen dunkle, mergelige Kalksandsteine, zunächst mit feinkörnigen Quarzkomponenten, dann mit zunehmend gröberen Karbonatkomponenten (häufig Fossildetritus). Diese Schichten werden etwa 400 m dick. Sie zeigen bereits einen Rückzug des Meeres an.

Im höheren Tithon, der jüngsten Stufe des Malm, kommt es zu einem weiteren Rückzug des Meeres und es beginnt eine Ausdehnung der Karbonatplattform über das ganze Becken. Die Riffe dieser Plattform sind nur aus den Klippen der Waschbergzone, wie z. B. vom Riff von Ernstbrunn bekannt. An der Basis liegen dunkelgraue, gebankte Mergelkalke mit gelegentlich Hornsteinen. Darüber folgen die hellen Kalke mit Fossilbruchstücken der „Ernstbrunner Schichten", die man sowohl aus den Klippen als auch aus dem Untergrund der Molasse kennt. Gelegentlich sind die Ernstbrunner Schichten dolomitisiert.

Während der Unterkreide wird die Karbonatplattform in Bayern und Oberösterreich herausgehoben und tektonisch verstellt. Die Juraablagerungen werden teilweise abgetragen und verkarsten. So schwankt die Dicke dieser Karbonate von 35 m in der Bohrung Munderfing 1 bis zu mehr als 600 m im Süden, gegen Salzburg zu. Nur südlich der Schwellenzone, in der Tiefbohrung Mühlberg 1 treten grünliche Glaukonitsandsteine und schwarze Tonmergel der marinen Unterkreide (Hauterivien-Albien) auf. Im niederösterreichischen Anteil der Molassezone wurde bisher keine Unterkreide nachgewiesen.

Im Cenoman, vor rund 95 Millionen Jahren, erfolgt eine Meeresüberflutung aus Südwesten, deren Ablagerungen durch Stürme stark beeinflußt sind. An der Basis entstanden in den bayrisch-oberösterreichischen Becken in den Jurakalken bis zu 100 m tiefe Karstspalten und Höhlen, die mit Flußsanden gefüllt sind. Diese Sedimente sind bei Regensburg als „Schutzfelsschichten" bekannt. Darüber folgen grüne Sandsteine, gefärbt durch Körner des Minerals Glaukonit, die auf einem Meeresschelf unterhalb der Wellenbasis zur Ablagerung kamen. Es wechseln von Bodenbewohnern stark durchwühlte Sandsteinlagen aus Schönwetterperioden mit feinschichtigen Sandsteinen, die durch Sturmverfrachtung entstanden sind. Ab dem oberen Cenoman sinkt die Schelfplattform ab und es schalten sich Kalkbänke des äußeren Schelfs mit Muschel- und Seeigelresten und vielen Schwammnadeln zwischen die Glaukonitsandsteine ein.

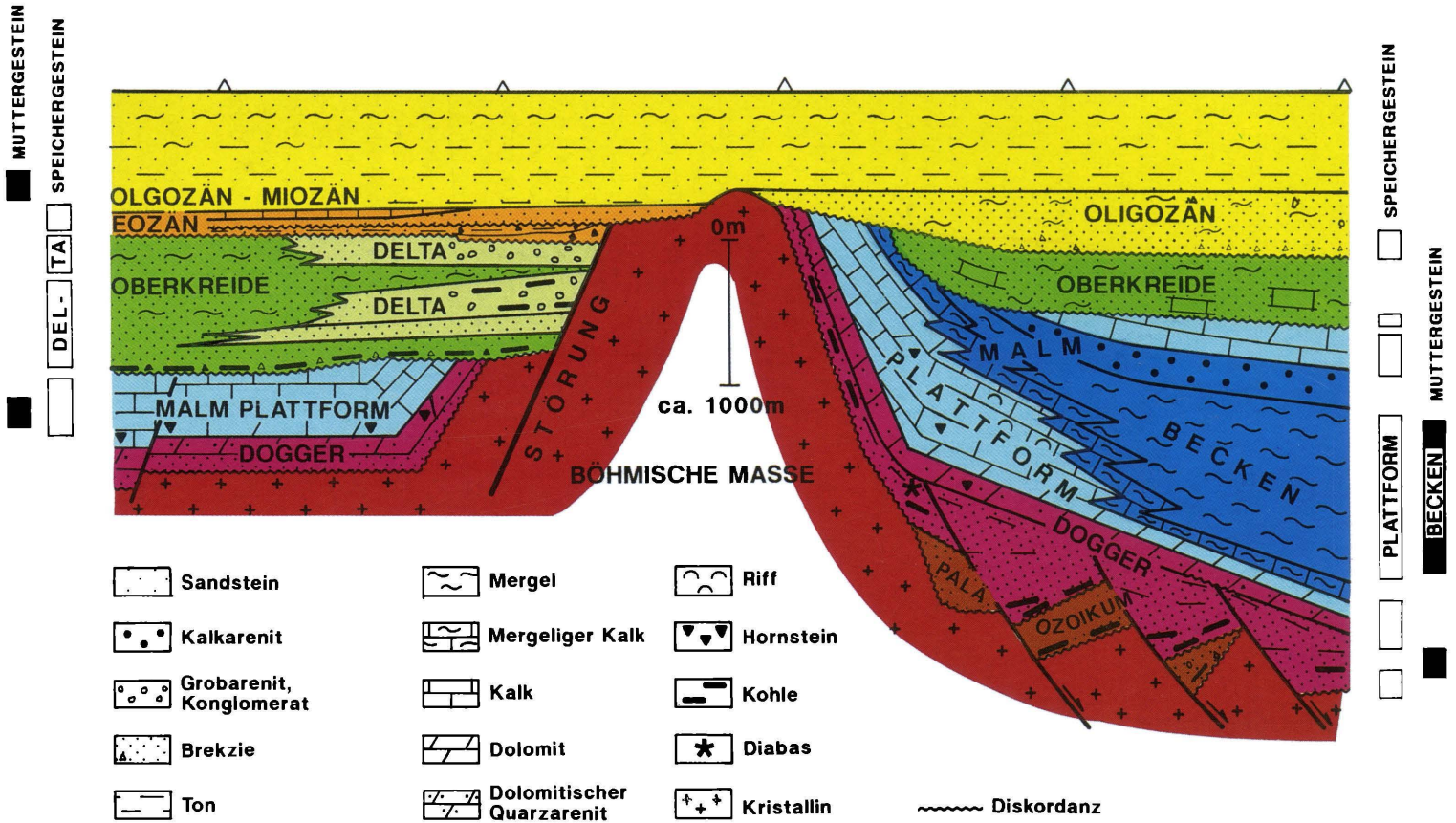


Abb. 135. Stratigraphisches Schema des autochthonen Mesozoikums entlang des Spornes der Böhmischen Masse

Dann folgt im Unter-Turon die Sedimentation von landferneren, schwarzen Tonmergeln. Nach einer weiteren Episode mit Glaukonitsandsteinen, die von Stürmen auf den Schelf verfrachtet wurden, hält die Tonmergelentwicklung mit graugrünen Globotruncanenmergeln südlich der Schwellenzone die ganze Kreide hindurch an. Im Ober-Campan, vor rund 80 Millionen Jahren, kommen nordwestlich der Schwellenzone bis zu 300 m dikke Seichtwassersandsteine zur Ablagerung, die über die Schwelle hinausreichen und gegen Süden in tonige Ablagerungen übergehen. Die Gesamtdicke der Kreideablagerungen kann bis 1000 m erreichen.

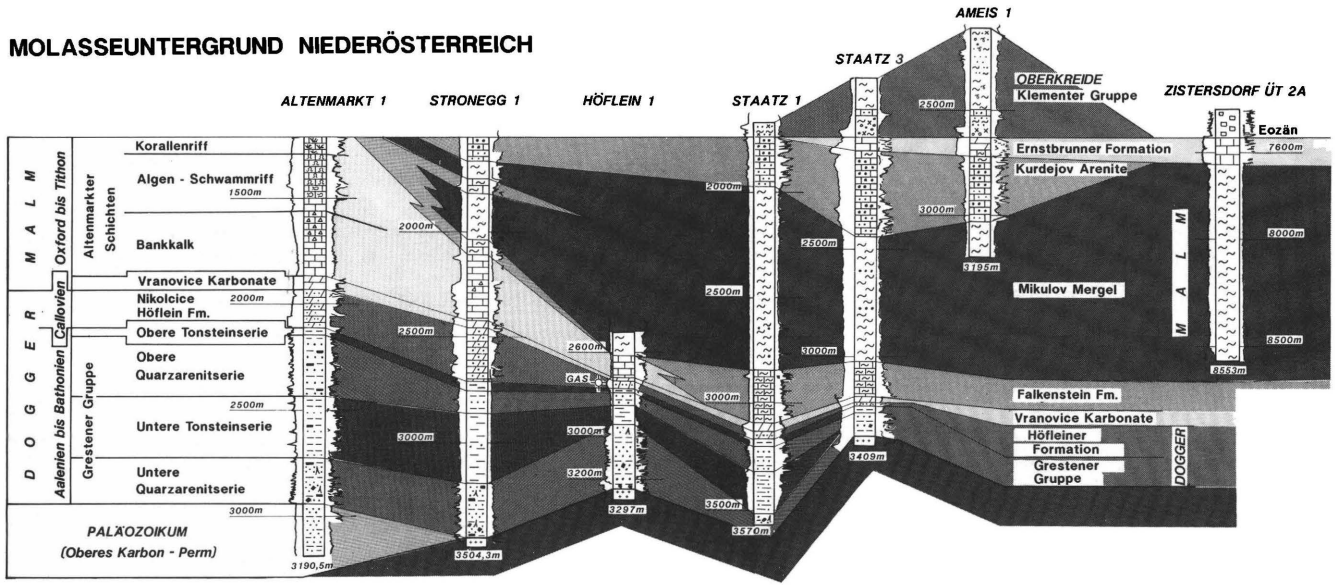
Nur im östlichen Teil des Bad Haller Beckens ist die Ablagerung, vor allem im Coniac und Santon, stärker durch Flüsse beeinflußt. Zunächst ist an der Basis, wie im übrigen oberösterreichischen Molasseuntergrund, limnisch-fluviatile Fazies des Cenoman durch „Schiedlberger Kristallinschutt, Kohlesandstein und Hellsandstein" vertreten. Auch die marine Fazies im Turon mit den Sturmablagerungen der „Piberbacher glaukonitischen Formation" entspricht noch der allgemeinen Oberkreideausbildung. Im höheren Teil des Turon legt sich darüber ein erster Einsatz der Deltaablagerungen in Form des noch marinen „Neuhofener Hauptsandsteins". Dieser wird gegen Osten zu durch den kontinentalen „Niederneukirchener Grobsandstein" mit kohligen Resten überlagert. Im Grenzbereich Coniac-Santon erfolgt eine weitgreifende, mergelige Transgression mit den „Steyrer Zwischenschichten". Diese werden vom „Harmannsdorfer und Thanner Sandstein" überlagert. Flußdeltas mit Grobsandsteinen, kohligen Tonen und Kohlelagen gehen gegen Westen zu in marine Ablagerungen der „Wirnzberger Mergelformation" über. Den Abschluß bilden die Grobsedimente der limnisch-terrestrischen „Teufelsgrabener Formation", die möglicherweise bis in das Alttertiär hinaufreicht. Insgesamt wird eine Schichtdicke von etwa 700 m erreicht. Gegen Osten stoßen die Oberkreideablagerungen mit dem Steyrer Bruch am Kristallin an.

Jüngere, marine Sedimente als Campan fehlen in den voralpinen Becken des Untergrundes. Sie sind aus den Schuppenzonen am Alpenrand und aus der Zone des Helvetikum bekannt. In der oberösterreichischen Molasse blieben die Gesteine des Erdaltertums und des Erdmittelalters in Grabenstrukturen erhalten, die sich an steilen Brüchen eingesenkt hatten. Gleichzeitig wurden NW–SE ziehende Brüche, die teilweise bereits im Erdaltertum wirksam waren, erneut aktiv; sie ziehen unter der aufgeschobenen Flyschzone in südlicher Richtung weiter. Diese Brüche wurden wahrscheinlich durch seitliche Verschiebungen in der Erdkruste verursacht, wobei die westlichen Schollen weiter nach N verfrachtet wurden. Der größte vortertiäre Bruch, der Rieder Abbruch, versetzt außerdem die westliche Scholle über 1000 m gegenüber der östlichen in die Tiefe. Ähnliche Bedeutung besitzt der Steyrer Bruch im Osten. Im niederösterreichischen Molassebecken südlich der Donau fehlen Ablagerungen aus der Kreidezeit.

Die Oberkreideschichten des Molasseuntergrundes im niederösterreichischen Karpatenvorland nördlich der Donau wurden in mehreren Bohrungen erschlossen. Vor allem die Bohrungen Ameis 1 und Poysdorf 2 belegen die Schichtfolge von Cenoman bis Maastricht in den „Klementer Schichten". Nach einer Schichtlücke transgredieren über dem Jura etwa 50 m mächtige, grobe Quarzsande mit Glaukonit. Sie gehen in glaukonitische und sandige, stark durchwühlte Mergel über. An der Grenze zwischen den Stufen Turon und Coniac tritt darin ein sandiger Kalkhorizont auf. Diese Ablagerungen bilden die „Ameiser Gruppe" (Cenomanien-Santonien), die von der „Poysdorfer Gruppe" (Campanien-Maastrichtien) mit grauen, selten sandigen Mergeln überlagert wird. Insgesamt haben diese Schichten eine Dicke von 500 m.

Am Ende der Kreidezeit (vor 65 Mio. Jahren) wurde durch Hebungen der europäischen Platte der Bereich der österreichischen Molassezone trockengelegt und die mesozoischen Sedimente zum Teil abgetragen (Beilage 5).

KORRELATION AUTOCHTHONES MESOZOIKUM



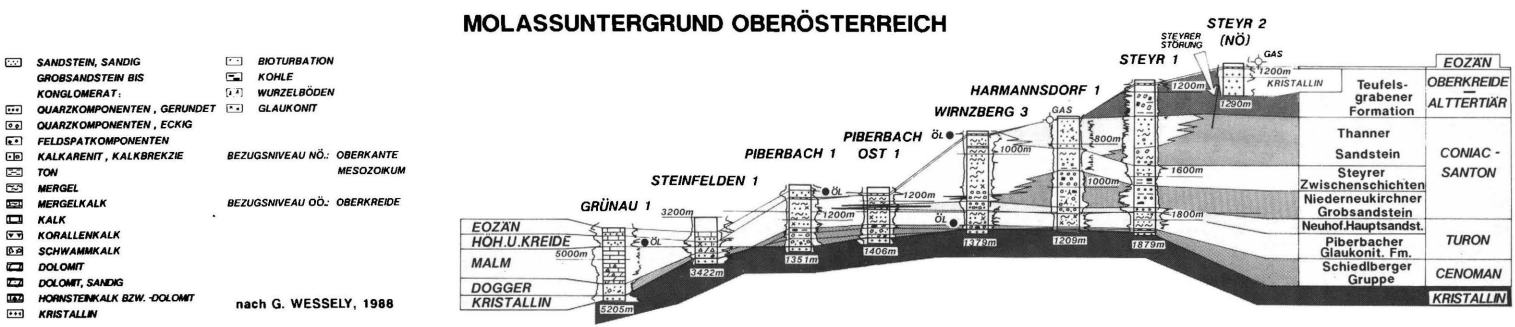


Abb. 136. Diagrammprofile durch den Molasseuntergrund Niederösterreichs und Oberösterreichs

III.4.3.2. Tertiäre Beckenfüllung

III.4.3.2.1. Obereozän (40–36 Mio. Jahre)

Nach der Trockenlegung gegen Ende der Kreidezeit unterliegt der Untergrund des Molassebeckens mit seinen Sedimenten starken Abtragungsvorängen. Auf der Schwellenzone in Oberösterreich werden bis zu 1600 m Jura- und Kreidesedimente abgetragen. Eine leicht nach Süden abfallende, hügelige Ebene entsteht. Während dieser Zeit werden auch die alten Bruchsysteme erneut aktiviert; dies hat zur Folge, daß der Untergrund in mehrere Teilbecken zerlegt und die Schollen nach Osten gekippt werden.

Ein Meeresvorstoß aus dem Süden, aus dem bereits durch Inselbögen gegliederten Meer der Tethys, überflutet im Obereozän diese Ebene in Bayern und Oberösterreich. Die Bildung der Molassesedimente nimmt nun ihren Anfang (siehe Tabellen 17, 18 und Beilage 7). Die Ablagerungen zeigen eine diesem Vorstoß entsprechende Gliederung. In der „Limnischen Serie" treten bunte Seetone mit Wurzelböden und hellgraue Sandsteineinschaltungen von mäandrierenden Flußarmen im Randbereich des Meeres auf. Im Übergangsbereich zum Watt bilden sich Kohlehorizonte mit bis zu 4 m dicken Flözen. Die dunkelgrauen Tonmergel und Sandsteinlagen der „Cerithienschichten" sind Stillwasserbereiche im Watt und führen eine reiche Fauna von Schnecken („Cerithien") und Muscheln (vor allem Austern), die gegen Änderungen des Salzgehaltes im Wasser tolerant sind. Im flachmarinen Bereich entstehen die hellgrauen bis bräunlichen, fein- bis grobkörnigen, durchwühlten Sandsteine der „Sandsteinstufe". Diese Küstensande vertreten teilweise die Wattablagerungen oder greifen über sie hinweg. Alle diese Sande stammen aus der Verwitterung der Böhmischen Masse im Norden.

Im Bereich der Schwellenzone wächst ein Rotalgenriff mit einzelnen Korallenstöckchen und schüttete seinen Schutt nach N in die Lagune und nach S ins offene Meer. Der „Lithothamnienkalk" tritt als gewachsener Algenkalk hell- bis gelblichgrau und dicht auf. Algenschuttkalke, die sich über einen weiten Bereich des Beckens ausdehnen, sind grau bis bräunlich und bestehen aus zerbrochenen und abgerollten Algenresten. Sie gehen randlich in Nummuliten-Sandsteine über, die gegen das nach Süden offene Becken zu von „Discocyclinenmergeln" abgelöst werden. Dies sind dunkelbraune bis grünlichgraue Ton- und Kalkmergel mit massenhaft dünnen Scheibchen von Discocyclinen und häufig mit den planspiralen Wurmröhren von *Rotularia.* Nummuliten und Discocyclinen sind fossile Großforaminiferen, die nur unter tropischen Bedingungen im seichteren Wasser leben konnten. Die Ablagerungstiefe des Lithothamnienkalkes liegt bei 20–30 m, Nummuliten-Sandsteine kamen bei etwa 50 m Wassertiefe zur Ablagerung und Discocyclinen lebten in einem Bereich unter 80 m. Nur im Frontbereich der Alpen, in der Schuppenzone, finden sich Kalkmergel und Kalke mit den Foraminiferen *Uvigerina* und *Globigerina,* die aus einem noch tieferen Bereich des Beckens bis zu über 200 m Wassertiefe stammen und auf den Übergang zum Ablagerungsbereich des Helvetikums hinweisen. Die Gesamtmächtigkeit des Eozäns in Oberösterreich erreicht bis 120 m Schichtdicke (Beilage 7).

Zwischen St. Pölten und Tulln sind in Mulden des Kristallins Flußablagerungen erhalten, das „Moosbierbaumer Konglomerat", das auf Grund seiner Ausbildung altersmäßig ebenfalls ins Eozän gestellt wird. Nördlich der Donau fehlen Ablagerungen des älteren Tertiärs. Diese kennt man weiträumig wieder in der Waschbergzone, deren Ablagerungsgebiet weiter im Südosten des Molassebeckens lag.

III.4.3.2.2. Oligozän: Latdorfien (36–34 Mio. Jahre)

Im Unteroligozän erfolgt eine rasche Absenkung der Alpenvortiefe; im oberösterreichischen Anteil des Beckens wird ein einheitliches Sediment abgelagert, die „Latdorf-Fischschiefer". Es sind dunkelbraune bis schwärzliche, feinschichtige Ton- bis Kalkmergel mit vereinzelt Phosphoritknollen, die beim Anschlagen stark nach Bitumen riechen. Auffällig sind auf

den Schichtflächen Fischschuppen und Fischreste. Die Ablagerungsbedingungen sind von Meeresströmungen beeinflußt, die nur eine zeitweise Durchlüftung des Meeresbodens zulassen. Dieses schlecht durchlüftete Becken erstreckt sich nach Westen bis in das Helvetikum der Schweiz und nach Osten bis nach Ungarn, als Teilbecken des nördlich der Alpen entstandenen Meeres der Paratethys. Durch seinen hohen Gehalt an organischem Material ist der Fischschiefer ein wichtiges Erdölmuttergestein. An der Nordküste gehen diese Schichten in einen schmalen Saum von Küstensanden über. Die Ablagerungstiefe beträgt mehrere hundert Meter und wird südwestlich der Schwellenzone tiefer. Die Schichtmächtigkeit erreicht bis zu 30 m.

Im niederösterreichischen Anteil des Beckens herrschen im untersten Oligozän noch kontinentale Bedingungen.

III.4.3.2.3. Oligozän: Rupelien (34–30 Mio. Jahre)

Über dem Fischschiefer folgt ein hellbraunes bis gelblich-weißes, meist recht hartes Kalkgestein, der „Helle Mergelkalk", der nach elektronenmikroskopischen Untersuchungen aus den nur wenige tausendstel Millimeter großen Kalkplatten einzelliger, im Meer schwebender Algen, den Coccolithen, besteht. Dies ist eine zu den Nannofossilien gehörende Gruppe (siehe auch Kapitel VI.1.4.). Aus den Ozeanen kennt man solche Bildungen als weißen Kalkschlamm der Tiefsee. Wir müssen deshalb für die Bildung dieses Gesteins eine Wassertiefe von wenigstens einigen hundert Metern annehmen. Außerdem müssen recht ruhige Bedingungen geherrscht haben, die zu wenig Strömungen und Umwälzungen des Wassers führten. Dies erkennt man am Fehlen von bodenbewohnenden Organismen und von sandigen Einschaltungen. Die Schichtmächtigkeit beträgt bis zu 15 m.

Dann folgt eine stärkere Materialzufuhr vom Festland. Im abgeschlossenen Beckenbereich sind es feinschichtig abgelagerte, dunkelgraue bis schwarze Tonmergel mit dünnen, weißen Lagen von Coccolithen. Diese Schichtfolge heißt „Rupel-Bändermergel". Die Schichtdicke beträgt bis zu 50 m.

Die weiter zunehmende Materialzufuhr und bessere Zirkulation im Becken führt zur Ablagerung der „Rupel-Tonmergelstufe". Es sind gebankte, z. T. siltige Tonmergel sowie dunkelbraune Kalkmergel und Kalke. Nach Süden zu, jenseits der Zentralen Schwellenzone, schalten sich in zunehmendem Maße Lagen von Sandsteinen und Konglomeraten ein. Es sind Geröll- und Schlammablagerungen aus den Alpen, die sich als abgeglittene Hangmassen und Trübeströme über die tiefen Bereiche des Beckens ausbreiteten. Dies zeigt eine weiter zunehmende Eintiefung des Beckens und die beginnende Heraushebung der Alpen an. Diese Ablagerungen erreichen bis zu 450 m Mächtigkeit.

Die marinen Ablagerungen des Unter- und Mitteloligozäns ziehen entlang des Amstettener Berglandes nach Südosten unter die Alpen. Nur in der „Inneralpinen Molasse" von Texing und Rogatsboden sind vergleichbare Schichten in den alpinen Deckenbau einbezogen (z. B. Bohrung Urmannsau 1, 2363–2600 m, Obereozän bis Mitteloligozän verschuppt mit Eozän des Helvetikum).

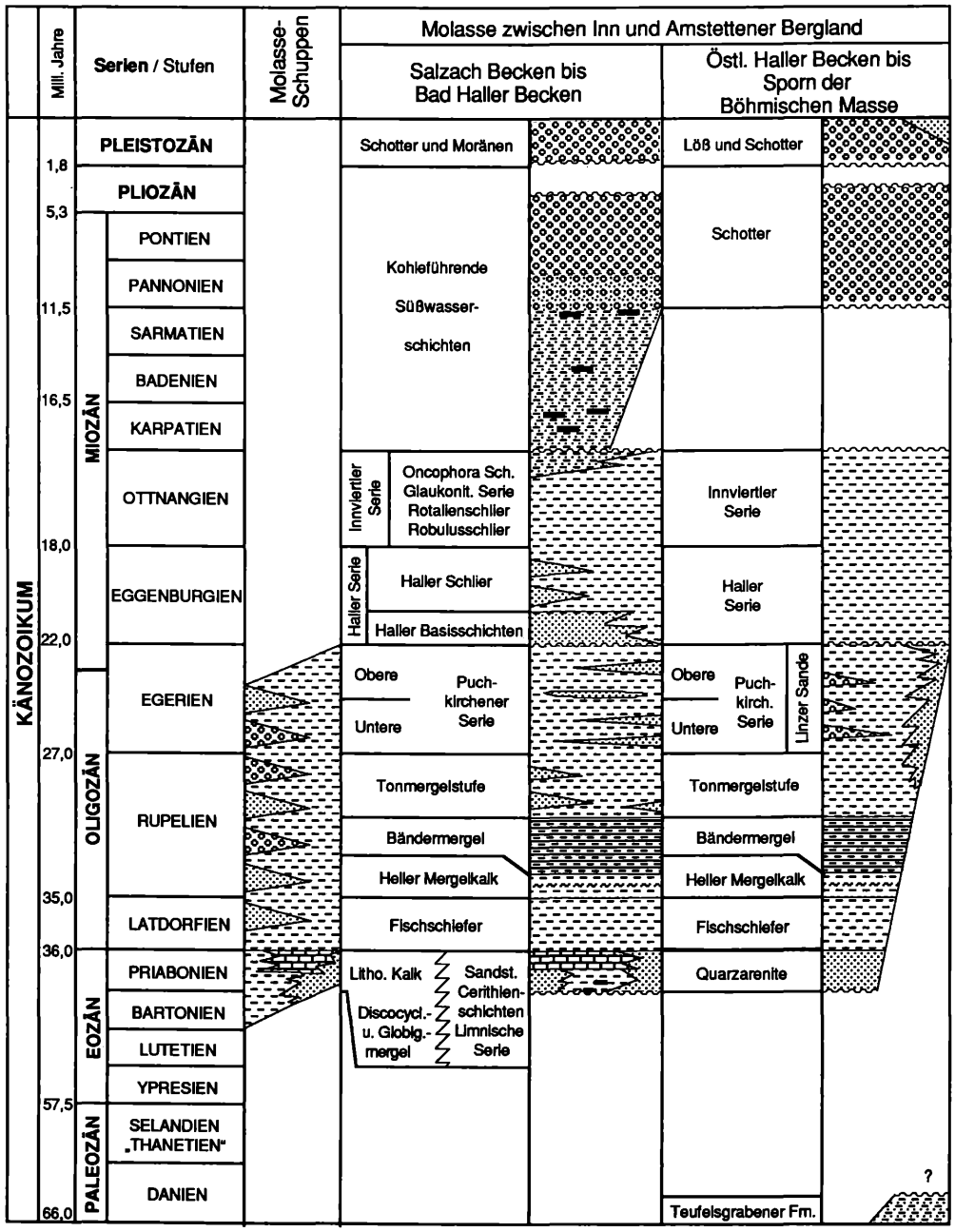
Bereits im tieferen Oligozän wird auch das Gebiet im Nordosten, vom Amstettener Bergland über Melk bis Krems, durch das Absinken der Böhmischen Masse von Ablagerungen bedeckt. Der ältere Anteil der „Melker Serie" beginnt mit einer Fazies von küstennahen Sümpfen mit Kohlebildungen. In den „Pielacher Tegeln" verzahnen kontinentale, kohleführende Schichten und fossilreiche, seichtmarine, graubraune Sande und dunkle Tone miteinander.

III.4.3.2.4. Oligozän bis unterstes Miozän: Egerien (30–22 Mio. Jahre)

Während des Oberoligozäns und bis in das Untermiozän hinein werden im oberösterreichischen Molassebecken weiterhin dunkel- und hellgraue, siltige und sandige Tonmergel in einem tiefen Becken abgelagert. Diese Gesteine haben den Lokal-

namen Schlier, der auch in die geologische Literatur Eingang gefunden hat. In den Tonmergeln finden sich häufig Mikrofossilien, vor allem Foraminiferen, aber auch recht häufig Reste von Kieselschwämmen, Diatomeen und natürlich durchgehend Coccolithen. Starke Durchwühlung des Bodens und gute Durchlüftung kennzeichnen diese Ablagerungen. An Großfossilien sind gegen die Nordkü-

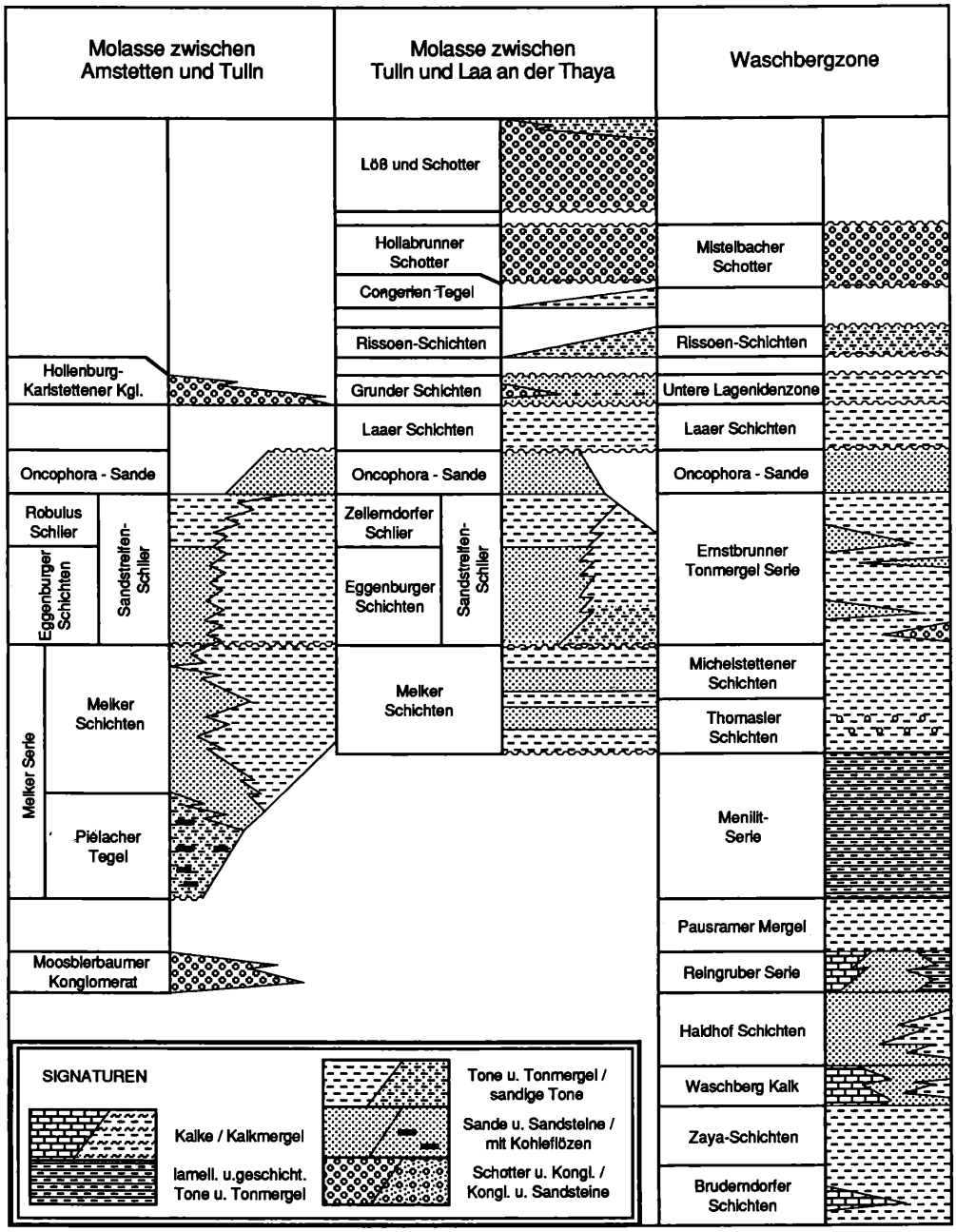
Tabelle 17. Stratigraphische Tabelle Molassezone Beckenfüllung I



ste zu, in dünnlagigen Tonen, Fischreste und Pflanzenabdrücke recht häufig, wie sie z. B. beim Bau des Traunkraftwerkes in Pucking gefunden wurden. Schalen von Muscheln und die Gehäuse des Kopffüßers *Nautilus* sind nur lagenweise häufiger.

Im Süden des Beckens verzahnen die Tonmergel mit groben Ablagerungen submariner Schuttfächer (Abb. 137). Sie sind

Tabelle 18. Stratigraphische Tabelle Molassezone Beckenfüllung II



vom Südrand des Meeres als submarine „Lawinen" durch Kanäle in das über 1000 m tiefe Becken eingeglitten und bauen dort sich vielfach überlagernde Schuttfächer auf. Man nennt solche Ablagerungen Turbidite. Sie bestehen aus Konglomeraten und Sandsteinen, die von unten nach oben feinkörniger werden. In manchen der Tonmergel schwimmen Gerölle wie Rosinen im Kuchen („Rosinenmergel"). Häufig sind auch Sedimentbrocken und Schollen älterer Tonmergel vom Bekkenabhang eingeglitten. Das Geröllmaterial stammt aus den heutigen Zentralalpen, die ein erstes alpines Gebirge gebildet haben, und wurde durch Flüsse an die Meeresküste gebracht. Harte Gerölle wie Quarz, kristalline Gesteine, kieselige Gerölle, dunkle Kalke und Dolomite dominieren.

Die Verfrachtung von Sedimentmaterial aus seichten Bereichen bringt auch eine Veränderung in der Zusammensetzung der Fossilfaunen. Küstenbewohnende Arten, aber auch immer wieder aus älteren Gesteinsschichten umgelagerte Fossilien finden sich neben Formen, die auf tiefes und trübes Wasser hinweisen; dies sind vor allem Foraminiferenarten, die ihr Gehäuse aus Sandkörnern aufbauen („Sandschaler").

Diese Schichtfolge des Egerien wird im oberösterreichischen Molassebecken in die „Obere und Untere Puchkirchener Serie" untergliedert. Die Untere Puchkirchener Serie kann bis 1000 m, die Obere Puchkirchener Serie trotz starker Abtragungen bis 1050 m dick werden.

Das Meeresbecken des Egerien endet im Westen in den Kohlesümpfen von Oberbayern; im schweizerischen Alpenvorland hat bereits die Verlandung eingesetzt.

An der Nordküste, entlang der Böhmischen Masse, werden diese Schichten von einem mehrere Kilometer breiten Streifen von marinen Seichtwassersanden begleitet. Das Material stammt von der Böhmischen Masse und der hohe Feldspatgehalt weist auf kurze Transportwege hin. Dies sind die „Linzer Sande", die altersmäßig der Oberen und Unteren Puchkirchener Serie entsprechen. In diesen küstennahen Sandablagerungen sind die fossilen Faunen nur in seltenen Fällen erhalten geblieben, wie etwa in den Sandgruben von Plesching bei Linz. Austernbänke, große Muscheln und Schnecken, Mikrofaunen und Zähne von Haien weisen auf ein reiches Leben in einem warmen Meer hin. Berühmt sind die Wirbeltierfunde in den Linzer Sanden mit den Skeletten von Seekühen und Nashörnern.

Die Ablagerungen des Egerien gehören in der niederösterreichischen Molassezone ebenso wie die oben erwähnten Pielacher Tegel zur „Melker Serie". Bereits im oberen Rupel beginnt die Ablagerung der „Melker Sande" über die randlichen Kohlesümpfe hinwegzugreifen. Diese Sande sind am Molasserand zwischen Amstettener Bergland und Krems weit verbreitet. Sie sind die Fortsetzung der Linzer Sande. Man findet sie in den vom Untergrund der Molassezone abgescherten Schichten mit den Kohleflözen von Starzing-Hagenau bei Neulengbach, am Rand der Flyschzone ebenso, wie sie auch in der Bohrung Niederrußbach 1 mit Glanzkohlenlagen auftreten. Am weitesten im Südosten unter den Alpen wurden diese oligozänen Seichtwasserbildungen in der Tiefbohrung Berndorf 1/NÖ bei einer Tiefe von 5945–5947 m angetroffen.

Im Molassebecken zwischen Amstetten und Stockerau ist ebenfalls eine Tonmergel- und Trübestromfazies entwickelt. Der Schlier der „Melker Schichten" mit dunkelgrauen bis dunkelbraunen, plattigen Tonmergeln und Tonsteinen greift im jüngeren Egerien nach N über die Küstensande hinweg. Nördlich der Donau bildet sich zu dieser Zeit ein großes, aus NW kommendes Flußdelta, das von Hollabrunn bis Laa a. d. Thaya und Stockerau reicht. Im zentralen Teil bei Mailberg-Großharras sind dort grobkörnige Sandsteine in einer Mächtigkeit von 200–300 m zu finden. Im Raum Stockerau wurde in den Bohrungen eine Wechsellagerung von Sandsteinen und graubraunen Tonsteinen festgestellt.

Durch tektonische Bewegungen und Abtragungsvorgänge im Untermiozän sind die jüngsten Ablagerungen des Egerien

nur in geringerem Umfang, vor allem in tieferen Beckenteilen erhalten.

Zusammenfassend kann die tektonische Entwicklung des Molassebeckens als Bildung der alpinen Vortiefe ab dem Obereozän gesehen werden. Der Untergrund wird im Oligozän und tiefsten Miozän in ein Schollenmosaik zerlegt. Im bayrisch-oberösterreichischen Becken überwiegen dabei E–W gerichtete Brüche. Es sind dies Zerrungsbrüche als Folge der nach Süden unter die Alpen abtauchenden europäischen Platte. Diese Bruchbewegungen haben die Sedimentablagerung beeinflußt, da die abgesunkenen Schollen als Fallen für grobes Sediment dienten. Und noch während des Oligozäns wird das Molassebecken durch die Aufschiebung der alpinen Einheiten in die Tektonik einbezogen. Es entstehen am Alpenrand Schuppen von Molasseablagerungen. Unter Meeresbedeckung werden die ältesten, ursprünglich im südlichsten Teil des Bekkens abgelagerten Turbiditsedimente vom Untergrund abgeschert und aufgeschoben. Diese Schuppen bilden nun den jüngeren Abhang des Molassebeckens. Durch diese Einengung des Beckens verlagern sich die Trübeströme und schneiden immer neue, bis zu mehreren hundert Meter tiefe Rinnen in die Vorlandsedimente ein. Da diese Rinnen vorwiegend E–W verlaufen, unterschneiden sie den ohnehin instabilen Hang aus Molasseschuppen, was große Massen dieser ehemaligen Beckensedimente durch die Erosionsrinnen wieder in das Becken zurückrutschen läßt. Dieser Kreislauf aus Ablagerung, tektonischer Verfrachtung, Abtragung und neuerlicher Ablagerung hält bis zum Ende des Egeriens an (Abb. 137).

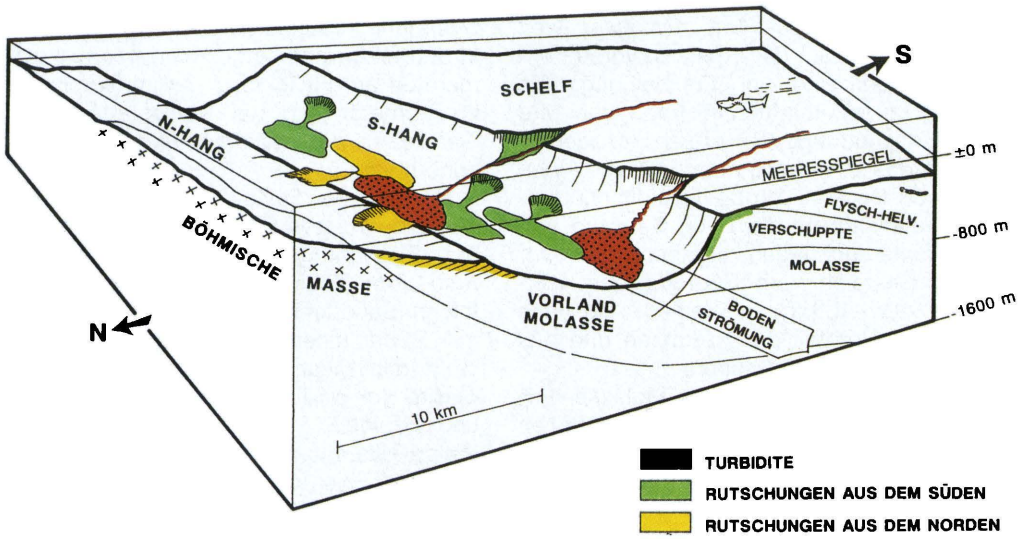


Abb. 137. Paläogeographisches Modell für das Unter-Miozän vor 22 Mill. Jahren

III.4.3.2.5. Untermiozän: Eggenburgien (22–18,5 Mio. Jahre)

Im Untermiozän kommt die Nordbewegung der alpinen Decken zum Stillstand.

Die Flyschdecken und Molasseschuppen erreichen ungefähr ihre heutige Position; der südliche Teil des Molassebeckens ist überschoben. Von nun an ist vorwiegend die Heraushebung der Alpen von Bedeutung. Nur im Osten, nördlich der Donau und in der Fortsetzung des Karpatenbogens, gehen die Überschiebungen bis in das jüngere Miozän weiter.

Auch während des Untermiozäns verläuft die südliche Küstenlinie noch auf den alpinen Decken. Die untermiozäne Stufe Eggenburgien tritt mit einer weit nach Norden, auf das Kristallin vorstoßenden Überflutung in Erscheinung. Es kommt zu submarinen Abtragungen und der Einschüttung von älteren Ablagerungen in das E–W gerichtete, vor den Alpen liegende Becken. Grobe Turbiditschüttungen treten nur nördlich von Salzburg auf. Gerölluntersuchungen ergaben, daß vor allem Gesteine vom Südrand der Kalkalpen zur Abtragung kamen. Gesteine aus dem Nordteil der Kalkalpen und aus der Flyschzone sind selten.

In der oberösterreichichen Molasse werden die Ablagerungen des Eggenburgien als „Haller Serie" bezeichnet. Sie beginnen entlang der Beckenachse mit den „Haller Basisschichten", hellgrauen, turbiditischen Silt- und Sandsteinen mit Konglomeratlagen und eingeglittenen Schollen älterer Ablagerungen. Das eigentliche Beckensediment sind graue, sandig-siltige, glimmerige Tomergel mit Sandsteinlagen, der „Haller Schlier". Er ist noch immer turbiditisch beeinflußt. Der Faunenin-halt weist auf offene Meeresbedingungen hin. Häufig finden sich auf den Schichtflächen die Abdrücke von Pteropoden, das sind Flügelschnecken, die in den obersten Wasserschichten frei schwimmend leben. Im Bereich N von Salzburg treten grobkörnige, turbiditische Konglomerate auf, die „Sand-Schotter-Gruppe". Die Gesamtmächtigkeit der Haller Serie beträgt bis zu 800 m.

Küstensedimente sind in der oberösterreichisch-bayrischen Molasse nur in Resten verbreitet. In Bayern ist es vor allem die Umgebung von Ortenburg, in der ein Küstenstreifen der fossilreichen Sande des Eggenburgien erhalten blieb. In Oberösterreich sind diese Sande wieder abgetragen und nur durch umgelagerte Faunen in jüngeren Schichten, z. B. in den Phosphoritsanden von Plesching bei Linz nachgewiesen.

In Niederösterreich, östlich von Amstetten, sedimentiert weiterhin sandiger Schlier, der in mehreren hundert Metern Tiefe turbiditisch abgelagert wurde. Er besteht aus grauen, siltig-glimmerigen Tonmergeln mit hellen Siltsteinlinsen und oft starker Durchwühlung. Dies hat zur Bezeichnung „Sandstreifenschlier" geführt. In den tektonisch eingeschuppten Konglomeraten am Flyschrand, so im Buchbergkonglomerat und bei Königstetten, sind Gerölle aus den Kalkalpen und der Flyschzone häufig.

Nördlich der Donau beginnen die Bekkenablagerungen des Eggenburgien in der „Eggenburger Serie" mit der Ablagerung von Glaukonitsandsteinen. Darüber folgen Sandstreifenschlier und Tonmergel mit Sandsteineinschaltungen. Nach NW stößt das Meer weit auf die Böhmische Masse vor und lagert in alten Flußtälern und Mulden fossilreiche, sandige und tonige Küstenbildungen ab. Bekannt sind vor allem die fossilreichen Schichten im Raum der Stadt Eggenburg, die dieser geologischen Zeit ihren Namen gab.

Die Ablagerungen des Eggenburgien sind im Süden von den alpinen Decken weit überschoben und liegen z. B. in der Bohrung Urmannsau 1 in 3000 m Tiefe. Die Südküste des Meeres ist weitgehend unbekannt. Nur im Untergrund des Wiener Beckens und am Rand des Korneuburger Beckens sind fossilführende Küstenablagerungen der Eggenburger Serie auf den Decken von Flyschzone und Kalkalpen erhalten und wurden später gemeinsam mit ihrer Unterlage auf die Ablagerungen des davorliegenden Molassebeckens aufgeschoben (Beilage 6).

Das Untermiozänmeer breitete sich entlang des ganzen Alpen- und Karpatenbogens, vom Rhonetal im Westen bis nach Südrußland und Persien, aus. So entstand eine Verbindung des Molassemeeres zum Mittelmeer und Indischen Ozean. Gleichzeitig setzte aber eine Verflachung des Meeres im Alpenvorland ein.

III.4.3.2.6. Untermiozän: Ottnangien (18,5–17,5 Mio. Jahre)

Die untermiozäne Zeitstufe Ottnangien hat ihren Namen vom Ort Ottnang bei Wolfsegg im Hausruck. Dort ist in einer großen, alten Schliergrube der „Ottnanger Schlier" aufgeschlossen.

Auch dieser Zeitabschnitt ist durch eine übergreifende Meerestransgression gekennzeichnet. Im oberösterreichischen Beckenteil findet sich die „Innviertler Serie". Das fortschreitende Seichterwerden des Meeres führt zu einer Reihe unterschiedlicher Schichtglieder, die sich vor allem durch eine mehr sandige oder tonige Ausbildung unterscheiden. In weiten Gebieten zeigen dies Sedimentstrukturen wie Wellenrippeln, Kreuzschichtungen und Gänge von im Sediment grabenden Organismen. Es war ein gezeitenbeeinflußtes Flachmeer mit Schlierablagerungen. Man unterscheidet den „Robulusschlier" (mit Vöcklaschichten, Atzbacher Sanden und Ottnanger Schlier) und den „Rotalienschlier" (mit Rieder Schichten) sowie die „Glaukonitische Serie" (mit Mehrnbacher Sanden, Treubacher Sanden und Braunauer Schlier). Nördlich Salzburg hielt die Ablagerung der turbiditischen Grobschüttungen der „Sand-Schotter-Gruppe" weiter an. Sie wird einem Flußdelta, das aus den Salzburger Alpen schüttete, zugerechnet.

Entlang des Südwestrandes der Böhmischen Masse sind fossilreiche Küstensande und der sogenannte „Phosphoritsand" (mit Knollen des Minerals Phosphorit) erhalten. Im Osten fehlen diese Küstenablagerungen und es bedeckt der „Robulusschlier" mit grauen, teilweise sandigen, gebankten bis geschichteten Tonmergeln und Tonen den Rand des Dunkelsteiner Waldes sowie des Manhartsberges und füllt das Molassebecken aus. Die „Prinzersdorfer Sande", gelbliche, gebankte Feinsande, sind eine Einschaltung im Robulusschlier. Entlang der Alpenstirn treten während des Ottnangien Schuttfächer mit Flyschsandsteingeröllen auf. Die Transgression greift mit dem „Zellerndorfer Schlier" über die Eggenburger Schichten hinweg auf die Hochfläche der Böhmischen Masse und verursacht im Norden die Entstehung der Kohlesümpfe von Langau.

Zu Ende des Ottnangien schreitet von Bayern her die Verflachung des Meeres fort. Es kommt zu einer Aussüßung und Verbrackung im Küstenbereich. Weit verbreitet lagern sich entlang der bayrisch-österreichischen Grenze, im Tullner Feld und in der Molasse nördlich der Donau die „Oncophora-Schichten" ab. Es sind gelbliche, gut geschichtete, glimmerige Feinsande mit Tonlagen und mit *Oncophora* oder richtiger *Rzehakia,* einer kleinen Brackwassermuschel, die in Flußdeltas lebte.

III.4.3.2.7. Oberstes Untermiozän: Karpatien (17,5–16,5 Mio. Jahre)

Mit dem Ende der Deckenüberschiebungen und der Hebung der Alpen zieht sich das Meer aus dem Alpenvorland zurück. Die Meeresüberflutung des Karpatiens erfolgt bereits über die neu aufgeschobene Waschbergzone hinweg (siehe Beilage 8 und Kapitel III.5.). Dieses Meer reicht über das Pannonische Becken nach Süden und über eine Meeresstraße in Slowenien zur Adria. Es ist dies die Zeit, in der die Einsenkung des Wiener und Korneuburger Beckens in den alpin-karpatischen Deckenbau beginnt und diese Becken eine eigene, von der Molassezone getrennte geologische Entwicklung nehmen. Die Meeresüberflutung reicht nach Westen nur noch bis an eine Küstenlinie zwischen Maissau und Tulln. Der tiefste Bereich des Beckens liegt bei Laa a. d. Thaya mit etwa 300 m Wassertiefe. Die Sedimente der „Laaer Serie" sind graue, gut gebankte Tonmergel mit geringen Sandlagen. Sie enthalten eine reiche Mikrofauna, grabende Bivalven, Gehäuse von Flügelschnecken und *Nautilus.* In küstennahen, sandigen Ablagerungen findet sich eine reiche, subtropische Molluskenfauna.

III.4.3.2.8. Mittelmiozän: Badenien (16,5–13 Mio. Jahre)

Zu Beginn des Badenien überflutet das Meer aus Osten, vom Indischen Ozean

kommend, neuerlich die Molassezone. Die Verbreitung der „Badener Serie" reicht aber auch diesmal nur bis in die Gegend von St. Pölten, wo ein Fluß mit groben Schüttungen aus den Alpen in das Meer mündet. Er hinterließ das „Hollenburg-Karlstettener Konglomerat". Die Überflutung greift auch in die alte Rinne der Wachau bis gegen Spitz hinein. Beginnend vom Fuß des Manhartsberges dehnt sich dieses Meer in der karpatischen Vortiefe bis nach Polen und in die Ukraine aus.

Nördlich der Donau lagern sich neben fossilreichen, graugrünen Tonmergeln weitverbreitet die sandigen Seichtwasserbildungen der „Grunder Schichten" ab. Bei Mailberg wachsen Rotalgenriffe und bauen mächtige Lithothamnienkalke auf. Teilweise kommen durch die Hebung der Alpen Blockschichten zur Ablagerung, die Gerölle von 1–2 m Durchmesser enthalten.

III.4.3.2.9. Mittelmiozän: Sarmatien (13–11,5 Mio. Jahre)

Im Sarmatien reicht nochmals ein Meeresarm aus dem Wiener Becken in die Molassezone. Ablagerungen des sarmatischen Brackwassermeeres finden sich in einem schmalen Streifen zwischen Hollabrunn und Krems. Es sind graugrüne Tonmergel mit fossilreichen Sandlagen.

III.4.3.2.10. Jüngeres Miozän: Pannonien und Pontien (11,5–5,3 Mio. Jahre)

Nach dem Ende des Ottnangien verlandet die westliche Molassezone endgültig. In der Zeit des Karpatien sind dort Abtragungsvorgänge wirksam. Im Gebiet der Salzach entstehen im Mittelmiozän die Kohlevorkommen von Trimmelkam und Wildshut, dann verlagert sich die Bildung der Kohlesümpfe nach Osten. Zunächst werden im Sarmatien die unbedeutenden Kohleflöze von Munderfing, dann noch weiter im Osten während des Pannonien die Kohlen des Hausruckreviers zwischen Ampflwang und Wolfsegg abgelagert. Darüber lagern die Flußschotter des Kobernaußerwaldes und des Hausrucks. Diese Wanderung der Fazies zeigt ein Kippen des Beckens gegen E an, die sich in einer Änderung der Flußrichtung in den Hausruckschottern auswirkt. Früher strömten die Flüsse nach Westen, zum Rhonetal, ab dem Pannonien aber in die Richtung der heutigen Donau.

In Niederösterreich erstreckt sich im untersten Pannonien, ähnlich wie im Sarmatien, nochmals ein schmaler Meeresarm aus dem Wiener Becken bis in die Gegend von Langenlois. Grünliche Congerientegel sind in kleinen Resten erhalten. Die Hauptverbreitung haben die Flußablagerungen der Urdonau von Krems her über Hollabrunn und Mistelbach bis in das Wiener Becken. Es sind dies die „Hollabrunner Schotter" des Pannonien und Pontien, mit gelbbraunen Kiesen und Sanden, die bei Mistelbach im Pannonischen See ein großes Delta gebildet haben. In diesen Ablagerungen sind Reste großer Säugetiere wie *Mastodon, Dinotherium* und Nashorn nicht selten.

III.4.3.2.11. Pliozän bis Gegenwart (5,3–0 Mio. Jahre)

Ab dem Pliozän ist durch Hebung der Alpen vor allem die Abtragung wirksam. Sedimente aus dieser Zeit sind nur selten erhalten, so z. B. die frühesten Lößablagerungen bei Krems und die „Rote Lehmserie" aus dem Weinviertel. Die Donau bildet ihren gegenwärtigen Verlauf aus.

Im Pleistozän, also während der Eiszeiten und Zwischeneiszeiten (Warmzeiten) vor 1,8–0,01 Mio. Jahren, wurden weite Gebiete des Alpenvorlandes mit Moränen und Flußschottern bedeckt. Dazu kommen, vor allem im Weinviertel und in der weiteren Umgebung von Linz, große Flächen, auf denen Löß abgelagert wurde. Schotter älterer Eiszeiten sind auf höher gelegenen Altflächen zu finden, wie z. B. die älteren Deckenschotter vom Innviertel bis zur Enns und im Gebiet Strengberg–Haag–Weistrach.

Ein erheblicher Teil der pleistozänen Schotter stammt aus der letzten (Würm-) Eiszeit. Diese Schotter können bis über 30 m mächtig werden. Teilweise sind sie zu „Nagelfluh" verfestigt, wie z. B. bei Kremsmünster, im Ennstal und bei Waid-

hofen an der Ybbs. Im Tullnerfeld erreichen die Jungpleistozänschotter zwischen Traismauer und Wördern zwischen 7 und 19 m Dicke (Mächtigkeit). Bei der Bohrung Moosbierbaum K1 wurde in 2,8 m Tiefe beim Aushub der Spülgrube der Rest eines Zahnes von *Mammuthus primigenius* gefunden. Ähnliche Funde sind aus dem Donautal und aus dem Traisental bekannt. Östlich Krems werden diese Schotter sogar 28 m mächtig. Die heutigen Oberfächenformen der Molassezone erhielten ihre letzte Prägung vorwiegend in der Pleistozänzeit.

In der Nacheiszeit (Holozän), die etwa 10.000 Jahre vor der Gegenwart begann, ist eigentlich nur mehr die Flußerosion von Bedeutung. Dadurch wurden die Bäche und Flüsse in den Bereichen stärkeren Gefälles weiter eingetieft, während es im Flachland zur Ablagerung von Schottern, Kiesen, Sanden und Schlamm kam. Viele ältere, jüngere und holozäne Sedimente wurden und werden immer wieder umgelagert. Bei stärkerer Wasserführung der Donau wurden diese verschiedenen Sedimente bis weit in die ungarische Tiefebene verfrachtet. Mit dem Bau von Flußkraftwerken im 20. Jahrhundert fand dieser Sedimenttransport weitgehend ein Ende, lediglich die feine Schlammtrübe kann von der Donau noch mitgeführt werden.

Literaturauswahl für die Hauptkapitel III.4.1. bis III.4.3.:

ABEL, O. 1897 a und 1903; ABERER, F. 1958, 1960 und 1962; ANIWANDTER, E. et al. 1990; BRAUMÜLLER, E. 1961; BREYER, F. & DOHR, G. 1959; BRIX, F. 1960; BRIX, F. E., GÖTZINGER, K. G. H., KRÖLL, A. J. & LOGIGAN, St. D. 1963; BRIX, F. & GÖTZINGER, K. 1964; BRIX, F., KRÖLL, A. & WESSELY, G. 1977; BÜRGL, H. 1949 und 1950; DIMTER, A. 1991; ELIAS, M. 1973 und 1977; ELIÁŠ, M. & WESSELY, G. 1990; FREILINGER, G. 1963; FUCHS, R. & WESSELY, G. 1977; FUCHS, R., GRÜN, W., PAPP, A., SCHREIBER, O. & STRADNER, H. 1980; FUCHS, R., WESSELY, G. & SCHREIBER, O. S. 1984; FUCHS, W. 1964, 1972, 1976, 1977 und 1980 a; FÜCHTBAUER, H. 1967; GLAESSNER, M. F. 1937; GRILL, R. 1937, 1947, 1957 und 1958; GRILL, R. KAPOUNEK, F. & PAPP, A. 1968 b; GRILL, R. & WALDMANN, L. 1950; HAMILTON, W. 1989; HAUER, R. 1930; HERNDLER, E. 1991; HERRMANN, P. 1985; HUF, W. 1963; JANOSCHEK, R. 1957, 1961, 1964 und 1969; KAPOUNEK, J., KRÖLL, A., PAPP, A. & TURNOVSKY, K. 1965 und 1967; KEINDL, J. 1929; KIESLINGER, A. 1969; KITTLER, G. 1971; KOHL, H. 1969; KOLLMANN, H. A., BACHMAYER, F., NIEDERMAYR, G., SCHMID, M. E., KENNEDY, W. J., STRADNER, H., PRIEWALDER, H., FUCHS, R. & WESSELY, G. 1977; KOLLMANN, K. 1966 und 1977; KRÖLL, A. 1964; KRÖLL, A. & WESSELY, G. 1967; KÜHN, O. 1955; KURZWEIL, H. 1973; LADWEIN, W. 1976; LEMCKE, K. & WAGNER, R. 1961; LEMCKE, K. 1977 und 1984; MALZER, O. 1981; MILLES, R. & PAPP, A. 1957; MUHEIM, F. 1979; MÜLLER, M. 1986; MÜLLER, M., NIEBERDING, F. & WANNINGER, A. 1988; NACHTMANN, W. & WAGNER, L. 1987; NEMEC, F. & KOCAK, A. 1976; PAPP, A. 1950 b, 1952, 1962 c und 1975; PESCHEL, R. 1983; PETTERS, V. 1936; PIFFL, L. 1971 und 1974; PLÖCHINGER, B. 1958 b; POHL, W. 1968; PREY, S. 1957; RABEDER, G. 1981; RICHTER, M. 1948 und 1950; ROETZEL, R. 1983; RÖGL, F. 1969; SCHAFFER, F. X. 1914; SCHEIDEGGER, A. E. 1976 b; SCHERMANN, O. 1966; SCHIEMENZ, S. 1960; SCHULTZ, O. 1972; SCHULZ, E. 1963; SIEBER, R. 1958; STEININGER, F. 1963 a, 1963 b, 1969 und 1979; STEININGER, F. F., WESSELY, G., RÖGL, F. & WAGNER, L. 1986; SUESS, E. 1891; THENIUS, E. 1960; TOLLMANN, A. & KOLLMANN, K. 1957; TOLLMANN, A. 1963 a und 1985; VEIT, E. 1953; VETTERS, H. 1918 und 1923; WACHTEL, G. & WESSELY, G. 1981; WAGNER, L. 1980; WAGNER, L., KUCKELKORN, K. & HILTMANN, W. 1986; WEINHANDL, R. 1957; WESSELY, G., SCHREIBER, O. S. & FUCHS, R. 1981; WESSELY, G. 1991; WIESENEDER, H. 1965 b; WIESENEDER, H., FREILINGER, G., KITTLER, G. & TSAMBOURAKIS, G. 1976; ZÖBELEIN, H. K. 1955.

III.4.4. Muttergesteine, Speichergesteine, Migration und Lagerstättenbildung in der Molassezone und deren sedimentärem Untergrund

In diesem Kapitel wird der Frage nachgegangen, in welchen Gesteinen der Molassezone sich das dort gewonnene Erdöl und Erdgas gebildet hat und etwa wo in diesem Becken und zu welcher Zeit das geschehen sein kann. Dann werden die Speichergesteine behandelt. Zu den wichtigsten Eigenschaften von Speichergesteinen zählen deren effektive Porosität (= Nutzporosität in Volumsprozenten) und deren Durchlässigkeit (Permeabilität in Millidarcy = mD). Nähere Erläuterungen werden in den Kapiteln II.1.4.1. und II.3.5.3. gegeben.

Speichergesteine sind Naturkörper, die schon, bedingt durch die Art ihrer Entstehung, über größere Entfernungen nicht völlig homogen (gleichartig) sein können. Sowohl in vertikaler wie in horizontaler Erstreckung werden daher Unterschiede auftreten, die sich in Gestalt geänderter Porositäts- und Permeabilitätswerte äußern werden. Das bedeutet, daß z.B. ein gut poröser und permeabler Sandsteinhorizont, der eine KW-Lagerstätte enthält, in wenigen Kilometern Entfernung, geologisch bedingt, keine oder schlechte Speichergesteinseigenschaften aufweisen kann und hier daher kein Prospektionsziel darstellt.

Eine umfassende Beschreibung der wichtigen Eigenschaften eines Speichergesteins ist nur dort möglich, wo entsprechend viele Bohrkerne vorhanden sind. Porositätswerte sind auch aus einigen geophysikalischen Bohrlochmessungen ableitbar (siehe die Hauptkapitel II.3.3. und II.3.4.). Daten, die in den folgenden Unterkapiteln III.4.4.1.2. bis III.4.4.3.2. angegeben sind, bedeuten daher eine Selektion entsprechend den zur Verfügung stehenden Bohrkernen und Bohrlochmessungen.

Bei der Beschreibung der Speichergesteine ist ausdrücklich zu vermerken, daß keinesfalls alle angeführten Schichten überall, wo sie vorkommen, auch öl- oder gasführend sein müssen. Die KW-Führung wird jedoch im Abschnitt IV.4. ausführlich beschrieben.

Schließlich wird überlegt, auf welchen Wegen die Kohlenwasserstoffe an die heutigen Fundorte gelangt sein können. Der besseren Übersicht wegen und weil es, wie man sehen wird, deutliche Unterschiede gibt, wird nach der natürlichen Dreiteilung der österreichischen Molassezone in Abschnitte westlich der Böhmischen Masse, auf dem Sporn der Böhmischen Masse (östlich Steyr bis St. Pölten) und östlich der Böhmischen Masse, vorgegangen. Einen geologischen Überblick mit den zitierten Bohrungen gibt Beilage 5.

Zum besseren Verständnis der Angaben über die Speichergesteine sollen die nachfolgenden Bemerkungen dienen.

III.4.4.1. Molasse westlich und südwestlich der Böhmischen Masse – Oberösterreich

von Otto MALZER

III.4.4.1.1. Muttergesteine

Nach mindestens 35 Jahren intensiver Suche nach KW und deren Förderung in der Molassezone, sollte eigentlich der Ursprung der Kohlenwasserstoffe bekannt sein, bietet doch wie in den Kapiteln II.1.1. bis II.1.3. beschrieben, die moderne Erdölgeochemie die Möglichkeit, Rohöle und auch Erdgase mit möglichen Muttergesteinen zu vergleichen und mit Hilfe von chemischen und isotopischen Markern den „Mutterschaftsbeweis" mit ziemlicher Sicherheit zu liefern. In der Molasse gibt es damit zumindest im oberösterreichischen Anteil noch Komplikationen.

Der Hauptgrund dafür ist, daß nicht mehr das gesamte Sedimentbecken untersucht werden kann. Denn während der offene Vorlandteil des Beckens schon recht genau bekannt ist und aus dem Mittelteil, der unter den Alpen begraben ist, auch schon einige Daten vorliegen, wird der Südteil des Beckens unzugänglich blei-

ben, weil er während des Vorschubes der Alpen zerstört worden ist. Bestenfalls sind noch Reste innerhalb der verschuppten Molasse unter dem Alpenkörper vorhanden. Man ist bei der Suche nach den Kohlenwasserstoff-Muttergesteinen der Molasse also im wesentlichen auf Vorlandsaufschlüsse angewiesen. Die Vorgangsweise ist vorgezeichnet: Es wird die Sedimentfolge über dem kristallinen Grundgebirge auf Gesteine untersucht, die Muttergesteinseigenschaften besitzen, mögliche Muttergesteine werden auf ihre Reife überprüft und schließlich werden deren mögliche Produkte mit den vorhandenen KW verglichen.

Die Molasse westlich der Böhmischen Masse in Oberösterreich ist der bisher produktivste Teil der österreichischen Molasse, in dem sich ganz eindeutig zwei völlig verschiedene „Generationen" von Kohlenwasserstoffen nachweisen lassen. Es gibt eine chemisch und isotopisch ziemlich einheitliche Familie von Erdölen und ein dazugehöriges Erdölgas. Eine Reihe von Merkmalen, wozu das Verhältnis bestimmter Einzelkohlenwasserstoffe zueinander, oder die Anreicherung des Kohlenstoffatoms C^{13} gehört, läßt erkennen, daß alle bekannten Öle und das Begleitgas aus einem Muttergestein, oder einer Mischung von Muttergesteinen, gebildet wurden, dessen Organstoffgehalt überwiegend aus marinen Lebewesen und Algen stammte und das einen mäßigen Reifegrad, entsprechend dem Vitrinit-Reflektivitätskoeffizienten Ro = 0,7–0,8 erreicht hatte. Abb. 138 zeigt das charakteristische Spektrogramm eines solchen Molasseöles. Daneben wird in wirtschaftlich be-

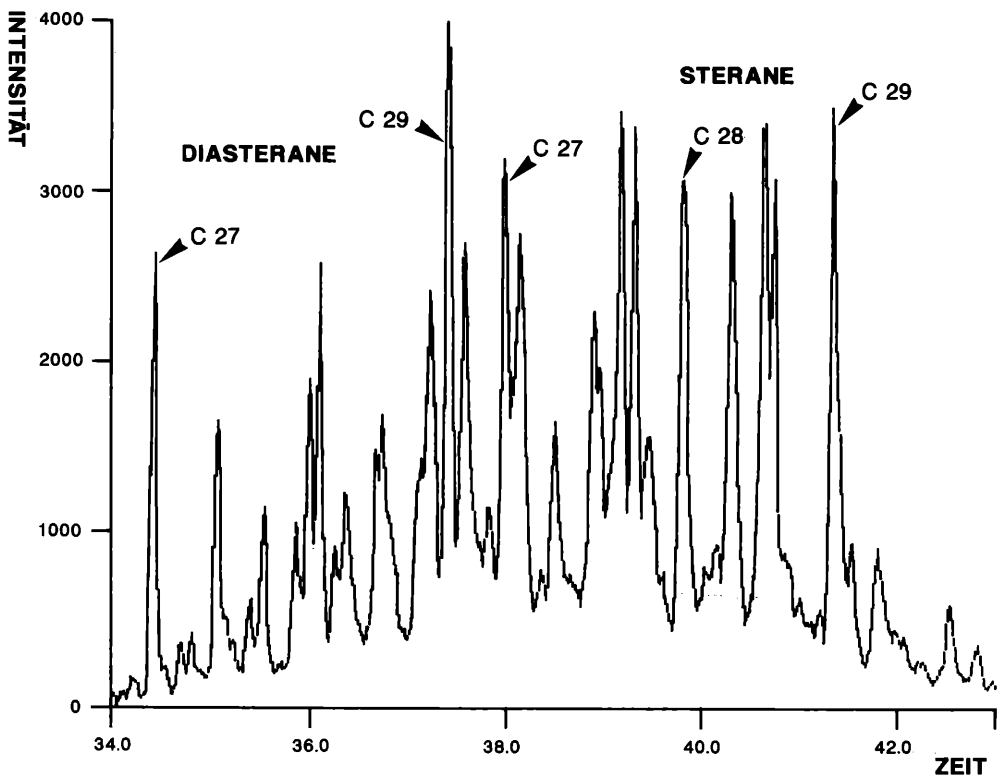


Abb. 138. Massenchromatogramm eines Obereozän-Öles aus dem Feld Ried in Oberösterreich: Das Massenverhältnis von Diasteranen zu Steranen ist für oberösterreichische Molasse-Öle sehr charakteristisch, es deutet mit anderen Merkmalen zusammen auf eine relativ geringe Reife des Muttergesteines hin. Nach M. A. NORTHAM, Dallas Research Laboratory, 1984

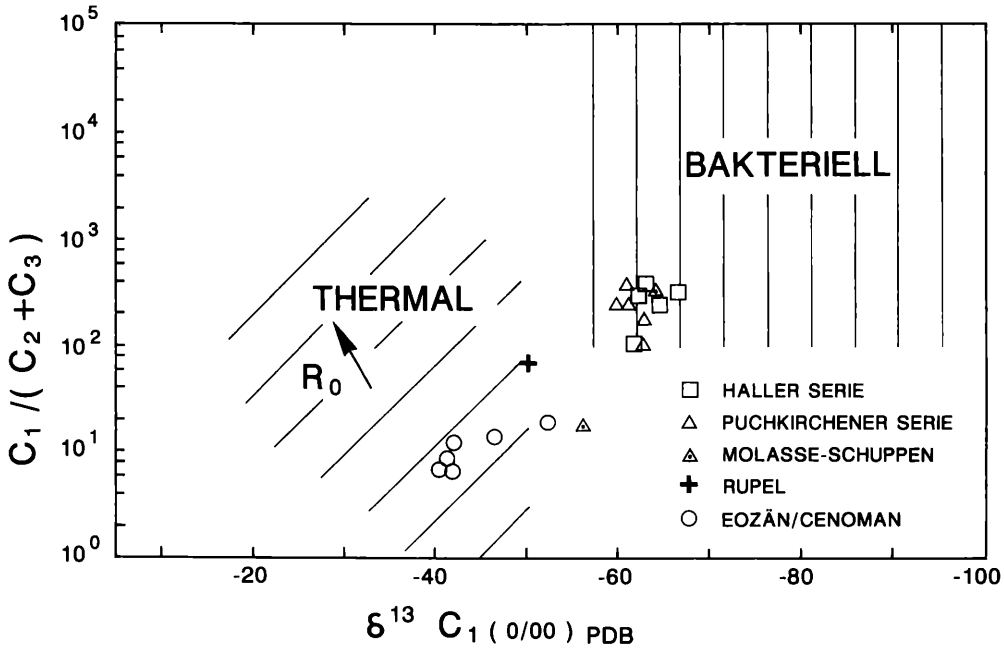


Abb. 139. Das Diagramm verdeutlicht die Unterscheidung von thermal und bakteriell entstandenen Erdgasen anhand der chemischen Zusammensetzung und der Anreicherung des Kohlenstoff-Isotopes 13, nach E. FABER 1989. Die eozän/cenomanen Gase fallen deutlich in das thermale Feld. Die Lage im rechten unteren Bereich weist auf ein eher wenig reifes Muttergestein hin. Die Gase der Puchkirchener/Haller Serie liegen knapp, aber doch deutlich im bakteriellen Bereich. Ihre Randlage hat vielleicht mit dem für bakterielle Gase relativ hohen Alter zu tun, oder deutet eine geringe Zumischung von thermalem Gas an. Die Gase im Zwischenbereich, sie stammen aus der tiefen Verschuppten Molasse, bzw. aus dem Rupel/Eozän des östlichen Oberösterreich (Steyr, Dietach) sind höchstwahrscheinlich gemischt thermal-bakteriell.

deutenden Mengen Erdgas produziert, das keinen thermalen Ursprung hat, sondern von Bakterien aus vorwiegend pflanzlich-organischen Resten gebildet worden ist. Es ist leicht an seinem hohen Gehalt an Methan (bis zu 98%) und der Armut an C^{13} zu erkennen. Das Diagramm der Abb. 139 macht die Unterschiede zwischen einem thermalen und einem bakteriellen Molassegas deutlich. Gibt es nun im bekannten Teil der Molasse zu diesen KW passende Muttergesteine?

Prä-Jura

Die ältesten Sedimente, Sandsteine und Tonschiefer aus dem Karbon oder der Perm-Trias-Zeit, waren schon vor Ablagerung der nächst jüngeren Gesteine des Oberjura soweit wieder abgetragen, daß die Reste als bedeutende Lieferanten von KW nicht in Frage kommen.

Der Jura

Der Jura ist in Oberösterreich bis an die 600 m mächtig und besteht aus einer Sandsteinformation an der Basis (Dogger) sowie darüber mächtigen Schwamm- und Korallenkalken (Dogger/Malm). Diese Gesteine scheiden auf Grund ihres niedrigen durchschnittlichen Organstoffgehaltes als wichtige Muttergesteine aus. Die den Basissanden zwischengeschalteten Kohlenflöze mit Kohlentonen könnten bedingt als Muttergesteine für Gas gelten. In Oberösterreich ist bisher die als „Purbeck-Fazies" bekannte Gesteinsentwicklung wenig auf Muttergesteinseigenschaften untersucht worden. Dieser könnte man dem äußeren Ansehen nach schon ein gewis-

ses KW-Potential zumuten. Wenn diese Gesteine auch im Vorland unreif sein dürften, könnten sie im tieferen Becken KW abgegeben haben und diese ins Vorland „migriert" sein.

Gasspuren im Juradolomit und Cenoman der Tiefbohrung Kirchham 1, deren Isotopenzusammensetzung leider nicht bekannt ist, könnten eventuell mit einem jurassischen Muttergestein in Zusammenhang gebracht werden. Bisher unbewiesen ist das Konzept, daß die organstoffreiche Tonmergelentwicklung, die im Untergrund des Wiener Beckens – also auf der Ostseite der Böhmischen Masse – die Malmkalke gegen das tiefere Becken hin ablöst und das Hauptmuttergestein der Kohlenwasserstoffe des Wiener Bekkens ist, auch westlich der Böhmischen Masse vorhanden wäre und auch hier wesentlich zur Ölbildung beigetragen hätte. Diese Fazies ist bisher in Oberösterreich nicht gefunden worden und zudem sind die Öle des Wiener Beckens und der Molasse nach neuen Analysen doch zu verschieden, um denselben Ursprung zu haben.

Die Kreide

Kreidesedimente sind im Molasseuntergrund westlich der Böhmischen Masse weit verbreitet; sie können sehr mächtig sein (bis zu 1000 m) und sind auch überwiegend tonmergelig ausgebildet. Trotzdem kann man weitgehend sicher sein, daß aus dieser Formation kein ins Gewicht fallender Beitrag zur Ölführung der Molasse gekommen ist. Nur wenige Kernproben turonischer Tonmergel haben im Vorland ausreichende Muttergesteinseigenschaften gezeigt, wobei die Reifung fehlt. Günstigere Bedingungen im tieferen Becken, etwa unter den Alpen, sind nicht zu erwarten.

Molassesedimente

Nach dem bisher Gesagten muß der weitaus größere Teil des in der oberösterreichischen Molasse geförderten Öles und des assoziierten Gases von Gesteinen der Molassefüllung selbst generiert worden sein. Die Molassefüllung umfaßt von N nach S (siehe Vorkapitel) einige hundert bis ca. 3000 m Sedimente, die zwischen etwa 40 und 6 Millionen Jahre alt sind (Obereozän – Jüngeres Miozän). Davon kommen auch nur die Gesteine des tieferen, südlicheren Beckens und nur etwa die untersten 200 m als Erdölmuttergesteine in Frage. Diese umfassen die Schichtglieder des Eozäns und des unteren und mittleren Oligozäns (40–30 Mio Jahre). Die jüngeren Schichten sind vergleichsweise ärmer an organischem Material und sind wegen der geringeren Überdeckung und des geringeren Alters auch nie genügend aufgeheizt worden.

Eozän und Oligozän

Dieses ist in seinem Verbreitungsgebiet westlich der Böhmischen Masse bis 140 m mächtig, davon macht allerdings den größeren Teil der als Muttergestein unergiebige Lithothamnienkalk aus. Es bleiben die zusammen zwischen 0 und ca. 40 m mächtigen Schichtglieder der Limnischen Serie und der Cerithienschichten. Beide enthalten neben Fluß- und Küstensanden auch Kohlenflöze und begleitende kohlige Tone, die nach Analysen wenigstens zum Teil beträchtliche Gehalte an organischen Kohlenstoff aufweisen (2–6 Prozent). Allerdings ist die Zusammensetzung des organischen Materials, von der die wirkliche Muttergesteinsqualität abhängt, sehr ungleichmäßig; viel Material ist nicht fähig Öl zu bilden und allen bisher untersuchten Proben aus dem Alpenvorland ist gemeinsam, daß sie höchstens an der Grenze zur Reife liegen. Doch ist zu erwarten, daß sowohl die Limnische Serie als auch die Cerithienschichten als küstennahe Bildungen entlang der Böhmischen Masse unter die Alpen hinein verbreitet sind, wo sie in größerer Tiefe Öl und Gas generiert haben könnten. Trotzdem ist auch das Eozän zumindest nicht als Hauptlieferant des Molasseöls anzusehen. Einerseits weil künstlich aus Eozän-Kernproben durch Pyrolyse gewonnenes Öl sich deutlich chemisch und isotopisch vom Molasseöl unterscheidet, andererseits weil die Verbreitung der Muttergesteine im Eozän für die tatsächlich vor-

handenen Ölmengen zu gering wäre. Immerhin kann man annehmen, daß aus dem Eozän des tieferen Beckens zumindest ein geringer Beitrag gekommen ist.

Somit bleiben als Hauptursprung nur noch die Gesteine des Latdorfiens und des tieferen Rupeliens mit den Schichtgliedern Fischschiefer, Heller Mergelkalk und Bändermergel übrig. Diese Sedimente sind zwischen 36 und 32 Millionen Jahre alt und sind außer im Alpenvorland auch noch in der Molasse unter den alpinen Decken weit verbreitet, was zuletzt durch die Bohrungen der ÖMV AG Grünau 1 und Molln 1d bewiesen worden ist. Besonders der Fischschiefer (siehe Kapitel III.4.3.2.) wurde wegen seiner dunklen Farbe noch bevor der Begriff der Reife bekannt war, für das Ausgangsgestein des Erdöles in der Vorlandmolasse gehalten. Geochemische Analysen bestätigten diesen Eindruck und wiesen ihn als ausgezeichnetes Erdölmuttergestein aus. Darüberhinaus gibt es auch sehr gute Übereinstimmung zwischen künstlichem Fischschieferöl und dem natürlichen Molasseöl, wenn man davon absieht, daß einzelne Bestandteile des Fischschieferextraktes sehr charakteristisch für seine Herkunft aus einem unreifen Muttergestein sind. Diese Aussage stimmt mit niedrigen Vitrinitreflexionswerten, die an den meisten Fischschieferproben gemessen wurden, überein. Das bedeutet, daß der Fischschiefer der Alpenvorlandmolasse wegen seiner ausgezeichneten Muttergesteinseigenschaften, der guten Übereinstimmung mit dem Öl und der weiten Verbreitung, das ideale Ausgangsgestein des Molasseöles sein sollte, wegen der fehlenden Reife aber nicht sein kann. Da der Reifegrad aber gegen den Alpenkörper zuzunehmen scheint und das Vorhandensein des Fischschiefers auch in tiefen Beckenteilen gesichert ist, liegt die Annahme nahe, daß der Fischschiefer unter den Alpen seine volle Reife erreicht und dort einen Großteil des heute im Vorland geförderten Öles abgegeben hat. Relativ wenig beachtet blieb bisher die Tatsache, daß Analysen an Kernmaterial aus dem Vorland darauf hindeuten, daß auch die Mergelkalke und Kalkmergel über dem Fischschiefer, als Heller Mergelkalk und Bändermergel in III.4.3.2. beschrieben, zumindest teilweise Muttergesteinscharakter haben und wahrscheinlich zur Ölgeneratioen beigetragen haben. Damit würde die Gesamtmächtigkeit des Muttergesteins beträchtlich erhöht und die oft lückenhafte Verbreitung des Fischschiefers ausgeglichen.

Zusammenfassend kann also gesagt werden, daß nach dem jetzigen Stand des Aufschlusses der tief-oligozäne Fischschiefer der jetzt unter den alpinen Decken begrabenen Molasse als Hauptmuttergestein des Molasseöles und assoziierten Gases angesehen werden muß. Die nächstjüngeren Schichtglieder des Rupeliens bis zur Tonmergelstufe können einiges beigetragen haben, wobei das von ihnen gebildete Öl sich kaum vom Fischschieferöl unterscheiden wird. Weitere, kleinere Beiträge können aus dem Eozän und vielleicht auch aus dem oberen Jura gekommen sein. Sichere Hinweise auf Kohlenwasserstoffe, die entweder aus dem Untergrund des salzburgisch-bayrischen Salzachbeckens zugewandert sind oder aus einer spekulativen tief liegenden Malm-Mergelfazies, wie im Wiener Bekken, gebildet sein könnten, gibt es nicht.

Das biogene Gas

Aus der Puchkirchener und Haller Serie der Molasse westlich der Böhmischen Masse sind seit 1963 ca. 10 Milliarden Kubikmeter Erdgas gefördert worden; für die Zukunft kann sicher mit nochmals der gleichen Menge gerechnet werden. Dieses Gas ist nicht durch thermische Umwandlung organischen Materials, sondern durch bakterielle Aktivität entstanden und unterscheidet sich sehr deutlich durch seine chemische und isotopische Zusammensetzung von dem in der Molasse ebenfalls geförderten Erdölgas. Abb. 140 zeigt einerseits das Vorherrschen des Methans im biogenen Gas und andererseits die gegenüber dem Erdölgas geringe Konzentration des Kohlenstoffisotops C^{13}. Es ist heute bekannt, daß dieses Gas seinen Ursprung in der Puchkirchener- bzw. Haller Serie selbst hat und sein Vorkommen dort eng mit der Ablagerungsweise der

Puchkirchener/Haller Gesteine verbunden ist.

Biogenes Methan, das auch weltweit große Bedeutung hat und etwa 20% der gesamten Erdgasreserven ausmacht, entsteht in einer komplizierten Abfolge von Umwandlungsschritten von im Sediment fein verteilten organischen Material durch Mikroorganismen. Der letzte Schritt ist die Umwandlung von Kohlendioxyd zu Methan. Dies geschieht bald nach Ablagerung des Sedimentes durch Bakterien, die keinen Sauerstoff, aber auch nicht die Gegenwart von Sulfatlösungen dulden. Ein Mindestgehalt von ca. 0,5% organischem Kohlenstoff im Sediment ist erforderlich. In Süßwassersedimenten beginnt die Methanbildung wegen des Fehlens einer Sulfatzone dicht unterhalb der Sedimentoberfläche, weshalb das neugebildete Methan, wie in jedem Sumpf zu beobachten ist, sofort in das Wasser und die Atmosphäre entweichen kann.

Die Anreicherung von biogenem Methan ist daher fast nur in marinen Sedimenten möglich, wo die Methanbildung erst unterhalb der Sulfatzone, mehrere Meter im Sediment beginnen kann. Große Wassertiefe, Ablagerung großer Sedimentmassen bei rasch sinkendem Becken und ein intensiver Wechsel von tonigem und sandigem Sediment sind Faktoren, die die Akkumulation von biogenem Methan zu Lagerstätten sehr begünstigen. Solche Verhältnisse stellen sich in der Molasse im mittleren Rupelien (−32 Mio Jahre) ein, erreichten einen Höhepunkt zur Zeit der Puchkirchener Serien (−29 bis −23 Mio Jahre) und reichten bis ins Untere Miozän (−20 Mio Jahre), also die Ablagerungszeit der tieferen Haller Serie. Genau auf dieses stratigraphische Intervall beschränken sich die Vorkommen von biogenem Gas in der Molasse. Auf Grund ihres relativ niedrigen durchschnittlichen Gehaltes an organischem Kohlenstoff und der fehlenden Reife (geringes Alter – geringe Tiefe) ist in diesen Gesteinen kein thermisches Gas generiert worden, allerdings ist es in einigen Lagerstätten zur Vermischung von biogenem und Erdölgas gekommen.

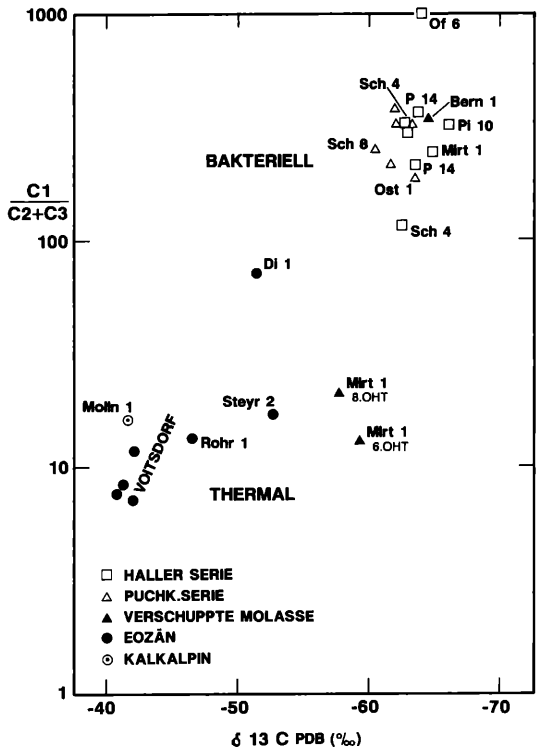


Abb. 140. Diese Darstellung betont gegenüber Abb. 139 die Vorherrschaft von Methan, erkennbar an der hohen Verhältniszahl C1 zu C2+C3, in den bakteriellen Gasen des Oligozän/Miozän der oberösterreichischen Molasse. Dietach 1, aus dem östl. Oberösterreich, enthält offenbar eine starke Zumischung von thermischem Gas.

III.4.4.1.2. Speichergesteine

Die Molassezone ist auf Grund ihrer geologischen Geschichte als Vortiefe der Alpen, in die gigantische Massen an alpinem Abtragsmaterial geschüttet wurden, eine Provinz der Sandsteinspeicher. Nur ganz untergeordnet sind Karbonate des mesozoischen Untergrundes beteiligt. Wieder sind die Verhältnisse in den drei Molasseabschnitten etwas verschieden.

In der Molasse westlich der Böhmischen Masse (Oberösterreich) sind nahezu alle in Frage kommenden Speichergesteine bereits produktiv. Im Durchschnitt sind sie eher geringmächtig und zeigen einen komplizierten Aufbau und differenziertes Produktionsverhalten, was sich jedoch oft erst nach längerer Fördergeschichte erweist.

Prä-Jura

Die ältesten Speicher(= Träger)gesteine könnten vielleicht jungpaläozoische Sandsteine und Arkosen sein, die unterhalb des Dogger der Tiefbohrung Hochburg 1 in West-Oberösterreich angetroffen wurden, sowie Sandsteine unterhalb des Eozäns der Bohrung Perwang 1 in SW-Oberösterreich. In beiden Fällen liegt die Porosität bei nur etwa 6–10%. Der „Hochburg-Sandstein" füllt wahrscheinlich eine vormesozoische Senke aus und könnte in fernerer Zukunft Bedeutung erhalten; die Verbreitung des Sandsteins von Perwang ist völlig unbekannt.

Dogger-Sandstein

Das in Oberösterreich älteste Schichtglied des Mesozoikums über dem Kristallin – der Dogger-Sandstein – ist bisher in zwei Ölfeldern, Voitsdorf und Oberaustall, produktiv. Hier sind Flußsande, zum Teil als Arkosen, die insgesamt etwa 10 m mächtig sind und in zwei bis drei Ablagerungseinheiten zerfallen, ölführend. Porosität und Permeabilität, als die wichtigsten Reservoireigenschaften, sind mit etwa 15% und 50–200 mD einigermaßen günstig. Von Voitsdorf nach W sind Dogger-Sandsteine fast überall vorhanden, die Mächtigkeit kann bis zu 60 m betragen. Zuletzt ist die Einheit auch durch einige Bohrungen unter dem Alpenkörper nachgewiesen worden, etwa in Molln 1 d (ÖMV AG), dort jedoch durch starke Kompaktion und Verklebung der Poren mit Kalzit nicht speicherfähig.

Die bis zu 1000 m mächtige Kreideabfolge des Molasse-Untergrundes enthält drei Schichtglieder, die als Erdöl- und/oder Gasträger auftreten.

Cenoman-Sandstein

Der Cenoman-Sandstein, der die Karstoberfläche des Malmkalkes überlagert und als etwas ältere Schutzfelsschichten auch oft Karstspalten im Kalk ausfüllt, ist abgesehen von einigen Erosionsinseln, weit verbreitet. Die mit Ausnahme der Karstfüllungen marinen Sandsteine sind insgesamt bis zu 60 mächtig und im Durchschnitt etwa zur Hälfte speicherfähig ausgebildet mit Porositätswerten bis zu 17% und Permeabilitäten zwischen etwa 10 und 400 mD.

Meist ist auch eine Unterteilung in mehrere Ablagerungseinheiten möglich und besonders die jüngsten Horizonte sind, wie im Ölfeld Trattnach, oft stark durch Kalzit zementiert. Auch die Minerale Glaukonit, dem das Gestein die meist grüne Farbe verdankt, und Chlorit aus der Umwandlung von dunklem Glimmer (Biotit) lassen zusammen mit sehr variabler Körnung die Speichereigenschaften des Cenomans sehr rasch wechseln. In der Nähe der Kristallininsel des östlichen Oberösterreichs scheinen die Porosität und noch mehr die Durchlässigkeit durch Kaolinit, der aus dem Zerfall von Feldspatkörnern entsteht, reduziert zu sein. Aus Cenoman-Sandsteinen wird oder wurde in 10 Öllagerstätten des Vorlandes gefördert. Mit Grünau 1 (ÖMV AG) wurde ebenfalls in einem Cenomansandstein die erste subkalkalpine Öllagerstätte erschlossen. Im SW Oberösterreichs, südlich der zentralen Schwellenzone, ist das Cenoman vorerst nicht speicherfähig, doch tritt hier eine etwas ältere Sandsteinfolge auf (Apt = 110 Mio Jahre), die als Trägergestein in Frage käme.

Unterturon-Glaukonit-Sandstein

Nur durch 10 bis 15 m Tonmergel vom Cenoman getrennt tritt über diesem in Teilen des Alpenvorlandes eine Sandsteinentwicklung des Unterturons auf, die bisher nur im Feld Voitsdorf Öl führt. Nach der starken Glaukonitführung wird diese Fazies Unterturon-Glaukonit-Sandstein genannt. Diese vollmarine Sandsteinabfolge ist im Durchschnitt 15 m mächtig, hat tonige Zwischenlagen und zeigt teilweise sehr gute Porosität bis ca. 21%, jedoch praktisch keine Durchlässigkeit, was z. T. auf das Verkleben der Porenverbindungen durch den Glaukonit und stärkere Kalzitzementation zurückzuführen ist. Versuche, die Wegsamkeit auf technischem Weg zu verbessern, haben bisher noch zu keinem durchschlagenden Erfolg geführt.

Oberturon-Sandstein

Wirtschaftliche Bedeutung als Öl- und Gasträger hat, nur im Osten von Oberösterreich W der Enns, eine sehr mächtige, bis über 200 m erreichende Abfolge von Sandsteinen des Oberturons, die an einigen Gaslagerstätten beteiligt ist. Diese Ablagerung ist an die Nähe der Böhmischen Masse als Schuttlieferant gebunden, über die Art der Ablagerung besteht keine völlige Einigkeit. An dieser Stelle interessiert nur, daß diese Abfolge in zahlreiche Einzelschüttungen aufgesplittert ist, von denen viele ausgezeichnete Reservoirqualität haben. In der Bohrung Stadlkirchen 1 z. B. ist die Oberturonsandsteinfolge 101 m mächtig, davon sind 23 Einzelsandsteinlagen mit zusammen 32 m Dicke porös. Bis zu 23% Porenraum wurde gemessen, die Durchlässigkeit reicht bis zu mehreren 100 mD. Diese Sandsteine sind/waren in den Feldern Thann, Teufelsgraben–Stadlkirchen und Wirnzberg–Wickendorf produktiv.

Campan-Sandstein

Im nordwestlichen Oberösterreich, im Bereich der Thermalbohrungen bei Obernberg am Inn und Geinberg 1, enthalten die jüngsten flachmarinen Campanablagerungen im Vorland ebenso mächtige Sandsteinabfolgen (bis 300 m) wie das Oberturon im Osten, die genau so gut als Kohlenwasserstoffträger geeignet wären. So sind in Geinberg 1 und Obernberg 1 bei 200 m Mächtigkeit dieser Sandsteinserie über die Hälfte als Speicher geeignet (bei ca. 23% Porosität). In diesem Raum sind jedoch bislang keine Kohlenwasserstofflagerstätten gefunden worden.

Obereozän

Von den eigentlichen Molassegesteinen, also der tertiären Sedimentfüllung des Molassebeckens, stellt das älteste Schichtglied zugleich das in der Molasse westlich der Böhmischen Masse wichtigste und am weitesten verbreitete Erdöl- und Erdgasträgergestein dar – wir sprechen von den Sandsteinen des Obereozäns. Bekanntlich handelt es sich dabei zuerst um z. T. recht grobkiesige Flußsande, dann aber um Wattablagerungen oder Küstensande. Dementsprechend uneinheitlich ist ihre Ausbildung, doch besitzen sie generell gute Reservoirqualität. Die Gesamtmächtigkeit übersteigt 30 m nur selten und liegt im Durchschnitt eher bei 10 bis 15 m. Die Porosität wechselt zwischen 12–25% und die Durchlässigkeit reicht von wenigen mD bis zu 2000 mD in dünnen Lagen. Besonders Flußsande und Sandfüllungen von Gezeitenkanälen verursachen durch ihre bandförmige Gestalt schwierige Verhältnisse bei der Förderung. So läßt diese Art der Sandsteinverbreitung die größte Öl- und Gaslagerstätte von Oberösterreich, Voitsdorf, aus vielen, unvollständig verbundenen Teilen zusammengesetzt erscheinen. Im Bereich der Küstensande ist die Speicherkontinuität im allgemeinen besser. Die Lithothamnienkalke des Obereozäns enthalten im unteren Teil noch Sandsteinzwischenlagen, die, wenn der Porenraum nicht durch Kalkzement reduziert ist, in einigen Fällen Öl produziert haben. Die Ölproduktion aus dem Lithothamnienkalk selbst ist bisher mengenmäßig ebenfalls unbedeutend.

Das Obereozän ist oder war in etwa 30 Öl- und z. T. auch Gaslagerstätten der oberösterreichischen und ostbayrischen Molasse produktiv. Da das Eozän, wie in Kapitel III.4.3.2. geschildert, über verschiedene Gesteine des mesozoischen Untergrundes hinweggreift, überlagert es an einigen Stellen Speichergesteine der Kreidezeit und bildet mit diesen gemeinsame Speicher, so in den Lagerstätten Teufelsgraben-Stadlkirchen, Wirnzberg–Wickendorf, Rohr, Voitsdorf und Kemating. Abhängig von der Speichermächtigkeit und der Durchlässigkeit erlauben die Lagerstätten des Obereozäns Förderraten von 5 bis ca. 50 Tonnen Flüssigkeit pro Tag.

Latdorfien/Rupelien

Einzelne meist dünne Sandsteinlagen im Verband der Latdorfien- bzw. Rupelienschichtglieder Fischschiefer, Heller Mer-

gelkalk und Bändermergel haben keine wirtschaftliche Bedeutung.

Eine bedeutende Sandsteinentwicklung, die auch mit einer Anzahl von Bohrungen untersucht worden ist, gibt es stratigraphisch über dem Eozän wieder im ehemaligen Küstenbereich des Rupelienmeeres, südlich der Böhmischen Masse, etwa zwischen Wels–Scharten und dem Inn S von Schärding. Es handelt sich dabei um wenig verfestigte Sandablagerungen von einigen Metern Mächtigkeit mit hoher Porosität (>30%) und Durchlässigkeit, die altersmäßig etwa dem Hellen Mergelkalk entsprechen. Anfang der Achtziger Jahre wurden in diesen Sanden zwei kleine Lagerstätten mit hochviskosem Schweröl gefunden, Eggerding und Kurzenkirchen, deren Abbau aber unwirtschaftlich war. Auch das langbekannte Schwerölvorkommen Leoprechting ist an solche Sande gebunden. Die Unwirtschaftlichkeit der Förderung dieser Lagerstätten ist nur durch die schlechte Rohölqualität bedingt, die ihrerseits auf den teilweisen Abbau dieser Öle durch Bakterien zurückgeht.

Puchkirchener Serie

Die bisher besprochenen Speichergesteine haben alle die Böhmische Masse als Sandliefergebiet und die Entstehung als Fluß- oder Flachmeersedimente gemeinsam. Darüber hinaus wird aus allen überwiegend Erdöl gewonnen, das in anderen Schichten gebildet worden ist.

Von diesen Schichten unterscheiden sich grundsätzlich die Speichergesteine der Oberen und Unteren Puchkirchener Serie und der Haller Serie (Oberoligozän–Untermiozän = 29–20 Mio Jahre), die, wie wir wissen, in die Tiefsee verfrachteten alpinen Schutt aus dem Süden darstellen. Entsprechend der Ablagerungsweise aus Trübeströmen oder aus submarinen Muren, liegt dieser Schutt in Form von übereinandergestapelten Sandsteinlagen oder unregelmäßigen Konglomeratmassen vor. Die Konglomerate haben entweder Sand oder Ton als Bindemittel. Die Grobschüttungen sind voneinander durch Tonmergel getrennt und auch seitlich gehen sie meist in solche über. Aufaddiert erreicht die Grobsedimentabfolge der Puchkirchener Serie bis zu 1000 m Mächtigkeit, dies allerdings nur am Alpenrand im Süden, wo sie zeitlich schon im Rupelien beginnt. Nach Norden wird die Abfolge jünger und geringer mächtig und wird schließlich entlang einer annähernd Ost–West von Steyr zur bayrischen Grenze bei Burghausen verlaufenden Linie völlig von Tonmergelsedimenten abgelöst. Abb. 137 zeigt das Ablagerungsmodell der Puchkirchener Serie.

Als Trägergesteine kommen in dieser Serie nur die Sandsteine und dazu Konglomerate mit sandigem Bindemittel in Frage. Abb. 141 illustriert am besten den charakteristischen, vielschichtigen Aufbau eines Puchkirchener Serien-Speichers und läßt auch den raschen seitlichen Gesteinswechsel erkennen. Durchschnittlich sind nur etwa ein Viertel einer Sandsteinabfolge porös, die Porosität liegt im Schnitt bei 17%. Die Durchlässigkeit übersteigt selten 100 mD. Diese eher geringen Werte haben mit der überwiegend schlechten Kornsortierung der Puchkirchener Gesteine zu tun, bzw. mit der Anreicherung von tonigem Bindemittel oder Kalzitzement in den Porenräumen.

Die Trägergesteinsqualität der gestörten oder verschuppten Puchkirchener Serie am Alpenrand, bzw. unterhalb der alpinen Decken, ist noch wenig untersucht, da es in dieser Einheit bisher keine wirtschaftlichen Lagerstätten gab. Erfolgreiche Förderversuche in zwei Tiefbohrungen, Mühlreith 1 bei St. Georgen im Attergau und Berndorf 1 in der Nähe des Mattsees im Land Salzburg, haben aber kürzlich gezeigt, daß Porosität und Durchlässigkeit trotz der tektonischen Beanspruchung erhalten geblieben sein können.

Haller Serie (Untermiozän – Eggenburgien)

Diese Formation enthält die jüngsten produktiven Speichergesteine der Molasse westlich der Böhmischen Masse. Vereinzelt gibt es an der Basis noch Konglomerate wie in der Puchkirchener Serie, als Trägergesteine haben aber fast nur Sandsteine Bedeutung. Diese sind vorwie-

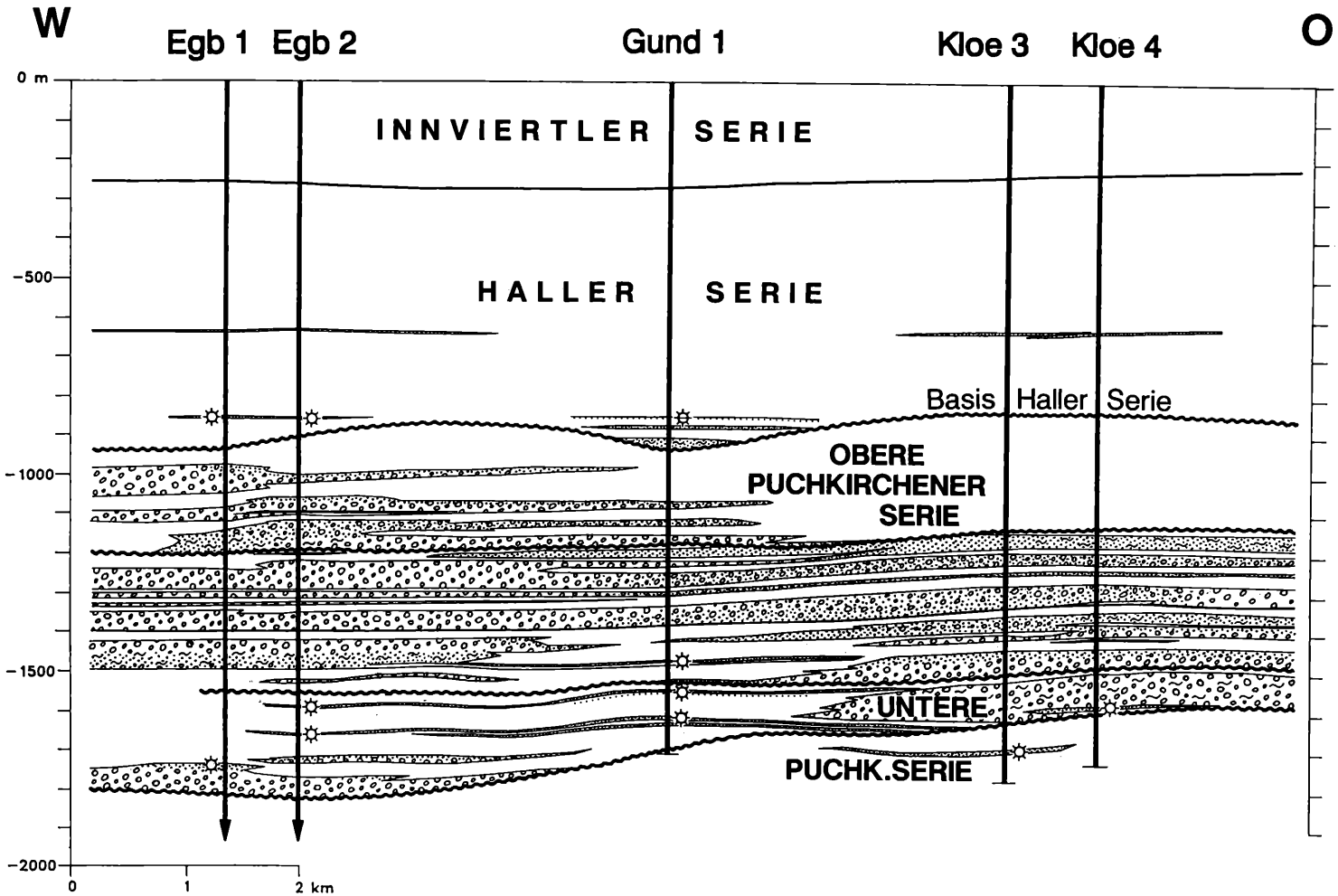


Abb. 141. Dieser Profilausschnitt zeigt die komplizierte räumliche Verteilung von Tonmergeln (weiß), Sandsteinen und Konglomeraten im Bereich der Puchkirchener Serie. Die vielfachen Verzahnungen von porösen und dichten Gesteinen bilden eine Vielzahl von oft kleinen stratigraphischen Gasfallen (Sonnensymbole). Auch die Rolle von unterseeischen Erosionsvorgängen als Anlagerungs- und Begrenzungsflächen von Speichergesteinen ist gut zu erkennen. (Nach E. POBER)

gend sehr feinkörnig, aber dennoch, wegen der im Durchschnitt geringeren Tiefenlage und der dadurch schwächeren Kompaktierung, wesentlich besser porös als die Sandsteine der Puchkirchener Serie. Die Durchschnittsporosität beträgt etwa 22%, Spitzenwerte von 30% sind bekannt. Die Durchlässigkeit reicht bis zu einigen 100 mD, sehr dünne Sandsteinlagen sind aber oft undurchlässig. Bezeichnend für die Haller Serie ist das Auftreten von Gruppen von Sanden, deren Einzellagen oft nur 0,2 bis 1,0 m mächtig sind und die auch oft keine große flächenmäßige Ausdehnung haben. Sandsteinablagerungen von mehr als 7 m Mächtigkeit kommen vor, sind aber eher Ausnahmen.

Im Gegensatz zur Puchkirchener Serie sind Sandsteine in der Haller Serie im gesamten Vorlandbecken verbreitet (siehe Abb. 181, Kapitel IV.4.1.) und haben deshalb, obwohl sie andererseits auf die tiefsten 200 m der Serie beschränkt sind, große Bedeutung als Gasträgergesteine. Am Aufbau der Molasse-Schuppenzone sind sie nicht beteiligt.

Die jüngere Molassefüllung enthält in großer Zahl weitere speicherfähige Sandsteinablagerungen, die jedoch als Kohlenwasserstoffträger nicht mehr in Frage kommen. Zum einen scheint in ihrem Einzugsbereich kein Gas mehr gebildet worden zu sein, zum anderen würde ihnen meist auch die dichte Abdeckung fehlen.

III.4.4.1.3. Migration und Lagerstättenbildung

Sowohl östlich als auch westlich des Kristallinsporns der Böhmischen Masse haben Muttergesteine als auch Speichergesteine der dort geförderten Erdöle und Erdölgase verschiedene geologische Alter. Die Speicher können sowohl älter als auch jünger als die Muttergesteine sein. Dazu kommt noch, daß in beiden Gebieten Kohlenwasserstoffe z. T. dort auftreten, wo es keine reifen Muttergesteine gibt. Daraus folgt, daß in beiden Gebieten die thermisch gebildeten Kohlenwasserstoffe über beträchtliche Distanzen gewandert – eben migriert sein müssen. Dasselbe gilt für den seichten Molassebereich über dem Kristallinsporn, wohin Öl oder Gas nur über große Entfernung eingewandert sein kann.

Wie bereits im Kapitel über die Muttergesteine festgestellt, gibt es in der Molasse westlich der Böhmischen Masse getrennte Generationen von Erdöl und Erdölgas einerseits und biogenem Gas andererseits, die auch hinsichtlich der Migration getrennt behandelt werden müssen. Abb. 142 zeigt die Verteilung der Öl- und Gaslagerstätten im mesozoischen Bekkenuntergrund und im Eozän westlich der Böhmischen Masse und dazu die wichtigsten vortertiären und tertiären Störungssysteme. Die violette Linie im Süden markiert außerdem noch den ungefähren Übergang vom unreifen zum reifen Stadium des Fischschiefers, als dem wahrscheinlich wichtigsten Herkunftsgestein.

Man erkennt, daß fast alle Ölvorkommen außerhalb der Reifezone liegen, die nördlichsten bis zu 50 km von deren Grenze entfernt. Da der Großteil des Öls wahrscheinlich weit südlich der Reifegrenze entstanden ist, ergeben sich Migrationsweiten bis zu 75 und mehr Kilometern. Zunächst jedoch muß das Öl im Entstehungsgebiet, im Fachjargon gerne als „Ölküche" bezeichnet, aus dem Muttergestein in die Speicher gelangt sein. Da in diesem Molasseteil alle ölführenden Speicher älter als der Fischschiefer sind und in der Schichtfolge unter diesem liegen, muß das generierte Öl, das seinem geringen spezifischen Gewicht entsprechend nur aufwärts wandert, die im ganzen Bekken zahlreichen, nach Süden gerichteten Schichtversetzungen (Brüche) benützt haben, um vom Fischschiefer in die porösen Eozänsandsteine einzudringen. Abb. 143 zeigt schematisch, wie eine solche Schichtversetzung Fischschiefer mit Eozän-Gesteinen in Kontakt bringt und so dem Öl den Übertritt erlaubt. Waren die Versetzungsbeträge hoch genug, mag Öl gelegentlich direkt vom Fischschiefer auch in ältere Sandsteine der Kreide und des Jura gelangt sein. Die Ölwanderung folgte danach den Eozänspeichern bekkenrandwärts in nördliche Richtung und benützte die Bruchsysteme (= Schichtver-

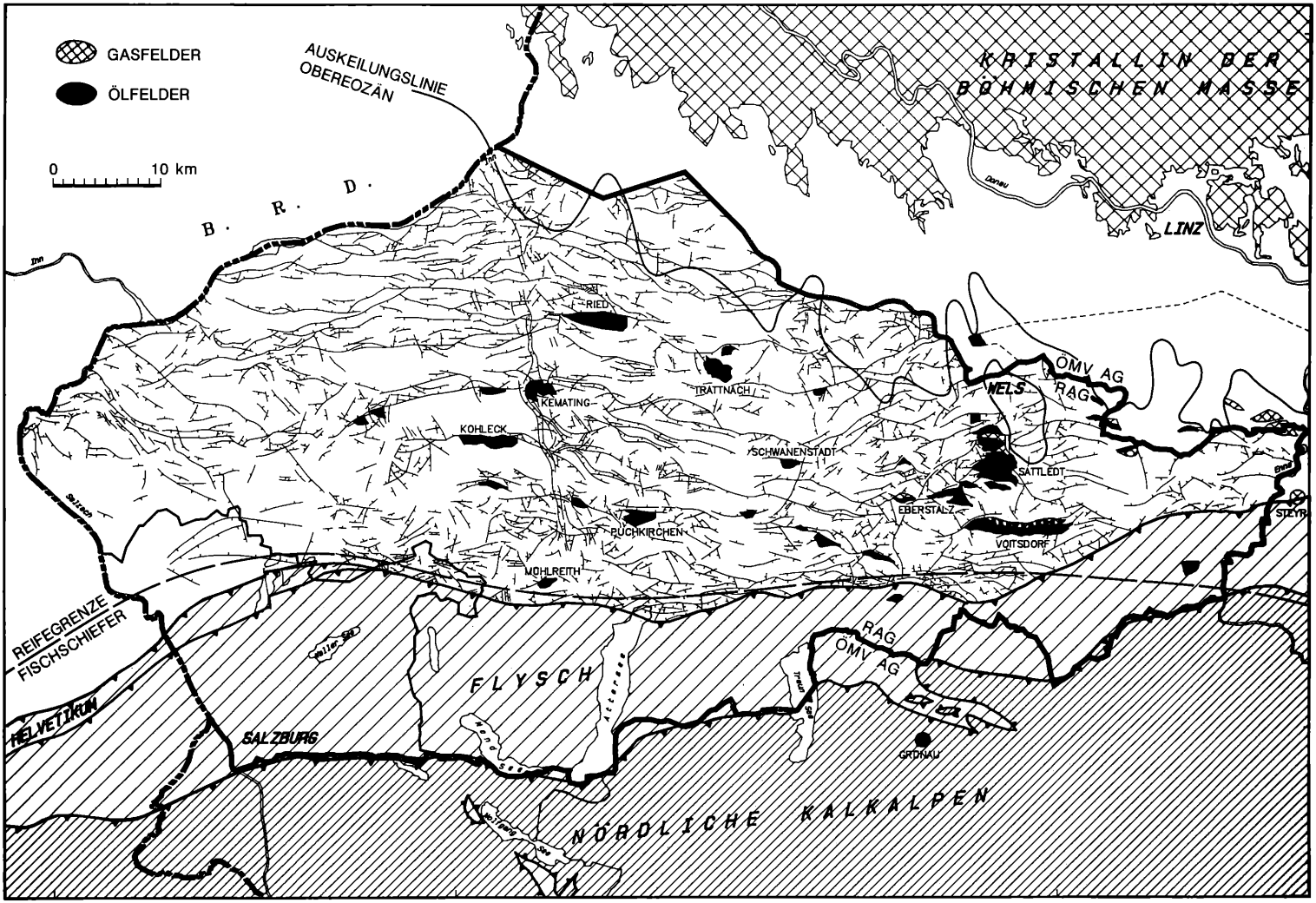


Abb. 142. Verteilung der Öl- und Gaslagerstätten im Mesozoikum des Beckenuntergrundes und im Obereozän westlich der Böhmischen Masse. Dazu die wichtigen Störungssysteme, die nördliche Verbreitungsgrenze des Eozäns und die ungefähre nördliche Reifegrenze des Fischschiefer.

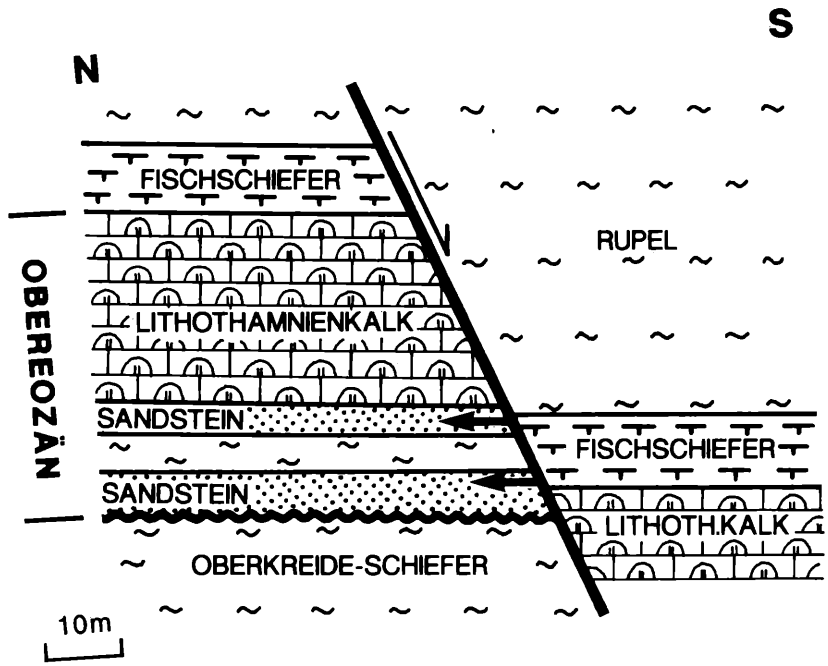


Abb. 143. Schema einer „Migrationsbrücke" von jüngerem Mutter- in älteres Speichergestein: ein Absinken des Latorf-Fischschiefers um ca. 35 m an einer synthetischen (= mit der Beckenflanke geneigten Verwerfung) erlaubt den Übertritt von im Fischschiefer gebildetem Öl oder Gas in den geologisch älteren Eozänsandstein

setzungen) des Vorlandes zur weiteren Verteilung auch in die älteren Speichergesteine. Wo Brüche nach Norden zeigen, versetzen sie Speicher gegen dichte Tonmergel des Rupelien und hinderten gewisse Ölmengen am weiteren Vordringen. Praktisch alle Molasselagerstätten entstanden an solchen Stellen. Die Verteilung der Lagerstätten deutet Häufungen und lineare Trends an, die darauf hinweisen, daß die Migration Zonen besonders guter Speicherentwicklung, wie im Bereich Voitsdorf–Sattledt, oder dem aufgekippten Abbruchrand entlang eines vortertiären N–S Bruches, wie im Trend Hörgersteig–Kemating, bevorzugt gefolgt ist.

Im Bereich der Vorlandmolasse fehlen bisher Öllagerstätten in den Speichern der Puchkirchener Serie, woraus man auf das Fehlen von Brüchen, die Eozän und Puchkirchener Serie verbinden könnten, schließen kann.

Keine einleuchtende Erklärung gibt es derzeit noch für das Fehlen von Gaskappen im westlichen Oberösterreich. In den östlichen Feldern Oberösterreichs nahe dem Kristallinsporn, die fast durchwegs Gaskappen besitzen, gibt es deutliche Anzeichen dafür, daß dem Erdölgas biogenes Gas aus der Puchkirchener Serie beigemischt ist. Möglicherweise ist dort Gas aus der verschuppten Molasse in die Kreide/Eozänspeicher des Vorlandes übergetreten. Umgekehrt scheint im Bereich der verschuppten Molasse auch die Beimischung von Öl zu biogenem Gas zu beobachten zu sein.

Über die Zeit der Erdölbildung und -wanderung in der Molasse westlich des Kristallinsporns sind noch keine endgültigen Aussagen möglich, aus verschiedenen Hinweisen wird jedoch angenommen, daß die Muttergesteine in dem heute unter den Alpen begrabenen Beckenteil das Reifestadium im höheren Oligozän bis tieferen Miozän erreicht haben sollten, als das System von Bruchstrukturen im Vorland schon sein Endstadium erreicht hat-

te. Zu dieser Zeit müßte auch bereits die Migration nordwärts zum Beckenrand eingesetzt haben. Da man dort deutliche Ölspuren noch in quartären Terrassenschottern vorfindet, muß die KW-Wanderung zumindest bis ins Pleistozän angehalten haben.

Die Bildung des biogenen Gases erfolgte schon bald nach Ablagerung der gasführenden Gesteine der Puchkirchener und Haller Serie, die Wanderung von den Tonmergeln in die Speicher erstreckte sich aber über einen längeren Zeitraum und kam vielleicht erst im Laufe der jungtertiären Alpenhebung zum Abschluß.

Literaturauswahl für das Kapitel III.4.4.1.:

ABERER, F. 1958, 1960 und 1962; ABERER, F. & BRAUMÜLLER, E. 1949; BRAUMÜLLER, E. 1959 und 1961; BÜRGL, H. 1950 a; DIWALD, O. 1969; GRILL, R. 1937; JANOSCHEK, R. 1961; KOLLMANN, K. 1966 und 1977; KOLLMANN, K. & MALZER, O. 1980; KURZWEIL, H. 1973; LEMCKE, K. 1984; MALZER, O. 1981; NACHTMANN, W. & WAGNER, L. 1987; PETTERS, V. 1936; POLESNY, H. 1983; WAGNER, L. 1980; WAGNER, L., KUCKELKORN, K. & HILTMANN, W. 1986.

III.4.4.2. Molasse und deren Untergrund auf dem Sporn der Böhmischen Masse im Raum östlich Steyr–St. Pölten, westliches Niederösterreich

von Friedrich BRIX

Unter „Sporn" der Böhmischen Masse versteht man jenen Teil dieser geologischen Großeinheit in Niederösterreich, der an der Oberfläche etwa zwischen Enns und St. Pölten am weitesten nach Süden reicht. Diese altpaläozoischen Kristallingesteine erstrecken sich dann unterirdisch, d. h. unter der Molassezone und, soweit vorhanden, unter dem Autochthonen Mesozoikum wohl bis zum Südrand der Nördlichen Kalkalpen.

Zum besseren Verständnis sowie zur Ergänzung wird auf die Hauptkapitel III.4.1. bis III.4.3., das Kapitel III.4.4.1., die Abschnitte III.6., IV.4. bis IV.6. sowie die Tabellen 13 bis 16 hingewiesen.

III.4.4.2.1. Muttergesteine

Für die Beantwortung der Frage nach dem Vorhandensein von Muttergesteinen auf dem Sporn der Böhmischen Masse und seiner Südfortsetzung bis unter die Nordalpen ist es zweckmäßig, eine regionale Unterteilung in drei, etwa West–Ost streichende Bereiche vorzunehmen und zwar in einen nördlichen, mittleren und südlichen Bereich.

Der nördliche Bereich umfaßt die obertags anstehende Molassezone einschließlich der gestörten und Subalpinen Molasse vom Südrand der Böhmischen Masse bis zum Nordrand der Flyschzone im Süden.

Verfolgt man von Oberösterreich her die Schichtfolge der Sedimente vom Liegenden zum Hangenden gegen Osten, so ist festzuhalten, daß das Autochthone Mesozoikum (Jura und Kreide) zuletzt in der Bohrung Steyr 1 (mit Kreidegesteinen) auftritt. Die unmittelbar östlich davon liegende Bohrung Steyr 2 sowie die nordöstlich liegende Bohrung Hainbuch 1 haben dagegen keine Gesteine des Autochthonen Mesozoikums mehr angetroffen.

Die ältesten Sedimente der Molassezone, die obereozänen Sandsteine, wurden zwar in Hainbuch 1 noch erbohrt, weiter nach Osten hin fehlen auch diese.

Ein wichtiges Muttergestein in Oberösterreich sind die Fischschiefer des Latdorfiens. Dieses Schichtglied ist in Steyr 1 noch 13 m mächtig, auf dem Südsporn der Böhmischen Masse wurde es nicht mehr aufgefunden.

Eine etwas andere geographische Verbreitung hat dagegen die Schichtfolge des Rupeliens. Heller Mergelkalk, Bändermergel und die Tonmergelstufe sind in den Bohrungen Behamberg 1 und Hainbuch 1 noch vorhanden. In den Bohrungen Seitenstetten 1 und Ulmerfeld 1 ist jedoch diese Gliederung nicht mehr zu erkennen; es findet ein Faziesübergang statt, der zur Entwicklung der Pielacher Tegel hinweist. Es treten Tonmergel und Feinsandlagen auf, die immer wieder Pflanzenreste und Kohlenschmitzen zeigen. Der organische Inhalt ist jedoch insgesamt gering, ebenso dessen Reifestu-

fe. Im basalen Bereich von Ulmerfeld 1 finden sich fast 50 m mächtige Sandstein- und Konglomeratlagen, die schon Ähnlichkeiten mit den Unteren Melker Schichten haben.

Ab Oberndorf 1 über die Bohrungen Mank 1 und Kilb 1 ist das Egerien schon als Obere Melker Schichten entwikkelt; es treten sowohl Melker Sande wie auch „älterer Schlier" auf. Das Rupelien ist nur in Mank 1 in Gestalt der Unteren Melker Schichten vorhanden.

Alle Gesteinsfolgen, die über dem Rupelien bis zur Erdoberfläche hin anzutreffen sind, wie die Schichten des Egeriens, Eggenburgiens und z. T. auch des Ottnangiens, haben zwar auch tonig-mergelige, meist feinsandige Schichtglieder, wie z. B. den „Sandstreifenschlier", doch sprechen auch hier sowohl der mindere Gehalt an organischem Kohlenstoff, wie die geringe Tiefenlage gegen eine Eignung als Muttergesteine.

In nachfolgender Liste werden, geordnet von West nach Ost, die Bohrtiefen und die absoluten Tiefen (d. h. bezogen auf Adrianull) von den jeweiligen Oberkanten der Molassegesteine (inklusive der Subalpinen Molasse) und des Grundgebirges der Böhmischen Masse angegeben. Dadurch soll eine Vorstellung von den Schichtmächtigkeiten der Molassesedimente und der Mächtigkeit allenfalls vorhandener Muttergesteine sowie vom Relief des Grundgebirges selbst vermittelt werden. Die Oberkante der Böhmischen Masse stimmt nicht mit der Endteufe der ausgewählten Bohrungen überein, da zur sicheren Erkennung der Kristallingesteine immer einige Meter in diese hineingebohrt werden mußte.

Mächtigkeiten von weniger als 10 m sowie der Teufenbereich oberhalb 300 m wurden bei der Ermittlung der Muttergesteine nicht berücksichtigt. Es wird ausdrücklich vermerkt, daß durch die Nennung der obigen, summierten Muttergesteinsmächtigkeiten nichts über den derzeitigen Reifegrad ausgesagt wird.

Der nördliche Bereich der Molassezone enthält also keine Schichtfolgen, die als Muttergesteine mit der nötigen Reife gelten können, außerdem ist auch die Mächtigkeit zumeist zu gering.

Der mittlere Bereich, der an den nördlichen Bereich gegen Süden anschließt, umfaßt die unter der Flyschzone (einschließlich dem Helvetikum) und dem nördlichen Teil der Nördlichen Kalkalpen liegenden Sedimente der Subalpinen und Autochthonen Molasse. Der Raum ist etwa durch die Bohrungen Behamberg 1, Kürnberg 1, Urmannsau 1, Texing 1 und Perschenegg 1 umrissen. In diesem Bereich fehlt das Autochthone Mesozoikum. Bei Kürnberg 1 wurde unter den Molassesedimenten eine 9 m mächtige Folge aus bunten Schiefertonen, konglomeratischen Quarzsandsteinen und Kohlentonen angetroffen, die aufgrund der Lithologie in das Karbon gestellt wurden und die als Muttergesteine nicht infrage kommen.

Bei Betrachtung der Molassesedimente unter den alpinen Decken von Flyschzo-

Liste ausgewählter Bohrungen im nördlichen Bereich:

Bohrungen	SH	Top Molasse Bohrt.	Top Molasse abs.	Top B. M. Bohrt.	Top B. M. abs.	Mächt. Mol.	mögl. Mutt. gest.	d. s. %	Bohrjahre
Steyr 1	304	27	+277	1868	–1564	1841	391	21	1970
Hainbuch 1	293	26	+267	795	– 502	769	71	9	1972
St. Johann 1	357	3	+354	630	– 273	627	? 69	11	1942/43
Seitenstetten 1	332	5	+327	1217	– 885	1212	110	9	1963
Ulmerfeld 1	296	26	+270	707	– 411	681	140	21	1942/43
Oberndorf 1	303	1	+302	862	– 559	861	–	–	1972
Mank 1	307	3	+304	747	– 440	744	–	–	1958
Kilb 1	327	1	+326	1143	– 816	1142	98	9	1944/47

Alle Angaben in obiger Liste sind auf Meter gerundet. Die Abkürzungen bedeuten: SH = Seehöhe; Bohrt. = Bohrteufe; abs. = absolute Teufe; B. M. = Böhmische Masse; Mächt. = Mächtigkeit; Mol. = Molasse; mögl. Mutt. gest. = mögliche Mächtigkeit der Muttergesteine.

ne, Helvetikum (einschließlich inneralpinem Tertiär) und den Nördlichen Kalkalpen fällt auf, daß sowohl die obereozänen Sandsteine wie die Fischschiefer des Latdorfiens fehlen. In Behamberg 1 sind von 424–1515 m Bohrteufe Sedimente vom oberen Rupelien bis zum oberen Egerien vorhanden, wobei vor allem die Tonmergelstufe mit 520 m und das untere Egerien mit 387 m Mächtigkeit einen etwas höheren Gehalt an organischem Material haben (z. B. Glanzkohlenschmitzen). Dies trifft auch für die Tonmergelstufe des Rupeliens bei Kürnberg 1 zu, die von 2560–2953 m Bohrteufe angetroffen wurde. Dagegen zeigten die Sedimente des Egeriens bei Urmannsau 1 (2920–3015 m) wegen des Vorherrschens von Sandsteinen und Konglomeraten keine Muttergesteinseigenschaften. In Texing 1 waren die Molassesedimente (von 1140–1730 m) des Egeriens und Eggenburgiens z. T. als Sandstreifenschlier, z. T. als Sandsteine und nur zu einem relativ kleinen Teil als Tonsteine und Mergelsteine entwickelt. Stark reduziert waren die Gesteine des Eggenburgiens und Egeriens bei der Bohrung Perschenegg 1 (1684–1725 m). Auch hier wurden neben Sandstreifenschlier noch Schiefertone und etwas Glanzkohle angetroffen.

In der nachfolgenden Liste sind wieder die Gesamtmächtigkeiten der Molassesedimente und die summierten Mächtigkeiten möglicher Muttergesteine angeführt. Es wurden, wie oben schon erwähnt, in Behamberg 1, Kürnberg 1 und Texing 1 Molassesedimente größerer Mächtigkeiten angetroffen. Die Gesteine mit Muttergesteinseigenschaften liegen aber in einer viel zu geringen Tiefe, um die nötige thermische Reifung (Maturation) erreicht haben zu können. Dazu kommt, daß in den Bohrungen Urmannsau 1, Texing 1 und Perschenegg 1 keine oder fast keine Muttergesteine erkennbar waren, sondern oft nur dünne Zwischenlagen von Tonmergelsteinen in einer vorwiegend sandigen Schichtfolge zu beobachten waren.

Auch in den Molasseschichtfolgen des mittleren Bereiches ist die Bildung von KW daher nicht anzunehmen.

Der südliche Bereich erstreckt sich vom mittleren Bereich noch etwa 35 km nach SSE bis zum Südende der Kalkalpen. Die Bohrung Mitterbach U 1 (nördlich Mariazell) hat unter den Kalkalpen nur die Flyschklippenzone erreicht, ohne sie zu durchbohren (Endteufe Mitterbach U 1a bei 3100 m). Es muß deshalb aufgrund der seismischen Ergebnisse damit gerechnet werden, daß hier die wahrscheinlich vorhandenen Sedimente der Molasse und des Autochthonen Mesozoikums in einer Bohrtiefe von 4000 bis 6000 m zu erwarten sind.

Dies würde bedeuten, daß allenfalls auftretende Muttergesteine mit hoher Wahrscheinlichkeit die nötige Maturation erreicht haben sollten und zwar um so mehr, als die Unterkante dieser Sedimente etwa 10 km S von Mitterbach U 1 weit tiefer als 6000 m liegen dürfte. Dazu kommt, daß unter den ferntransportierten kalkalpinen Decken offenbar vom Autochthonen Mesozoikum abgescherte Grestener Schichten (Oberer Lias bis Dogger) mitgeschleppt worden sind, was darauf hinweist, daß in dem genannten südlichen Bereich ein tektonischer Kontakt zwischen diesen verschiedenen geologischen Einheiten bestanden haben muß. Außerdem ist zu schließen, daß die Flyschzone hier zur Zeit der Überschiebung bereits

Liste der Bohrungen im mittleren Bereich
Die verwendeten Abkürzungen und Bedingungen entsprechen denen der vorigen Liste:

Bohrungen	SH	Top Molasse Bohrt.	abs.	Top B. M. Bohrt.	abs.	Mächt. Mol.	mögl. Mutt. gest.	d. s. %	Bohrjahre
Behamberg 1	431	424	+ 7	1517	–1086	1091	907	83	1971
Kürnberg 1	517	2364	–1847	2962	–2445	598	393	66	1965/66
Urmannsau 1	404	2920	–2516	3015	–2611	95	–	–	1965/66
Texing 1	385	1140	– 755	1730	–1345	590	–	–	1959
Perschenegg 1	393	1684	–1291	1725	–1332	41	–	–	1962

vielfach gefehlt haben muß, sonst hätte es keinen direkten Kontakt zwischen dem Autochthonen Mesozoikum und den Kalkalpendecken geben können.

Die Grestener Schichten sind bekanntlich an einigen Stellen kohlenführend, was auf einen erhöhten Gehalt von organischen Substanzen hinweist.

Alle diese Überlegungen lassen den Schluß zu, daß das Autochthone Mesozoikum den Südsporn der Böhmischen Masse in einem weiten, nach Süden ausholenden Bogen bedecken dürfte. Wenn auch in der weiter im Osten liegenden Bohrung Berndorf 1 kein Autochthones Mesozoikum nachgewiesen werden konnte, so spricht vieles dafür, daß hier diese Gesteinsfolge entweder bereits abgetragen worden war, als sich die Flyschzone und die Kalkalpen nach Norden bewegten, oder daß eben durch diesen Überschiebungsvorgang das Autochthone Mesozoikum vollständig abgeschert wurde. Dafür spricht auch, daß an der Basis der Molassegesteine von Berndorf 1 ein stark gestörter toniger Scherhorizont ausgebildet ist, der direkt auf stark zerrütteten (mylonitisierten) Paragneisen der Böhmischen Masse liegt. Wie seismische Untersuchungen zeigen, sollte südlich und knapp östlich von Berndorf 1 wieder Autochthones Mesozoikum vorhanden sein, so daß der Bogen zum nächsten gesicherten Vorkommen in der Bohrung Mauerbach 1 a geschlossen scheint.

Was nun die Molassesedimente im südlichen Bereich betrifft, dürften diese wesentlich weiter verbreitet sein als das Autochthone Mesozoikum, denn in allen Bohrungen von Steyr 1 über Urmannsau 1, Berndorf 1 bis Mauerbach 1 a wurden sie, wenn auch in unterschiedlicher Mächtigkeit und Ausbildung, angetroffen. Es ist sehr wahrscheinlich, daß im südlichen Bereich zumindestens ein Teil der Molassesedimente Muttergesteinscharakter haben wird, sodaß bei der zu erwartenden Tiefenlage mit der Bildung von KW zu rechnen war. Im südlichen Bereich dürften daher sowohl in den Gesteinen der Molassezone wie des Autochthonen Mesozoikums Muttergesteine auftreten.

III.4.4.2.2. Speichergesteine

Die Einteilung in drei von Nord nach Süd angeordnete Gebietsstreifen, so wie sie im vorhergehenden Unterkapitel III.4.4.2.1. Verwendung fanden, soll auch hier beibehalten werden.

Im nördlichen und mittleren Bereich fehlen die Gesteine des Autochthonen Mesozoikums östlich der Bohrung Hainbuch 1. In den Molassesedimenten, die in beiden Bereichen unmittelbar dem Kristallin der Böhmischen Masse aufliegen, konnten z. T. gute Speichergesteine durch mehrere Bohrungen erschlossen werden. Dabei ist sowohl wesentlich, welche Porositäten und Durchlässigkeiten vorliegen, als auch wie gut die Abdeckung gegen oben ist.

Im nördlichen Bereich, östlich von Hainbuch 1, sind es die Unteren Melker Schichten des Egeriens bis Oberen Rupeliens, die zwischen Ulmerfeld 1 und Kilb 1 mehrmals aufgeschlossen wurden (siehe nachfolgende Liste). Der Gesteinsbestand reicht von feinkörnigen Sandsteinen bis zu konglomeratischen Grobsandsteinen. Bei Tests kamen in den tieferen Lagen Salzwasser (z. B. in Kilb 1) und Entlösungsgas (Methan = CH_4) zutage. Aufgrund von Bohrlochmessungen können auch Wechsellagerungen mit, bzw. Übergänge zu Pielacher Tegeln (Unteres Rupelien) festgestellt werden.

Die Porositäts- und Durchlässigkeitswerte der möglichen Speichergesteine im nördlichen Bereich der Molassesedimente am Südsporn der Böhmischen Masse zeigen beträchtliche Schwankungen. Obereozäne Sandsteine (z.B. in Hainbuch 1) haben eine effektive Porosität von 2,2 bis 2,8 %, aber eine Durchlässigkeit parallel zur Schichtung zwischen 56 und 3236 mD (!). Die Oberen Melker Schichten (z. B. Sandsteine in Oberndorf 1) haben dagegen mit 2,8 bis 17,5 % eine bessere Porosität, die Durchlässigkeitswerte schwanken aber nur zwischen 0,5 und 12,0 mD.

Im mittleren Bereich von Behamberg 1 nach Osten treten vorwiegend die Sandsteine und Konglomerate des Egeriens als mögliche Speichergestei-

Liste der Speichergesteine ausgewählter Bohrungen im nördlichen Bereich der Molassezone am Südsporn der Böhmischen Masse:

Bohrungen	SH	Formation	Speichergesteine	Netto-mächt.	OK Bohrt.
Hainbuch 1	293	Obereozän	feink.-grobk. Sandsteine und Kristallinschutt	37	758
Seitenstetten 1	332	Versch. Mol. ? Unt. Melker Sch.	Konglomerat	191	142
		Autochth. Mol. ? Unt. Melker Sch.	Sandsteinlagen	ca. 20	1180
Ulmerfeld 1	296	Untere Melker Schichten, Ob. Rupelien	konglomerat. Grobsandstein	49	658
Oberndorf 1	303	Obere Melker Schichten = Egerien – Ob. Rupelien	fein – mittelk. Sandsteine	170	692
Mank 1	307	Untere Melker Schichten = Egerien – Ob. Rupelien	Sandsteine	16	731
Kilb 1	327	Untere Melker Schichten = Egerien – Ob. Rupelien	mittelk.– grobk. Sand-	40	1103

Alle Angaben auf Meter gerundet; Abkürzungen: SH = Höhe über Adrianull; Versch. Mol. = Verschuppte Molasse; Autochth. Mol. = Autochthone Molasse; Nettomächt. = Nettomächtigkeit (d. h. ohne pelitische Zwischenlagen); OK. Bohrt. = Oberkante Bohrteufe der höchsten Speichergesteine.

ne auf (siehe untenstehende Liste). Bis zur Bohrung Urmannsau 1 werden diese Sedimente zur Puchkirchener Serie gerechnet. In Texing 1 und Perschenegg 1 werden die dort auftretenden, meist grobkörnigen Sandsteine als Melker Schichten (Egerien bis Oberes Rupelien) bezeichnet.

Im mittleren Bereich weisen die Unteren Melker Schichten (z. B. grobkörnige Sandsteine in Texing 1) eine Porosität von 12,7 % auf. Sandsteine des Eggenburgiens (z. B. in Perschenegg 1) erreichen Werte zwischen 1,8 und 7,3 %. Die Permeabilität des Eggenburgiens ist hier da-

Liste der Speichergesteine von Bohrungen im mittleren Bereich der Molassezone am Südsporn der Böhmischen Masse:

Bohrungen	SH	Formation	Speichergesteine	Netto-mächt.	OK Bohrt.
Behamberg 1	431	Ob. Puchk. Serie Oberes Egerien	Sandstein	ca. 100	424
		Unt. Puchk. Serie Unteres Egerien	Sandstein	15	685
Kürnberg 1	517	Unt. Puchk. Serie Unters Egerien	fein – mittelk. Kalksandstein	10	2390
Urmannsau 1	404	Puchkirchener Serie = Egerien	Sandstien	35	2920
			Grobkonglomerat	33	2982
Texing 1	385	Untere Melker Sch. = Unt. Egerien	grobk. Sandstein	19	1691
			grobk. Sandstein	4	1726
Perschenegg 1		Eggenburgien	mittelk. Sandstein	8	1684
		Egerien	mittel – grobk. Sandst.	15	1699

Die Abkürzungen entsprechen denen der Liste des nördlichen Bereiches.

gegen mit weniger als 1 mK sehr gering. Senkrecht zur Schichtfläche steigt die Durchlässigkeit aber bis auf 4,5 mD an, was wohl auf eine mehr oder weniger vertikale Feinklüftung hinweist.

Im südlichen Bereich gibt es bis 1992 keine Bohrung, die die Basallagen der Molasse erreicht hat. Es muß aus faziellen bzw. paläogeographischen Überlegungen abgeleitet werden, daß die Sand- und Schotterschüttungen von der Böhmischen Masse im oberen Oligozän gegen Süden zu feinkörniger werden. Andererseits ist aber damit zu rechnen, daß bei der Annäherung an den ehemaligen Südrand des Molassemeeres wieder gröbere Schüttungen aus dem Nordalpenbereich auftreten werden.

Bisher ist nur von klastischen Sedimenten (Sandsteinen, Konglomeraten) die Rede gewesen. Karbonatische Sedimente (vorwiegend Kalksteine), deren Feinkluftraum für Speicherzwecke nutzbar sein könnte, sind in den Molassegesteinen eher selten, wenn man von den Lithothamnienkalken des Obereozäns absieht.

Über Speichergesteine des Autochthonen Mesozoikums können Betrachtungen nur über den südlichen Bereich angestellt werden. Sandsteine, z. T. mit Kohlenflözen, sind, wie schon früher erwähnt, als Grestener Schichten zu erwarten (Oberer Lias bis Dogger). Diese wären sowohl als Speichergesteine, wie als Muttergesteine anzusprechen. Wie aus den verschiedenen allochthonen Komponenten des Helvetikums und des Klippenflysches in der Bohrung Urmannsau 1 zu sehen ist, müssen vor ihrer Abscherung vom autochthonen Untergrund offenbar Gesteine des Jura und der Unterkreide in kalkiger oder mergeliger Entwicklung ursprünglich im Süden gelegen sein. Es gibt einen Hinweis, daß auch Dolomit des außeralpinen Malm tektonisch nach Norden verlagert worden ist.

Eine weitere wichtige Information aus Urmannsau 1 ist, daß die sogenannte „Inneralpine Molasse", die in der Bohrung von 2363–2600 m Bohrteufe als Schubkörper auftrat, ein Indiz dafür ist, daß die Molassesedimente am Sporn der Böhmischen Masse weit nach Süden, bis unter den südlichen Bereich, abgelagert wurden. Der Schichtumfang reicht vom Obereozän bis zum Unteroligozän. Neben Tonmergeln finden sich immer wieder Sandsteinlagen und Lithothamnienkalke. Beide Gesteinsarten sollten als Speicher in Betracht gezogen werden.

Einige Zeilen sollen den möglichen Speichergesteinen der über der Molassezone liegenden Nordalpen gewidmet sein. Was die Nördlichen Kalkalpen betrifft, so sind diese wohl mehr als 50 km über Flyschzone, Helvetikum und Molassezone geschoben worden. Das bedeutet, daß aus allenfalls vorhandenen Muttergesteinen unter den Kalkalpen bei Vorhandensein der nötigen Reife und Mächtigkeit sowie entsprechender Migrationswege KW in kalkalpine Gesteine gelangt sein können. Daß das eine durchaus reale Möglichkeit ist, hat die Bohrung Molln 1 südlich Steyr weiter im Westen anschaulich gezeigt. Die Kalkalpen haben in Form von feinzerklüfteten Dolomitgesteinen, seltener vor klüftigen Kalken vorwiegend der Trias eine Reihe von Speichergesteinen aufzuweisen. Als Beispiele sollen Steinalmkalke, mylonitisierte Gutensteiner Kalke, Wettersteindolomite und der Hauptdolomit genannt werden. Die am südlichsten im Bereich des Spornes der Böhmischen Masse in den Kalkalpen gelegene Bohrung Mitterbach U 1 (bzw. U 1 a), die die kalkalpinen Decken in der Bohrteufe von 2536 m durchbohrte, hat zahlreiche, z. T. sehr starke Gasanzeichen vor allem in den Lunzer Schichten sowie in Gesteinen des Kreideklippenflysches erbracht (siehe das nächste Unterkapitel III.4.4.2.3.).

In den Schichtfolgen der Flyschzone und der Buntmergelserie des Helvetikums sind bisher nur wenige als Speichergesteine geeignete Sedimente gefunden worden, da der Porenraum der Sandsteine zumeist durch ein karbonatisches, kieseliges oder mergeliges Bindemittel erfüllt ist.

III.4.4.2.3. Migration und Lagerstättenbildung

Im Gebiet südlich des Sporns der Böhmischen Masse sind bis 1992 keine wirtschaftlich nutzbaren KW-Vorkommen (La-

gerstätten) gefunden worden. Im nördlichen und mittleren Bereich ist aus den in den vorigen Unterkapiteln III.4.4.2.1 und III.4.4.2.2. genannten Gründen eine weitere Suche wenig erfolgversprechend. Dazu kommt, daß die Melker Schichten des nördlichen Bereiches an ihrer nördlichen Verbreitungsgrenze, d. h. am Südrand der obertags anstehenden Gesteine der Böhmischen Masse, an der Erdoberfläche ausstreichen, wie große Sandgruben bei Melk/Donau eindrucksvoll zeigen. KW wären hier wohl zum Großteil längst entwichen, wenn es im nördlichen Bereich KW-Lagerstätten gegeben hätte.

Der südliche Bereich dagegen ist prospektiv, d. h. hier sind am ehesten noch Lagerstätten, wenn auch in größerer Tiefe, zu erwarten.

Wie bereits an anderen Stellen mehrfach erwähnt, spielen bei der Lagerstättenbildung sowohl die Existenz reifer und genügend mächtiger Muttergesteine, weiters das Vorhandensein von Speichergesteinen mit günstigen petrophysikalischen Werten, einer guten Abdichtung gegen oben und einer entsprechenden strukturellen Form des Lagerstättenkörpers sowie von Migrationswegen (sekundäre Migration) eine wesentliche Rolle, damit die KW auch in die Speichergesteine gelangen können (siehe die Hauptkapitel II.1.3. und II.3.5.).

Ob und welche Migrationswege vorhanden sind, hängt zum einen von der Art der die Muttergesteine überlagernden Schichten und zum anderen von tektonischen Störungen sowie von hydrodynamischen Bedingungen und von geochemischen Vorgängen ab, die diese Schichtfolgen betroffen haben, sodaß z. B. durch Lösungsaktivitäten die Wegsamkeit geschaffen oder verbessert wird.

Untrügliche Merkmale für das Vorhandensein von Migrationswegen sind echte Gas- oder Ölanzeichen im Bereich der Erdoberfläche oder knapp darunter, weiters auch in tiefer liegenden Bohrabschnitten. Keinesfalls jedoch sind solche Anzeichen eine Garantie für abbauwürdige KW-Vorkommen. Wie im Abschnitt IV.2. detaillierter gezeigt wird, gibt es solche Anzeichen am Südsporn der Böhmischen Masse in der Molassezone selbst wie auch in der Flyschzone, in der Inneralpinen Molasse und in den Nördlichen Kalkalpen. Hier wird nur eine abgekürzte Liste angegeben. Es bedeuten: G = Gas, Ö = Öl, A = Asphalt.

- Molassezone: Kilb (2,4 km N bis NNW) = G; Rogatsboden (5,4 km WNW Scheibbs) = G; Berging (1 km SE Viehdorf bei Amstetten) = G.
- Flyschzone und Inneralpine Molasse: Glosbach (5,6 km SW Kilb) = G; Scheibbs (2,5 km NE) = G; Gresten (Ortsbereich) = Ö; Hinterholzgraben (3,4 km WNW, Ybbsitz) = A; Maria Neustift (0,5 km NE) = A.
- Nördliche Kalkalpen: Schneealpenstollen (2,7 km N bis NNE Neuberg/Mürz) = G; Dobersnigg-Loich (3 km SW Kirchberg/Pielach) = Ö; Urmannsau (3 km SE Kienberg) = Ö.

Durch die Tiefbohrungen wurden zahlreiche weitere Öl- und Gasanzeigen sowohl im nördlichen wie im mittleren und südlichen Bereich gefunden. Das bedeutet, daß es sowohl reife Muttergesteine wie auch die entsprechende sekundäre Migration geben muß. Es wurde schon diskutiert, daß die Herkunft der Kohlenwasserstoffe aus dem tiefen Teil des südlichen Bereiches am wahrscheinlichsten ist. Als Migrationswege kommen die vielen tektonischen Störungsflächen, wie Blattverschiebungen (Seitenverschiebungen), Bruchflächen und Überschiebungsflächen infrage. Dort, wo Wegsamkeiten in porösen oder feinklüftigen Gesteinen selbst vorhanden sind, werden ebenfalls Wanderbewegungen aufsteigender KW stattfinden können. Es wird darauf hingewiesen, daß die Richtung der sekundären Migration in Richtung geringerer Druckverhältnisse, also meist nach oben verläuft, wobei je nach den geologischen Gegebenheiten sowohl vertikale wie auch sehr flach ansteigende Bahnen möglich sind. Der Hauptantrieb für die Aufstiegsbewegungen der KW ist dabei der Auftrieb im Formationswasser, bzw. in den die Porenräume füllenden Süß- oder Salzwässern, da Gas und Öl eine geringere Dichte als diese Wässer haben.

Gas-, Öl- und Salzwasservorkommen aus Bohrungen aller drei Bereiche sollen dieses Kapitel beschließen. Dabei bedeuten: C_1 = Methangehalt in Volumsprozenten; GA = Gasanzeige des Spülungsgasmeßgerätes in Volumsprozenten; Cl = Chloridgehalt in mg/Liter; alle Tiefenangaben sind Bohrteufen.

Im nördlichen Bereich sollen die Bohrungen Steyr 1, Oberndorf 1 und Kilb 1 als Beispiele dienen:

In Steyr 1 gab es zwischen 245 und 247 m etwas Gas (C_1 = 97,8) mit rasch sinkendem Zufluß sowie Salzwasser (Cl = 7730) aus grobkörnigen Sandsteinen der Oberen Puchkirchener Serie (Oberes Egerien). Salzwasser mit Entlösungsgas (Cl = 4877, C_1 = 97,5) wurde von 1164,5 bis 1166,5 m in grobkörnigen Sandsteinen des Obereozäns gefunden.

In Oberndorf 1 gab es etwas Gas (C_1 = 94,9) und Salzwasser (Cl = 6030) von 741,5–759 m in Sandsteinen der Oberen Melker Schichten (Egerien).

In Kilb 1 wurden starke Gasanzeichen von 1096,4–1097,5 m in Sandsteinen des Oberen Egeriens gefunden. Viermal traten Ölspuren zwischen 1107,1–1122,7 m in Sandsteinen des Unteren Egeriens auf, bei Schöpfversuchen aus dieser Strecke wurde aber nur Salzwasser (Cl = 10070) zutage gebracht.

Im mittleren Bereich wurden die Bohrungen Kürnberg 1, Urmannsau 1 und Perschenegg 1 ausgewählt:

In Kürnberg 1 gab es etwas Gas aus Flyschgesteinen (GA = 2, davon C_1 =99,9) bei 220–223 m, dann einen ähnlichen Wert bei 2410 m aus Sandsteinen der Unteren Puchkirchener Serie (Unteres Egerien). Ölspuren traten ab 2800 m fünf mal in Gesteinen der Tonmergelstufe des Oberen Rupeliens bis 2943 m auf, offenbar an Störungszonen gebunden.

In Urmannsau 1 wurden Ölspuren in Klüften des Mergelkalkes (Unterkreide) von 150–428 m drei mal gefunden. Von 672–677 m fanden sich ebenfalls Ölspuren in Dolomitgesteinen der Oberen Trias. Von 756–760 m traten Asphaltspuren in mitteltriadischen Kalken auf sowie von 762–1446 m und von 1524–1580 Ölspuren in Kalken und Dolomitgesteinen der Mitteltrias. Von 1942–1970 waren zwei mal Ölspuren in Mergelschiefern und Dolomiten, von 2210–2216 m in Dolomit des außeralpinen Malm (?), von 2461–2464 m in Tonmergeln des Alttertiärs und schließlich von 2924–2980 in Sandsteinen und Tonmergeln des Egeriens zu beobachten. Im Egerien-Konglomerat von 3004–3013 m konnten sogar richtige Öltröpfchen registriert werden.

In Perschenegg 1 erbrachten die Flyschschuppen nur vage, d. h. unsichere Ölspuren von 1234,6–39,6 und von 1300–305 m in der Unterkreide sowie von 1523–1528 m in der Oberkreide, jeweils in feinklüftigen Kalksandsteinen. Dagegen gab es einen geringen Gaszustrom im Bereich von 1684,5–1699 m aus Sandsteinen des Eggenburgiens (C_1 = 92,9–93,3). Etwas Gas war auch in Egerien-Sandsteinen von 1704,3–1772 m anzutreffen (C_1 = 85,7).

Im südlichen Bereich stand lediglich die Bohrung Mitterbach U 1, bzw. deren Ablenkung Mitterbach U 1a zur Verfügung. Hier waren in dieser südlichsten Bohrung am Sporn der Böhmischen Masse Gasanzeichen besonders häufig und z. T. sehr intensiv. Ab 1132 m wurden die ersten deutlicheren Gasanzeichen in Lunzer Schichten der Kalkalpen beobachtet (GA = 1,2). Mit Unterbrechungen hielten diese Gasanzeichen bis zur technisch bedingten Endteufe von 3100 m an, wobei sie in verschieden alten Gesteinen auftraten. Eine maximale Gasanzeige (GA = 100!) wurde bei 2626 m in Kreidegesteinen (Klippenflysch) registriert, ein weiterer Spitzenwert ergab sich zwischen 2747 und 2761 m (GA = 10–35) in Keupergesteinen (ebenfalls im Klippenflysch). Dann sank die Intensität der Gasanzeigen gegen die Endteufe zu bis unter 1% ab.

Die Beobachtung, daß es in den obersten 1132 m der Bohrung keine nennenswerten KW-Anzeichen gab, deutet darauf hin, daß aus diesem Teil der Bohrstrecke die KW wohl schon entwichen sind, da

hier stark geklüfteter Wettersteindolomit vorherrscht. Die Abnahme der Gasanzeigen gegen die Endteufe könnte so gedeutet werden, daß die das Gas liefernden Muttergesteine noch weiter im Süden oder Südosten liegen dürften, da die Überschiebungsbahnen in diesem Bereich gegen Norden bis Nordwesten ansteigen und als Migrationswege gedient haben können.

Zusammenfassend kann man für alle drei Bereiche am Südsporn der Böhmischen Masse sagen, daß die KW bis zu mehreren Zehnern von Kilometern migriert sein müssen, bis sie zu den oben genannten Bohrungen sowie bis zur Erdoberfläche gelangt sind.

Literaturauswahl für das Kapitel III.4.4.2.:

BRIX, F. 1963; FUCHS, R., WESSELY, G. & SCHREIBER, O. S. 1984; KRÖLL, A. & WESSELY, G. 1967; NOWACK, E. 1921.

III.4.4.3. Molasse und deren Untergrund östlich und südöstlich der Böhmischen Masse – östliches Niederösterreich

von Friedrich BRIX

Dieses Gebiet hat besondere Bedeutung dadurch erlangt, daß hier sowohl in der Molassezone wie im Autochthonen Mesozoikum mehrere KW-Lagerstätten gefunden wurden (siehe Kapitel IV.4.2.2.). Es gibt daher zahlreiche Bohrungen, die sowohl die Frage der Muttergesteine, der Speichergesteine, der geologischen Strukturen und der Lagerstättenbildung aufklären halfen.

In diesem ausgedehnten Gebiet kann man drei Bereiche unterschiedlicher geologischer Geschichte und verschiedenen geologischen Aufbaus grob unterscheiden:

Der westliche Bereich beginnt dort, wo die Gesteine der Böhmischen Masse ihre östliche Oberflächenbegrenzung haben, etwa von Retz über Eggenburg nach Krems/Donau und endet im Osten an der Linie Buchberg bei Mailberg – östlich Hollabrunn – westlich Stockerau – Chorherrn – etwa westlich Berndorf.

Der mittlere Bereich erstreckt sich östlich der oben genannten Begrenzung bis zur Linie westlich Bernhardsthal – Steinberg bei Zistersdorf – Wolkersdorf – Wien-St. Stephan – Wien-Oberlaa – Laxenburg – Sollenau – Neunkirchen.

Der östliche Bereich verläuft östlich der eben zitierten Linie fast bis zum Ostrand des Wiener Beckens, bzw. im Süden und Südosten weit unter die Nördlichen Kalkalpen.

III.4.4.3.1. Muttergesteine

Der oben umgrenzte westliche Bereich ist die Fortsetzung des nördlichen Bereiches am Südsporn der Böhmischen Masse gegen Nordosten und Osten (siehe Kapitel III.4.4.2.). Östlich der Böhmischen Masse stehen im Norden die Schichten der Molassezone an der Oberfläche an und liegen mit geringer Mächtigkeit direkt auf dem Kristallin. Im Süden des Bereiches ist die Molasse ab der Linie Wilhelmsburg – Neulengbach – Königstetten von der Subalpinen Molasse, der Flyschzone und weiter im Süden dann von den Nördlichen Kalkalpen überschoben.

Die Molasseschichtfolge wird im Kapitel III.4.3.2. näher beschrieben. Im Nordteil des westlichen Bereiches bis südlich der Donau dominieren klastische, z. T. grobkörnige Sedimente, wie sie im Unterkapitel III.4.4.2.2. genannt werden. Tonig-mergelige Sedimente, die als Muttergesteine in Frage kommen, sind zwar den klastischen Gesteinen unter-, zwischen- und übergelagert, erreichen aber nur selten bedeutendere Mächtigkeiten oder Tiefenlagen: Pielacher Tegel des Rupeliens; Tonsteine und Schlier der Melker Schichten des Egeriens; Tonmergellagen in den Eggenburger Schichten des Eggenburgiens; tonige Lagen in den Oncophora-Schichten des Ottnangiens; tonmergelige Laaer Schichten des Karpatiens.

In nachfolgender Liste ist eine Reihe von Daten bezüglich der Mächtigkeit der Molassesedimente und von möglichen Mut-

tergesteinen ohne Reifebewertung angegeben. Die Bohrungen wurden entsprechend ihrer Entfernung vom obertägigen Rand der Böhmischen Masse in 5 Gruppen eingeteilt, wobei Gruppe 1 die randnächste und Gruppe 5 die randfernste ist. Die Einstufung einer Gesteinsfolge als mögliches Muttergestein erfolgte nach Kern- und Spülprobenbeschreibungen sowie nach einer Interpretation der Bohrlochmessungen. Bei Vorliegen eines Sandgehaltes in pelitischen Gesteinen oder bei sandigen Zwischenlagen wurden entsprechende Mächtigkeitsabstriche gemacht. Die angegebenen Werte sind Summierungen aller in Frage kommenden möglichen Muttergesteine der betreffenden Bohrung. Angeführt wurden in dieser und allen nachfolgenden Listen nur jene Bohrungen, die das Kristallin der Böhmischen Masse oder des Jungpaläozoikums erreicht haben. Schichtkomplexe mit Muttergesteinscharakter unter 10 m Mächtigkeit blieben unberücksichtigt. Ebenso erfolgte eine Zurechnung bei tieferen Bohrungen ab einer Bohrteufe von 300 m. Die bei der ersten Liste im Unterkapitel III.4.4.2.1. angegebenen Abkürzungen gelten auch für die weiteren, die Muttergesteine betreffenden Listen.

Liste von Bohrungen des westlichen Bereiches östlich und südöstlich der Böhmischen Masse (alle Angaben auf Meter gerundet):

Gruppe 1: Bohrungen im außerkarpatischen Teil, nahe dem Ostrand der Böhmischen Masse

Bohrungen	SH	Top Molasse Bohrt.	Top Molasse abs.	Top B. M. Bohrt.	Top B. M. abs.	Mächt. Mol.	mögl. Mutt. gest.	d.s. %	Bohrjahre
Hadres U 1	207	2	+205	562	−355	560	60	11	1981
Mailberg U 1**	190	1	+189	165	+ 25	164	–	–	1981
Goggendorf U 1	244	5	+239	229	+ 15	224	–	–	1981
Glaubendorf U 1	220	23	+197	273	− 53	250	–	–	1981
Hadersdorf 1*	200	27	+173	259	− 59	232	152	66	1920?
Jettsdorf U 1	192	18	+174	572	−380	554	20	4	1981
Moosbierbaum K 3	185	11	+174	685	−500	674	53	8	1981
Ederding 1*	290	1	+289	181	+109	180	–	–	1920?
Herzogenburg 1*	230	14	+216	397	−167	383	132	34	1920?
arithm. Mittel			+206		−168	358	46	13	

* nach W. E. PETRASCHECK 1926a; ** der Untergrund ist Jungpaläozoikum

Gruppe 2: Bohrungen auf der Hochzone von Moosbierbaum – Absdorf

Bohrungen	SH	Top Molasse Bohrt.	Top Molasse abs.	Top B. M. Bohrt.	Top B. M. abs.	Mächt. Mol.	mögl. Mutt. gest.	d.s. %	Bohrjahre
Absdorf 1	181	10	+171	404	−223	394	75	19	1941
Absdorf 3	180	10	+170	647	−467	637	70	11	1943/44
Moosbierbaum K 1	184	10	+174	410	−226	400	–	–	1958
Moosbierbaum K 7	185	14	+171	346	−161	332	–	–	1959
Rust 1	186	16	+170	299	−113	283	27	10	1961
Rust 2	185	12	+173	457	−272	445	11	2	1962
arithm. Mittel			+172		−244	415	31	7	

Gruppe 3: Bohrungen knapp westlich und nordwestlich des alpin-karpatischen Überschiebungssystems zwischen Porrau und Streithofen

Bohrungen	SH	Top Molasse Bohrt.	abs.	Top B. M. Bohrt.	abs.	Mächt. Mol.	mögl. Mutt. gest.	d.s. %	Bohrjahre
Porrau 1	263	1	+262	1355	−1092	1354	103	8	1960
Viendorf 1	223	1	+222	1303	−1080	1302	51	4	1976
Niederrußbach 1	237	30	+207	1043	− 806	1013	111	11	1964
Stockerau N 1	212	8	+204	1820	−1603*	1807	610	34	1975
Stockerau W 1	174	10	+164	1957	−1782*	1946	550	28	1975
Moosbierbaum K 2	198	8	+190	1134	− 936	1126	162	14	1958
Streithofen 1	225	1	+224	1230	−1005*	1229	155	13	1959/60
arithm. Mittel			+210		−1186	1397	249	18	

* Teufenreduktion durch stärkere Bohrlochabweichung (Gruppen 3–5)

Gruppe 4: Bohrungen unter der Subalpinen Molasse (ohne Autochth. Mesozoikum)

Bohrungen	SH	Top Molasse Bohrt.	abs.	Top B. M. Bohrt.	abs.	Mächt. Mol.	mögl. Mutt. gest.	d.s. %	Bohrjahre
Chorherrn 1	178	19	+159	1700	−1521*	1680	95	6	1962
Großgraben K 1	239	1	+238	789	− 549*	787	51	6	1959
Kogl 1	233	8	+225	1298	−1064*	1289	277	21	1960
Murstetten 1	284	6	+278	1742	−1457*	1735	166	10	1959
Raipoltenbach 1	231	2	+229	739	− 508	737	50	7	1943/44
Wolfsbach 1	269	12	+257	1104	− 834*	1091	126	12	1959
arithm. Mittel			+231		− 989	1220	128	10	

Gruppe 5: Bohrungen unter der Flyschzone (ohne Autochthones Mesozoikum)

Bohrungen	SH	Top Molasse Bohrt.	abs.	Top B. M. Bohrt.	abs.	Mächt. Mol.	mögl. Mutt. gest.	d.s. %	Bohrjahre
Hof 1	396	1315	− 909*	1710	−1302*	393	340	86	1985/86
St. Corona 1	675	2163	−1449*	2327	−1606*	157	ca 60	38	1988/89
Manzing 1	454	1900	−1436*	2425	−1958*	522	ca 250	48	1981
Getzwiesen 1	493	1520	−1024*	1883	−1386*	362	ca 150	41	1987
Neulengbach 1	329	542	− 213	1225	− 887*	674	150	22	1984
arithm. Mittel			−1006		−1428	462	190	41	

Aus obiger Liste geht hervor, daß im westlichen Bereich der Untergrund der Molassezone, d. h. das Kristallin der Böhmischen Masse und die darin eingesenkten jungpaläozoischen Gräben, ein stark akzentuiertes Relief besitzen, wie die Hochzone von Moosbierbaum – Absdorf (Gruppe 2) und die Traisenmulde (Gruppen 1 und 4) zeigen. Abgesehen davon sinkt die Kristallinoberfläche generell vom Ostrand der Böhmischen Masse gegen Südosten ab, eine Tendenz, die durch einige Brüche im Untergrund noch verstärkt wird. Dennoch erreichen die potentiellen Muttergesteine auch im tieferen Teil der Molasse des westlichen Bereiches nirgends jenen Reifegrad, der zur Generierung von KW ausreichen würde. Dies gilt auch für die Kohlenflöze in den Melker Schichten (Egerien), die allerdings zumeist nahe dem oder im ehemaligen Küstenbereich abgelagert wurden.

Von Interesse ist auch die Gruppe 3, bei der im Mittel die größte durchschnittliche Mächtigkeit sowohl der Molassesedimente selbst wie auch der darin enthaltenen möglichen Muttergesteine auftritt.

Ein Vergleich der Gruppen 4 und 5 zeigt, daß die Lage der Molassebasis unter der Flyschzone im Durchschnitt tiefer liegt als die Molassebasis unter der Subalpinen Molasse. Andererseits ist die durchschnittliche Mächtigkeit der Molasseschichten unter der Subalpinen Molasse deutlich größer als unter der Flyschzone, was wohl darauf zurückzuführen ist, daß ein Teil der Molassesedimente bei der Flyschüberschiebung abgeschert und als Subalpine Molasse nach Norden verfrachtet wurde.

Die untenstehende Gegenüberstellung der Mittelwerte der Bohrteufen bis zur Erreichung der Molassebasis (= Top Böhmische Masse) zeigt die deutliche Zunahme der Werte von Gruppe 1 bis Gruppe 3 sowie von Gruppe 4 auf Gruppe 5. Der starke Sprung zwischen den Gruppen 2 und 3 spiegelt den Absenkungsvorgang der Molassebasis gegen Osten wieder. Bemerkenswert sind die Unterschiede in den Bohrtiefen zwischen den Gruppen 3 und 4, wo die Tiefenzone westlich Stockerau und die Hochzone von Raipoltenbach – Großgraben die großen Reliefunterschiede im Kristallin der Böhmischen Masse anzeigen.

Der Unterschied der Bohrteufen bis zur Molassebasis für den Bereich unter der Subalpinen Molasse (Gruppe 4) und unter der Flyschzone (Gruppe 5) hat seine Ursache darin, daß gegen Süden eben weitere bedeutende Bruchabsenkungen des Kristallinuntergrundes stattfanden, die möglicherweise durch die Auflast der Flyschdecke noch verstärkt wurden.

Die Angaben der Bohrteufen wird hier den Angaben der absoluten Teufen vorgezogen, weil dadurch die wahren Mächtigkeiten der Molassesedimente besser erkennbar werden.

Obwohl die Molassegesteine vom Muttergesteinstypus unter der Flyschzone schon in einer etwas größeren Tiefenlage anstehen, haben sie hier noch nicht jene Maturation erfahren, daß sie KW hätten bilden können.

Mittelwerte der Bohrteufen bis Top Böhmische Masse für die Gruppen 1 bis 5 im westlichen Bereich:

Gruppen	1	2	3	4	5
Bohrteufen Molassebasis	165–685	299–647	1043–1957	739–1742	1225–2425
arithm. Mittel	369	427	1406	1229	1914
Anzahl der Bohrungen	9	6	7	5	5

Alle Angaben in Bohrmetern.

Als Muttergesteine im südlichen Teil des westlichen Bereiches wurden Tonmergel des Eggenburgiens in Fisch- und Foraminiferenfazies angesprochen, ebenso wie Tonmergel bis Tonsteine des Egeriens. Bei Vorliegen von Sandstrei-

fenschlier wurden die oben schon erwähnten Abstriche gemacht, ebenso wurden Kohlenflöze berücksichtigt (z. B. 3 m bei Manzing 1).

Im mittleren Bereich tritt eine bemerkenswerte Änderung des geologischen Aufbaues ein. Unter den Molassesedimenten finden sich hier meist mächtige Gesteinsfolgen des Autochthonen Mesozoikums als Untergrund. Diese Einheit wurde erst 1959 durch die Bohrung Staatz 1 entdeckt. Aber auch jungpaläozoische Gesteine treten z. B. im Raum Hollabrunn – Mailberg in Form von Gräben unter dem Autochthonen Mesozoikum auf. Unter beiden Einheiten liegen dann die Kristallingesteine der Böhmischen Masse. Die Schichtfolge der jungpaläozoischen und mesozoischen Gesteine ist im Kapitel III.4.3.1. beschrieben.

Ein weiteres charakteristisches Merkmal dieses mittleren Bereiches ist, daß im Ost- und Südostteil die Molassezone von der Waschbergzone, bzw. der Subalpinen Molasse und der Flyschzone überschoben wurde. Außerdem sinkt gegen Osten der Kristallinuntergrund weiterhin staffelförmig ab, so daß die Gesteine der Molassezone in größere Tiefen gelangten, wozu noch der tektonische Streß im Überschiebungsbereich kommt.

Muttergesteine sind in den Molassesedimenten selbst, besonders aber im Autochthonen Mesozoikum vorhanden, worauf später eingegangen wird.

Die Bohrungen des mittleren Bereiches kann man in drei Gruppen einteilen, wie aus der Gliederung nachfolgender Liste ersichtlich ist (siehe Seiten 328–330).

Die drei Gruppen von Bohrungen dieser Liste ergeben nun Hinweise für die mögliche Genese von KW sowie für die Mächtigkeiten der Sedimente der vorkommenden tektonischen Einheiten. Es wird bemerkt, daß hier die Ablagerungen des Quartärs, des Pannoniens und Sarmatiens nicht zur Molasse gerechnet werden. Die in den Listen genannten „möglichen" Muttergesteine sind so zu verstehen, daß hier vermerkt wird, welche Sedimentanteile der einzelnen tektonischen Einheiten unter den entsprechenden Temperatur- und Zeitbedingungen als Muttergesteine fungieren könnten. Das bedeutet nicht, daß alle angegebenen Schichten auch tatsächlich KW generiert haben. Die echten Muttergesteine werden jedoch weiter unten besonders beschrieben.

Es soll nun ein Vergleich der Molassemächtigkeiten zwischen der Gruppe 3 des westlichen Bereiches und der Gruppe 1 des mittleren Bereiches gezogen werden, die unmittelbar aneinander grenzen. Nimmt man die auf einer Hochzone mit geringer Molassesedimentation liegenden Bohrungen Alt-Prerau 1 und Mailberg K 1 aus Gruppe 1 außer Betracht, so ergibt das einen Mittelwert für die Molassemächtigkeit von 1411 m (anstatt von 1269 m) für die Gruppe 1 des mittleren Bereiches. Dieser Wert paßt gut zum Mittelwert für die Molassemächtigkeit von Gruppe 3 des westlichen Bereiches mit 1397 m. Aufschlußreich ist auch der Vergleich der mittleren absoluten Teufenwerte der Basis der Molassesedimente und zwar wieder unter Auslassung von Alt-Prerau 1 und Mailberg K 1. Es ergibt sich kaum ein Unterschied. Der Mittelwert für die Gruppe 3 des westlichen Bereiches ist – 1186 m, für die Gruppe 1 des mittleren Bereiches ist er – 1204 m. Das zeigt an, daß die Molassesedimente beider Gruppen gegen Osten bis unmittelbar an den alpin-karpatischen Störungsbereich (Waschbergzone) relativ ungestört sedimentiert wurden. Da auch an der Basis der Molassesedimente nirgends das entsprechende Temperaturniveau erreicht wurde, sind auch keine Reifungsprozesse der möglichen Muttergesteine zu erwarten.

Die Konsequenzen für den mittleren Bereich in Fortsetzung gegen Osten können aus den Gruppen 1 bis 3 genannter Liste geschlossen werden. Dort, wo die Molassesedimente an der Oberfläche anstehen, erreichen diese zwar Mächtigkeiten bis zu 1574 m, doch reicht, wie oben erwähnt, weder die Tiefenlage noch der Anteil an möglichen Muttergesteinen zur Generierung von KW aus (Gruppe 1). Die Gesteine des darunter liegenden Autochthonen Mesozoikums jedoch beginnen schon eine gewisse Rolle für eine bescheidene KW-Bildung zu spielen.

Liste der Bohrungen aus dem mittleren Bereich östlich und südöstlich der Böhmischen Masse:

Gruppe 1: Bohrungen im außerkarpatischen Gebiet, die das Autochthone Mesozoikum und das Kristallin der Böhmischen Masse erreicht haben:

Bohrungen	SH	Mächt. Quart. ***	Molassezone Mächt.	mög. Mutt. gest.	d.s. %	Autochth. Mesoz. Mächt.	mögl. Mutt. gest.	d.s. %	Jungpaläozoikum Mächt.	mögl. Mutt. gest.	d.s. %	Top. B.M. abs.	Bohrjahre
Alt-Prerau 1	188	1	876	106	12	375	0	0	–	–	–	–1064	1981
Wildendürnbach T 1	188	2	1256	250	20	680	69	10	–	–	–	–1749	1961
Wildendürnbach K 4	219	2	1565	240	15	1003	170	17	–	–	–	–2351	1959/60
Wulzeshofen K 2	184	1	1322	164	12	315	28	9	–	–	–	–1454	1959
Großharras 1	193	1	1456	434	30	898	98	11	*	–	–	–2162**	1983
Mailberg K 1	222	1	529	79	15	40	0	0	190	10	5	– 538	1959
Hagenberg 3	282	1	1574	179	11	1600	872	55	–	–	–	–2893	1967/68
Stronegg 1	341	20	1548	176	11	1901	1567	82	–	–	–	–3127	1974/75
Hollabrunn 1	270	131	1251	216	17	435	107	25	713	35	5	–2260	1976
Füllersdorf 1	245	1	1312	96	7	167	60	36	–	–	–	–1235	1975
arithm. Mittel			1269	194	15	741	297	40			5		

Alle Werte auf Meter gerundet; Verkürzungen durch Bohrlochabweichungen sind berücksichtigt;

* = nicht durchbohrt; ** = Top Jungpaläozoikum; *** = inklusive Pannonien und Sarmatien.

Abkürzungen: SH = Seehöhe; Quart. = Quartär; Mächt. = Gesamtmächtigkeit; mög. Mutt. gest. = mögliche Muttergesteine; Top B. M. abs. = Oberkante Böhmische Masse in Absolutwerten (d. h. bezogen auf Adrianull).

Zur Berechnung der arithmetischen Mittelwerte wurden nur jene Bohrungen herangezogen, bei denen die betreffende tektonische Einheit vorhanden war und durchbohrt wurde (Gruppen 1–3).

Gruppe 2: Bohrungen, die unter der Waschbergzone (bzw. Subalpinen Molasse) z. T. die Molassezone, dann das Autochthone Mesozoikum und das Kristallin der Böhmischen Masse erreicht haben:

Bohrungen	SH	Mächt. Quart.	Waschbergzone Mächt.	mög. Mutt. gest.	d.s. %	Molassezone Mächt.	mögl. Mutt. gest.	d.s. %	Antochth. Mesozoikum Mächt.	mögl. Mutt. gest.	d.s. %	Top. B.M. abs.	Bohrjahre
Staatz 3	245	40*	558	198	35	1104	648	59	1651	750	45	–3108	1964/65
Hagenberg 1	302	2	280	–	–	1535	542	35	1295	374	29	–2810	1966
Klement 2	308	1	829	114	14	927	206	22	2269	866	38	–3718	1975/76
Klement 1	331	1	575	218	38	1226	419	34	2168	939	43	–3639	1974
Thomasl 1	238	10*	2364	913	39	–	–	–	1728	824	48	–3864	1976/77
Au 1 (NÖ)	415	1	1672	330	18	335	166	50	2185	586	27	–3778	1978/79
Roseldorf T2	233	1	649	232	36	881	268	30	1267	389	31	–2566**	1976/77
Haselbach 1	199	1	1445	838	58	–	–	–	926	331	36	–2173	1973/74
Stockerau Ost 1	206	8	1174	735	63	1109	817	74	2141	446	21	–4226	1977/78
Stockerau U 1	186	1	1260	403	32	904	443	49	–	–	–	–1979	1979
Waschberg U 2	186	4	2161	1143	53	763	491	43	329	42	13	–3071	1981/82
Zeiselmauer 1	173	10	2449***	1011	41	–	–	–	106	10	9	–2382	1979
arithm. Mittel			1285	511	40	976	444	45	1461	505	35		

Alle Werte auf Meter gerundet, Verkürzungen durch Bohrlochabweichungen sind berücksichtigt

Abkürzungen wie bei Gruppe 1

* = Quartär bis Badenien; ** = unsicher, könnte auch Jungpaläozoikum sein; *** = Subalpine Molasse

Gruppe 3: Bohrungen, die unter der Flyschzone z. T. die Subalpine Molasse, dann das Autochthone Mesozoikum und das Kristallin der Böhmischen Masse erreicht haben:

Bohrungen	SH	Mächt. Quart.	Flyschzone Mächt.	mög. Mutt. gest.	d.s. %	Subalpine Molasse Mächt.	mögl. Mutt. gest.	d.s. %	Autochth. Mesozoikum Mächt.	mögl. Mutt. gest.	d.s. %	Top. B.M. abs.	Bohrjahre
Korneuburg T 1+1a	167	8	3216	564	18	–	–	–	397	72	18	–3454	1979/80
Höflein 1	168	25	1923*	332	17	550	209	38	740	210	28	–3070	1981/82
St. Andrä 1	259	28	1734	–	–	1659	120	7	192	–	–	–3354	1986
Mauerbach 1+1a	304	6	2353	521	22	670	199	30	413	143	35	–3138	1964/65
arithm. Mittel			2307			960			436				

Alle Werte auf Meter gerundet; Verkürzungen durch Bohrlochabweichungen sind berücksichtigt.

Abkürzungen wie bei Gruppe 1.

* = inklusive Buntmergelserie (Helvetikum)

Vergleicht man die mittleren Mächtigkeiten der Molassesedimente der Gruppen 1 und 2, so erkennt man, daß bei Gruppe 2 diese Mächtigkeit unter der Waschbergzone deutlich abnimmt, während der Anteil von möglichen Muttergesteinen zunimmt und zwar sowohl was die durchschnittliche Mächtigkeit als auch den prozentuellen Anteil an der Gesamtmächtigkeit betrifft. Dazu kommt, daß bei Gruppe 2 die Molassesedimente oft tief unter der meist mächtigen Waschbergzone liegen. Wo letztere besonders mächtig ist, sind die Sedimente der Molassezone offenbar weitgehend abgeschert worden und stecken jetzt in der vorgeschobenen Waschbergzone, wie die Beispiele Thomasl 1, Haselbach 1 und Zeiselmauer 1 (hier Subalpine Molasse) zeigen. Dennoch haben die Molassesedimente auch an ihrer Basis unmittelbar über dem Autochthonen Mesozoikum die nötige Maturation meistens nicht erreicht.

Eine wesentlich bedeutendere Rolle als Träger von Muttergesteinen spielt im mittleren Bereich das Autochthone Mesozoikum. Vergleicht man wieder die durchschnittlichen Mächtigkeiten von Gruppe 1 mit der Gruppe 2, so fällt die bruchbedingte Mächtigkeitszunahme des Autochthonen Mesozoikums in der Gruppe 2 auf. Die größte Bohrteufe ist bei der Bohrung Stockerau Ost 1 mit 4432 m bis zum Kristallinuntergrund zu verzeichnen.

Die in Gruppe 3 angegebenen 4 Bohrungen unter der Flyschzone zeigen jedoch, daß gegen Süden die Mächtigkeiten wieder abnehmen. Das weist darauf hin, daß in diesem Raum das Autochthone Mesozoikum schon eine Randposition einnehmen dürfte. Ganz anders ist jedoch die Situation, wenn man die Gruppe 2 weiter gegen Osten, d. h. tief unter das Wiener Bekken verfolgt. Darüber wird weiter unten berichtet.

Zu den möglichen Muttergesteinen des Autochthonen Mesozoikums werden hier die entsprechend selektierten Anteile folgender Schichtglieder gerechnet: Teile der Tonmergel der Klentnitzer Schichten der Oberkreide, die Mergelsteinserie des Malm, Tone der Oberen und Unteren Tonsteinserie sowie die Steinkohlen und Kohlentone der Unteren Quarzarenitserie des Lias – Dogger. Es muß aber bemerkt werden, daß die genannten Schichtfolgen nicht bei allen Bohrungen vollständig angetroffen wurden.

Durch eingehende geochemische Untersuchungen (siehe z. B. H. KRATOCHVIL & H. W. LADWEIN 1984a) hat sich gezeigt, daß von den vorhin genannten möglichen Muttergesteinen zwei Schichtgruppen für die in den Lagerstätten gefundenen KW verantwortlich sind und zwar als Hauptlieferant für Öl und Gas die Mergelsteinserie des Malm und als Lieferant für kleinere Gaslagerstätten die Kohlen und Kohlentone der Unteren Quarzarenitserie des Lias – Dogger (Grestener Schichten).

In nachfolgender Aufstellung werden für alle drei Gruppen des mittleren Bereiches die Mittelwerte der Bohrteufen bis zur Basis des Autochthonen Mesozoikums (= Top Böhmische Masse) angegeben:

Gruppen	1	2	3
Bohrteufen Basis Autochth. Mesozoikum	570–3469	2165–4432	3238–3621
arithm. Mittel	2026	3361	3479
Anzahl d. Bohrungen	10	12	4

Alle Angaben in Bohrmetern

Aus obiger Aufstellung kann entnommen werden, daß unter der Waschbergzone und der überschobenen Molasse für das Autochthone Mesozoikum der Gruppe 2 schon gute Bedingungen für die KW-Bildung gegeben sein müssen und zwar so-

wohl was die mittlere Tiefenlage wie die dort herrschenden Temperaturen betrifft. Auch die Verweildauer der durchschnittlich 500 m mächtigen möglichen Muttergesteine ist hinreichend, wenn man davon ausgeht, daß die Bedeckung der jüngsten Schichtglieder des Autochthonen Mesozoikums durch Molassesedimente schon im Egerien (Oberoligozän) begonnen hat. Eine weitere Forcierung der KW-Genese ist dann mit der tiefen Absenkung im Zuge der Überschiebung der Molassesedimente durch die Waschbergzone (bzw. im Süden durch die Subalpine Molasse) und die Flyschzone nach dem Karpatien sowie dann durch die Bildung des Wiener Beckens im Zuge plattentektonischer Vorgänge etwa ab dem mittleren Badenien anzunehmen.

Eine Bestätigung dieser Vorstellungen ergibt sich dadurch, daß im Raum Alt-Prerau (nördlich Laa an der Thaya) bis Stockerau mehrere größere und kleinere Gaslagerstätten gefunden wurden (siehe Kapitel IV.4.2.2.), deren KW aufgrund der geochemischen Überprüfung aus dem Autochthonen Mesozoikum stammen.

Einige Worte sollen noch der Bohrung Berndorf 1 in Niederösterreich (gebohrt 1978/79) gewidmet sein, die eine Sonderstellung deshalb einnimmt, da sie weit im Süden des mittleren Bereiches liegt. Sie hat die Kalkalpen, die Flyschzone und die Molassezone durchbohrt und ist im Kristallin der Böhmischen Masse eingestellt worden. Diese Bohrung ist für die Aufklärung tektonischer und hydrogeologischer Fragen sehr bedeutsam gewesen (G. WACHTEL & G. WESSELY 1981, G. WESSELY 1983). Was das Vorhandensein von Muttergesteinen betrifft, erwies sich der kalkalpine Teil als praktisch frei von möglichen Muttergesteinen (Bohrteufen von 127 bis 5640 m). In der überschobenen Flyschzone (5640–5910 m) traten Tonschiefer mit Quarzsandsteinlagen auf. Nach Abzug dieser Sandsteine verblieben 195 m Tonschiefer als mögliche Muttergesteine. Die Molassegesteine (5910–5945 m) waren grobkonglomeratisch, z. T. auch durch tektonische Beanspruchung mylonitisch entwickelt und konnten ins Egerien eingestuft werden. Autochthones Mesozoikum fehlt, bei 5945 m Bohrteufe (= –5575 m) wurde das Kristallin erreicht.

Der östliche Bereich der Molassezone und des Autochthonen Mesozoikums östlich und südöstlich der Böhmischen Masse liegt tief unter dem Wiener Becken. Bis 1992 haben nur 3 Bohrungen diese Einheiten erreicht und zwar Zistersdorf ÜT 2A, Maustrenk ÜT 1a und Aderklaa UT 1a. Lediglich letztere hat auch das Kristallin der Böhmischen Masse erbohren können, es liegen also nur Teilergebnisse vor (siehe auch Kapitel III.3.3.3.).

Dennoch hat gerade die Rekordbohrung Zistersdorf ÜT 2A einen bedeutenden Beitrag zur Aufklärung der Herkunft der Öl- und Gaslagerstätten des Wiener Beckens sowie des alpinen Stockwerkes im Untergrund dieses Beckens geleistet. Wie mehrere Publikationen belegen, ist es die schon öfters erwähnte Mergelsteinserie des Malm im Autochthonen Mesozoikum, die das Muttergestein dieser Lagerstätten darstellt. Diese Mergelsteinserie ist zwar bei der genannten Bohrung nicht durchteuft worden, der aufgeschlossene Teil hat immerhin eine Brutto-Mächtigkeit von 935 m. Lithologisch handelt es sich, wie der Name schon sagt, vorwiegend um dunkle Mergelsteine, die reich an organischer Substanz sind. In der Hochzone von Aderklaa UT 1a dagegen ist diese Serie nur 178 m mächtig (siehe auch die Kapitel III.3.3.2. und III.3.3.3.).

Die unter dem alpinen Beckenuntergrund und über dem Autochthonen Mesozoikum angetroffenen Molassesedimente beinhalten zwar mergelig-sandige Lagen, kommen aber als Muttergesteine weniger in Frage (siehe Kapitel III.3.3.2.).

Einen Überblick bezüglich des Vorkommens möglicher Muttergesteine im östlichen Bereich gibt nachfolgende Liste. Die Werte beziehen sich auf die Standardteufen, die der großen Tiefe und der Bohrlochabweichungen wegen von der Bohrteufe abweichen können. Die angegebenen Mächtigkeiten enthalten alle Schichtglieder der Molassezone und des Autochthonen Mesozoikums.

Liste möglicher Muttergesteine im östlichen Bereich östlich und südöstlich der Böhmischen Masse:

Bohrungen	SH	Mächt. Quart.	Molassezone Mächt.	M.Gest.	d.s. %	Aut. Mesoz. Mächt.	M.Gest.	d.s. %	Top B.M. absolut
Zistersdorf ÜT A2	179	ca 3	408	33	8	>1061	815	77	n. e.
Maustrenk ÜT 1a	295	ca 2	864*	275	32	> 166	166	100	n. e.
Aderklaa UT 1a	159	14	618**	206	33	202	142	70	–6088
arithm. Mittel			630						

* = ohne Klippengesteine; ** = Äquivalent der Waschbergzone (Steinitzer Einheit).

Alle Angaben auf Meter gerundet; SH = Seehöhe über Adrianull; Mächt. = Gesamt-Mächtigkeit; M.Gest. = Mögliche Muttergesteine (Nettomächtigkeit); B.M. = Böhmische Masse; n. e. = nicht erreicht.

III.4.4.3.2. Speichergesteine

Die Unterteilung in drei Bereiche, wie im Unterkapitel III.4.4.3.1., wird beibehalten. Im ganzen Gebiet östlich und südöstlich der Böhmischen Masse sind wesentlich mehr Bohrungen abgeteuft worden, als hier angeführt werden. Nur jene Bohrungen, die das Kristallin der Böhmischen Masse erreicht haben, sollen zur Darstellung gelangen. Ausnahmen sind die Bohrungen Zistersdorf ÜT 2A und Maustrenk ÜT 1a.

Im westlichen Bereich sind lediglich mögliche Speichergesteine der Molassezone zu besprechen, da das Autochthone Mesozoikum fehlt und die Molassegesteine direkt dem Kristallin der Böhmischen Masse aufliegen. Auch in diesem Bereich wird eine Zuordnung in 5 Gruppen vorgenommen. In Gruppe 5 gibt es außer den Speichergesteinen der Molassezone auch solche in der darüberliegenden Flyschzone, wobei als Beispiele die Bohrungen Hof 1 und St. Corona 1 angeführt werden.

Liste der Speichergesteine ausgewählter Bohrungen der Molassezone im westlichen Bereich östlich der Böhmischen Masse:

Gruppe 1: Bohrungen im außerkarpatischen Teil, nahe dem Ostrand der Böhmischen Masse

Bohrungen	Formationen	Gesteine	Nettomächt.	OK. Bohrt.
Hadres U1	Eggenburgien	Sandsteine	11	512
Mailberg U1	Ottnangien	Sandsteine u. Konglom.	17	95
Goggendorf U1	Eggenburgien	Sandsteine	19	185
Glaubendorf U1	Badenien	Sandsteine	29	64
	Eggenburgien	Sandsteine	13	250
Hadersdorf 1*	Egerien	Schotter u. Konglomerate	40	45
Jettsdorf U1	Eggenburgien	Sandsteine	18	465
	Egerien	Breccien	9	563
Moosbierbaum K3	Egerien	Sandsteine	15	427
	Obereozän	Konglomerate**	243	442
Ederding 1*	Ottnangien	Sande u. Sandsteine	10	18
	Eggenburgien	Sande	36	66
	Egerien	Sande	43	110
Herzogenburg 1*	Ottnangien	Sande und Schotter	59	63

* nach W. E. PETRASCHECK 1926a; ** Moosbierbaumer Konglomerat

Gruppe 2: Bohrungen auf der Hochzone von Moosbierbaum–Absdorf

Bohrungen	Formationen	Gesteine	Netto-mächt.	OK. Bohrt.
Absdorf 1	Egerien	Sandsteine u. Konglom.	103	898
Absdorf 3	Egerien	Sandsteine	17	630
Moosbierbaum K1	Eggenburgien und Egerien	Konglomerate, Blockschutt u. Arkosen	60	44
	Obereozän	Konglomerate*	306	104
Moosbierbaum K7	Ottnangien	Sandsteine	146	42

* Moosbierbaumer Konglomerat, z. T. mit Riesenblöcken

Gruppe 3: Bohrungen knapp westlich und nordwestlich des alpin-karpatischen Überschiebungssystems zwischen Porrau und Streithofen

Bohrungen	Formationen	Gesteine	Netto-mächt.	OK. Bohrt.
Porrau 1	Ottnangien	Sandsteine	36	672
	Egerien	Sandsteine	39	1260
Viendorf 1	Egerien	Sandst. u. Konglomerate	68	1235
Niederrußbach 1	Egerien	Sandsteine	22	992
Stockerau N1	Karpatien	Sandsteine	30	340
	Ottnangien	Sandsteine	74	503
	Eggenburgien	Sandsteine	8	1680
	Egerien	Sandsteine	10	1810
Stockerau W1	Karpatien	Sandsteine	55	370
	Ottnangien	Sandsteine	28	548
	Eggenburgien	Sandsteine	48	1877
Moosbierbaum K 2	Ottnangien	Sandsteine	331	284
	Egerien	Sandsteine, Konglomerate, Breccien	103	939
	Obereozän	Moosbierb. Konglomerat	39	1095
Streithofen 1	Ottnangien	Sandsteine	115	225
	Eggenburgien	Sandsteine	26	834
	Egerien	Sandsteine	43	1175

Gruppe 4: Bohrungen unter der Subalpinen Molasse

Bohrungen	Formationen	Gesteine	Netto-mächt.	OK. Bohrt.
Chorherrn 1	Eggenburgien	Kalksandsteine	31	1507
Großgraben K1	Eggenburgien*	Sandsteine	66	46
	Ottnangien	Sandsteine	74	249
	Eggenburgien	Sandsteine	19	620
	Egerien	Sandsteine	14	775
Kogl 1	Egerien	Sandsteine u. Breccien	13	1285
Murstetten 1	Eggenburgien	Sandsteine	28	1026
	Egerien	Sandsteine	52	1613
Wolfsbach 1	Eggenburgien	Sandsteine	49	750

* Subalpine Molasse

Gruppe 5: Bohrungen unter der Flyschzone

Bohrungen	Formationen	Gesteine	Netto-mächt.	OK. Bohrt.
Hof 1	Altlengbacher Schichten, OKR*	Sandsteine	48	1114
	Egerien	Sandsteine	26	1660
St. Corona 1	Untereozän-Paleozän, Hois- und Gablitzer Sch.*	Sandsteine	113	313
	Sieveringer Sch., OKR*	Feinbreccien u. Sandsteine	27	1510
	Kahlenb. Sch., OKR*	Kalksandsteine	24	1668
	Greifenst. Sch., Oberpaleozän*	Glaukonitsandsteine	33	1720
	Altlengb. Sch., OKR*	Sandsteine	81	1800
	Eggenburgien	Buchbergkonglomerat	53	2163
	Egerien (?)	Kristallinschutt	14	2313
Manzing 1	Eggenburgien	Buchbergkonglomerat	61	1900
	Egerien	Sandsteine	15	2400
Getzwiesen 1	Eggenburgien	Buchbergkonglomerat u. Sandstein	37	1569
	Egerien	Sandsteine	10	1820
Neulengbach 1	Eggenburgien	Buchbergkonglomerat	250	550

* zur Flyschzone gehörend, OKR = Oberkreide

Bemerkungen: die angegebenen Mächtigkeiten sind Summenwerte meist mehrerer Horizonte; alle Angaben wurden auf Meter gerundet; Nettomächt. = Nettomächtigkeit, d. h. ohne pelitische Zwischenlagen; OK. Bohrt. = Oberkante Bohrteufe des höchsten Speichergesteins. Die Seehöhen und Bohrjahre sind den entsprechenden Listen im Unterkapitel III.4.4.3.1. zu entnehmen.

Die durchschnittlichen Mächtigkeiten der Speichergesteine aus den oben angeführten 5 Gruppen ergeben die in nachfolgender Liste ermittelten Werte.

Liste der mittleren Speichergesteinsmächtigkeiten der Molassezone im westlichen Bereich östlich der Böhmischen Masse:

Formationen	Anzahl der Bohrungen	Extremwerte in m	gewogene Mittel m
Karpatien	2	30– 55	43
Ottnangien	10	10–331	89
Eggenburgien*	18	8–250	45
Egerien	20	9–103	34
Obereozän	3	39–306	196

* inklusive Buchbergkonglomerat

Aus der letzten Liste ist, abgesehen vom nur lokal verbreiteten Obereozän, zu erkennen, daß die Oncophoraschichten des Ottnangiens im westlichen Bereich die dominierenden Speichergesteine bilden.

Da viele Bohrungen mehrere Formationen mit Speichergesteinen enthalten, reduziert sich die Anzahl der auf die Nettomächtigkeit der Speichergesteine untersuchten Bohrungen auf 30. Dies ist auch bei den nachfolgenden Angaben für die petrophysikalischen Werte sowie bei der Besprechung der mittleren und östlichen Bereiche zu beachten.

Die oben angeführten Listen über die 5 Gruppen sollen nun durch Angaben bezüglich von Porositäts- und Permeabilitätswerten des westlichen Bereiches ergänzt werden. Es wurden, um eine gewisse Selektion zu erreichen, nur jene Bohrungen berücksichtigt, die das Kristallin der Böhmischen Masse erreicht haben. Es ist zu bemerken, daß diese Werte oft nur von jenen Bohrkernen im Labor bestimmt wurden, die lagerstättenkundlich von Bedeutung sind. Nähere Angaben zu den Bestimmungsmethoden sind im Kapitel II.3.5.3. zu finden.

Auch aus untenstehender Liste ist klar zu erkennen, daß im Ottnangien recht günstige petrophysikalische Bedingungen herrschen. Ausgewertet wurden 15 Bohrungen mit insgesamt 397 Kernproben.

Im mittleren Bereich östlich und südöstlich der Böhmischen Masse wird die Unterteilung in drei regionale Gruppen beibehalten. Beschrieben werden die Speichergesteine der Flyschzone, der Molasse und des Autochthonen Mesozoikums sowie, soweit vorhanden, des Jungpaläozoikums. Es ist zu bemerken, daß in der nachfolgenden Liste die angegebenen Nettomächtigkeiten die Summenwerte meist mehrerer Horizonte derselben Formation sind, wobei alle Werte auf volle Meter gerundet wurden. Die Seehöhen und Bohrjahre sind den entsprechenden Listen im Unterkapitel III.4.4.3.1. zu entnehmen.

Liste ausgewählter petrophysikalischer Werte des westlichen Bereiches in stratigraphischer Folge (Molassezone):

Formationen	Gesteine	B	Pr	effekt. Porosität % Extremwerte	GM	Permeabilität Extremwerte	mD (GM)
Ottnangien	fk.-gk. Sd.-Sdst.	7	275	2,7–29,3	18,7	0,1–17500	1886,5 (212,9)
Karpatien	fk.-mk. Sande	1	4	20,0–26,5	23,3	–	–
Eggenburgien	fk.-mk. Sandst.	5	44	2,7–23,5	12,3	0,1– 58,0	10,1
Egerien	fk.-gk. Sdst., z.T. glaukonitisch, Arkosen	9	74	1,8–25,8	13,0	0,1– 5600	530,8 (149,6)

Abkürzungen: B = Anzahl der Bohrungen, Pr = Anzahl der Proben, GM = gewogene Mittel, mD = Millidarcy, fk., mk., gk = fein-, mittel-, grobkörnig, Sd = Sand, Sdst. = Sandstein; der Klammerausdruck unter dem gewogenen Mittel der Permeabilität ist der Mittelwert ohne die Extremwerte

Liste der Speichergesteine ausgewählter Bohrungen im mittleren Bereich:

Gruppe 1: Bohrungen im außerkarpatischen Gebiet, die das Autochthone Mesozoikum und das Kristallin der Böhmischen Masse erreicht haben:

Bohrungen	TE	Formationen und Schichtnamen	Gesteine	Nettomächt.	OK. Bohrt.
Alt-Prerau 1	MO	Karpatien	Sandsteine	157	402
		Ottnangien	Sandsteine	56	726
		Egerien	Sandsteine	19	832
	AM	Tithon, Karbonatriffserie	Riffschuttkalk	261	881
			Quarzsandstein	12	1229
Wildendürnbach T1	MO	Karpatien	Sandstein	76	445
		Ottnangien	Sandstein	69	780
	AM	Tithon, Kalkarenitserie	brecciöser Kalkstein	35	1258
		Kimmeridge, Mergelkalks.	Dolomit	165	1612
		Callovien, Dol. Quarzarenitserie	Quarzarenit	38	1890
Wildendürnbach K4	MO	Karpatien	Sand	47	438
		Ottnangien	Sand	152	756
	AM	OKR., Klementer Schichten	Glaukonitsandstein	12	1567
		Oxfordien, Unt. Karbonatserie	Dolomit	20	2386
		Callovien, Dol. Quarzarenitserie	Sandstein	77	2423
		Bajocien, Obere Quarzarenitserie	Sandstein	16	2555
Wulzeshofen K2	MO	Karpatien	Sand	23	700
		Ottnangien	Sand	78	765
		Egerien	Sandst. u. Konglomerat	46	1242
	AM	Tithon, Karbonatriffserie	klüftiger Kalkstein	91	1343
Groß-Harras 1	MO	Karpatien	Sandstein	39	656
		Ottnangien	Sandstein u. Feinkies	122	737
		Egerien	glaukonitischer Sandst.	185	1260
	AM	Tithon, Karbonatriffserie	Kalk und Dolomit	465	1457
		Bajocien, Obere Quarzarenitserie	dolomitischer Sandst.	183	1978
Mailberg K1	MO	Karpatien	Sande u. Sandstein	136	72
	AM	Bajocien, Obere Quarzarenitserie	Sandstein	15	530
	JP	Oberkarbon-Perm	Breccien u. Grobsandst.	55	570

Abkürzungen: TE = Tektonische Einheiten, Nettomächt. = Nettomächtigkeit, d. h. ohne pelitische Zwischenlagen, OK Bohrt. = Oberkante Bohrteufe, MO = Molasse, AM = Autochthones Mesozoikum, JP = Jungpaläozoikum, FL = Flyschzone, OKR. = Oberkreide

Gruppe 1 (Fortsetzung)

Bohrungen	TE	Formationen und Schichtnamen	Gesteine	Nettomächt.	OK. Bohrt.
Hagenberg 3	MO	Ottnangien	Sandstein	180	580
	AM	OKR., Klementer Schichten	gk. Sandst. u. Glaukonitsandstein	45	1575
		Callovien, Dolom. Quarzarenitserie	Dolomit, Doloarenit	129	2689
		Aalenien, Untere Quarzarenitserie	Quarzarenit	32	3064
Stronegg 1	MO	Karpatien	Sandst. u. Feinkonglomerat	54	142
		Ottnangien	Sandstein	317	703
		Eggenburgien	Sandstein	31	1449
	AM	Tithon, Kalkarenitserie	Kalkarenit	16	1790
		Kimmeridge, Mergelkalkserie	Kalkarenit	13	2127
		Oxfordien, Untere Karbonatserie	Dolomit, Doloarenit	68	2257
		Callovien, Dolom. Quarzarenitserie	Quarzdoloarenit	115	2470
		Bajocien, Obere Quarzarenitserie	Quarzarenit	25	2780
		Aalenien, Untere Quarzarenitserie	Quarzarenit u. Kohlen	82	3201
Hollabrunn 1	MO	Sarmatien	Schotter und Kies	64	52
		Karpatien	Sandstein u. Feinkies	357	131
		Ottnangien	Feinkies	180	728
		Eggenburgien	Sandstein	78	1304
	AM	Bajocien, Obere Quarzarenitserie	Quarzarenit	50	1384
		Aalenien, Untere Quarzarenitserie	Quarzarenit	75	1607
	JP	Oberkarbon-Rotliegendes	Sandstein	188	1843
Füllersdorf 1	MO	Karpatien	Sandstein	123	82
		Ottnangien	Sandstein	394	660
	AM	Oxfordien, Untere Karbonatserie	Kalkarenit	49	1313

Gruppe 2: Bohrungen, die unter der Waschbergzone z. T. die Molassezone, dann das Autochthone Mesozoikum und das Kristallin der Böhmischen Masse erreicht haben:

Bohrungen	TE	Formationen und Schichtnamen	Gesteine	Nettomächt.	OK. Bohrt.
Staatz 3	WZ*	Eggenburgien	Sandstein	21	362
		Karpatien	Sandstein	44	598
		Ottnangien	Sand u. Sandstein	193	823
	AM	OKR., Klementer Schichten	Glaukonitsandstein	85	1702
		Tithon, Obere Karbonatserie	Kalksandstein	50	1990
		Tithon, Kalkarenitserie	Kalk – Kalksandstein	77	2063
		Oxfordien, Untere Karbonatserie	Kalk	20	3192
		Callovien, Dolom. Quarzarenitserie	Dolomit	16	3212
		Bajocien, Obere Quarzarenitserie	Quarzarenit	39	3274
Hagenberg 1	MO	Karpatien	Sand – Sandstein	75	287
		Ottnangien	Sand – Sandstein	151	923
	AM	OKR., Klementer Schichten	Glaukonitsandstein	44	1878
		Tithon, Kalkarenitserie	konglomeratischer Kalk	121	1958
		Callovien, Dolom. Quarzarenitserie	Dolomit	21	2912
		Aalenien, Untere Quarzarenitserie	Quarzarenit	53	3038
Klement 2	WZ*	Ottnangien	Sandstein u. Feinkies	185	508
	MO	Ottnangien	Sandstein	288	834
		Eggenburgien	Sandstein	173	1540
	AM	OKR., Klementer Schichten	Kalkarenit	52	1787
		Oxfordien, Untere Karbonatserie	Hornstein – Dolomit	65	3183
		Callovien, Dolom. Quarzarenitserie	Doloquarzarenit	166	3281
		Bajocien, Obere Quarzarenitserie	Doloquarzarenit	30	3597
		Aalenien, Untere Quarzarenitserie	Quarzarenit	55	3917
Klement 1	MO	Ottnangien	gk. Quarzsand, Kalksandstein, Quarzsandstein	199	576
	AM	Tithon, Kalkarenitserie	Kalk- und Quarzsandstein	74	1928

WZ* = Waschbergzone

Gruppe 2 (Fortsetzung)

Bohrungen	TE	Formationen und Schichtnamen	Gesteine	Netto-mächt.	OK. Bohrt.
Klement 1	AM	Oxfordien, Untere Karbonatserie	Hornstein – Dolomit	90	3125
		Callovien, Dolom. Quarzarenitserie	Quarzarenit, Dolom. Sandst.	138	3228
		Bajocien, Obere Quarzarenitserie	Doloquarzarenit, Arkose	82	3545
		Aalenien, Untere Quarzarenitserie	Quarzarenit	54	3868
Thomasl 1	WZ*	Eggenburgien	Sandst. u. Konglomerat	238	705
		Egerien	Sandstein	28	1978
		Tithon, Klentnitzer Schichten	Konglomerat u. Sandstein	50	2145
		Tithon, Mergel-steinserie	Kalksandstein	12	2258
	AM	Oxfordien, Untere Karbonatserie	brecciöser Hornst.-Dolomit	21	3380
		Callovien, Dolom. Quarzarenitserie	Quarzarenit	22	3415
		Aalenien, Untere Quarzarenitserie	Quarzarenit	67	3880
Au 1	WZ*	OKR., Klementer Schichten	Glaukonitsandstein	184	180
		Tithon, Kalk-arenitserie	Oolithe	92	418
		Egerien	Sandstein	154	776
		OKR., Klementer Schichten	Glaukonitsandstein	42	1102
		OKR., Klementer Schichten	Glaukonitsandstein	76	1251
		Tithon, Kalk-arenitserie	biogener Kalksandstein	54	1447
		OKR., Klementer Schichten	Sandstein	24	1632
	MO	Ottnangien	Sandstein	48	1674
	AM	OKR., Klementer Schichten	Sandstein, z. T. glauko-nitisch	47	2162
		Tithon, Kalk-arenitserie	Sandstein, z. T. tonig	80	2340
		Oxfordien, Untere Karbonatserie	Hornstein-Dolomit	61	3286
		Callovien, Dolom. Quarzarenitserie	Dolomit, Doloquarzarenit	197	3347
		Bajocien, Obere Quarzarenitserie	Quarzarenit	55	3629
Roseldorf T2	WZ*	OKR., Klementer Schichten	Sandstein	12	485

WZ* = Waschbergzone

Gruppe 2 (Fortsetzung)

Bohrungen	TE	Formationen und Schichtnamen	Gesteine	Nettomächt.	OK. Bohrt.
Roseldorf T2	MO	Ottnangien	Sandstein	356	650
		Eggenburgien, Fischfazies	Sandstein	52	1167
		Eggenburgien, Foram. Fazies	Sandstein	59	1464
	AM	Tithon, Mergelsteinserie	Kalkarenit, Oolith	15	1775
		Tithon, Karbonatriffserie	Kalkarenit, Dolomit	130	1875
		Kimmeridge, Karbonatbankserie	Kalkarenit	38	2228
		Callovien, Dolom. Quarzarenitserie	Kalk- u. Quarzarenit	191	2358
		Bajocien, Obere Quarzarenitserie	Quarzarenit	19	2618
Haselbach 1	MO	Ottnangien	Sand – Sandstein	51	176
		Eggenburgien	Kalksandstein	5	1192
		Egerien	Grobsand – Feinkies	8	1438
	AM	Tithon, Kalkarenitserie	Kalkarenit	15	1547
		Kimmeridge, Karbonatbankserie	dolomitischer Kalk	8	2060
		Callovien, Dolom. Quarzarenitserie	fk. Quarzarenit	65	2218
Stockerau Ost 1	WZ*	Eggenburgien	Sandstein	22	522
		Ottnangien	Sandstein	16	1230
		Eggenburgien, Kohlenfazies	Sandstein	20	1524
		Egerien	Quarzsandstein	72	2188
	AM	Kimmeridge, Karbonatbankserie	kalkiger Dolomit	52	2420
		Callovien, Dolom. Quarzarenitserie	Quarzarenit	27	2723
		Bajocien, Obere Quarzarenitserie	Quarzarenit, Konglomerat	648	2812
		Aalenien, Untere Quarzarenitserie	Quarzarenit	101	4228
Stockerau U 1	WZ*	Ottnangien	Sandstein	95	352
		Eggenburgien	Sandstein	27	615
	MO	Ottnangien-Eggenburgien	Sandstein	27	1261
		Egerien	Sandstein	47	2007
Waschberg U 2	WZ*	Ottnangien – Eggenburgien	Sandstein	15	525

WZ* = Waschbergzone

Gruppe 2 (Fortsetzung)

Bohrungen	TE	Formationen und Schichtnamen	Gesteine	Nettomächt.	OK. Bohrt.
Waschberg U2	MO	Egerien, Melker Schichten	Sandstein	97	2406
		Rupelien? – Lattorf	toniges Konglomerat	57	2788
	AM	Bajocien, Obere Quarzarenitserie	Quarzarenit	162	2969
Zeiselmauer 1	MO	Ottnangien – Eggenburgien	Sandstein	50	693
		Eggenburgien – Fischfazies	Sandstein	5	2065
		höheres Danien	fk.-gk.-Sandsteine	19	2424
	AM	Callovien? Dolom. Quarzarenitserie?	fk. Doloquarzarenit	24	2456

Gruppe 3: Bohrungen, die unter der Flyschzone z. T. die Subalpine Molasse, dann das Autochthone Mesozoikum und das Kristallin der Böhmischen Masse erreicht haben:

Bohrungen	TE	Formationen und Schichtnamen	Gesteine	Nettomächt.	OK. Bohrt.
Korneuburg T1 und T1a	AM	Kimmeridge – Callovien, Karbonatbankserie – Dol. Quarzarenits.	Kalkstein, verkieselter Dolomit	105	3309
		Aalenien, Untere Quarzarenitserie	kalkig oder kaolinitisch gebundener Quarzarenit	101	3436
Höflein 1	FL	OKR., Altlengbacher Sch.	Sandstein	89	300
		Unt. Paleozän, Greifenst. Sch.	Sandstein	180	628
		OKR., Altlengbacher Sch.	Sandstein	159	982
		Unterkreide, Wolfpassinger Schichten	Kalksandstein	42	1782
		BMS*, Eozän	Sandstein	12	1914
	MO	Ottnangien – Eggenburgien	Sandstein	92	1964
	AM	Oxfordien, Untere Karbonatserie	dolomitischer Kalk	11	2722
		Callovien, Dolom. Quarzarenitserie	Doloquarzarenit mit Hornsteinen	40	2733

* BMS = Buntmergelserie (Helvetikum)

Gruppe 3 (Fortsetzung)

Bohrungen	TE	Formationen und Schichtnamen	Gesteine	Nettomächt.	OK. Bohrt.
Höflein 1	AM	Bajocien, Obere Quarzarenitserie	dolomit. Quarzarenit	33	2793
		Aalenien, Untere Quarzarenitserie	Quarzarenit, Konglomerat	77	2943
St. Andrä 1	FL	OKR., Altlengbacher Sch.	Sandstein	125	317
		OKR., Kahlenberger Schichten	Sandstein	14	989
		Unt. Paleozän, Greifenst. Sch.	Sandstein	62	1082
		OKR., Altlengbacher Sch.	Sandstein	51	1367
	MO	Eggenburgien, Buchberg-Kongl.	Konglomerat	145	1765
		Eggenburgien, Sandstreifenschlier	Sandstein	698	1975
		Egerien, Melker Schichten	Sandstein	26	3360
	AM	Aalenien, Untere Quarzarenitserie	Quarzarenit	54	3459
		Toarcien?, Basiskonglomerat	Konglomerat	62	3560
Mauerbach 1a	FL	Paleozän-Untereozän, Greifensteiner Sch.	gk. Sandstein	57	443
		Maastricht-Danien, Altlengbacher Sch.	gk. Sandst.-Kalksandst., z. T. glaukonitisch	46	760
		Campan-Maastricht, Wörderner Sch.	mürber, mk. Sandstein	55	1008
		Maastricht-Dan., Altlengbacher Sch.	mk.-gk. Sandstein	67	1691
		Unterkreide, Wolfpassinger Sch.	mg.-gk. Sandstein, z. T. konglomeratisch	8	2193
	MO	Eggenburgien, Buchbergkongl.	Konglomerat	19	2643
	AM	Bajocien, Untere Tonsteinserie	fk.-mk. Quarzarenit	22	3198
		Aalenien, Untere Quarzarenitserie	mürber, mk.-gk. Quarzarenit	37	3343

Anmerkung: Im Flyschbereich und in der Waschbergzone handelt es sich bei obigen Angaben um die scheinbaren Mächtigkeiten, so wie sie aus den Bohrprofilen ablesbar sind. Das Einfallen der betreffenden Schichten beträgt zwischen 10° und 80°. Die wahren Nettomächtigkeiten sind daher immer geringer als angegeben.

Einen Überblick der Nettomächtigkeiten der Speichergesteine in den tektonischen Einheiten (TE) Molassezone (MO), Waschbergzone (WZ) und Autochthones Mesozoikum (AM) gibt nachfolgende, stratigraphisch geordnete Liste.

Liste der mittleren Netto-Mächtigkeiten möglicher Speichergesteine im mittleren Bereich östlich der Böhmischen Masse (Gruppen 1–3):

TE	Formationen und Schichtnamen	Anzahl der Bohrungen	Extremwerte m	gewogene Mittel m
MO	Karpatien	11	23–157	82
	Ottnangien*	19	27–394	158
	Eggenburgien**	8	5–843	158
	Egerien	6	8–185	67
WZ	Karpatien	1	44	44
	Ottnangien*	5	15–193	101
	Eggenburgien	4	21–238	82
	Egerien	3	28–154	85
	Rupelien – Lattorfien	1	57	57
	OKR., Klementer Schichten	2	12–326	169
	Tithon	2	12–146	104
AM	OKR., Klementer Schichten	6	12– 85	48
	Tithon, Obere Karbonatserie	2	50– 51	51
	Tithon, Kalkarenitserie	7	15–121	60
	Tithon, Karbonatriffserie	4	91–465	237
	Tithon, Mergelsteinserie	2	12– 15	14
	Kimmeridge, Mergelkalkserie	2	13–165	89
	Kimmeridge, Karbonatbankserie	4	8–105	51
	Oxfordien, Untere Karbonatserie	9	11– 90	45
	Callovien, Dolomitische Quarzarenitserie	15	16–197	84
	Bajocien, Obere Quarzarenitserie	14	15–648	99
	Aalenien, Untere Quarzarenitserie	12	32–101	66
	Toarcien?, Basiskonglomerat	1	62	62

* Bei einigen Bohrungen inklusive Eggenburgien
** inklusive Buchbergkonglomerat

Die im mittleren Bereich östlich der Böhmischen Masse vorhandenen Speichergesteine, wie sie selektiv in obigen Listen angeführt wurden, sollen nun in der nächstfolgenden Zusammenstellung auf ihre petrophysikalischen Eigenschaften untersucht werden. Auch hier ist zu beachten, daß nur jene Bohrungen ausgewählt wurden, die das Kristallin der Böhmischen Masse oder das Jungpaläozoikum erreicht haben. Eine weitere Selektion fand dadurch statt, daß nicht von allen Bohrkernen die entsprechenden Bestimmungen gemacht worden sind, besonders dann, wenn diese lagerstättenkundlich von geringem Interesse waren.

Liste der petrophysikalischen Werte ausgewählter Bohrungen des mittleren Bereiches östlich der Böhmischen Masse in stratigraphischer Folge:

TE	Formationen u. Schichtnamen	Gesteine	B	Pr	eff. Poros. % Extremwerte	GM	Permeabilit. Extremwerte	mD GM
MO	Karpatien	Sd. u. Sdst.	3	14	14,5–33,8	26,0	–	–
	Ottnangien	Sd. u. Sdst.	6	31	13,1–29,6	21,5	0,1–193,0	48,4 (30,5)
	Eggenburgien	fk. Sdst., QuA., Brec.	5	45	1,6–21,5	8,7	0,1– 17,5	2,8
	Egerien	gk. glauk. Sandstein	1	16	4,3–25,4	14,9	0,1–322,8	161,5
AM	Ob. Turon – Santon, Klementer Schichten	glauk. Sdst., Kalkarenit, sd. Tonmst.	6	57	2,0–22,1	9,6	0,1– 11,0	2,5
	Tithon, Obere Karbonatserie	poröser Kalkstein	1	13	5,1–14,5	9,8	0,1– 2,5	1,3
	Tithon, Kalkarenitserie	Kalkarenit, brecc. KStein glauk. Sdst.	6	88	0,3–18,9	5,0	0,1– 7,5	0,9
	Tithon, Mergelsteinserie + Karb. Riffserie	Kalkarenit, sd. TMStein, Kalkmergelst.	8	61	0,2–20,3	4,6	0,1–425,0	27,2 (0,6)
	Kimmeridge, Mergelkalkserie + Karb. Bankserie	Kalkarenit, Dolomitbrecc.; sd. Kalkmergelst.	7	60	0,1– 7,6	3,8	0,1– 7,9	1,1
	Oxfordien, Unt. Karbonatserie	Hornst. Dolomit, Hornst. Kalk, Doloarenit	6	59	3,8–21,7	4,8	0,1– 46,1	4,3
	Callovien, Dolom. Quarzarenitserie	Hornst.Dolom. Doloquarzarenit, Dol. Breccie u. Konglomerat	11	272	0,2–25,9	9,0	0,1–1300,0	20,0 (13,3)
	Bathonien, Obere Tonsteinserie	Doloarenit, glauk. Sdstein, Siltstein	4	15	1,0–11,1	3,6	0,1– 7,4	1,0
	Bajocien, Obere Quarzarenits.	Quarzarenit, fk.-gk. Sdst.	6	176	0,3–23,2	7,2	0,1–2012,0	220,4 (134,8)
	Bajocien, Untere Tonsteinserie	karb.Feinsdst. dol. Tst., sd. Tst. mit Kohle	4	25	0,4–15,6	4,3	0,1– 60,0	6,8 (1,3)
	Aalenien, Untere Quarzarenits. (bis Toarcien?)	Quarzarenit, sd.Tst. m. Kohle, Arkose	8	168	0,1–20,3	9,3	0,1–1700,0	250,8 (174,3)

Anmerkungen und Abkürzungen: Unter Molasse (MO) sind auch die betreffenden Proben der Subalpinen Molasse und der Waschbergzone zusammengefaßt. Der Klammerausdruck unter dem gewogenen Mittel der Permeabilität ist der Mittelwert ohne die Extremwerte.

B = Anzahl der Bohrungen; brecc. = brecciös; eff. = effektive; GM = gewogenes Mittel; glauk. = glaukonitisch; Hornst. = Hornstein führend; Kstein = Kalkstein; karb. = karbonatisch; Pr = Anzahl der Kernproben; QuA. = Quarzarenit; Sd. = Sand; Sdst. = Sandstein; TE = Tektonische Einheit; Tmst. = Tonmergelstein; Tst. = Tonstein

In nachfolgender Liste werden in absteigender Folge die jeweils besten 7 Werte für die effektive Porosität (in Volumsprozenten) und die Permeabilität parallel zur Schichtfläche (in mD) aufgezeigt. Damit wird ein Überblick bezüglich der günstigsten Speichereigenschaften gegeben.

Liste von 7 Formationen des mittleren Bereiches mit den Spitzenwerten für die Porosität und die Permeabilität:

Porosität				Permeabilität			
Formation	GM	max. Wert	Pr	Formation	GM	max. Wert	Pr
Karpatien	26,0	33,8	14	Unt. Quarzarenits.	250,8	1700,0	168
Ottnangien	21,5	29,6	31	Ob. Quarzarenits.	220,4	2012,0	176
Egerien	14,9	25,4	16	Egerien	161,5	322,8	16
Ob. Karb. Serie	9,8	14,5	13	Ottnangien	48,4	193,0	31
Klementer Sch.	9,6	22,1	57	Karb. Riffserie	27,2	425,0	61
Unt. Quarzar. S.	9,3	20,3	168	Dolom. Quarzar. S.	20,0	1300,0	272
Dolom. Quarzar. S.	9,0	25,9	272	Unt. Karb. Serie	4,3	46,1	59

Im mittleren Bereich wurden für die Untersuchung der Speichergesteine und deren Eigenschaften insgesamt 27 Bohrungen und 1100 Proben herangezogen.

Im östlichen Bereich sind nur 3 Tiefbohrungen zu nennen, von denen Aderklaa UT 1a auch das Kirstallin der Böhmischen Masse erreicht hat. Unter den Sedimenten des Wiener Beckens wurden die alpinen Einheiten und dann das Autochthone Mesozoikum angetroffen. Es sei bemerkt, daß bei der Bohrung Zistersdorf ÜT 2A nur der höhere Teil des Autochthonen Mesozoikums erbohrt und beprobt werden konnte.

Liste möglicher Speichergesteine unter dem Wiener Becken im östlichen Bereich östlich der Böhmischen Masse (Flyschzone, Waschbergzone, Molasse, Autochthones Mesozoikum):

Bohrungen	TE	Formationen	Gesteine	Nettomächt.	OK. Bohrt.
Zistersdorf ÜT 2A	FL	Unter-Mitteleozän	Sandstein	89	4858
		Paleozän – Mitteleozän	Sandstein	87	6150
	MO	Basales Miozän	Sandstein, Konglomerat, Breccie	51	7186
		Eozän	Breccie	29	7455
	AM	Tithon-Neokom	Blockschutt	26	7515
Maustrenk ÜT 1a	FL	Oberkreide	Sandstein	105	4005
		Oberkreide – Paleozän	Sandstein	60	4300
	MO	Obereozän – Oligozän	Sandstein	102	5365
Aderklaa UT 1a	FL	Eozän, Agsbach-schichten,	Sandstein	6	4405
		Paleozän, Hois-schichten	Sandstein	48	4857
	WZ	Eozän (Steinitzer Einheit)	Sandstein	55	5432

Abkürzungen wie bei den vorigen Listen

Die doch einigermaßen mächtigen Speichergesteine im östlichen Bereich sind insoferne enttäuschend, als die petrophysikalischen Werke einiger dieser Schichten meist ungenügend sind und dann nur durch entsprechende Klüftigkeit eine gewisse Ansammlung von KW möglich erscheint. Diese Klüftigkeit kann aber labormäßig nur erfaßt werden, wenn in den betreffenden Bohrstrecken auch Bohrkerne vorhanden sind.

Liste der petrophysikalischen Werte im östlichen Bereich östlich der Böhmischen Masse (Flyschzone, Waschbergzone, Molasse und Autochthones Mesozoikum:

TE	Formationen u. Schichtnamen	Gesteine	B	Pr	eff. Poros. % Extremwerte	GM	Permeabilit. Extremwerte	mD GM
FL	Paleozän – Mitteleozän	fk.-mk. Sdst.	2	11	1,5–14,3	5,1	0,1–1,3	0,5
WZ	Eozän (Steinitzer Einheit)	fk.-gk. Sdst., Breccie, sd. Tst.	2	10	0,1– 6,5	2,3	0,1–0,2	0,2
	Tithon, Mergelsteins., Steinitzer Einheit	klüftiger Mergelstein	1	2	1,8– 6,1	4,0	0,6–1,0	0,8
MO	basales Miozän	Sdst., Breccie sd. Tmst.	1	21	0,3– 1,3	0,8	0,1	0,1
AM	Tithon-Neokom	Blockschutt, Breccie	1	3	0,1– 2,9	1,5	0,1–6,5	2,2
	Tithon, Mergelsteinserie	sd. Tm., silt. Mst., klüftiger Mst.	3	23	0,8– 7,9	4,6	0,1–9,5	0,5
	Tithon, Mergelkalkserie	Kalkstein	1	16	0,1– 3,1	1,3	0,1–0,3	0,13

Abkürzungen wie bei den vorigen Listen

Im östlichen Bereich wurden von den genannten 3 Bohrungen 86 Kernproben ausgewertet. Es sei bemerkt, daß nicht von allen Formationen, die als mögliche Speichergesteine ausgewiesen wurden, auch Bohrkerne vorliegen. Andererseits sind in obiger Liste petrophysikalische Werte von Gesteinen enthalten, die nicht als Speichergesteine anzusprechen sind. Die Klassifizierung als Speichergesteine erfolgte beim Fehlen von Bohrkernen durch Spülproben und bohrlochgeophysikalische Messungen.

III.4.4.3.3. Migration und Lagerstättenbildung

Dieses Unterkapitel steht in engem Zusammenhang mit den Unterkapiteln III.4.4.3.1. und III.4.4.3.2. Die Migration von KW ist nur möglich, wenn es in entsprechender Position reife Muttergesteine gibt. Eine Lagerstättenbildung setzt dazu Speichergesteine mit guten petrophysikalischen Eigenschaften, ausreichender Abdichtung gegen oben und eine geeignete geologische Struktur voraus.

Die Einteilung in einen westlichen, mittleren und östlichen Bereich östlich der Böhmischen Masse wird auch hier beibehalten, ebenso wie die in den obigen Unterkapiteln getroffene Gruppenbildung.

Im westlichen Bereich sind in Gruppe 1 keine bemerkenswerten Öl- oder Gasanzeichen an der Erdoberfläche bekannt geworden. Ebenso wurden bis einschließlich 1992 trotz zahlreicher Bohrungen keine KW-Lagerstätten gefunden.

Vom Raum Oberwölbling–Herzogenburg nach NNE bis zum Raum Retz–Hadres sind mehrmals Kohlenvorkommen im Badenien bis Egerien in z. T. sehr geringer Tiefe beobachtet worden. Eine Methanbildung in wirtschaftlich nutzbaren Mengen hat aber offenbar hier nicht stattgefunden.

Eine Sonderrolle spielt der sogenannte Traisengraben, der östlich der Traisen vom Sattel von Murstetten 1 gegen Norden bis an die Donau reicht. An der tief-

sten Stelle liegt das Kristallin der Böhmischen Masse etwas mehr als 1700 m unter der Erdoberfläche (d. h. etwa –1500 m), während im Westen und Osten ein starker Anstieg erfolgt. So liegt die Kristallinoberkante (= Top Kristallin) bei Herzogenburg 1 bei –167 m, bei Moosbierbaum K7 bei –161 m und bei Rust 1 bei –113 m. Die Grabenfüllung weist nun teilweise im Ottnangien von Moosbierbaum K5, teilweise im Eggenburgien von Murstetten 1, aber massiv im Egerien beider Bohrungen z. T. mehrere Meter mächtige Braunkohlenflöze auf. Der Inkohlungsgrad reichte hier offenbar für eine Methanbildung aus, denn in der Bohrung Moosbierbaum K3 ist bei einem Test auf Melker Sande (Intervall 428 bis 439 m Bohrtiefe) stark gasierendes Salzwasser übergelaufen. Dieses Gas müßte daher, da diese Bohrung an der Westflanke des Moosbierbaumer Hochs (= Ostflanke des Traisengrabens) liegt, von Westen oder Südwesten eben aus diesem Traisengraben über Bruchflächen migriert sein. Gegen Norden und Nordwesten ist dieser Graben offenbar dicht.

Die Fortsetzung des Traisengrabens gegen S bis SW dürfte ebenfalls Kohle führen, der Top Kristallin liegt im Gebiet Böheimkirchen – Furth etwa 2000 m unter der Erdoberfläche (= etwa –1750 m). Aus dieser Mulde könnte Methan auch nach NE migriert sein, wie sich in der Bohrung Wolfsbach 1 mit Gas und Salzwasser aus Tests im Egerien und von der zerklüfteten Kristallin-Verwitterungszone (Top Kristallin bei –834 m) gezeigt hat. Die Bohrung Perschenegg 1 (siehe auch Unterkapitel III.4.4.2.3.) mit dem Top Kristallin bei –1332 m erbrachte von der Molassebasis ebenfalls einen geringen Gaszustrom, der sowohl aus der oben genannten SW-Fortsetzung des Traisengrabens (NW der Bohrung) wie auch aus dem S der Bohrung unter die Kalkalpen abfallenden Becken migriert sein kann. Auch die in Perschenegg 1 aufgetretenen Ölspuren dürften von dort stammen.

In Gruppe 2 des westlichen Bereiches tritt das Phänomen auf, daß in tiefgründig verwitterten Kristallingesteinen dieser Hochzone von Moosbierbaum – Absdorf immer wieder Ölspuren beobachtet wurden, wie in den Bohrungen Rust 1 und Rust 2. Die Migration muß aber von Süden, Südosten oder Osten über die Randbrüche dieses Hochs erfolgt sein, da im Westen und Norden keine Muttergesteine bekannt sind, aus denen Öl kommen könnte.

In Gruppe 3, knapp westlich der gestörten Molasse, ist eine nordöstliche und eine südwestliche Entwicklung zu unterscheiden. Bei ersterer zeigen die Bohrungen Porrau 1, Viendorf 1 und Niederrußbach 1 geringe Mengen von Entlösungsgas bei Tests, die sonst nur schwach salziges Wasser erbracht haben. Obwohl genügend Speichergesteine vorhanden sind, hat offenbar keine oder nur eine unbedeutende Migration von Osten her stattgefunden.

Die südwestliche Entwicklung, etwa im Gebiet von Stockerau Nord 1 über Stockerau West 1 bis nach Streithofen 1, zeigte dagegen, besonders im tieferen Bohrungsbereich über dem Kristallin der Böhmischen Masse, deutliche Ölspuren. Bei einem Test in Stockerau N1 wurden aus den Melker Sanden des Egerien und aus der Verwitterungszone des Kristallins (Top bei –1603 m) Öl in unwirtschaftlichen Mengen gefördert. Dieses Öl kann wohl nur aus der Mergelsteinserie des Autochthonen Mesozoikums unter dem Wiener Becken stammen und dürfte über Verwerfungen und Überschiebungsflächen (Waschbergzone auf gestörte bzw. ungestörte Molasse) in das relativ hoch liegende Egerien migriert sein. Dazu kommt, daß die Basis des Eggenburgiens und das Egerien nach SE einfallen, also auch ein Aufstieg der KW innerhalb des Melker Sandes wahrscheinlich ist.

Die Migration in den Bereich der Bohrung Stockerau W1 dürfte durch eine tonigere Ausbildung des Schichtkomplexes Eggenburgien – Egerien behindert gewesen sein, außerdem liegen diese Schichten tiefer (Top Kristallin bei –1782 m) als bei Stockerau N1. Auch die bei Stockerau W1 aufgefundenen Störungen mit geringer Sprunghöhe im Ottnangien und Karpatien sind wohl eher dicht.

Die knapp N der St. Pöltener Störung (Überschiebungslinie Gestörte Molasse

auf Autochthone Molasse) liegende Bohrung Streithofen 1 hat deutliche Ölspuren im Verwitterungsbereich des Kristallins (Top bei –1005 m) gezeigt, so wie dies auch in den schon erwähnten Bohrungen Rust 1 und 2 der Fall war. In Moosbierbaum K 2 trat dagegen nur leichter Bitumengeruch im Moosbierbaumer Konglomerat auf.

Die Bohrungen der Gruppe 4 im Gebiet Chorherrn – Murstetten betreffen die Subalpine Molasse knapp N der Flyschzone. In der mehrfach verschuppten Molasse von Chorherrn 1 wurden kleine, unwirtschaftliche Gasvorkommen in Sandsteinlagen des Eggenburgiens getestet (587,4 bis 607 m und 642–681 m Bohrteufe). Gasanzeichen sind zwischen 500 m und 700 m aufgetreten.

In Kogl 1 wurden im Teufenbereich zwischen 627 und etwa 1080 m in mehreren Sandsteinlagen Gasanzeigen von 1 bis 6,5 % registriert. Ein Test bei 627,5 bis 639,5 m Bohrteufe ergab aus verschupptem Eggenburgien geringen Gaszustrom. Von Interesse ist, daß in den genannten Bohrungen die Gasanzeigen im verschuppten Teil der Molasse auftraten, was wohl eine Wegsamkeit aus S bis SE anzeigt.

Die Migration der KW dürfte daher aus den tiefliegenden, kohlenführenden Grestener Schichten (Lias – Dogger, Untere Quarzarenitserie) des Autochthonen Mesozoikums stammen. Diese Schichten sind z. B. in der südöstlich von Chorherrn 1 liegenden Bohrung Mauerbach 1 und 1a aufgefunden worden.

Das westlich anschließende Gebiet unter der Subalpinen Molasse zwischen Großgraben und Murstetten zeigt wieder ein etwas anderes Bild. Hier sind neben Gasanzeigen häufig Ölhinweise aufgetreten. In Großgraben K1 trat z. B. von 420 bis 788 m Bohrteufe im Ottnangien, Eggenburgien und Egerien in den Kernen immer wieder deutlicher Ölgeruch sowohl in Sandsteinen wie in Tonsteinen auf. Ein Kristallinkern war bei 798 m in den Klüften ölimprägniert.

In Wolfsbach 1 wurde in zwei Tests aus Melker Schichten (1090–1104 m) und aus dem Kristallin (1106–1149 m) ein schwacher Gaszustrom gemeldet, wobei außerdem in einem Kristallinkern Ölspuren mit gelber Fluoreszenz auftraten. Im tieferen Teil der Bohrung wurde SW-Fallen der Schichten gemessen, was einen Anhaltspunkt für die Aufstiegsmöglichkeit der KW gibt. Der Migrationsweg vor allem der flüssigen KW erfordert eine Herkunft aus einer Entfernung von 25–30 km, weil es erst dort unter den Kalkalpen Muttergesteine mit entsprechendem Kerogengehalt geben sollte.

Die Gruppe 5 umfaßt ein Gebiet, in dem die Flyschzone von der Subalpinen Molasse unterlagert wird und darunter das Kristallin der Böhmischen Masse ansteht. Im Gebiet dieser Gruppe sind zwei bedeutendere obertägige KW-Anzeichen gefunden worden (siehe Hauptkapitel IV.2.1.) und zwar nahe der Bahnhaltestelle Hofstatt zwischen Neulengbach und Maria Anzbach (Öl- und Gasanzeichen in einem Brunnen) sowie im Stollen der 2. Hochquellenwasserleitung knapp S Rekawinkel (starker Gasbläser aus Greifensteiner Sandstein).

Die Bohrung Hof 1 (NE Kasten, SE Böheimkirchen) liegt auf der NE-Fortsetzung der teilweise von Brüchen begrenzten Kristallinhochzone von Perschenegg und erbrachte in der Flyschzone nur geringe Spuren von Gas (bis 2 %) und höheren KW. In der Molassezone waren die Gasspuren etwas stärker (bis 4,6 % in Melker Schichten). Die Kristallingesteine (Top bei –1302 m) waren frei von KW. Das geologische Bild deutet darauf hin, daß größere Migrationsbewegungen hier nicht zu erwarten sind.

Eine Überraschung erbrachte die Bohrung Neulengbach 1, östlich der Ortschaft, ebenfalls auf einer Kristallinhochzone gelegen. In der Flyschzone und in der Subalpinen Molasse wurden Gasanzeichen zwischen 2 und 3,5 % beobachtet. Im zerklüfteten Kristallin (Top bei –887 m) konnte eine kleines Gasvorkommen getestet werden und zwar bei der Bohrteufe 1230,7–1247,2 m. Die Analyse ergab 86,4 % Methan, 2,6 % höhere KW (C_2 bis C_6+) und 10,9 % N_2. Die Migration dürfte über einen die Hochzone im S begrenzen-

den südfallenden Bruch erfolgt sein. Die dichte Basis der Subalpinen Molasse sorgte für den Abschluß gegen oben.

Die südlich von Neulengbach 1 liegende Bohrung Getzwiesen 1 (SE Maria Anzbach) erbrachte im Flyschbereich (bis Bohrteufe 1520 m) Gasanzeichen bis 1 %, in der darunter liegenden Subalpinen Molasse jedoch bis 5,6 %. Höhere KW waren in geringen Spuren ab 530 m fast durchgehend zu registrieren. Das Kristallin (Top bei –1386 m) war ± frei von KW und lag um fast 500 m tiefer als bei Neulengbach 1 bei einer ebenen Entfernung von rund 2,5 km. Daß keine größeren KW-Mengen bei Getzwiesen 1 auftraten, ist neben der Tiefenlage wohl auch auf das Fehlen gut poröser und permeabler Speichergesteine zurückzuführen.

Die rund 6 km S bis SSW von Getzwiesen 1 niedergebrachte Bohrung Manzing 1 zeigte von 1485–2456 m Bohrteufe in der Flysch- und Molassezone Gasanzeigen von 0,1–5,5 %. Ein Test auf den Egerien-Sandstein von 2401,4–2422 m ergab Formationswasser mit einem Chloridgehalt von 25.170 mg/l und Entlösungsgas. Die Kristallinoberkante liegt bei –1958 m.

Die am weitesten im Süden abgeteufte Bohrung St. Corona 1 liegt ca. 1 km östlich des Schöpflgipfels in 675 m Seehöhe. Hier wurde bis mindestens 475 m Bohrteufe (= +200 m absolut) in porösen, fein- bis mittelkörnigen Sandsteinen der höheren Hoisschichten (Flyschzone) Süßwasser mit Trinkwasserqualität angetroffen. Während des Bohrens traten zwischen 560,7 und 2325,7 m nur sehr geringe Gasanzeichen in der Spülung auf. Die meisten Werte lagen unter 0,01 %, ein Spitzenwert wurde bei der Bohrteufe von 707,8 m mit 1,74 % gemessen. Ein Test auf den das Kristallin unmittelbar überlagernden Kristallinschutt und das anstehende Kristallin (Top bei –1606 m) von 2298,5–2363 m Bohrteufe (= Endteufe) erbrachte schwachen Gaszustrom ohne Wasser. Das Gas bestand aus 93,8 % Methan und 4,3 % höheren KW (C_2 bis C_{6+}), der Rest war N_2 und Kohlendioxid.

Überblickt man die Chancen im Gebiet der Gruppe 5 des westlichen Bereiches KW-Lagerstätten zu erschließen, so haben die oben erwähnten 5 Bohrungen eher eine Enttäuschung gebracht. Es sind zwar relativ mächtige Muttergesteine in einigen Fällen vorhanden (siehe Unterkapitel III.4.4.3.1.), doch wurde offenbar nirgends die nötige thermische Reifung erreicht, um größere Öl- und Gasmengen migrieren zu lassen. Die kleinen, unwirtschaftlichen Gasvorkommen im oder knapp über dem Kristallin der Böhmischen Masse lassen vielmehr vermuten, daß die KW, wie schon erwähnt, weit aus dem Süden migriert sein könnten, etwa aus sehr tief liegenden Bereichen unter den Kalkalpen. Dazu kommt, daß sicher ein Teil der nach Norden wandernden KW in Form von Öl- und Gasaustrittstellen an der Erdoberfläche in geologischen Zeiträumen verloren gegangen sind. Dabei haben sowohl wegsame Verwerfungsflächen im Kristallin- und Molasseanteil, wie auch Überschiebungsbahnen mit Mylonitzonen innerhalb der Subalpinen Molasse und der Flyschzone die nötigen Migrationswege geliefert. Die vorhandenen Speichergesteine sind durch diese Störungen oft nur in geringem Maße oder gar nicht abgedichtet worden.

Im ganzen westlichen Bereich östlich der Böhmischen Masse sind bis 1992 keine wirtschaftlich förderbaren KW-Lagerstätten gefunden worden. Die etwas ausführlichere Darstellung des westlichen Bereiches erfolgte, um auf die Bedeutung des im Süden anschließenden Bereiches unter den Kalkalpen aufmerksam zu machen.

Eine ganz andere Rolle spielt der mittlere Bereich östlich der Böhmischen Masse, denn hier wurden mehrere wichtige Lagerstätten gefunden. Die Unterteilung in 3 Gruppen, wie bei der Beschreibung der Muttergesteine (Unterkapitel III.4.4.3.1.) und der Speichergesteine (III.4.4.3.2.) wird beibehalten.

Die Gruppe 1 umfaßt das Gebiet knapp westlich der Überschiebungslinie Waschbergzone auf Molassezone, wobei der Untergrund der Molasse vom Autochthonen Mesozoikum und darunter vom Kristallin der Böhmischen Masse gebildet wird. In Gruppe 1 sind 3 Stellen bekannt

geworden, wo Öl oder Gas in Tagesaufschlüssen oder in einer seichten Bohrung auftraten: Niederfellabrunn, Niederhollabrunn und Wollmannsberg 1 (siehe Hauptkapitel IV.2.2.).

In diesem Gebiet der Gruppe 1 liegen die Gaslagerstätten Altprerau (im Karpatien und Ottnangien, teilweise nach Südmähren reichend), Pottenhofen (Karpatien, Ottnangien, Kalkarenitserie des Malm), Neuruppersdorf (Ottnangien und Kalkarenitserie), Wildendürnbach (Ottnangien), Merkersdorf (Ottnangien) und Stockerau Ost (Egerien). Nähere Details über diese Lagerstätten sind im Unterkapitel IV.4.2.2. nachzulesen.

Als Beispiel für ein Gas aus dem Ottnangien soll eine Analyse von der Bohrung Wildendürnbach K4 aus Sanden und Sandsteinen angegeben werden: Methan 99,4 Vol.%, C_2 0,1 %, N_2 0,4 % und CO_2 0,1 %. Als weiteres Beispiel wird die Bohrung Stockerau Ost 1, NE der namensgebenden Stadt, genannt, die das oben zitierte Gasfeld erschlossen hat. Während des Bohrens traten schon ab 45 m Bohrteufe und dann immer wieder Gasanzeichen bis 4395 m auf, ein Spitzenwert von 20 % wurde bei 2255 m beobachtet. Dazu kamen im selben Teufenbereich KW-Fluoreszenzen in den Spülproben und Kernen. Mehrere Tests, die Teufenbereiche von 2193,4–2235,4 m und 2297,5–2282,5 m umfaßten, erbrachten Gas mit Ligroin (Flüssiggas) aus Sandsteinen des Egeriens. Das Gas hat eine ähnliche Zusammensetzung wie beim Feld Roseldorf (siehe unten). Weitere Tests lieferten aus Quarzareniten des Lias-Dogger Salzwasser mit 21.450 mg Cl pro Liter. Der Top Kristallin wurde bei –4226 m angetroffen. Zum Vergleich sei angegeben, daß die etwa 3 km im NW abgeteufte Bohrung Stockerau U1 den Top Kristallin schon bei –1979 m erreichte. Letztgenannte Bohrung war nicht fündig. Diese Teufendifferenz zeigt deutlich, wie stark sich die staffelförmigen Absenkungsvorgänge gegen Osten auswirken. Aus den Gasanzeigen und Fluoreszenzerscheinungen bei Stockerau Ost 1, die, wie angegeben, schon in sehr geringen Bohrteufen auftraten, ist auch verständlich, warum in Gruppe 1 die oben genannten KW-Anzeichen an der Oberfläche auftraten.

Als Muttergesteine sind am ehesten die Kohlen und Kohlentone der Grestener Schichten (Untere Quarzarenitserie des Dogger-Lias) im darunter und östlich davon liegenden Autochthonen Mesozoikum anzusehen. Die Migrationswege sind einerseits durch die genannten Bruchstaffeln vorgegeben, welche das Autochthone Mesozoikum und das Kristallin der Böhmischen Masse immer tiefer absinken lassen, andererseits sowohl durch mehrere Blattverschiebungen als auch durch die zahlreichen Überschiebungsbahnen, die knapp östlich dieser Lagerstätten die Waschbergzone und die unmittelbar vor dieser liegende gestörte Molasse in Schuppen zerlegen. Verwerfungen gibt es aber auch im Lagerstättenbereich selbst, wie z. B. in Altprerau. Weitere Angaben über die Strukturbedingungen sind ebenfalls im Unterkapitel IV.4.2.2. enthalten.

Es sei vermerkt, daß zahlreiche Bohrungen außerhalb der genannten Gaslagerstätten immer wieder Gasanzeichen in den Spülproben und in der Bohrspülung selbst sowie Entlösungsgas bei Tests erbracht haben. Die Bedingungen für eine Lagerstättenbildung waren hier allerdings nicht gegeben.

Die Gruppe 2 umfaßt Bohrungen, die im Gebiet der Waschbergzone abgeteuft wurden und unter dieser tektonischen Einheit noch teilweise Molasse sowie das Autochthone Mesozoikum und das Kristallin der Böhmischen Masse erreicht haben. Auch im Gebiet der Gruppe 2 wurden einige Lagerstätten aufgefunden. Heute schon aufgegeben sind die Gaslagerstätten Ameis (im Eggenburgien), Hagenberg und Klement (in der Unteren Quarzarenitserie), Waschberg (Ottnangien – Eggenburgien). Im Feld Klement wurde außerdem noch eine, heute schon aufgegebene kleine Öllagerstätte (Untere Quarzarenitserie) gefunden.

Ein größerer Fund gelang im westlichen Grenzbereich der Waschbergzone mit dem Feld Roseldorf. Hier wurde in mehre-

ren Horizonten des gestörten Ottnangiens, Eggenburgiens, Egeriens und aus der Oberkreide Gas gefunden, wobei der Schwerpunkt auf dem Ottnangien liegt. Eine kleinere Öllagerstätte konnte in dolomitischen Malmkalken erschlossen werden.

Die Fundbohrung Roseldorf 1 wies schon während des Abteufens ab 49 m starke Gasanzeichen auf. Spitzenwerte ergaben sich bei 180 m (15 %), 306 m (14 %), 468 m (9 %), 910 m (7 %), 1250 m (5 %), 1388 m (9 %) und 1611,5 m (11 %). Die Gaslagerstätten im Feld Roseldorf liegen zwischen 400 und 1000 m Bohrteufe. Das Gas aus dem Ottnangien besteht zu 99,2 % aus Methan, zu 0,3 % aus C_2-C_{3+} und zu 0,4 % aus N_2. In der Karbonatbankserie des Malm konnte die schon erwähnte Öllagerstätte bei 1580 m getestet werden. Das Öl kommt in porösen Kalksteinen vor, die Lagerstätte wird bis 28 m mächtig und besitzt eine Gaskappe, die bis zu 50 m mächtig werden kann. Das Gas dieser Gaskappe besteht aus 83,4 Vol.% Methan, aus 11,1 % C_2 bis C_{5+}, aus 3,5 % N_2 und aus 2 % CO_2. Das Öl hatte einen Gehalt an Benzin von 22,5 Vol.%, an Petroleum von 23 %, an Gasöl von 16,5 % und an Rückstand von 38 %.

Die Herkunft der Gaslagerstätten von Roseldorf könnte z. T. auch aus tektonisch beanspruchten Kohlenlagen des Ottnangiens und des tonigen Eggenburgiens stammen, der größere Teil wird wohl, wie im übrigen Gebiet dieser Gruppe, aus den Grestener Schichten stammen. Das Öl ist geochemisch aus der Mergelsteinserie des Malm abzuleiten.

Die zur Gruppe 2 gehörende Bohrung Zeiselmauer 1, die schon südlich der Donau im Bereich der Subalpinen Molasse liegt, wurde etwa 1 km N der Flyschstirn niedergebracht und zeigte im Teufenbereich 1230–1815 m Gasanzeichen zwischen 12 und 28 % (!). Ein Test von 1364 bis 1369 m in Sandsteinen des Eggenburgiens ergab einen unwirtschaftlichen Gaszufluß. Das Gas bestand zu 98,7 % aus Methan, zu 0,8 % aus höheren KW, der Rest war N_2. Bei einem weiteren Test von 2422,3–2450 m Bohrtiefe sind 1750 Liter Formationswasser mit Entlösungsgas zugeflossen. Das Wasser hatte einen Chloridgehalt von 7.200 mg/l, das Gas bestand zu 87,3 % aus Methan, zu 0,3 % aus höheren KW, zu 9 % aus CO_2 und zu 3,4 % aus N_2.

Wie schon erwähnt sind die Gasfunde in der Gruppe 2 zum Großteil aus der Unteren Quarzarenitserie des Autochthonen Mesozoikums abzuleiten, während die Ölvorkommen aus der Mergelsteinserie des Malm migriert sind, die im Ostteil des Untergrundes des Feldes Roseldorf beginnt und sich von hier gegen Osten und immer tiefer absinkend, erstreckt. Als Migrationswege bieten sich auch in Gruppe 2 sowohl die zahlreichen Überschiebungsbahnen wie auch Blattverschiebungen und Brüche im Untergrund an.

Gruppe 3 umfaßt ein Gebiet der östlichen Flyschzone nördlich von Wien, unter dem die Subalpine Molasse, das Autochthone Mesozoikum und dann das Kristallin der Böhmischen Masse liegen. Im Gebiet der Gruppe 3 sind mehrere obertägige Gas- und Ölanzeichen gefunden worden: 3 Stellen im Raum Kierling und eine im Kraftwerk Greifenstein (siehe Hauptkapitel IV.2.2.). Die genannten Fundstellen waren in diesem Fall echte Anzeichen für die darunter liegende und 1987 in Produktion gegangene Gaskondensatlagerstätte Höflein (siehe Hauptkapitel IV.5.1.).

Bei der Fundbohrung Höflein 1 traten die ersten bedeutenderen Gasanzeichen im Bereich Flysch – Buntmergelserie zwischen 1360 m Bohrteufe (mit 0,8 %) und 1940 m (mit 5 %) auf. Im Molassebereich (Ottnangien – Eggenburgien) erreichten die Gasanzeigen Werte zwischen 1,2 und 5 %. Im Autochthonen Mesozoikum schwankten die Werte zwischen 1,8 und 4,6 %. Außerdem traten zwischen 2735 und 2807,5 m immer wieder verschieden starke Fluoreszenzen in Spülproben und Bohrkernen auf. In 5 Tests wurden schließlich Gasführung mit Ölspuren im Bereich 2725–2802 m und Ölführung mit Gasspuren im Bereich 2814–2853 m Bohrteufe nachgewiesen.

Einen Überblick über die Gas- und Ölzusammensetzung aus diesen 5 Tests zeigt die folgende Liste.

Liste von Gas- und Ölanalysen aus dem Feld Höflein:

Gasbereich, 2725–2802 m			Ölbereich, 2814–2853 m		
2 Gasanalysen in Vol.%			3 Gasanalysen in Vol.%		
CH_4	73,4	71,9	72,5	78,9	77,3
C_2–C_{6+}	9,1	9,7	9,2	6,8	6,9
CO_2	15,3	15,8	15,9	4,6	13,4
N_2	2,2	2,6	2,4	9,7	2,4
2 Ölanalysen in Vol.%			3 Ölanalysen in Vol.%		
Benzin	61,0	70,0	46,5	23,5	64,0
Petroleum	30,5	26,0	21,5	21,5	25,0
Gasöl	8,5	4,0	11,0	17,0	9,0
Rückst.	0,0	0,0	21,0	38,0	2,0

Als Muttergesteine werden die tonigen Anteile der Mergelsteinserie des Malm und der Tonsteinserie des Dogger für das Ölvorkommen angesehen. Diese Gesteinsfolgen sind bei der Bohrung Höflein 1 über 200 m mächtig. An anderen Stellen des Feldes Höflein kann die Mächtigkeit mehr als 250 m erreichen. Für die Gaslagerstätte Höflein ist eher die Untere Quarzarenitserie (Lias – Dogger) als Muttergestein anzusehen. Diese Serie erreicht bei Höflein 1 über 300 m Mächtigkeit. Der Top Kristallin ist bei dieser Bohrung bei –3070 m angetroffen worden.

Da die Migrationswege keinesfalls immer senkrecht verlaufen müssen, besteht auch die große Wahrscheinlichkeit, daß größere Gasmengen aus dem östlich anschließenden Teil des Autochthonen Mesozoikums aufgestiegen sein können, wo die Muttergesteine nach und nach wesentlich bedeutendere Mächtigkeiten erreichen. Außerdem sei vermerkt, daß Gas viel leichter migrieren kann als Öl.

Wie die Erschließung des Gasfeldes Höflein gezeigt hat, ist auch das Autochthone Mesozoikum durch Brüche zerstückelt worden. Dazu kommen noch Verschuppungen im oberen Teil desselben als Folge der Überschiebung durch Flyschzone und Subalpine Molasse. Für Migrationswege sind daher genügend Möglichkeiten vorhanden.

Die 1964–65 abgeteufte Bohrung Mauerbach 1 und 1a nördlich der gleichnamigen Ortschaft hatte bedeutsame Gasanzeichen in der Spülung schon im Bohrteufenbereich 157–450 m (2–7,2 %), 1473,5 bis 1477 m (2,5–5,5 %), 2250–2252,3 m (3,3–3,9 %), 2285,5–2286,8 m (3,3–3,4 %) und von 3037–3044,5 m (3,2–7 %). Eine Gasprobe aus der Bohrspülung bei 231 m ergab (luftfrei gerechnet): Methan 94,4 Vol.%, C_{2+} 5,6 %. Ein Test aus der Unteren Quarzarenitserie von 3315,4 bis 3487 m förderte neben Salzwasser mit 15.429 mg Chlorid pro Liter auch Entlösungsgas mit 1,2 % C_{1+}, 98,5 % CO_2 und 0,3 % N_2. Dieses Kohlensäuregas ist wohl durch chemische Reaktionen von Methan mit Sauerstoff in der geologischen Vergangenheit gebildet und seither in der Tiefe konserviert worden.

Alle Gase, die in Mauerbach 1 und 1a gefunden worden sind, stammen am ehesten aus dem Autochthonen Mesozoikum. Die über der Unteren Quarzarenitserie gefundenen Gasanzeichen sind über eine nahe Blattverschiebung, über Kluftsysteme und entlang von Überschiebungsbahnen migriert.

Schließlich soll aus der Gruppe 3 noch die Bohrung St. Andrä 1 (ESE der Ortschaft) erwähnt werden. Auch hier traten die ersten stärkeren Gasanzeichen schon ab 156 m (9,3 %) auf und erreichten bei 167 m (51,6 %!), bei 178 m (36 %) sowie bei 192 m (8 %) weitere Spitzenwerte in den Altlengbacher Schichten der Flyschzone. Ebenso waren in diesem Bohrabschnitt höhere KW in Spuren bemerkbar. Die gestörte Molasse (Eggenburgien) erbrachte

Gasanzeigen bei 1874 m (2,5 %) und bei 2383 m (3,9 %) sowie in Spuren höhere KW. Die Untere Quarzarenitserie des Autochthonen Mesozoikums zeigte bei 3450 m 3 % Gas. Der Top Kristallin liegt bei St. Andrä 1 in –3354 m (= Bohrteufe 3622 m).

Die Bohrung liegt nahe dem Nordwestrand des Feldes Höflein, sodaß offenbar gasförmige KW in die hangenden Schichtkomplexe der Subalpinen Molasse und der Flyschzone migrieren konnten, worauf die oben erwähnten starken Gasanzeigen hinweisen.

Der östliche Bereich östlich der Böhmischen Masse ist, was das tief abgesunkene Autochthone Mesozoikum betrifft, als Schlüsselregion für alle Lagerstätten im Wiener Becken und im Beckenuntergrund zu betrachten. Wie schon mehrfach erwähnt, haben geochemische Studien klar gezeigt, daß die über 935 m mächtige Mergelsteinserie des Malm, z. B. bei Zistersdorf ÜT 2A, jene Maturation der organischen Substanz erreicht hat, die die Produktion großer KW-Mengen ermöglichte (H. KRATOCHVIL & H. W. LADWEIN 1984a und 1984b, H. W. LADWEIN 1984 und 1988, H. W. LADWEIN et al. 1989 und 1991).

Eine andere Frage ist die räumliche Verbreitung dieser tief abgesenkten Muttergesteine. Im östlichen Bereich existieren bis zum Jahre 1993 nur 3 Tiefbohrungen im Wiener Becken, die das Autochthone Mesozoikum erreicht haben. Da nun bekannt ist, daß die Lagerstätten im Neogen des Wiener Beckens sowie im unmittelbaren Untergrund (abgesenkte Flyschzone und Kalkalpen) ihre KW aus dem Autochthonen Mesozoikum durch Migration bezogen haben, gibt die räumliche Verbreitung dieser Lagerstätten einen wesentlichen Hinweis für die räumliche Verbreitung der Muttergesteine. Man erkennt so, daß das Autochthone Mesozoikum mit der Mergelsteinserie unter dem größten Teil des nördlichen Wiener Beckens unter Einschluß des slowakischen Anteiles und dem nördlichen Teil des südlichen Wiener Beckens sowie unter dem östlichen Teil der Flyschzone bei Wien (Bohrung Mauerbach 1a) vorhanden sein müßte. Die weitere Verbreitung gegen Südwesten und Westen bis in den oberösterreichisch-bayrischen Raum wurde schon in den Kapiteln III.4.3.1., III.4.4.1., III.4.4.2. und dem Unterkapitel III.4.4.3.1. behandelt.

Bei Betrachtung der obertägigen Öl- und Gasanzeichen im Wiener Becken fällt auf, daß es nur sehr wenige Stellen gibt, an denen KW bis zur Erdoberfläche migriert sind (siehe Hauptkapitel IV.2.2.). Zu nennen sind der Ölausbiß bei Kronberg (NW Wolkersdorf) im nördlichen und eine „Gasquelle" bei Moosbrunn im südlichen Wiener Bekken. Alle anderen KW-Anzeichen stammen aus Bohrungen oder Brunnen in relativ geringen Tiefen. Zwei Stellen mit Gasanzeigen in der Flyschzone nahe ihrem östlichen Rand (ESE Purkersdorf und S der Kirche von Wien-Hütteldorf) könnten ebenfalls aus dem südlichen Wiener Becken über die westlichen Randbrüche migriert sein.

Es soll nun auf die KW-Anzeichen in den 3 Tiefbohrungen, die das Autochthone Mesozoikum unter dem Wiener Becken erreicht haben, eingegangen werden, um Informationen über mögliche Migrationswege zu erhalten.

Bei der Bohrung Zistersdorf ÜT 2A gab es sowohl in der Flyschzone wie in der Waschberg- und Molassezone aus Bohrkernen nur wenig bedeutendere KW-Anzeichen. Der höchste Wert mit 1,3 Vol.% wurde bei 7350,8 m Bohrteufe aus klüftigen Feinsandsteinlagen in siltigen Tonmergelsteinen der älteren Miozänmolasse gefunden. Erst mit dem Anbohren der Mergelsteinserie des Malm (Klentnitzer Schichten) traten höhere Gasanzeichen auf (0,4 bis 5,3 Vol.%). Von Interesse ist auch, daß im oberen Teil der Flyschzone die höheren KW (= $C_2 - C_{5+}$) den Methangehalt (= C_1) deutlich überwiegen. Erst ab 7085 m Bohrteufe, d. h. im untersten Teil der Flyschzone sowie dann in der Molassezone und im Autochthonen Mesozoikum bis zur Endteufe bei 8553 m Bohrteufe (= Standardteufe 8566 m = –8328 m unter Adrianull) variierte der Methangehalt zwischen 83,8 und 99,8 Vol.%.

Mehrere Tests sowohl in der Molassezone wie im Autochthonen Mesozoikum er-

gaben Gaszufluß. Die beste Zuflußrate aus dem älteren Miozän der Molasse wurde mit 4637 m^3/Tag aus dem Intervall 7398–7407 m (Standardteufe) erzielt. Dagegen ergaben mehrere Tests aus den Standardteufen 7542–7560 m und 7570 bis 7582 m (Blockschutt und Obere Karbonatserie des Malm) einen maximalen Gaszufluß von 9835 m^3/Tag. Da die oben genannten, hier als unwirtschaftlich getesteten Gasvorkommen aus Teufenbereichen unter 7582 m herstammen müssen, kommen als Muttergesteine nur die Mergelsteinserie oder noch tiefer liegende Schichten des Autochthonen Mesozoikums, wie z. B. Kohlenlagen in der hier noch nicht aufgeschlossenen Unteren Quarzarenitserie, in Frage.

Deutlich anders liegen die KW-Verhältnisse bei der nur etwa 5 km westlich der Bohrung Zistersdorf ÜT 2a liegenden Bohrung Maustrenk ÜT 1a, die auf der Hochzone des Steinberges angesetzt wurde. Schon beim Durchbohren der in mehrere tektonische Einheiten gegliederten Flyschzone von 490–4780 m Bohrteufe traten im Gasmeßgerät mit zunehmender Tiefe immer stärkere Anzeichen auf. Ein erstes Maximum wurde bei 4342,8 m in Sandsteinen (Paleozän – Oberkreide) der Göstinger Einheit mit 55 Vol.% beobachtet, ein zweites an der tektonisch zerrütteten Basis des Flysches bei 4769 m mit 65 Vol.%. Letztere auf luftfrei gerechnete Gasprobe bestand aus 93,4 % Methan und 6,6 % höheren KW (C_2–C_{6+}).

In der Waschbergzone der Bohrung Maustrenk ÜT1 a (Steinitzer Einheit) erreichten die Gasanzeigen bei der Bohrteufe 4820 m sogar 70 Vol.% mit 92,7 % Methan. In der Molassezone waren die Höchstwerte 68 % bei 6007,5 m und 70 % bei 6373,8 m Bohrteufe (84,5 % Methan). Auch in der Mergelsteinserie des Autochthonen Mesozoikums wurden als Maximum 70 Vol.% Gasanzeige bei 6461,8 m Bohrteufe gemessen (78 % Methan). Man erkennt, daß offenbar mit zunehmender Teufe der Methangehalt abnimmt und der Anteil an höheren KW zunimmt.

Von Bedeutung war im Jahre 1984 die Auffindung eines Öl- und Gasvorkommens mit überhydrostatischem Druck bei der Bohrung Maustrenk ÜT 1a im Intervall 6306–6312 m Standardteufe durch einen Casing-Test. Es wurden kumulativ 4974 m^3 Öl und 2,93 Mio. m^3 (Vn) Gas gefördert. Allerdings sank der Druck nach einiger Zeit und die Förderung kam 1987 zum Stillstand. Das Öl bestand im Dezember 1986 zu 39 % aus Benzin, zu 29 % aus Petroleum, zu 12 % aus Gasöl und zu 20 % aus Rückstand. Die beim Abfackeln des Gases ebenfalls im Dezember 1986 entnommene Probe bestand zu 82,9 % aus Methan, zu 13,9 % aus C_2–C_{6+}, zu 0,3 % aus N_2 und zu 2,9 % aus CO_2. Dieses KW-Vorkommen wurde aus einer Kalkklippe der Oberen Karbonatserie (Tithon) innerhalb der gestörten Molasse gefunden. Der Kalkstein zeigte sowohl Kluftporosität wie starke Zerrüttung, die durch den tektonischen Transport der Klippe verursacht wurde.

Die Bohrung Maustrenk ÜT 1a erbrachte einige wertvolle Erkenntnisse bezüglich der Migrationsverhältnisse und der Lagerstättenbildung. Es wurde der Nachweis geführt, daß auch unter 6000 m Bohrteufe Ölvorkommen möglich sind. Der Hochdruck in dem Vorkommen weist auf die Unterlagerung desselben mit einer Gesteinszone hin, in der offenbar noch gegenwärtig eine KW-Genese stattfindet. Dies wieder spricht dafür, daß Migrationswege von der Mergelsteinserie des Autochthonen Mesozoikums bestehen. Daraus ist zu schließen, daß auch in größeren Tiefen Wegsamkeiten vorhanden sind, die keineswegs durch den hohen Überlagerungsdruck verschlossen, sondern durch junge Verwerfungen offen gehalten wurden. Ebenso zeigt der zerrüttete Klippenkalk, daß durch tektonische Bewegungsvorgänge besonders in spröden Gesteinen Migrationswege geschaffen wurden.

Die dritte Bohrung im östlichen Bereich östlich der Böhmischen Masse ist Aderklaa Ultra Tief 1a. Hier traten während des Bohrens beachtliche Gasanzeigen auf, wie die folgende Liste zeigt.

Liste von Gasanzeigen ab 10 % in der Bohrung Aderklaa UT 1a:

TE	Formation	Schicht	Gasanzeigen Vol.%	Bohrteufe m
KA (F-LD)	Unterkreide	Tonschiefer	100	3791
	Jura	Kieselkalk	27– 91	3821,5–3851
	Rhaet	Kössener Schichten	12– 80	3985 –3988,8
	Nor	Hauptdolomit	52– 90	4013 –4014
	Rhät	Kössener Schichten	18– 90	4035 –4047,5
	Jura	Kieselkalk	15– 85	4172 –4270,6
FL	Eozän	Agsbachschichten	10–100	4363,5–4847
	Paleozän	Hoisschichten	10– 50	4873,8–5045
	Oberkreide	Kaumberger Schichten	16– 55	5206,6–5257,5
BM	Altpaläoz.	Granatglimmerschiefer	38– 60	6489 –6497

Abkürzungen: KA (F-LD) = Kalkalpen, Frankenfels-Lunzer Deckensystem;
FL = Flyschzone; BM = Böhmische Masse; TE = tekton. Einheit.

Anmerkung: die Teufenangaben beziehen sich auf das oberste und unterste Auftreten von Gasanzeigen ab 10 % in einer Formation.

Obige Liste beweist, daß die Wegsamkeit hervorragend sein muß, was in Anbetracht der tektonisch stark gestörten und abgesenkten Stirnregion der Nördlichen Kalkalpen sowie der überschobenen Flysch- und Waschbergzone nicht verwunderlich ist. Bedeutsam ist auch das Auftreten von Gas im Kristallin der Böhmischen Masse. Da die Bohrung Aderklaa UT 1a auf einer durch gravimetrische Messungen ermittelten Hochlage liegt (Top Kristallin bei –6088 m), muß also eine Migration aus dem im Osten und Norden wesentlich tiefer liegenden Autochthonen Mesozoikum in das hochliegende Kristallin erfolgt sein, zumal die Mergelsteinserie in der Bohrung selbst nur 178 m mächtig angetroffen wurde und ihre Unterkante bei –6064 m lag.

Es sei in Erinnerung gebracht, daß die im Norden liegende Bohrung Zistersdorf ÜT 2A das Kristallin bei –8328 m noch nicht erreicht hatte. Eine geologische Überlegung ergibt, daß im tief abgesenkten Teil unter dem Wiener Becken die Kristallinoberkante bei etwa –8600 bis –8700 m liegen könnte, was einer Bohrteufe von ungefähr 8800 bis 8900 m entsprechen würde.

Bei der Bohrung Aderklaa UT 1a wurden mehrere Tests im kalkalpinen Teil, weiters in der Flysch- und Waschbergzone ausgeführt, die fast alle zumindestens Gasspuren erbrachten. Es wurden keine Lagerstätten gefunden. Es sei aber daran erinnert, daß im höheren Teil der Kalkalpen direkt unter der neogenen Beckenfüllung des Wiener Beckens und in der Beckenfüllung selbst mehrere Öl- und Gaslagerstätten im Raum Aderklaa und Umgebung schon lange in Produktion stehen, bzw. zum Teil schon ausgefördert wurden. Da ist das Feld Aderklaa selbst (gefunden 1942), dann die Felder Süßenbrunn (1951), Kagran (1954), Breitenlee (1963) und Hirschstetten (1973) zu nennen. Nähere Details sind im Hauptkapitel IV.3.1. zu finden. Diese Situation ist so zu verstehen, daß die Migrationswege noch wesentlich höher hinaufreichen, sodaß die KW sich erst dort in Lagerstätten sammeln konnten.

Eine allgemeine Betrachtung über die Migrationswege von der Mergelsteinserie des Malm und gegebenenfalls auch von der Unteren Quarzarenitserie des Autochthonen Mesozoikums bis zu den Lagerstätten im ersten Stockwerk (Wiener Becken) und im zweiten Stockwerk (Flysch- und Kalkzone) weist noch auf andere Wegsamkeiten hin. Die regionalgeologische Position dieses Beckens im Alpen-Karpatenbogen hat zu Überlegungen geführt, wie weit plattentektonische Vorgänge die Bildung von Störungszonen beeinflußt haben. Wie schon im Kapitel II.1.9.2. erwähnt, sind in

einem „pull apart basin", wie es das Wiener Becken ist, mehrere Bewegungstendenzen zu erwarten, nämlich ± horizontale Seitenverschiebungen etwa parallel zu den Beckenrändern, ± horizontale Zerrungen quer zur Längserstreckung des Bekkens und damit verbunden tiefe, staffelförmige Absenkungen der einzelnen Schollen. Dazu kommen noch Dreh- und Kippbewegungen sowie Blattverschiebungen im Zuge dieser plattentektonischen Vorgänge.

Alle diese Dislokationen (vorwiegend tektonisch bedingte Lagerungsänderungen) bewirken die Entstehung tiefreichender Störungsbereiche. Je nach Gesteinsbeschaffenheit und mehr oder weniger anhaltender Bewegungstendenz, kommt es dabei häufig zur Bildung von Kluft- und Bruchsystemen sowie zum Auftreten von Zerrüttungszonen.

Im Wiener Becken liegen die am frühesten angelegten Störungszonen eher im Bereich der Beckenränder. Hier findet man sowohl am West- wie am Ostrand mehrere Zonen mit aufsteigenden Thermal- und Mineralwässern (z. B. Baden, Vöslau, Oberlaa, Laxenburg, Deutsch Altenburg). Dadurch wird zwar eine Wegsamkeit aus größeren Tiefen angezeigt, doch sind diese Zonen für eine KW-Migration mit nachfolgender Lagerstättenbildung ungeeignet, da die aufsteigenden KW bis zur Erdoberfläche gelangen würden und damit zum Großteil verloren gingen.

Die etwas später gebildeten Störungszonen mehr im Beckeninneren sind die bedeutendsten Migrationswege der KW-Lagerstätten im Wiener Becken. Zu nennen sind im Westteil des Beckens vor allem das ostfallende Steinbergbruchsystem im nördlichen und das Leopoldsdorfer Bruchsystem im südlichen Beckenteil mit entsprechenden, gegensinnig fallenden Verwerfungen im östlichen Beckenteil. Dazu kommen in der zentralen Längsachse NNE–SSW verlaufend die Lasseer Senke nördlich der Donau und die Mitterndorfer – Wiener Neustädter Senke südlich davon. Alle Senken sind bruchbegrenzt und im geologischen Sinn daher Gräben. Besonders von der Mitterndorfer Senke ist nachgewiesen, daß die Absenkungsbewegungen bis zur Gegenwart anhalten, wie die Erdbebenzentren Schwadorf – Wiener Neustadt – Gloggnitz und Präzisionsnivellements anzeigen.

Einige Beispiele sollen den Zusammenhang der Bruchsysteme mit der Bildung von KW-Lagerstätten aufzeigen. Das Feld Moosbrunn ist an das Leopoldsdorfer Bruchsystem geknüpft, das den Westrand der Mitterndorfer Senke bildet. Es sei daran erinnert, daß hier offenbar auch Wegsamkeiten bis an die Erdoberfläche reichen, wie die anfangs erwähnte Gasaustrittsstelle bei Moosbrunn beweist. Die Bedeutung des Steinbergbruchsystems als Migrationsweg geht daraus hervor, daß vom Feld Bernhardsthal nahe der tschechischen Grenze bis zum Feld Hohenruppersdorf im Süden zahlreiche KW-Lagerstätten in direktem Zusammenhang mit diesem Bruchsystem entdeckt wurden (Beilage 1). Von Wichtigkeit ist, daß die Wegsamkeiten nicht bis an die Erdoberfläche anhalten, sonst wäre wohl ein beträchtlicher Teil der KW schon längst entwichen. Wie K. FRIEDL (1937e, Seite 256) beschreibt, konnte bei der Bohrung Gösting I der Nachweis erbracht werden, daß Öl aus dem Sarmatien der Tiefscholle am östlichen Steinbergbruch über die Bruchfläche in klüftige Flyschgesteine migriert ist. Bei der Ölförderung aus diesen Flyschklüften wurde auch Schlamm mittransportiert, der sarmatische Fossilien enthielt.

Im schon erwähnten Hauptkapitel IV.3.1. sind für die übrigen Lagerstätten die entsprechenden tektonischen Verhältnisse geschildert. Ganz besonders sei auf das Feld Matzen aufmerksam gemacht, das in einer Hochzone des zentralen, abgesenkten Beckens liegt.

Zusammenfassend ist festzustellen, daß im östlichen Bereich Migrationswege sowohl im Untergrund des Wiener Beckens (2. und 3. Stockwerk) wie im Wiener Bekken selbst (1. Stockwerk) nachzuweisen sind, sodaß bei Vorhandensein von Speichergesteinen in entsprechender struktureller Position und guter Abdichtung gegen oben eben die Bildung von KW-Lagerstätten möglich wurde. Es ist zu folgern, daß verschiedene Arten von Migrationswegen vorliegen müssen, damit einer-

seits entlang der Hauptverwerfungen, andererseits in der zentralen Hochzone und zwar in unterschiedlichen Teufenlagen sowie in verschiedenen strukturellen Positionen KW-Lagerstätten gebildet werden konnten. Sowohl die Überschiebungsbahnen im alpin-karpatischen Teil mit ihren Zerrüttungs- und Kluftsystemen als auch die mannigfachen Verwerfungssysteme mit z. T. sehr großen Versetzungsbeträgen setzen diese Migrationswege zusammen. Damit kann man sagen, daß letzten Endes alle diese plattentektonischen Vorgänge zur Bildung der reichen Öl- und Gaslagerstätten im und unter dem Wiener Becken geführt haben.

Literaturauswahl für das Kapitel III.4.4.3.:

BACHMAYER, F. et al. 1977; BRIX, F. 1963, 1964, 1966, 1970; BRIX, F. & FUCHS, R. 1984; BRIX, F. & GÖTZINGER, K. 1964; BRIX, F., KRÖLL, A. & WESSELY, G. 1977; BUCHTA, H., LEUTNER, R. & WIESENEDER, H. 1963; FINK, J. 1977; FREILINGER, G. 1963; FRIEDL, K. 1937e; FUCHS, R. et al. 1980; FUCHS, R. & WESSELY, G. 1977; FUCHS, W. 1980a; GRILL, R. 1958; GRILL, R. et al. 1963; GRILL, R.; KAPOUNEK, J. & PAPP, A. 1968; GRÜN, W. 1984; HAMILTON, W. 1989b; HAMILTON, W., JIŘIČEK, R. & WESSELY, G. 1990; KAPOUNEK, J. et al. 1965; KAPOUNEK, J. et al. 1967; KAPOUNEK, J., PAPP, A. & TURNOVSKY, K. 1960; KOLLMANN, H. A. et al. 1977; KRATOCHVIL, H. & LADWEIN, H. W. 1984a, 1984b; KRÖLL, A. 1980b, 1980c; KRÖLL, A. & WESSELY, G. 1967, 1973; LADWEIN, H. W. 1984, 1988; LADWEIN, H. W. et al. 1991; LADWEIN, H. W., SEIFERT, P. & SCHMIDT, F. 1989; PETRASCHECK, W. 1926a; ROETZEL, R. 1983; ROETZEL, R. & NAGEL, D. 1991; RÖGL, F. et al. 1986; ROYDEN, L. H. 1985; SCHMIED, H. & SUCHANEK, R. 1976; SCHULZ, E. 1963; STEININGER, F. F. & RÖGL, F. 1985; STEININGER, F. F. et al. 1986; THENIUS, E. 1974, 1983; VEIT, E. 1953; WACHTEL, G. & WESSELY, G. 1981; WELTE, D. H. et al. 1980, 1982; WESSELY, G. 1983, 1984b, 1988b, 1990.

III.5. Die Waschbergzone

von Peter SEIFERT

III.5.1. Lage und tektonische Verhältnisse

Die Waschbergzone (im Sinne von R. GRILL 1953) erstreckt sich im niederösterreichischen Weinviertel von Stockerau über Ernstbrunn, Staatz, Falkenstein und Kleinschweinbarth gegen NE. Sie ist eine selbständige tektonische Einheit des alpin-karpatischen Gebirgssystems, ist die Fortsetzung, bzw. ein Äquivalent der aufgeschuppten Molasse im W und trennt die flachlagernde Molassezone vom Wiener Becken (Beilage 5).

Die Waschbergzone stellt eine Aufschuppung jungtertiärer Schichten dar, die Schollen von älteren Gesteinen enthalten, und zwar solchen, die zur Oberjura-, Oberkreide- und Alttertiärzeit an der Südostflanke der Böhmischen Masse abgelagert wurden (Autochthones Mesozoikum). Diese älteren, meist gering mächtigen Flachwassersedimente wurden dann im unteren Miozän in größere Tiefen abgesenkt und von mehreren hundert Metern mächtigen sandig-tonigen „Auspitzer Mergeln und Steinitzer Sandsteinen" bedeckt. Am Ende des unteren Miozäns wurde zur Zeit des Karpatiens der gesamte Schichtstapel von der letzten Phase der alpin-karpatischen Gebirgsbewegung erfaßt und nach NW auf die flachlagernde, ungestörte Molasse aufgeschoben. Gleichzeitig wurde die Flyschzone von SE her auf die Waschbergzone aufgeschoben, sodaß heute ein System verschiedener Decken und Schuppen vorliegt, die einheitlich gegen SE einfallen (Beilage 8). Der Zusammenhang der Waschbergzone mit dem Untergrund des Wiener Beckens wird im Kapitel III.3.2.2.1. dargelegt.

Die Waschbergzone beginnt im Raum Stockerau nahe der Donau. Nördlich des Zayaflusses geht diese Zone allmählich in die Steinitzer Einheit über, die in Südmähren (Tschechien) große Verbreitung hat.

Die Waschbergzone ist durch Oberflächenkartierung und Bohrungen, die sie durchteuften, in ihrem Schichtaufbau gut bekannt (siehe auch die Beilage 5 und 8). Die Schuppen bestehen zum Großteil aus der schon genannten sandig-tonigen Schichtfolge des Eggenburgien-Ottnangien (unteres Miozän), in die meist kleine Vorkommen älterer Gesteine, teils als eingeglittene Schollen, teils als tektonische Abschürfungen des Beckenuntergrundes, eingelagert sind. Bei letzteren handelt es sich um Gesteine, die aus der Zeitspanne Oberjura bis Oligozän stammen und nachfolgend beschrieben werden.

III.5.2. Schichtfolge

Die Klentnitzer Schichten stammen aus der Oberjurazeit und setzen sich aus dunkelgrauen Mergelsteinen und Kalksandsteinen, die mm-große Quarze und Fossilbruchstücke enthalten, zusammen (Tabelle 16).

Der gelb-weiße Ernstbrunner Kalk bildet den Hauptteil der landschaftlich reizvollen Leiser und Falkensteiner Berge sowie der Staatzer Klippe. Der Kalk entstand aus einem Korallen- und Schwammriff des oberen Jura und tritt auf Grund seiner Dichte und Härte bei der Abtragung der umhüllenden Sedimente morphologisch aus der Landschaft hervor.

Gesteine aus der Unterkreide sind bisher aus der Waschbergzone nicht bekannt.

Die Klementer Schichten sind als graue Mergelsteine und graugrüne mergelige Sandsteine ausgebildet. Sie umfassen den Zeitbereich der Oberkreide. Glaukonitkörner verleihen diesen Schichten oft eine charakteristische, grünliche Farbe. Seeigel- und Tintenfischreste sind nicht selten darin zu beobachten.

Die ältesten Schichten des Alttertiärs sind die Bruderndorfer Schichten (Tabelle 18). Weiße und graue Fossilkalke, gelbbraune Feinsandsteine und braune Mergelsteine vertreten die Stufe des Danien (unteres Paleozän).

Die Zaya-Schichten (Oberpaleozän) sind graubraune, manchmal grünbraune Tonsteine und Tonmergelsteine, in die eine weiße Kalkbank aus Rotalgen, Bryozoen (Moostierchen), Muscheln und Seeigeln eingeschaltet ist.

Die Vorkommen von Waschbergkalk des Michelberges, Waschberges und Praunsberges sind Teile eines Riffgürtels zur Zeit des Unter- bis Mitteleozäns. Neben Korallen, Schwämmen und anderen Organismen sind die von der Böhmischen Masse stammenden, oft metergroßen eingelagerten Kristallingesteinsbruchstücke bemerkenswert. Die mitteleozänen Haidhofschichten setzen sich aus rostbraunen, eisenhältigen Mergelsteinen und Kalkmergeln zusammen, in denen Schalen von Brachiopoden (Armfüsser) charakteristisch sind. Die Reingruberserie des Obereozän besteht aus hellbraunen tonigen Feinsandsteinen, rostbraunen Grobsandsteinen und weißen Algen- und Bryozoenkalken.

Nördlich des Zayaflusses bis zur Staatsgrenze bei Drasenhofen sind die Schichten des Unter- und Mitteloligozäns verbreitet. Die Namen Pausramer Schichten, Submenilit- und Menilitschichten stehen für gebänderte Mergelsteine, bunte Tonsteine, kieselige Tonschiefer und feinkörnige, weiße Mergelkalke. Diese Schichtfolge wurde in einem tieferen Meer gebildet.

Aus dem Oberoligozän sind die Thomasler Schichten mit dunkelgrauen, feinsandigen Tonmergelsteinen und Sandsteinen mit Geröllen, die küstennähere Ablagerungen darstellen, bekannt. Die hellgrauen, kalkigen Mergelsteine der Michelstettener Schichten wurden im offenen Meer abgelagert und sind die jüngsten Sedimente des Alttertiärs.

Die Hauptmasse der Gesteine der Waschbergzone besteht, wie schon erwähnt, aus Schichten des Eggenburgiens bis Ottnangiens (Untermiozän). Sie setzen sich aus einer Tonstein-Sandsteinsequenz zusammen, die in einem tieferen Meeresteil, teils in Form

von Trübeströmen (Turbiditen), abgelagert wurde. Der gängige Name dafür ist Auspitzer Mergel und Steinitzer Sandstein. Im Karpatien wurde dieser Sedimentstapel in der letzten Phase der alpin-karpatischen Gebirgsbewegungen gegen NW geschoben. Vor 16 Millionen Jahren wurde die Waschbergzone zum Festland.

Literaturauswahl für den Abschnitt III.5.:

ABEL, O. 1897 b, 1899 a und 1899 b; BACHMANN, A. 1971; BACHMAYER, F. 1947, 1958 und 1964; BACHMAYER, F. & GRILL, R. 1958; BRIX, F. & FUCHS, R. 1984; BRIX, F., KRÖLL, A. & WESSELY, G. 1977; CICHA, I., CHMELIK, F., PICHA, F. & STRANIK, Z. 1964; FUCHS, W. 1976; GANNS, O. & SCHMIDT-THOME, P. 1955; GLAESSNER, M. F. 1931 und 1937; GOHRBANDT, K. 1962; GRILL, R. 1953, 1962 a und 1968 c; GRILL, R. et al. 1963; JÜTTNER, K. 1933; KOHN, V. 1911; KÜHN, O. et al. 1930; KÜHN, O. 1960; LOBITZER, H. 1978; NOWACK, E. 1921; PAPP, A. 1961 und 1962 a; PAPP, A., KRÖLL, A. & FUCHS, R. 1978; RZEHAK, A. 1888 und 1891; SEIFERT, P. 1982; SEIFERT, P., STRADNER, H. & SCHMID, M. 1978; STRADNER, H. 1962 und 1978 b; THENIUS, E. 1974 und 1983; TOLLMANN, A. 1985; VETTERS, H. 1905.

III.6. Die Nordalpen

von Godfrid WESSELY und Ludwig WAGNER

III.6.1. Rückblick

Bereits seit den Anfängen der Ölsuche in Österreich spielte die alpin-karpatische Überschiebungseinheit in Form der Flyschzone im Untergrund des Wiener Beckens eine nicht unbedeutende Rolle. Sogar der erste Ölfund, wenn auch noch nicht wirtschaftlich, erfolgte im Flysch des Steinberggebietes (Windisch-Baumgarten 1 a, 1930; siehe auch Kapitel III.3.).

Bis zum Ende der fünfziger Jahre war jedoch das Hauptaugenmerk der Exploration auf die tertiäre Füllung des Wiener Beckens und der Molassezone gerichtet. Ab diesem Zeitpunkt, bis zu dem viele Öl- und Gasfelder entdeckt worden waren, lieferten Funde im kalkalpinen Untergrund des Beckens einen starken Impuls für die alpine Exploration (Tabelle 25): Erdgasfunde im Hauptdolomit von Aderklaa, dem die Gasfunde Baumgarten, Schönkirchen-Gänserndorf Übertief, Reyersdorf und Hirschstetten sowie die Ölfunde Schönkirchen Tief und Prottes Tief folgten. Sie sollten später die Hinwendung der Exploration zu den Kalkalpen auch außerhalb des Wiener Beckens in Form der ersten Kalkalpenbohrung Urmannsau 1, 1966, nach sich ziehen.

Ebenfalls gegen Ende der fünfziger Jahre wurden durch Molassebohrungen in Nieder- und Oberösterreich die Voraussetzungen für den Aufschluß unter den Alpen geschaffen: in Niederösterreich erschlossen Bohrungen der ÖMV AG unter der Molasse das Autochthone Mesozoikum in Form von Jura und Oberkreide mit Speicher- und Muttergesteinen an der Ostflanke der Böhmischen Masse (erster Bohraufschluß durch Staatz 1, 1959). Dies mündete in die Aufschlußaktivität in der vermuteten südlichen Fortsetzung des autochthonen Jura. In den Kalkalpen wurde die Bohrung Berndorf 1/NÖ (1978/79) abgeteuft, die allerdings unter Molasse nur Kristallin antraf. Unter der Flyschzone erfolgte 1982 der Fund des Gaskondensatfeldes Höflein.

Unabhängig von diesen Explorationsaktivitäten auf das Autochthone Mesozoikum wurden bereits ab 1959 auch in der südlichen Fortsetzung des Kristallinspornes der Böhmischen Masse (Beilage 5) unter die Alpen Niederösterreichs südlich der Donau Bohrungen in der Flyschzone abgeteuft (Tabelle 19), um, ausgehend von der Vorlandmolasse, oligozäne Sandsteine der Molassebasis zu erschließen. Die er-

ste dieser Bohrungen und somit die erste alpine Bohrung, die die Decken der Flyschzone durchteufte und 4 km von der Flyschstirne entfernt in die Molasse und schließlich in den kristallinen Untergrund eindrang, war Texing 1, durchgeführt im Rahmen einer Arbeitsgemeinschaft bestehend aus ÖMV, BP, DEA und Preussag.

In Oberösterreich regten Öl- und Gasfunde im Eozän und Mesozoikum an der Südwestflanke der Böhmischen Masse durch die RAG (ab 1956), in den sechziger Jahren auch durch die ÖMV, zur Ausdehnung der Exploration unter die Alpen an. Zunächst wurde der Bereich unter der Flyschzone exploriert (Öl im Eozän in der RAG-Bohrung Kirchham 1, 1965; Tabelle 20). Ab Anfang der 80er Jahre wurde immer mehr auch die Schuppenzone aus Molasse und ihrer ehemaligen Basis unter und vor der Flysch/Helvetikumstirne Ziel der Exploration. Beispiele dafür sind die Bohrungen Oberhofen 1 (1981/82), Mühlreith 1 (1988) und die in Salzburg liegende Bohrung Berndorf 1/Sbg. (1989).

Mit der Bohrung V-Au 1 in Vorarlberg wurde ein Aufschluß im Helvetikum durchgeführt, wobei sandig-mergeliger Dogger und karbonatischer Malm des Kanisfluh-Aufbruches untersucht wurden.

III.6.2. Allgemeine Gegebenheiten

Die Nordalpen (Beilage 9 und 10) bieten zwei unterschiedliche Ziele für die Exploration auf Kohlenwasserstoffe (Abb. 193):

- den Bereich unter den Nordalpen oder das subalpin-autochthone Stockwerk mit seinem über dem Kristallin liegenden autochthonen Sedimentmantel (Speicher- und Muttergesteinsmöglichkeiten), seinen eigenen, relativ ruhig gelagerten Strukturtypen und seiner spezifischen Kohlenwasserstoffgenese (Fischschiefer des tiefsten Oligozäns, Autochthones Mesozoikum; siehe auch Kap. III.4.).
- den Alpenkörper selbst, bestehend aus dem Kalkalpin mit seinen überwiegend karbonatischen Schichtfolgen (gute Speichergesteine - weniger günstige Abdichtungschancen) und mit seinen alpinen Strukturformen, ferner bestehend aus der Flyschzone, dem Helvetikum und Molasseschuppen an der Alpenfront. Helvetikum und Molasseschuppen können prospektiv sein.

III.6.2.1. Subalpin-autochthones Stockwerk

Nach der Paläogeographie des Molasseuntergrundes kann man das subalpine Explorationsgebiet in drei Abschnitte gliedern (Abb. 134 und 135):

- Das Gebiet, in dem das Kristallin des Südspornes der Böhmischen Masse weit unter die Alpen reicht und nur von der Tertiärbasis bedeckt wird, wobei im Westteil Eozänsande, im Ostteil Sande des Egeriens als Speichergesteine eine Rolle spielen.
- Das Gebiet östlich dieses Spornes, in dem sandige Sedimente des Dogger und Karbonate des Malm Bedeutung als Speicher erlangen (Autochthones Mesozoikum).
- Das Gebiet westlich des Spornes, das die größte Ausdehnung einnimmt und das daher eine stratigraphisch-faziell weitreichende Gliederung besitzt: Trias und tieferer Jura im äußersten Westen, mittlerer bis höherer Jura sowie Kreide in verschiedenen Ausbildungen über die gesamte Fläche (Autochthones Mesozoikum). Transgressiv darüber liegt als Molassebasis Obereozän. Alle diese Schichten enthalten bei bestimmter Entwicklung Speichergesteine.

Der subalpine Sedimentbestand des Autochthonen Mesozoikums östlich des Spornes der Böhmischen Masse, bereits erbohrt in Höflein, St. Andrä-Wördern und Mauerbach, setzt sich aus Dogger und Malm zusammen. Der tiefere Dogger besteht aus Deltaablagerungen („Grestener

Gruppe") mit ihrer Interngliederung in basale, kontinentale, kohleführende Deltasande, marine dunkle außerhalb der Deltaschüttungen abgelagerte Prodeltatone, marine höhere Deltasande und abermalige Prodeltabildungen. Der Deltakomplex kann, wie dies im Schnitt Stockerau-Höflein ersichtlich ist, an synsedimentären Brüchen in asymmetrischen Grabenstrukturen abgesenkt sein (Beilage 9).

Im oberen Dogger schließlich beginnt karbonatischer Einfluß und es werden einheitliche, sandige Dolomite mit Hornsteinlagen (Gasspeichergestein in Höflein) abgelagert und zwar in z. T. übergreifender Lagerung über dem Deltakomplex und dessen Bruchschollenbau. Der Malm, der in Höflein erschlossen wurde, besteht aus Kalken der randlichen Ausbildung (Altenmarkter Schichten), die von einer Beckenfazies mit dunklen Mergelsteinen (Mikulovmergel) überlagert wird. Der Malm könnte südwärts eine differenziertere Fazies erlangen (u. a. eingeschaltete Riffe, Dolomitisierungen).

Der subalpine Sedimentbestand des Autochthonen Mesozoikums westlich des Spornes der Böhmischen Masse ist erst durch wenige Bohrungen erschlossen worden (Beilage 5). Neben diesen Bohrinformationen sind daher paläogeographische Extrapolationen aus dem besser erbohrten Vorland heranzuziehen, da die stratigraphischen und faziellen Sedimenteinheiten meist schräg unter die Alpen reichen. Zusätzlich können Indikationen aus der Seismik herangezogen werden. Die tiefsten Schichten des Autochthonen Mesozoikums sind im Westen zu erwarten, wo die Bohrung Sulzberg 1 knapp nördlich der Alpenstirn über dem Kristallin Trias (Muschelkalk, Keuper, Rhät) und Jura (Lias, Dogger und Malm) erbohrt hat. Außer dem Dogger und dem Malm dürften diese Schichten sukzessive ostwärts ausheben, dafür setzen Unter- und Oberkreidegesteine ein.

Im Raum Oberösterreich sind bereits direkte Bohrinformationen aus dem subalpinen Bereich gegeben (u. a. Molln 1, Grünau 1, Steinfelden 1, Kirchham 1). Im wesentlichen liegen über dem Kristallin fluviogene Sande des Dogger (Steinfelden 1, Grünau 1, Molln 1), darüber folgt Malm mit vertikal und lateral variabler Karbonatfazies (Kalke und Dolomite, abschnittsweise mit Hornsteinen in den Bohrungen Steinfelden 1 und Grünau 1 (Abb. 144 und 136).

Unterkreideschichten (Barreme-Apt nach Palynomorpha) wurden in Grünau 1 unter Eozän angetroffen. Sie sind marin entwickelt und bestehen aus basalen Sandsteinen (Ölführung) und detritischen Kalken im Hangenden. Diese Schichten liegen mit faziellen und mächtigkeitsmäßigen Abwandlungen auch in Molln 1 vor. Die Oberkreide transgrediert teils auf Gesteine des Mesozoikums, soweit diese von der vorkretazischen Erosion erhalten sind, teils auf Kristallin, vor allem in Richtung Küstennähe im Osten des mesozoischen Verbreitungsgebietes. Wie die knapp nördlich der Flyschstirne gelegene Bohrung Steyr 1 zeigt, setzt sich die mächtige Oberkreide-Abfolge, wie sie im östlichen Molasseanteil Oberösterreichs bekannt ist, südostwärts unter die Alpen fort. Über unterschiedlichen Basalbildungen, teils marin, teils terrestrisch-fluviatil, folgt generell Turon (Mittelkreide) mit mariner mergeliger glaukonitischer Entwicklung, sodann im oberen Turon, Coniac und Santon überlagert von teils marinen, teils kontinentalen, mächtigen Deltasedimenten. Westwärts zu fingern dieselben in eine marine Schelf-Entwicklung (Siernning 1, Aschach 1, Haagen 1, Oberdambach 1) auf. Die Bohrung Molln 1 erfaßte marines Cenoman mit einer Einlagerung roter Sandsteine. In einer marinen Entwicklung des Turon bis Coniac ist dort noch der marine Deltafächer des oberen Turon mit 20 m Mächtigkeit eingeschaltet.

Die Erhaltung der autochthonen, mesozoischen Sedimente unter der Molasse hängt sehr von den Erosionsvorgängen vor der Oberkreide und vor allem vor dem Eozän (Westflanke des Spornes) bzw. vor dem Oligozän (Spornbereich der Böhmischen Masse und östlich davon) ab. Es gibt Bereiche (westlich des Spornes in Kirchdorf 1), wo sämtliche mesozoische Sedimente abgetragen wurden und nur mehr Eozän transgrediert. Besonders ausgeprägt ist die voreozäne Erosion

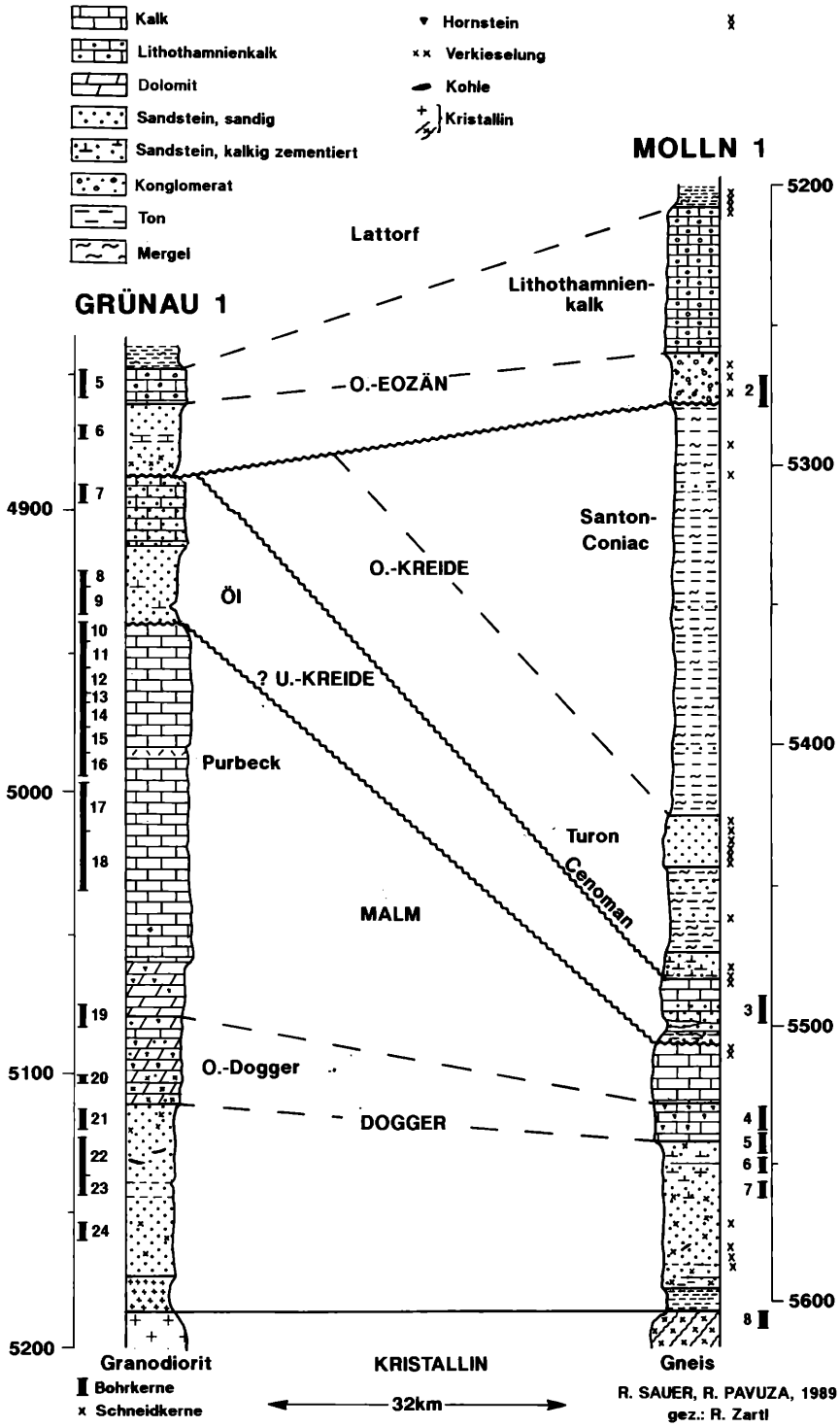


Abb. 144. Autochthones Mesozoikum in den Bohrungen Grünau 1 und Molln 1 unter den Kalkalpen Oberösterreichs

im Raum Steyr (Abb. 136). Westlich der Steyrer Störung existiert ein 700 m mächtiges Oberkreidepaket (Steyr 1), wenige km weiter östlich (Steyr 2) fehlt dasselbe gänzlich. Es liegt nur Kristallin unter der Molasse vor und Eozän greift diskordant über die Kreide, die Störung und das Kristallin. Die Erosion erfolgte an Paläohochzonen, wobei diese nicht mit heutigen Hochzonen des Untergrundes ident sein müssen (Inversionen). Die voroligozänen Erosionen von mesozoischen Sedimenten im Spornbereich, soweit letztere überhaupt zur Ablagerung gelangten, belegen die Bohrungen Urmannsau 1 und Berndorf 1/NÖ.

Der strukturelle Bau des Autochthonen Mesozoikums unter den Nordalpen ist erst fragmentär erfaßt. Hochzonen, bruchbegrenzte Horstzonen, Anlagerungsstrukturen können aber bereits jetzt durch die Seismik festgestellt werden.

Über die Molassesedimente unter den Nordalpen gibt es ausreichende Informationen aus dem Bereich unter der Flyschzone, wenige Punkte geben Aufschluß darüber auch unter den Kalkalpen.

Die Subalpine Molasse im Bereich des Spornes der Böhmischen Masse ist geringmächtig und besteht aus Schichten des Egeriens bis Eggenburgiens. Sande des Egeriens (Melker Sande) bildeten vielfach das Bohrziel, das auch in einigen Fällen erreicht wurde, wobei entweder geringe Porosität durch stärkere Zementierung (z. B. Getzwiesen 1, Hof 1) oder gute Porosität und Salzwasserzufluß (z. B. Manzing 1) zu verzeichnen waren. Die Lokalisierung der Egeriensandsteine durch die Seismik ist zufolge ihrer geringen Mächtigkeit über dem Kristallin schwierig, an Hochzonen dürften sie auch fehlen (z. B. in St. Corona 1). Die Kalkalpenbohrungen Urmannsau 1 und Berndorf 1/NÖ erbohrten eine sandig-mergelige Molasse, an deren Basis nur Grobklastika vorliegen. Das Eggenburgien ist als Sandstreifenschlier entwickelt, in einigen Fällen (z. B. in St. Corona 1) wurde Buchbergkonglomerat jeweils als Unterlage der Flyschüberschiebung erbohrt.

An der Ostflanke des Spornes der Böhmischen Masse wurde im alpinen Raum bisher kein Egerien angetroffen. Eggenburgien liegt teils in autochthoner Position (Mauerbach 1 a), häufiger aber in Form abgeschobener tektonischer Keile vor (Bereich Höflein).

Die Autochthone Molasse westlich des Spornes der Böhmischen Masse in der gesamten Erstreckung der oberösterreichischen Flyschzone beginnt mit Eozän mit Ausnahme der Bohrung Kürnberg 1, wo Rupelien auf Kristallin liegt. Die Sandsteine des Eozän werden fallweise von Lithothamnienkalken überlagert und von limnischen Schichten mit bunten Mergeln (Oberdambach 1) unterlagert.

Eozän wurde auch in den Kalkalpenbohrungen Grünau 1 und Molln 1 in Tiefen von nahezu 5000 m angetroffen, allerdings in dichter Ausbildung. Wie im Vorland folgt über dem Eozän jeweils Latdorfien und Rupelien mit Fischschiefern, hellem Mergelkalk und Bändermergel. Darüber liegt die Puchkirchener Serie des Egerien mit einigen Schüttungsfächern aus Sanden und Konglomeraten, die bisher aber noch keine Bedeutung als Speichergestein erlangt haben. Fischschiefer und Bändermergel weisen ein gutes Muttergesteinspotential auf.

III.6.2.2. Alpines Stockwerk

Sowohl die Bohrungen, die die Nordalpen durchteuften, als auch jene die darin eingestellt wurden, brachten eine Bestätigung des alpinen Deckenbaues, sowohl großtektonisch wie im Teilbereich (Beilage 9 und 6).

Es konnten die Überschiebungen der Kalkalpen, des Flysches und des Helvetikums über die jeweils nächsttiefere Einheit erbohrt werden. Letztlich wurde ein Zusammenspiel von Überschiebung oder Eingleitung alpiner Stirnschuppen und von Molassesedimenten erfaßt. Es zeigte sich, daß unter dem Kalkalpin der Flysch und manchmal auch das Helvetikum tektonisch ausgequetscht und vor der Kalkalpenstirn zusammengestapelt wurden.

Auch die Untergliederung des kalkalpinen Deckenpakets in einzelne Teileinheiten, wie sie von der Oberfläche her bekannt sind, findet sich in den Bohrungen.

Die Gliederung des Flysches in seine Teileinheiten fußt auf umfangreichen petrographischen und paläontologischen Untersuchungen und ist in vielen Fällen noch im Gange. Im Helvetikum muß eine westliche, teilweise durch die Bohrung Vorarlberg-Au 1 sowie die Bohrungen Hindelang 1, Kierwang 1 und Maderhalm 1 in der BRD erschlossenen Ausbildung von einer östlichen, fast nur durch bunte Mergel vertretenen, jüngeren Entwicklung getrennt werden (Buntmergelserie). Letztere liegt meist nur in Form von Abscherungsresten vor und ist oft Bestandteil von Stirnelementen.

Dem alpinen Stockwerk sind auch die Molasseschuppen unter und vor der Flyschstirne zuzuordnen. Es handelt sich um Eingleitungen von Molasseanteilen (Eozän bis Puchkirchener Serie) samt ihrer ehemaligen Basis (meist Oberkreide). Als Speichergesteine fungieren dieselben Sande des Eozäns und Oligozäns, wie sie in der Autochthonen Molasse vorliegen.

Die Schichtbestände der erbohrten alpinen Einheiten entsprechen den an der Oberfläche ersichtlichen stratigraphisch-faziellen Einheiten.

Als Speichergesteine im Kalkalpin sind in Analogie zum Untergrund des Wiener Beckens die triadischen Dolomite (Hauptdolomit, Wettersteindolomit) anzuführen. Die Porosität gründet sich hauptsächlich auf Klüftung. Kalke haben infolge Kalzitausfüllungen der Klüfte keine guten Speichergesteinseigenschaften. Abdichtungsgesteine bilden Werfener- und Lunzer Schichten, aber auch Gosau-Paleozänsedimente infolge ihres Gehaltes an tonigem und mergeligem Material sowie dichten Sandsteinen. Auch Anhydrite und Anhydritdurchäderung bewirken Abdichtung (Permoskyth, Anis, Oberkarn, Nor/Rhät-Grenzbereich).

Die Belieferung mit Kohlenwasserstoffen ist aus tieferen Oligozänschichten, aus dem Autochthonen Mesozoikum, bei günstigen Versenkungsbedingungen aber auch aus bestimmten Anteilen des kalkalpinen Stockwerkes zu erwarten.

An Strukturtypen im Kalkalpin sind alle Formen von Antiklinalbildungen (breitere Aufwölbungen in ruhig gelagerten Zonen, engere Antiklinalen in stärker verformten Bereichen, wie z. B. in Molln 1) sowie Aufschiebungskeile und isolierte Schuppen vorstellbar.

In der Flyschzone und im Helvetikum konnten bisher keine Lagerstätten aufgefunden werden. Die Chancen sind jedoch im Helvetikum westlicher Ausbildung nach den Testergebnissen der Bohrung Hindelang 1 in Deutschland, die Gaszustrom in wirtschaftlich noch nicht verwertbarer Form erbrachten, gegeben.

III.6.3. Aufschlußergebnisse

Der alpine Aufschluß basiert nach dem Stande von 1991 auf einer kompletten gravimetrischen und magnetischen Vermessung, weiters auf zahlreichen, z. T. klassischen, oberflächengeologischen Kartierungen und Strukturanalysen, auf einem 2D-Seismiknetz im Ausmaß von über 6500 km zuzüglich einer 3D-Seismikmessung in Höflein sowie auf 25 Aufschluß- und Untersuchungsbohrungen im Flysch (14 ÖMV, 11 RAG) und 7 ÖMV-Bohrungen in den Kalkalpen, von denen 4 das subalpine Kristallin erreichten (Beilage 5), weiters auf etliche Bohrungen, die Molasseschuppen durchteuften. Eine Übersicht soll die in den Bohrungen der Flysch- und Kalkalpenzone nachgewiesenen alpinen und subalpinen tektonischen Großeinheiten darstellen (Tabelle 19–21).

Nach den Bohrergebnissen (vor allem von Berndorf 1 in NÖ) sind die Alpen nachweisbar 38 km, tatsächlich jedoch um ein Vielfaches dieses Betrages, spät- oder nacholigozän auf ihre subalpine Unterlage geschoben worden (Beilage 9).

Diese Vorgänge haben dadurch den darunter an Ort und Stelle entstandenen autochthonen Sedimentmantel (Tertiärmolasse, Oberkreide, Jura, ganz im Westen auch Trias), vor nacholigozäner Abtragung bewahrt. Es liegen Speichergesteinsmöglichkeiten in Form von Sandsteinen und Karbonaten vor. Für die strukturelle Fallenbildung von Bedeutung ist, daß die

Tabelle 19. Alpine Bohrungen und erbohrte tektonische Einheiten

I. FLYSCHZONE NIEDERÖSTERREICHS (ÖMV)

Tektonische Einheit	Höflein 1	St. Andrä 1	Wördern U1	Mauerbach 1a	St. Corona 1	Neulengbach 1	Getzwiesen 1	Manzing 1	Hof 1	Perschenegg 1	Texing 1	Karnberg 1	Behamberg 1
Flyschzone	1951	1765	424	2364	2060	542	1520	1658	1315	1624	930	2170	424
"Helvetikum"								1900		1684	1140	2364	
Molasse incl.Schuppenz	2504	3428	3122	3038	2327	1225	1883	2425	1710	1725	1730	2953	1517
Autoch. Kreide													
Autoch. Jura	3245	3622	(3618)	3457									
Kristallin + Paläozoikum	3298,8	3664,4		3487,3	2364,5	1304	1902	2509	1793,6	1772	1770	2981	1531
m. ü. NN *)	168,2	259,3	169,7	304,5	675,1	329,2	493,4	453,6	396,0	392,7	385,1	516,7	431,2

Teufenangaben (in m): relative Teufe (Unterkante)

(3618) Unterkante nicht erreicht

*) Bezieht sich auf die Seehöhe des Bohrplatzes

Tabelle 20. Alpine Bohrungen und erbohrte tektonische Einheiten

II. FLYSCHZONE OBERÖSTERREICHS (RAG/ÖMV)

	ÖMV	RAG	RAG	RAG	RAG	ÖMV	ÖMV	RAG	RAG	RAG
Tektonische Einheit	Oberdambach 1	Siernin g 1	Haagen 1	Aschach 1	Wartberg 1	Kirchdorf 1	Steinfelden 1	Kirchham 1	Regau 1	Oberhofen 1
Flyschzone	1997	324	1925 [1]	2157 [1]	1620,4 [1]	2600	1055	1370 [1]	3347,5	794
"Helvetikum"		441,8					1872			2180 [1]
Molasse incl.Schuppenz	2698	1851,5	2446,2	2619,6	2865,6	4327	3317	3030,3	3625,8	4391
Autoch. Kreide	3010	2083	2602,1	2750,1			3336	3074,5	3685	
Autoch. Jura							3392	(3175) [2]	3948,8	(4597)
Kristallin + Paläozoikum	3020	2107,5	2614,5	2768,2	2895	4375	3422		3971	
m. ü. NN *)	495,6	373,1	439,1	505,6	422,5	697	496,5	479,3	601,8	

Teufenangaben (in m): relative Teufe (Unterkante)

(4597) Unterkante nicht erreicht

[1] Flysch + Helvetikum verschuppt

[2] Mögliches Oberkarbon ab 3172 m

*) Bezieht sich auf die Seehöhe des Bohrplatzes

Tabelle 21. Alpine Bohrungen und erbohrte tektonische Einheiten

III. KALKALPEN ÖMV

Tektonische Einheit	Berndorf 1	Urmannsau 1	Mitterbach 1	Molln 1a–d	Grünau 1	Vordersee 1	Vigaun U1
Kalkalpin	5640	1970	2536	4665	1960	(4264)	(1354,4)
Klippenzone			(3062)		2704		
Flyschzone	5910	2100					
Helvetikum		2925		4710	3445		
Molasse	5945	3015		5271,6	4888,3		
Autoch. Kreide				5500	4940,6		
Autoch. Jura				5595	5173		
Kristallin	6028,2	3033		5618,5	5209,4		
m. ü. NN*)	362,2	403,8	835,1	589,1	534,7	755,8	455,4

Teufenangaben (in m): relative Teufe (Unterkante)
(4264) Unterkante nicht erreicht

*) Seehöhe des Bohrplatzes

subalpine Unterlage im allgemeinen relativ flach gegen Süden einfällt, so daß Voraussetzungen für Aufwölbungs-, Bruchschollen- und Anlagerungsstrukturen, wie sie in jedem anderen Sedimentbecken zu erwarten sind, vorliegen. Durch die Aufstapelung der alpinen Decken gelangten Muttergesteine der subalpinen Unterlage in größere Tiefen, wodurch sie in günstige Bereiche für eine Kohlenwasserstoffbildung kamen. Infolge dieser „Unterschiebung" konnten immer neue Muttergesteinsvorkommen aus Molasse (Fischschiefer und Bändermergel) und möglicherweise Jura die Entstehungsbereiche von Öl („Ölfenster") und Gas passieren, wodurch sicher ein Vielfaches der KW-Kubaturen von ortsgebundenen Becken generiert werden konnte. Die relativ kühle Auflast der alpinen Decken bewirkte eine tiefere Lage des „Ölfensters".

In der bisherigen Bilanz der angetroffenen Kohlenwasserstoffvorkommen steht das produzierende Gas-Kondensatfeld Höflein der ÖMV AG unter der östlichen Flyschzone im Vordergrund (Abb. 189 und 190). Es wurde im Dogger mit 12 Bohrungen erschlossen. Die Porositäten, in ihren besten Werten gebunden an Hornsteinlagen der Dolomitischen Quarzarenitserie, haben Größenordnungen bis über 20%. Die Förderung des Feldes wurde 1987 aufgenommen und beträgt 400.000 m^3 Gas und 8,4 t Kondensat pro Tag. Mit der Bohrung Kirchham 1 (RAG) erfolgte der erste Ölfund unter der Flyschzone, mit Grünau 1 unter den Kalkalpen. Die Bohrung Molln 1 erbrachte den ersten Gasfund in den Kalkalpendecken außerhalb des Wiener Beckens.

Einige Bohrungen wiesen durch neuere Funde von Kohlenwasserstoffen in den Schuppen der Molasse deren Prospektivität nach. Bezogen auf die Puchkirchener Serie wurde geringer Ölzufluß in Oberhofen 1, starker Ölzufluß und Gas in Mühlreith 1 und erstmals eine größere Gaslagerstätte in Berndorf 1 (Salzburg) realisiert. Bei einem Teil dieser alpinen Funde war bisher keine anhaltende Förderung erzielbar (Grünau 1, Oberhofen 1). Mühlreith 1

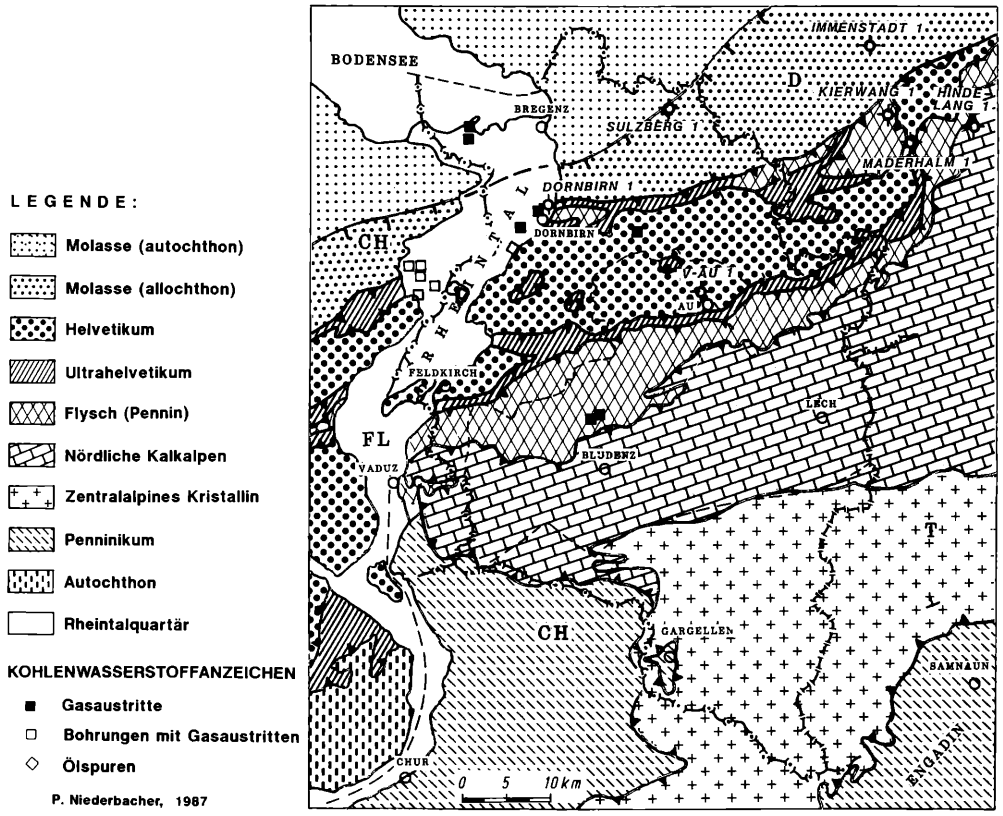


Abb. 145. Geologische Übersicht über das alpine und voralpine Aufschlußgebiet Vorarlbergs

erbrachte bei einer Testförderung aus mehreren Lagen 2120 t Öl und wurde konserviert. Berndorf 1/Salzburg fördert seit November 1991 in das Gasnetz der SAFE.

Auf dem unter die Alpen eintauchenden Kristallinsporn der Böhmischen Masse wurden im Basistertiär oder im verwitterten Kristallin kräftige Öl- und Gasanzeigen festgestellt (Urmannsau 1, Berndorf 1/NÖ, Kürnberg 1, Perschenegg 1, Neulengbach 1). Ein Gasfund im Eozän der Bohrung Steyr 2, ebenfalls über Kristallin befindlich, liegt nur knapp vor der Flyschstirne.

Eine Höffigkeit im kalkalpinen Internbau ist aus dem Gasfund in Molln abzuleiten. Die vorwiegend auf Kluftzonen in mitteltriadischen Kalken (Steinalmkalke) basierende Porosität konnte bisher noch nicht die für eine ökonomische Verwertung erforderliche Kubatur, wie sie in Dolomitgesteinen geläufig ist, erbringen, doch eröffnet sie große Perspektiven für den weiteren kalkalpinen Internaufschluß.

In den Weyrer Bögen wurde 1992/93 durch die Bohrung Unterlaussa 1 erstmals unter Lunzer und (?) Frankenfelser Decke ab 2080 m eine mächtige Gosau angetroffen. Die ab 2830 m einsetzende und bis 2899 m (E. T.) erbohrte Reichraminger Decke lag allerdings nur als dichter Opponitzer Anhydritkomplex vor, der keine Gasanzeichen zeigte.

Im Helvetikum Vorarlbergs (Abb. 145) wurden in der Bohrung V-Au 1 sowohl in der Bommersteinserie des Dogger, als auch im Quintner Kalk Gasanzeichen beobachtet, bei Tests konnte allerdings keine Porosität nachgewiesen werden (Abb. 146). Die Höffigkeit helvetikuminterner Strukturen wurde durch die Bohrung Hin-

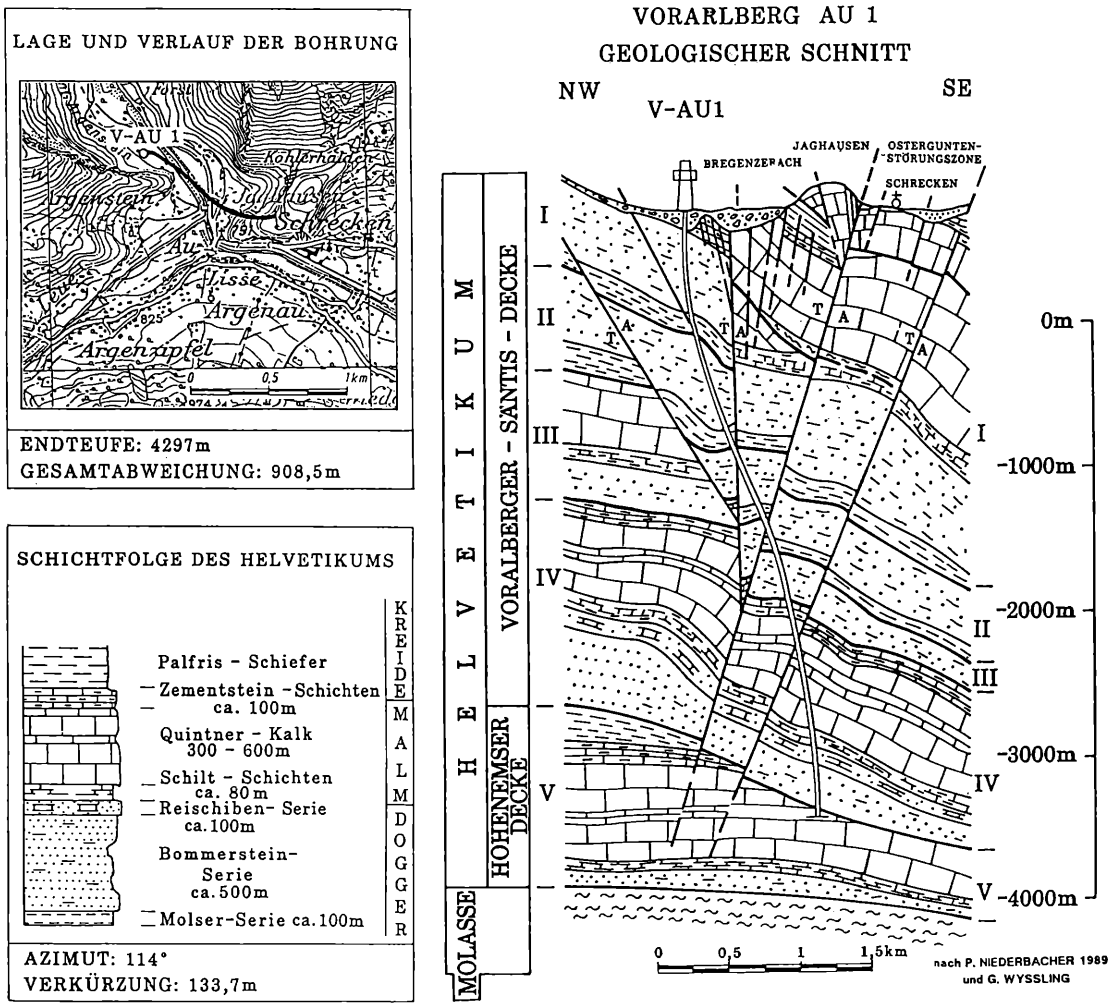


Abb. 146. Geologischer Schnitt durch die Aufschlußbohrung Vorarlberg Au 1

delang 1 in der BRD festgestellt, wo ein Test 10.000 m^3 Methan/h aus einer Kluftlagerstätte begrenzter Ausdehnung erbrachte.

Literaturauswahl für den Abschnitt III.6.:

ABERER, F. et al. 1958 und 1964; AMPFERER, O. 1935; BACHMANN, G. H. & MÜLLER, M. 1981; BACHMANN, G. H., KOCH, K., MÜLLER, M. & WEGGEN, K. 1981; BACHMANN, G. & SCHMIDTKALER, H. 1981; BECHSTÄDT, Th. & MOSTLER, H. 1975; BERGER, W. 1959; BOUMA, A. H. 1962; BRANDNER, R. 1978; BRIX, F. 1963, 1966, 1969, 1970 und 1990; BUCHHOLZ, G. 1979; COLINS, E., NIEDERBACHER, P. & WINKLER, G. 1988; COLINS, E., NIEDERBACHER, P. & SAUER, R. 1990; CORNELIUS, H. P. 1939; CZURDA, K. 1972; CZURDA, K. & NICKLAS, L. 1970; DULLO, W. 1980; EGGER, H. 1988 und 1989; FAUPL, P. 1983; FENNINGER, A. & HOLZER, H. L. 1972; FISCHER, A. G. 1964; FLÜGEL, E. 1963; FRIEDL, K. 1921, 1922 und 1931a; GATTINGER, T. E. 1973; GAUPP, R. 1982; GOHRBANDT, K. 1963; GOTTSCHLING, P. 1966; GÖTZINGER, G. 1954; GÖTZINGER, G. & EXNER, Ch. 1953; GÖTZINGER, G. & VETTERS, H. 1923; GRILL, R. et al. 1968; GRÜN, W. 1969; GRÜN, W., KITTLER, G. et al. 1972; GRÜN, W., LAUER, G. et al. 1964; HAGN, H. 1981; HAMILTON, W. 1989b;

HEISSEL, G. 1978; HEISSEL, W. 1958; HERTWECK, G. 1961; HUBER, K. et al. 1991; HUCKRIEDE, R. & JACOBSHAGEN, V. 1958; JAEGER, R. 1914; JANOSCHEK, R., KÜPPER, H. & ZIRKL, E. J. 1956; KOLLMANN, H. 1964; KRAMER, H. & KRÖLL, A. 1979; KRISTAN, E. 1958; KRISTAN-TOLLMANN, E. & TOLLMANN, A. 1962; KRÖLL, A., SCHIMUNEK, K. & WESSELY, G. 1981; KRÖLL, A. & WESSELY, G. 1967; KRYSTYN, L. & SCHÖLLNBERGER, W. 1972; LADWEIN, W. 1986; LANGE, P. 1956; LEIN, R. 1981 und 1985; LEISS, O. 1990a und 1990b; LOBITZER, H. 1974; MANDL, G. W. 1984a und 1984b; MOSTLER, H. & ROSSNER, R. 1977; MEDWENITSCH, W. 1962; MÜLLER, K. 1973; MÜLLER, M. 1985; MÜLLER, M., NIEBERDING, F. & WANNINGER, A. 1988; MÜLLER, M., NIEBERDING, F. & WEGGEN, K. 1992; MÜLLER-JUNGBLUTH, W. U. 1970; NIEDERBACHER, P. 1982; NIEDERMAYR, G. 1966, NOTH, R. 1951; OBERHAUSER, R. 1968 und 1980b; PAUL, C. M. 1898; PILLER, W. 1976; PILLER, W. & LOBITZER, H. 1979; PLÖCHINGER, B. 1961b, 1964a, 1964c, 1967, 1979, 1980, 1983 und 1984; PLÖCHINGER, B. & PREY, S. 1974; POLL, K. 1972; PREY, S. 1953a, 1953b, 1962a, 1962b, 1964, 1965, 1968, 1971, 1973, 1975a, 1979 und 1984; PREY, S., RUTTNER, A. & WOLETZ, G. 1959; RICHTER, M. 1969; RINGHOFER, W. 1976; ROSENBERG, G. 1965; RUF, W. 1963; RUTTNER, A. 1960 und 1963; SACHSENHOFER, R. F. 1987; SADATI, S.-M. 1981; SAUER, R. 1980; SAUER, R., SEIFERT, P. & WESSELY, G. 1992; SCHLAGER, W. 1969; SCHNABEL, W. 1970 und 1979; SCHÖLLNBERGER, W. 1973; SCHRAMM, J.-M. 1982; SCHWINGENSCHLÖGL, R. 1981 und 1986; SOLOMONICA, P. 1935; SPENGLER, E. 1953, 1956 und 1959; SPITZ, A. 1920; SUMMESBERGER, H. & WAGNER, L. 1971 und 1972; STRADNER, H. 1969b; THENIUS, E. 1974 und 1983; TOLLMANN, A. 1964, 1967, 1969a, 1970a, 1970b, 1973, 1976a, 1976b, 1980a und 1981; TRAUTH, F. 1937; WACHTEL, G. & WESSELY, G. 1981; WAGNER, L. 1970; WEBER, F. 1960; WEIDICH, K. F. 1984; WIDDER, R. W. 1986 und 1988; WIESENEDER, H. 1962a und 1968; WILLEJANOSCHEK, U. 1966; WOLETZ, G. 1950 und 1962; WURM, D. 1982; WYSSLING, G. 1984; ZACHER, W. 1973; ZANKL, H. 1969.

III.7. Das Pannonische Becken einschließlich des Mattersburger Beckens (Burgenland)

von Godfrid WESSELY

III.7.1. Einleitung

Von den 3965 km^2, die das Burgenland umfaßt, waren 3595 km^2 zeitweise Explorationsgebiet. Der größte Teil davon gehört dem Pannonischen Becken mit seiner relativ jungen Absenkungsgeschichte an. Dies gilt für den Seewinkel und die an die Schwelle der Brucker Pforte östlich anschließende Senkungszone (Abb. 147), für die Gebiete im Osten der Landseer Bucht und der Südburgenländischen Schwelle (Abb. 148). In all diesen Gebieten liegt der Schwerpunkt der Sedimentation im Pannonien und Pontien. Zu den Randschwellen zählen die Schwelle der Brucker Pforte, der Ruster Höhenzug und die Südburgenländische Schwelle. Sie bildeten die ehemaligen Randbereiche des Wiener und des Steirischen Beckens im Miozän mit bereits mächtigkeitsmäßig reduzierter, oft lückenhafter litoraler Randfazies, die sich in dieser Ausbildung von den Schwellenzonen gegen Osten abkippend unter den mächtiger werdenden Ablagerungen des Pannoniens und Pontiens verfolgen läßt. Auf den Schwellenzonen selbst kommt gelegentlich der Untergrund zu Tage: unterostalpines Kristallin im Ruster Höhenzug, Penninikum und Devon der Arnwieser Gruppe bzw. des Grazer Paläozoikums auf der Südburgenländischen Schwelle.

Das Mattersburger Becken (Abb. 118 und Beilage 3) ist seiner Entwicklung und seinem Sedimentbestand nach als Teilbecken des Wiener Beckens aufzufassen.

Westlich der Südburgenländischen Schwelle hat Burgenland Anteil am Steirischen Becken. Dieses Gebiet wird im Kapitel III.8. beschrieben.

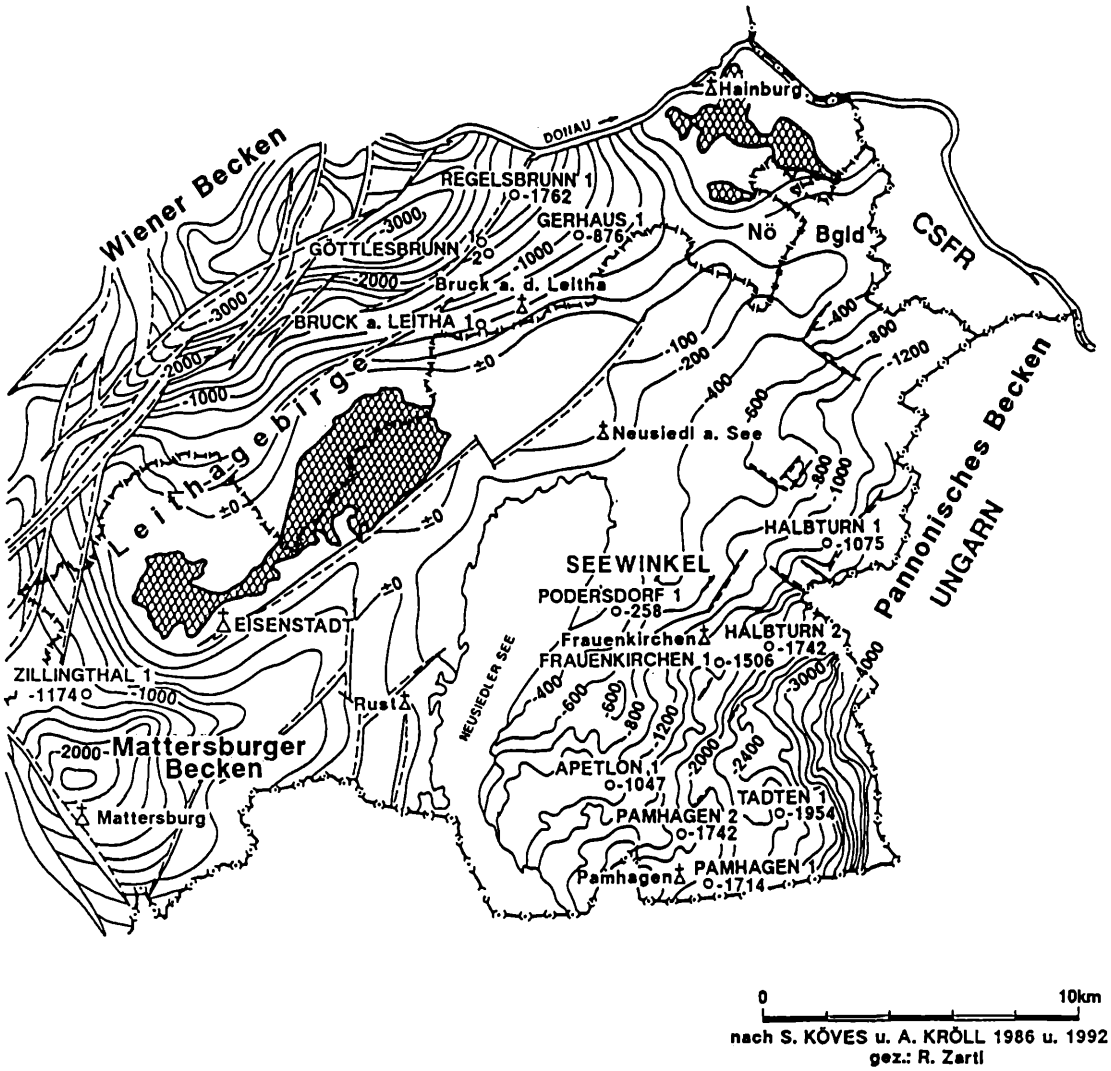


Abb. 147. Karte des vorneogenen Untergrundes im Nordburgenland

In den als öl- und gashöffig betrachteten Gebieten wurde eine intensive Explorationstätigkeit mit Seismik und Aufschlußbohrungen durchgeführt.

Während Struktur- und Speichergesteinsbedingungen meist in ausreichendem Maße vorhanden sind, mangelt es am Angebot von Kohlenwasserstoffen. Die Frage der Kohlenwasserstoffgenese kann nur im ungarischen Raum beantwortet werden, da der österreichische Anteil des pannonischen Beckens auf Grund der seichten Randlage zumindest für eine Ölbildung nicht im maturen Bereich liegt. Es müßten also aus der Beckentiefe der Kleinen Ungarischen Tiefebene Kohlenwasserstoffe in diesen Seichtbereich migriert sein. Einen unwirtschaftlichen Gaszustrom lieferte nur die Bohrung Tadten 1 im Seewinkel im Kristallinschutt. Die Größenordnung der Öl- und Gasfelder im östlich angrenzenden ungarischen Raum ist ebenfalls beschränkt. Bemerkenswert sind dort selbst CO_2-Lagerstätten.

Die Untersuchungstätigkeit im Burgenland führte zu einer tieferen geologischen Kenntnis des Landes und erbrachte eine Reihe von Grundlagen für geothermale oder balneologische Vorhaben, da der österreichische Teil des pannonischen Beckens Anteil am dafür günstigen thermischen Gradienten des pannonischen Raumes hat.

III.7.2. Explorationsgeschichte

Die Aufschlußtätigkeit im Burgenland reicht bereits bis in die Dreißiger-Jahre zurück, als mit „Podersdorf 1" und „Frauenkirchen 1" die ersten Bohrungen der Firmen Eurogasco und Austrogasco abgeteuft wurden (1936). Ab 1970 erfolgte eine umfassendere Aktivität mit der Erwerbung der Konzession Burgenland durch die ÖMV AG. Während sich die Exploration im Raum Mattersburg auf die Durchführung einer flächendeckenden 2 D-Seismik im Jahr 1973 beschränkte, wobei die 1946 fertiggestellte Bohrung Zillingthal 1 einen wichtigen Bezugspunkt darstellte, erlaubten die mehr Erfolg versprechenden Gegebenheiten im Seewinkel eine intensivere Untersuchungstätigkeit mittels Geophysik und Bohrungen. Es wurden zwischen 1971 und 1985 die Bohrungen Pamhagen 1 und 2, Tadten 1, Apetlon 1 sowie Halbturn 1 und 2 abgeteuft.

Im Raum des mittleren Burgenlands (Landseer Bucht) wurde nach seismischen Untersuchungen im Jahr 1981 die Bohrung Minihof 1 durchgeführt.

Im Südburgenland begann die Bohrphase bereits in den Jahren 1947 und 1948 mit Neuhaus K 1, Bachselten K 1, Mischendorf K 1 und Edlitz 1 im Nahbereich der Südburgenländischen Schwelle. Auf der Basis einer fundierten Seismik wurden die Bohrungen Güssing 1 (1982) im Pannonischen Becken, Litzelsdorf 1 (1980) sowie Jennersdorf 1 (1983) im Steirischen Becken abgeteuft. Die Bohrung Litzelsdorf 1 wurde einer balneologisch-geothermalen Nutzung zugeführt.

Auf Grund der Erfolglosigkeit des Aufschlusses auf Kohlenwasserstoffe im gesamten burgenländischen Raum wurde die Konzession von Teilgebieten mit Ende 1983, der restliche Teil (Seewinkel) mit Ende 1985 an den Bund zurückgegeben. Es wurden im Burgenland 17 Tiefbohrungen abgeteuft.

III.7.3. Geologische Ergebnisse

III.7.3.1. Pannonisches Becken (Raum östlich der Brucker Pforte, Seewinkel, Landseer Bucht, Südburgenland).

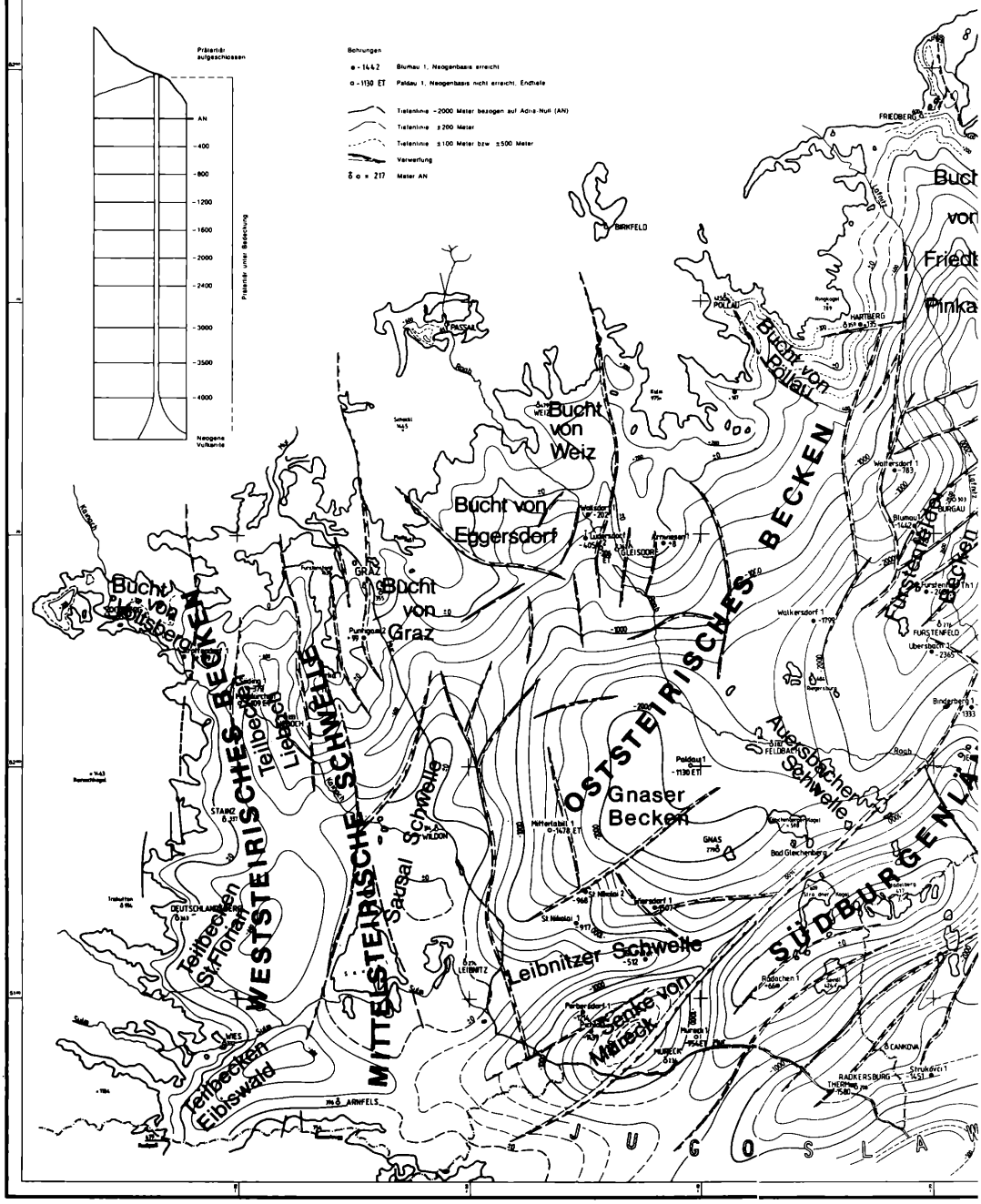
Im Raum östlich der Brucker Pforte und im Seewinkel geht die junge Abkippung und die Mächtigkeitszunahme des Pannoniens und Pontiens aus zahlreichen CF-Bohrungen und Tiefbohrungen generell hervor, ebenso deutlich die Lückenhaftigkeit und geringe Mächtigkeit des vorpannonen Miozäns (Abb. 149). In Podersdorf 1 transgrediert Pannonien sogar auf Kristallin. Nur fallweise kommt es auch zu Bruchbewegungen, die aber im Vergleich zum Wiener Becken von untergeordneter Bedeutung sind. Von den Schwellenbereichen der Brucker Pforte und des Ruster Höhenzuges sinkt das aus Kristallin bestehende Grundgebirge nur langsam bis zur Nähe der österreichischen Grenze in Tiefenbereiche von 1000 m, gewinnt aber dann rasch noch auf österreichischem Boden Tiefen bis 2000 m, im SE des Seewinkels sogar bis 4000 m. Nach ungarischen Bohrergebnissen könnte tieferes, vulkanoklastisches Neogen eine Rolle spielen. Die Speichergesteinsbedingungen sind stellenweise nicht ungünstig. Basalbildungen des Badeniens oder Sarmatiens lieferten immer wieder Wasserzuflüsse, ebenso Sande

STEIRISCHES BECKEN – SÜDBURGENLÄNDISCHE SCHWELLE

Reliefkarte des prätertiären Untergrundes

Herausgegeben von der Geologischen Bundesanstalt, Wien 1988

Autor: A. KROLL
nach Unterlagen von H. W. FLÜGEL und F. WEBER



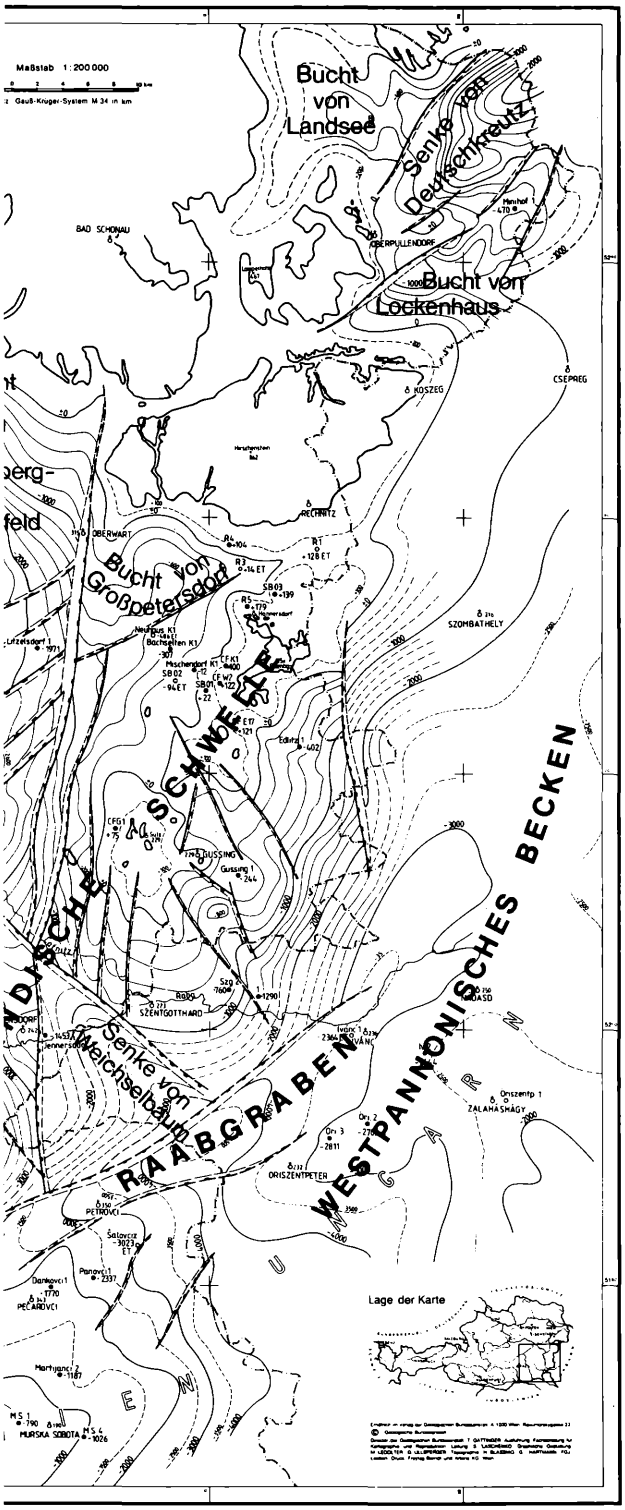


Abb. 148. Karte des vorneogenen Untergrundes im Oststeirischen Becken und der Südburgenländischen Schwelle

des Unterpannoniens, die zudem durch Auskeilen innerhalb der mächtig entwickelten Mergel im Strukturanstieg Fallenpositionen aufweisen würden (z. B.: Linie Pamhagen 1–2). Die getesteten Chloridwerte betrugen z. B. in Pamhagen 12.300 mg Cl/l im Badenien bzw. Kristallin und 14.750 mg Cl/l im Unter-Pannonien. Die mächtigen durchgehenden Sandkomplexe des Pontiens sind meist verbrackt oder ausgesüßt, da sie im Kontakt mit der Oberfläche stehen.

Das Aufschlußergebnis in der Landseer Bucht ist umrissen durch das Ergebnis der Bohrung Minihof 1 (Endtiefe 754 m), in der auf einer grenznahen Hochzone des kristallinen Untergrundes Pannonien über Karpatien/Ottnangien (Äquivalente der Brennberger Serie) transgrediert. Die Bohrung war nicht fündig. Nördlich davon reicht eine bis 2000 m tiefe buchtartige Einsenkung aus Ungarn auf österreichisches Territorium.

Der pannonische Anteil des Südburgenlandes ist durch die Bohrungen Edlitz 1 und Güssing 1 bekannt. In beiden Bohrungen liegt in wenigen hundert Metern Tiefe Pannonien oder Pontien direkt dem kristallinen Untergrund auf.

Die Bohrungen Litzelsdorf 1 und Jennersdorf 1 liegen im Steirischen Becken des südlichen Burgenlandes. Beide trafen vollständige Profile vom Badenien (Litzelsdorf 1 auch Karpatien) bis Pontien über paläozoischen Schiefern bzw. Quarzphylliten an (Abb. 150 und 148).

Die Südburgenländische Schwelle selbst ist für die Kohlenwasserstoffexploration zufolge der seichten Lage des Untergrundes eher bedeutungslos. Letzterer besteht entweder aus dichten, metamorphen Gesteinen, oder aus z. T. stark geklüfteten paläozoischen Dolomiten, die stellenweise zutage treten und daher durch Süßwasser geflutet sein dürften.

III.7.3.2. Das Mattersburger Becken

Als Mattersburger Becken wird das Gebiet zwischen dem Südrand des Leithagebirges, dem Ruster Höhenzug, der Mittelburgenländischen Schwelle und dem Wiener Becken betrachtet. Der Entwicklungsgeschichte nach ist es ein östliches Teilbecken des Wiener Beckens. Es wurde im Karpatien angelegt und der Schwerpunkt der Absenkung lag im Badenien, Sarmatien und Pannonien, während das Pontien zum Unterschied vom Pannonischen Becken, das östlich des Ruster Höhenzuges einsetzt, wenig Bedeutung besitzt. Während gegen Süden immer ältere Schichten zutage treten (Badenien, Karpatien) und diese auch größere Mächtigkeiten besitzen (das Karpatien bildet die kohlenführende limnisch-fluviatile Brennberger Serie), gewinnen gegen Norden zu auch jüngere Schichten an Bedeutung (Sarmatien, Pannonien). Das Karpatien keilt über Kristallin im Becken aus und erreicht nicht mehr den nördlichen Beckenrand. Die Westseite des Ruster Höhenzuges, der z. T. von Kristallin, z. T. von Ruster Schottern und Leithakalken des Badenien gebildet wird, ist von N–S-streichenden Störungen begrenzt. Die Grenzzone zum Wiener Becken ist ebenfalls durch ein junges Störungssystem gekennzeichnet, das auf junge Lateralbewegungen zurückzuführen ist. Die tiefsten Absenkungen liegen im Raum Sigleß-Hirm, wo sie 1500–2000 m erreichen. Störungssysteme dürften älteren und ganz jungen Generationen angehören, Inversionen bewirken starke Mächtigkeitsunterschiede der einzelnen Sedimentpakete.

Die Bohrung Zillingthal 1 erreichte bei 1412 m das Kristallin und wurde bei 1415 m eingestellt. In der Abfolge vom Pannonien bis Badenien (Karpatien ist als sehr fraglich anzusehen) wurden keine Kohlenwasserstofflagerstätten gefunden. Der Bereich des Mattersburger Beckens ist auf Grund der seichten Lage des aus Kristallin bestehenden Untergrundes als nicht ölhöffig anzusehen. Kohleführung im Karpatien, wie sie vom Brennberger Kohlerevier bekannt ist, bietet eine Entstehungsmöglichkeit von Methan an der südlicheren Beckenbasis. Speichergesteine dürften im Karpatien und an der Basis Badenien liegen. Die strukturellen Möglichkeiten sind begrenzt.

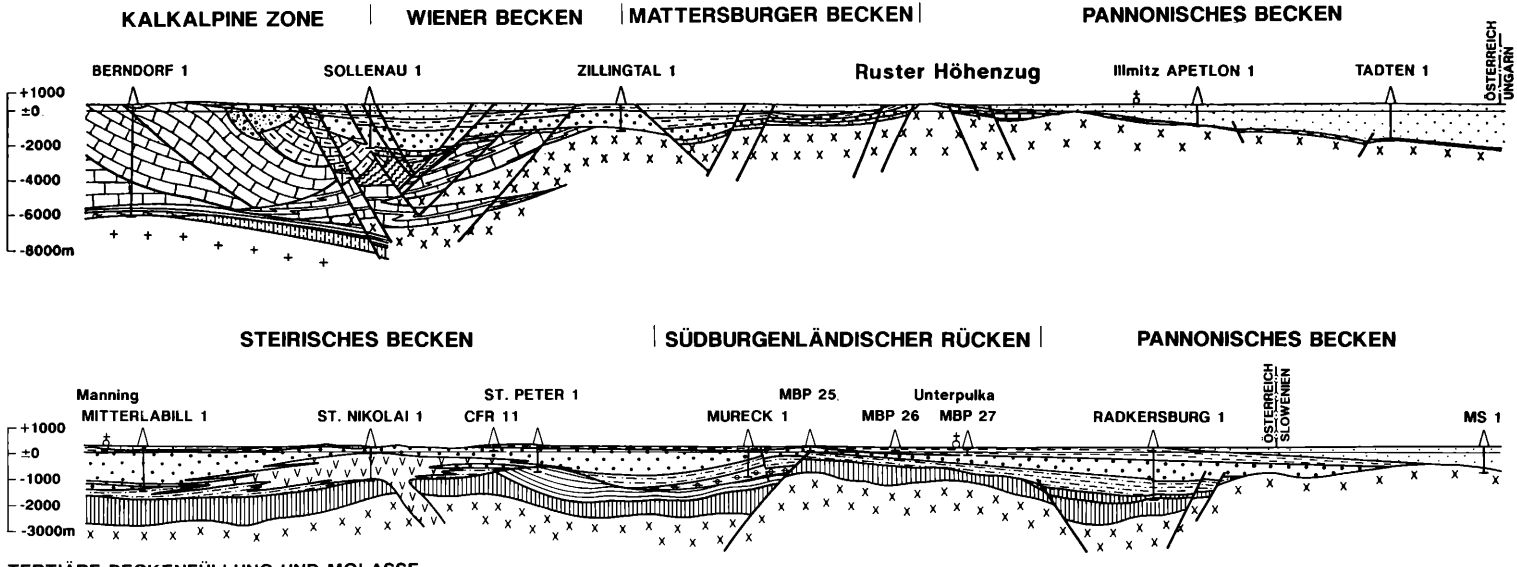


Abb. 149. Geologischer Schnitt vom Wiener und Steirischen Becken in das Pannonische Becken

Literaturauswahl für den Abschnitt III.7.:

BACHMAYER, F. & TOLLMANN, A. 1953; FUCHS, W. 1965; FUCHS, W. & GRILL, R. 1984; JANOSCHEK, R. 1932; KAPOUNEK, J. 1938; KISHAZI, P. et al. 1977; KÜMEL, F. 1936; KÜPPER, H. 1957; MOSTAFAVI, M. 1978; NEBERT, K., GEUTEBRÜCK, E. & TRAUSS-NIGG, H. 1980; PAPP, A. 1939; PASCHER, G. 1989; ROYDEN, L., HORVATH, F. & RUMPLER, J. 1983; ROYDEN, L., HORVATH, F., NAGYMAROSY, A. & STEGENA, L. 1983; SCHMID, H. 1968; SCHOKLITSCH, K. 1962; SIEBER, R. 1956; STEGENA, L. et al. 1975; TAUBER, A. F. 1952, 1959a und 1959b; TOLLMANN, A. 1955; WINKLER-HERMADEN, A. 1943, 1955 und 1962; ZSUTTY, G. 1963.

III.8. Das Steirische Becken (Steiermark und Südburgenland)

von Otto MALZER und Hanns SPERL

III.8.1. Einleitung

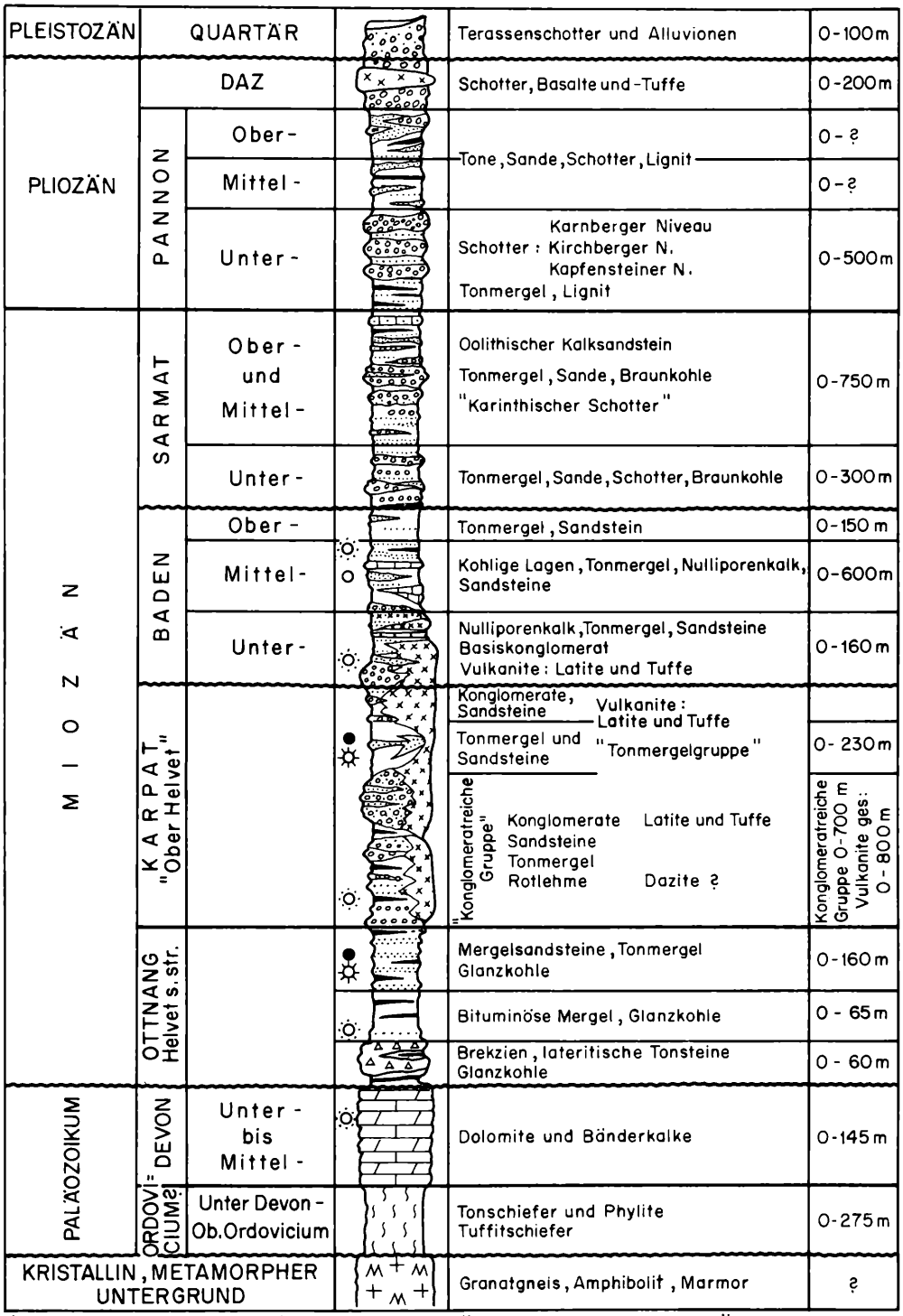
Mit etwa 2500 km^2 Fläche nimmt das steirische Tertiärbecken den Südosten des Bundeslandes Steiermark und angrenzende Teile des Südburgenlandes ein. Wie das etwa 150 km nördlich gelegene Wiener Becken wurde auch das Steirische Becken schon früh als öl- und gashöffig betrachtet und untersucht, doch ist hier bisher trotz erheblicher Investitionen in Geophysik und Tiefbohrungen kein wirtschaftlicher KW-Fund gelungen. Immerhin haben die bisherigen Resultate nicht dazu geführt, daß das gesamte Gebiet als für die Zukunft unprospektiv abgeschrieben werden müßte. Überdies hat die KW-Aufschlußtätigkeit der geologischen Erforschung der Steiermark sehr starke Impulse verliehen und letztlich hat sie die Oststeiermark als geothermales Hoffnungsgebiet etabliert. Nichtfündige Tiefbohrungen der RAG auf Kohlenwasserstoffe sind der Ursprung der Kurbetriebe von Bad Loipersdorf und Bad Waltersdorf sowie auch der ersten geothermalen Heizungsanlage Österreichs, ebenfalls in Bad Waltersdorf. Auch in Blumau soll die geothermische Energie genützt werden.

III.8.2. Bisherige Aufschlußätigkeit

Der frühen Erkundungsphase gehören magnetische Untersuchungen durch M. TOPERCZER aus dem Jahre 1938, Gravimetermessungen der Seismos AG von 1938–1940 sowie die ersten wissenschaftlich bearbeiteten Aufschlußbohrungen – Reichsbohrung Mureck 1 (ET 1088 m) bei Gosdorf und Perbersdorf 1 (ET 1477 m) der Firma R. K. van Sickle – an. Ab 1952 kam das Reflexionsseismikverfahren zum Einsatz, seit 1958 wurde auch gebohrt, nachdem im Jahr zuvor der erste Konzessionsvertrag der 2. Republik mit der Rohöl-Gewinnungs AG, später Rohöl-Aufsuchungs G.m.b.H. (RAG) abgeschlossen worden war. Ab 1970 war auch die ÖMV AG in der Steiermark und im Burgenland tätig, zusammengenommen haben beide Firmen seither etwa 4000 km seismische Profile vermessen und 18 Aufschlußbohrungen niedergebracht. Dazu kommen gravimetrische, magnetische und reflexionsseismische Messungen, die teils für Forschungszwecke, teils im Auftrag der ÖMV AG durchgeführt wurden. Geologische und geochemische Aufschlußverfahren kamen ebenso intensiv zum Einsatz. Nur die ÖMV AG hat bisher mit „Ludersdorf 1“ und „Wollsdorf 1“ am Westrand des Beckens zwei unwirtschaftliche Gasvorkommen entdeckt.

Tabelle 22 und Abb. 150 geben einen Überblick über die Schichtfolge im Steirischen Becken und die bisherige Bohrtätigkeit.

Tabelle 22. Stratigraphisches Schema der Schichtfolge in den Steirischen Konzessionen der RAG (nach K. KOLLMANN und H. BEER)



☼ Gas in Spuren nachgewiesen, ☼ Gas, prospektiv ● Öl in Spuren nachgewiesen ○ Öl, prospektiv

Bemerkung: Neuerdings wird das Pannon dem Miozän zugerechnet, das Oberpannon wird als „Pont" bezeichnet.

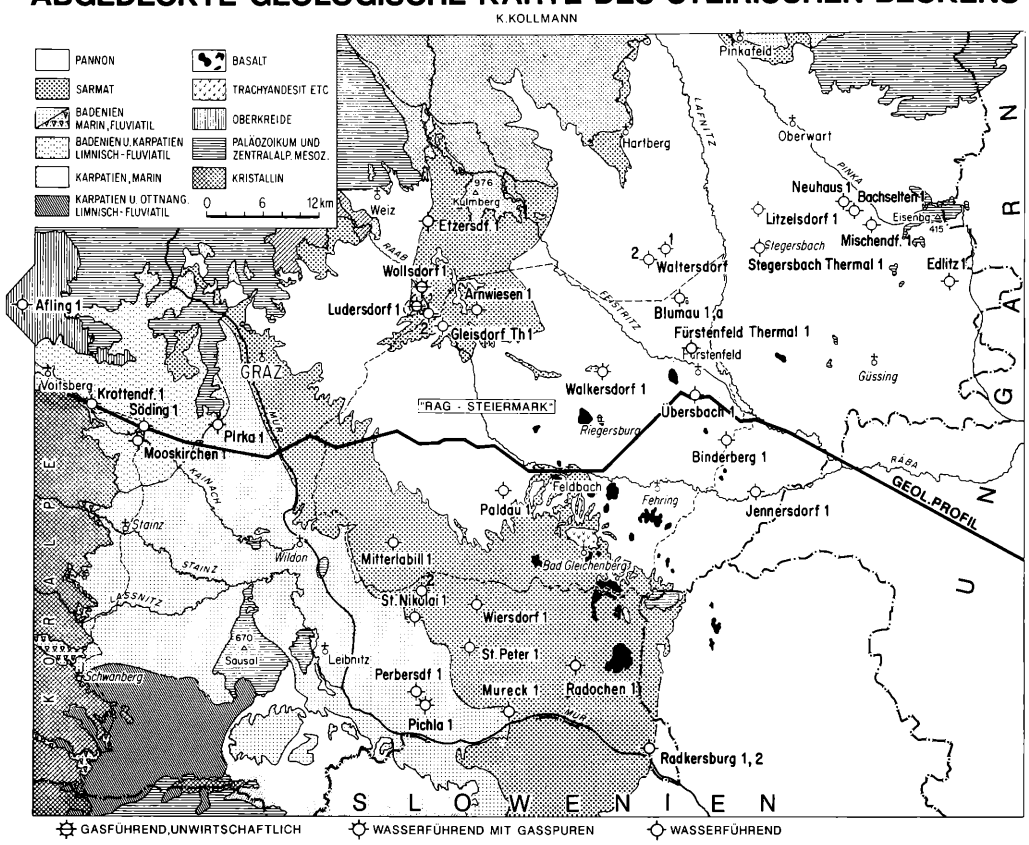


Abb. 150. Abgedeckte geologische Karte des Steirischen Beckens von K. KOLLMANN (nach Aufnahmen von H. BEER, P. BECK-MANAGETTA, E. BRAUMÜLLER, H. FLÜGEL, F. FRISCH, V. JENISCH, W. DILLER, K. KOLLMANN, G. KOPETZKY, V. MAURIN, A. WINKLER-HERMADEN u. a.). Zeigt die bisherige Bohrtätigkeit auf Kohlenwasserstoffe und für geothermale Zwecke.

III.8.3. Ölgeologische Situation und Vergleich mit dem Wiener Becken

Geologisch ist das Steirische Becken ein Randtrog des großen pannonischen Beckengebietes, von dem es durch die Südburgenländische Schwelle getrennt wird. Es verdankt wie das Wiener Becken seine Entstehung dem Umstand, daß im unteren Miozän, vor etwa 20 Mio. Jahren, der Vorschub der alpinen Gebirgsdecken sich in den Ostalpen stark verlangsamte, während er östlich davon in den heutigen Karpaten unvermindert anhielt. Die dadurch entstehende Spannung führte östlich der starren Böhmischen Masse zur Ausbildung eines bedeutenden Störungssystemes, zwischen dessen Ästen sich im Norden das Wiener, weiter südsüdwestlich das Steirische Becken, als sogenannte „pull-apart basins" einsenkten. Der Senkungsvorgang endete im Steirischen Becken im Pliozän (vor ca. 5 Mio. Jahren), während er im Wiener Becken noch andauert.

Diese etwa gleichzeitig verlaufende Geschichte des Steirischen und des Wiener Beckens und die relative Nähe zueinander bedingen deutliche Ähnlichkeiten, an-

dererseits bewirken der verschiedene Untergrund und die andere Umrahmung wichtige geologische Unterschiede, die sich auch auf die ölgeologische Situation ausgewirkt haben.

Der außerordentliche KW-Reichtum des Wiener Beckens beruht, wie schon an anderer Stelle vermerkt, auf der Tatsache, daß unter dem nördlichen Teil des Wiener Beckens Autochthones Mesozoikum mit reichen Muttergesteinen (Mergelsteinserie des Malm) eingesenkt ist. Den Untergrund des Steirischen Beckens hingegen bilden das hochmetamorphe Penninikum der Zentralalpen, das Grazer Paläozoikum, paläozoische Phyllite und zentralalpines Kristallin. Die devonischen Dolomite des Grazer Paläozoikums vielleicht ausgenommen sind das alles Gesteine, die als KW-Lieferanten nicht in Frage kommen.

Dies bedeutet, daß in der Steiermark Kohlenwasserstoffe in möglicherweise wirtschaftlichen Mengen fast nur in der Sedimentfüllung des Beckens selbst gebildet werden konnten. Wie die erwähnten kleinen Gasfunde am Beckenrand und auch KW-Spuren in tieferen Bohrungen beweisen, ist dies auch geschehen. Es gibt Hinweise, daß dieses Gas, das nur zum Teil aus Methan, zum Teil jedoch aus Kohlendioxid und Stickstoff besteht, in seichteren Beckenteilen aus magerem und noch nicht vollreifem Muttergesteinsmaterial generiert worden ist. Andere Hinweise stärken die Hoffnung, daß dagegen im Gnaser Teilbecken besser ausgebildete Muttergesteine einen höheren Reifegrad erreicht haben könnten. Die Rekonstruktion des Werdeganges des Steirischen Beckens zeigt zudem, daß im Gnaser Teiltrog durchaus auch die zur Lagerstättenbildung erforderlichen Speichergesteine, abdichtenden Tonmergel und sowohl strukturelle als auch stratigraphische Fallen erwartet werden können. So gesehen ist es berechtigt, zumindest südlich-zentrale Teile des Steirischen Beckens trotz mehr als 35jähriger, erfolgloser Aufschlußtätigkeit, als KW-Hoffnungsgebiet einzustufen.

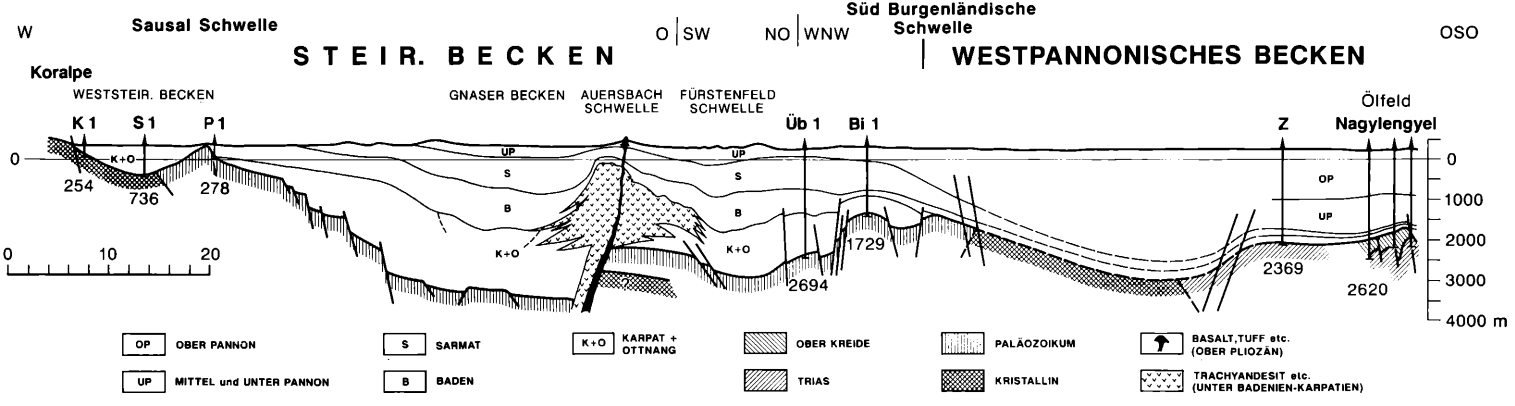
III.8.4. Geologische Entwicklung

Die geologische Geschichte des Steirischen Beckens läßt sich aus heutiger Sicht, wobei vor allem geochemische und lithofazielle Untersuchungen der letzten Jahre Neues gebracht haben, folgendermaßen kurz umreißen:

Das Becken, das durch niedrige Untergrundschwellen in das Weststeirische, das Fürstenfelder und das Gnas-Fehringer Becken unterteilt wird, hat sich im unteren Miozän über zentralalpinem Untergrund einzutiefen begonnen. Während des Ottnangiens erfolgte die Absenkung noch relativ langsam, wobei Rotlehme und kohlenreiche Sumpfsedimente abgelagert wurden. Beschleunigtes Absinken führte im oberen Ottnangien und unteren Karpatien zu einem Meereseinbruch aus Südosten und zur Bildung eines schmalen Tiefseebeckens, in das während des ganzen Karpatiens vom Beckenrand grobes Material in Form von Schuttfächern, getrennt durch Tonmergel, eingeschüttet wurde. Im Weststeirischen und im Fürstenfelder Becken wurde mehr Grobmaterial abgelagert als im etwas alpenferneren Gnaser Trog.

Gegen Ende des Karpatiens (vor ca. 18 Mio. Jahren) begannen auf tiefgreifenden Störungen aufsitzende, anfangs unterseeische Vulkane andesitische Laven zu fördern. Laven und Tuffe wurden inzwischen in mehreren Tiefbohrungen angetroffen, ihr Vorhandensein war aber schon vorher bekannt, da der größte dieser alten Vulkane in den Gleichenberger Kogeln an die Oberfläche kommt und die Masse der anderen, völlig begrabenen durch magnetische Messungen schon bald erkennbar gemacht werden konnten. Insgesamt füllen die Vulkanite einen gar nicht unbeträchtlichen Teil des tieferen Steirischen Beckens aus.

Die Eruptionstätigkeit hielt über die tektonische Umstellungsphase, die durch die Steirische Diskordanz markiert wird, bis in das Unterbadenien (vor ca. 15,5 Mio. Jahren) an und hat durch ihre Wärmeent-



H.SPERL VERÄNDERT NACH K.KOLLMANN

Abb. 151. Geologischer Schnitt durch das Steirische und das Westpannonische Becken (H. SPERL, nach K. KOLLMANN) – läßt die junge Kippung des Beckens erkennen.

wicklung die umgebenden älteren und gleichalten Sedimente verändert. Dies konnte durch Messen der Vitrinitreflexion an Kernproben an der Montanuniversität Leoben nachgewiesen werden. Ob der Vulkanismus damit auch die Bildungsbedingungen für Kohlenwasserstoffe im Bekken beeinflußt hat, ist noch nicht klar. Vitrinitdaten zeigen allerdings an, daß neben den lokalen hohen thermischen Gradienten der Vulkane im Karpatien auch noch ein über das Steirische Becken verbreiteter, höherer, regionaler Gradient wirksam war. Dies würde günstige Bedingungen für die Bildung von Kohlenwasserstoffen bedeuten, da in diesem Fall mit gleichmäßiger Wärmezufuhr im ganzen Becken gerechnet werden kann.

Nach Ausbildung der Steirischen Diskordanz durch eine tektonische Verstellung der älteren Beckensedimente, die ungefähr gleichzeitig mit den letzten größeren Deckenbewegungen in den Alpen und wahrscheinlich in den zentralen Beckenbereichen unter Wasserbedeckung geschah, setzte sich die Absenkung des Beckens im Badenien (16,8–13,6 Mio. Jahre) fort. Im Unterbadenien erfolgte die Absenkung zunächst noch sehr rasch, sodaß noch vorwiegend Tiefseeturbidite abgelagert wurden, später aber langsamer, sodaß die Wassertiefe abnahm und das höhere Badenien durch Flachsee-, bzw. Delta- und sogar Flußablagerungen gekennzeichnet ist. Während des Unterbadeniens bildeten sich nahe den Beckenrändern Kalkplattformen mit Algenriffen, die auf mehrmalige kurze Stillstände des Meeresspiegels hinweisen. Ein solcher „Lithothamnienkalk" enthält das Gas von Ludersdorf. Ähnliche Gesteinskörper könnten sich auch an den tieferen Beckenflanken als wichtige Kohlenwasserstoffspeicher erweisen. Während des Sarmatiens (13,6–11,5 Mio. Jahre) stellten sich nochmals größere Wassertiefen ein, wobei allerdings der Salzgehalt des Wassers wegen der inzwischen erfolgten Abtrennung des Pannonischen Sees vom Mittelmeer schon deutlich niedriger als zuvor war. Mit einer kurzen regressiven Phase im Mittelsarmatien hielten sich die Brackwasserbedingungen bis gegen den Beginn des Pannoniens. Während dieser Zeit (11,5–8,5 Mio. Jahre) und des folgenden Pliozäns und Quartärs wurde das Becken schließlich mit Fluß- und Seeablagerungen aufgefüllt.

Ab dem höheren Badenien machte sich eine leichte Kippung des Steirischen Bekkens nach Osten bemerkbar, die sich im Pannonien drastisch verstärkte und mit der zu dieser Zeit raschen Absenkung des Pannonischen Beckens östlich der Südburgenländischen Schwelle, bei gleichzeitiger Heraushebung der Ostalpen, zusammenhängt. Dieser Kippung ist es zu verdanken, daß ältere Sedimente des Badeniens und Karpatiens in westlichen Beckenteilen an der Oberfläche studiert werden können (Abb. 151).

Gegen Ende des Pliozäns erfolgten in einer zweiten Phase vulkanischer Tätigkeit im Steirischen Becken eine Anzahl basaltischer Ergüsse, etwa der des Stradner Kogels. In diesem Zusammenhang haben auch eine Anzahl von explosionsartigen Eruptionen die Schichtfolge durchschlagen. Die vulkanischen Ausfüllungen der zugehörigen Schlote sind heute vielfach durch die Erosion herausgearbeitet und bestimmen das Landschaftsbild – wie z. B. die Riegersburg. Das Gesteinsmaterial, so nimmt man an, stammt aus dem oberen Erdmantel und sein Aufdringen könnte mit der Ausdünnung der Erdkruste im gesamten pannonischen Raum zu tun haben. Mit dieser Krustenausdünnung dürfte der auch in der Gegenwart erhöhte geothermische Gradient des Steirischen Beckens sowie des gesamten pannonischen Raumes zusammenhängen.

Literaturauswahl für den Abschnitt III.8.:

BRANDL, W. 1931; BUDA, G. 1979; EBNER, F. 1978 und 1988; EBNER, F., ERHART-SCHIPPEK, F. & WALACH, G. 1986; EBNER F. & GRÄF, W. 1979; EBNER, F. & SACHSENHOFER, R. F. 1989; FLÜGEL, H., HERITSCH, H., HÖLLER, H. & KOLLMANN, K. 1964; FLÜGEL, H. & HERITSCH, H. 1968; FLÜGEL, H. 1975a und 1975b; FLÜGEL, H. W. & NEUBAUER, F. R. 1984; HERITSCH, H. 1967 und 1979; HERITSCH, H., HÖLLER, H. & KOLLMANN, K. 1964; HOHL, O. 1927; HÜBL, H. H. 1938 und 1942; KOLLMANN, K. 1960 und 1965; KOPETZKY, G. 1957; KRAINER, B. 1984 und 1987;

KRÖLL, A. & HELLER, R. 1978; KRÖLL, A. et al. 1988; MURBAN, K. 1939; NEBERT, K. 1979; PASCHINGER, H. 1974; SACHSENHOFER, R. F. 1991; SAUERZOPF, F. 1952; SKALA, W. 1967, 1968a und 1968b; STEININGER, F. & BAGDASARJAN, G. B. 1977; TOPERCZER, M. 1947; WALACH, G. 1978; WEINHANDL, R. 1967; WINKLER-HERMADEN, A. 1913, 1927a, 1927b, 1933, 1939, 1951a, 1951b und 1958; ZÖTL, J. 1983.

IV.
DER ERDÖL- UND ERDGASBERGBAU IN ÖSTERREICH

Übersicht:

Dieser Hauptabschnitt bildet das Kernstück dieses Buches. Die in den Jahren etwa ab 1930 in Österreich gefundenen und aufgeschlossenen Lagerstätten werden zur Darstellung gebracht sowie die damit zusammenhängenden Sachverhalte in 9 Abschnitten besprochen.

Abschnitt IV.1.: Zur Geschichte des KW-Bergbaues in Österreich (D. SOMMER). Dieser Überblick der historischen Entwicklung beginnt im Jahre 1860 mit der Aufnahme der Erdölförderung im damals österreichischen Galizien. In 5 Hauptkapiteln wird die Entwicklung im heutigen Österreich bis 1991 geschildert.

Abschnitt IV.2.: KW-Anzeichen in Österreich (F. BRIX). Dieser Abschnitt wurde gegenüber der 1. Auflage überarbeitet und erweitert, so daß nun insgesamt 84 Lokationen beschrieben sind. Die Bedeutung für einige Prospektionsgebiete wird aufgezeigt. Daraus ergeben sich Überlegungen, warum in einigen Fällen auch aufgrund dieser Anzeichen später Lagerstätten gefunden wurden, in anderen Fällen jedoch keine wirtschaftlichen Erfolge eintraten. Die Überarbeitung erbrachte zahlreiche Ergänzungen im Literaturangebot.

Abschnitt IV.3.: Die Lagerstätten des Wiener Beckens und seines Untergrundes. Im Hauptkapitel IV.3.1. werden die Lagerstätten im Neogen (Jungtertiär) der Beckenfüllung beschrieben (N. KREUTZER), im Hauptkapitel IV.3.2. sind die Aufschlußaktivitäten und KW-Lagerstätten im Untergrund des Wiener Beckens dargestellt (G. WESSELY). Die Tabelle 24 zeigt nach der geographisch-geologischen Position geordnet die einzelnen im Jahre 1992 fördernden Öl- und Gashorizonte mit der kumulativen Förderung bis einschließlich 31. Dezember 1992. Die Anordnung nach „Feldern" bedeutet, daß gegebenenfalls sowohl die Förderhorizonte der Beckenfüllung und des Beckenuntergrundes nacheinander angegeben werden.

Im kalkalpinen Untergrund wird zwischen Relieflagerstätten und Internlagerstätten unterschieden. Die erstgenannten liegen in den topographischen Hochbereichen des ehemaligen Reliefs der nun abgesenkten Kalkalpen. Die Abdichtung gegen oben wird von undurchlässigen Basisschichten der neogenen Beckenfüllung besorgt. Die Internlagerstätten liegen meist wesentlich tiefer innerhalb der kalkalpinen Decken und werden zumeist von dichten Partien der Gosauschichten (Oberkreide) abgeschlossen. Wie man heute mit hoher Sicherheit weiß, sind die Muttergesteine aller KW-Horizonte des Beckens und des Beckenuntergrundes in den Mergelsteinen des Oberjura (3. Stockwerk; Autochthones Mesozoikum) zu finden.

Abschnitt IV.4.: Die Lagerstätten der Molassezone und ihres Untergrundes. Aus praktischen Gründen wurde die Beschreibung in einen RAG- und einen ÖMV-Anteil getrennt. Im Hauptkapitel IV.4.1. werden die Öl- und Gaslagerstätten der oberösterreichischen Molassezone (RAG) vorgestellt (O. MALZER).

Im Hauptkapitel IV.4.2. werden die Gas- und Öllagerstätten der ÖMV in der nieder- und oberösterreichischen Molassezone geschildert (N. KREUTZER). Die einzelnen Förderhorizonte und Formationen sowie die jeweiligen kumulativen Produktionen von Gas und Öl sind in den Tabellen 26 bis 28 angegeben.

Abschnitt IV.5.: KW-Lagerstätten und KW-Funde in sowie unter den Nordalpen (G. WESSELY). Dieser kurze Abschnitt findet seine Bedeutung darin, daß es sich um die ersten Funde unter den Nordalpen, also einer neuen Erdölprovinz, handelt. Das Erdgas-Kondensatfeld Höflein nördlich von Wien spielt seiner Größe wegen eine besondere Rolle. Es ist auch die Tatsache hervorzuheben, daß sich das Kondensat in porösen Hornsteinen befin-

det, die miteinander verbunden sein müssen, sodaß eine gute Produktivität gegeben ist. Tabelle 29 gibt die üblichen Förderdaten wieder.

Abschnitt IV.6.: KW-höffige Gebiete in Österreich (W. LADWEIN, O. MALZER & G. WESSELY). Dieser Abschnitt ist eine kritische Auseinandersetzung mit den in Österreich verbleibenden Möglichkeiten der Auffindung neuer KW-Lagerstätten. Die Besprechung erfolgt nach den geologischen Bereichen Wiener Becken samt Beckenuntergrund, Waschberg- und Molassezone, Autochthones Mesozoikum, Flysch- und Kalkalpenzone, Steirisches Becken, Inneralpine Becken. Das Pannonische Becken im Burgenland wurde ausgeklammert, weil es nicht mehr zu den KW-höffigen Gebieten zählt (siehe Abschnitt III.7.). Die Inneralpinen Becken (Lavanttaler und Klagenfurter Becken, Norische Senke) werden kurz besprochen; sie liegen außerhalb der gegenwärtig verliehenen Aufsuchungsgebiete. Wirtschaftlich nutzbare Lagerstätten sind dort eher nicht zu erwarten.

Abschnitt IV.7.: Produktionsstatistik und Reserven (G. LETOUZÉ-ZEZULA). Im statistischen Teil sind die sehr anschaulichen Tabellen von Interesse. Sie zeigen mit Ausnahme der Ligroin(Kondensat)-Förderung eine fallende Tendenz in der KW-Produktion in den letzten Jahren.

Für Österreich von besonderer Bedeutung sind die Reserven an sicheren und wahrscheinlichen noch förderbaren KW-Mengen. Wie in diesem Abschnitt hervorgehoben wird, hängen diese Mengen von mehreren Faktoren ab. Die angegebenen Zahlenwerte sind Mindestmengen. Bei Betrachtung dieser förderbaren Vorratsschätzungen der vergangenen Jahre und Jahrzehnte ergibt sich, daß die tatsächlichen Vorräte immer deutlich größer waren, als die vorsichtigen Angaben aussagten. So wurden z. B. die Reserven zum 1. 1. 1987 mit 15,0 Mio. Tonnen angegeben. Zum 1. 1. 1991 wurden ebenfalls 15,0 Mio. Tonnen genannt, obwohl inzwischen mehr als 4,5 Mio. Tonnen gefördert worden sind. Dies ist darauf zurückzuführen, daß in diesem Zeitraum einige kleine Lagerstätten gefunden wurden und daß durch entsprechende lagerstättentechnische Maßnahmen der Entölungsgrad einiger alter Lagerstätten gehoben werden konnte. Außerdem muß u. a. die Rolle des Öl- und Gaspreises auf dem Weltmarkt hervorgehoben werden, da bei entsprechend hohem Preisniveau auch Lagerstätten wirtschaftlich förderbar werden, die sonst unwirtschaftlich wären. Darüber hinaus soll daran erinnert werden, daß etwa 60 bis 70% des im Boden befindlichen Rohöles derzeit nicht produzierbar sind. Dies bezieht sich auch auf bereits „ausgeförderte" Lagerstätten der Vergangenheit, die oft nur einen Entölungsgrad von 25 bis 35% aufweisen. Für innovative lagerstättentechnische Ideen zur Steigerung des Entölungsgrades bestehen also gute Zukunftsaussichten (siehe auch Kapitel II.3.6.4.).

Abschnitt IV.8.: Umweltschutz im Gewinnungsbereich (Ch. SANDAUER, mit Beiträgen von F. BRIX und H. LIEHMANN). Das Umweltbewußtsein umfaßt immer breitere Bevölkerungskreise. Es ist deshalb sehr bedeutsam, was die Erdölgesellschaften unternehmen, um Umweltschäden im Zuge der Prospektions-, Bohr- und Fördertätigkeit nach Möglichkeit zu vermeiden oder zu minimieren. Das gleiche gilt für das Deponiewesen und den Lärmschutz.

Obwohl es natürlich schon längst gesetzliche Bestimmungen und Überwachungsmechanismen durch die jeweiligen Aufsichtsbehörden gibt, geht aus dem Artikel hervor, daß die Erdölgesellschaften sowohl im Interesse des Umweltschutzes wie auch im Interesse einer guten Partnerschaft mit den betroffenen Anrainern bestrebt sind, nach dem modernsten Stand der Technik alles zu tun, um nach Möglichkeit noch über die Vorschriften hinauszugehen. Dazu kommt, daß z. B. größere Verschmutzungen durch flüssige KW eben auch Verluste darstellen, die vermieden werden sollen. Die Mitarbeiter der Erdölgesellschaften sind angewiesen, bei ihren Tätigkeiten ein besonderes Umweltbewußtsein zu zeigen.

Abschnitt IV.9.: Sicherheitstechnik im Erdöl- und Erdgasbergbau (H. WIDOR). In diesem Abschnitt werden die gesetzli-

chen Bestimmungen dargestellt und erläutert, die für den KW-Bergbau relevant sind. Selbstverständlich werden alle Mitarbeiter, auf die diese Bestimmungen zutreffen, in ihren Betrieben entsprechend geschult. Außerdem müssen in bestimmten Zeitabständen auch Alarmübungen abgehalten werden, die so angelegt werden, daß z. B. die Bohrarbeiter zunächst nicht wissen, ob ein Ernstfall oder nur eine Übung vorliegt. So kann also die tatsächliche Einsatzbereitschaft und das notwendige Fachwissen kontrolliert werden.

Diese Vorsichtsmaßnahmen, eine gut ausgerüstete und ausgebildete Betriebsfeuerwehr, eine laufende Überprüfung bestimmter Sicherheitseinrichtungen sowie die schon genannte effiziente Personalschulung durch entsprechende Beauftragte, haben dafür gesorgt, daß im KW-Bergbau die Anzahl der Unfälle ständig sinkt. Einen wesentlichen Anteil an dieser erfreulichen Entwicklung haben auch die Beamten der zuständigen Berghauptmannschaften durch ihre Überwachungstätigkeit. In der nachfolgenden Übersicht wird diese Tendenz laut den Angaben der entsprechenden Montanhandbücher dargestellt, wobei hier jedoch nur die Gewinnungsbetriebe (ohne Zentralen) aller österreichischen Erdölbergbaue erfaßt sind.

Unfallstatistik 1960 bis 1990 im KW-Bergbau Österreichs

Jahr	Zahl der Beschäftigten	Unfälle	d. s. % der Belegschaft
1960	6.942	474	6,8
1970	4.418	190	4,3
1980	4.875	166	3,4
1990	2.951	70	2,4

Literaturauswahl zum Überblick für den Hauptabschnitt IV.:

BLACH, H. 1981; BRIX, F. 1982; BRUSATTI, A. 1980; BUSHATI, K. 1991; FRIEDL, K. 1937 d, 1956 a und 1956 c; GÖTZINGER, K. 1967; GRILL, R. 1957 a; GRILL, R. & JANOSCHEK, W. 1980; JANOSCHEK, R. & GÖTZINGER, K. 1969; SCHIPPEK, F. 1963; SOMMER, D. 1987 a; STREINTZ, M. 1933 und 1936; VETTERS, H. 1936.

IV.1. Zur Geschichte des Kohlenwasserstoffbergbaues in Österreich

von Dieter SOMMER

IV.1.1. Historischer Rückblick

Die Kenntnis des Erdöl und Erdgases, deren Bedeutung für die Weltwirtschaft nicht mehr wegzudenken ist, reicht ins frühe Altertum zurück. Seit vielen Jahrhunderten wird Erdöl in natürlichen Austrittstellen (Abb. 152), aus Gruben und händisch gebohrten Löchern gewonnen (Kapitel II.2.1.). Es wurde in Persien für das heilige Feuer, in Babylon zum Einbalsamieren von Leichen und in vielen Ländern, so z. B. auch in Österreich, als Medizin verwendet. Hier vertritt Tirol mit seinem Ölschieferbergbau die älteste Bergbausparte unseres Landes.

Der eigentliche Beginn der Erdölindustrie fällt in das Jahr 1859, als Colonel DRAKE in Titusville in Pennsylvanien (USA) die erste mechanische Bohrung niederbrachte und fündig wurde; im gleichen Jahr wurde auch Ölzufluß in der Hunaeus-Bohrung in der (Wallmannschen) Teerkuhle Wietze in Deutschland festgestellt.

Bereits 1860 wurde in Galizien (heutiges Südpolen und Westukraine) mit der Förderung von Erdöl begonnen und zwar aus Schächten, die bis zu den ölführenden Sandsteinen abgeteuft wurden und immerhin pro Jahr ca. 8000 kg Öl förderten. Bis 1865 waren allein im Boryslawer Revier an die 4000 Ölbrunnen abgeteuft worden. Im



A = Die bitumenhaltige Quelle, B = der Bottich, C = das kupferne oder eiserne Gefäß und D = Deckel.

Abb. 152. Bitumenhaltige Quelle (mittelalterlicher Stich)

Jahre 1874 erkannte man, daß die zukünftig aufzubauende Ölindustrie Galiziens nicht nur imstande sein würde, den Bedarf der Österreichisch-Ungarischen Monarchie zu decken, sondern auch für die Zukunft das galizische Öl als Exportartikel Österreichs eine nicht unwichtige kommerzielle Rolle spielen werde. Die Jahresförderung von Rohöl in Galizien hat sich innerhalb der Zeitspanne zwischen 1874 und 1913 von 1,5 Mio. t auf über 50 Mio. t vermehrt, hat also 40 Jahre hindurch eine alljährliche Zunahme von durchschnittlich mehr als 1 Mio. t erfahren. Diese Überproduktion in Galizien verhinderte daher indirekt auch, daß in anderen Kronländern ernsthaft nach Erdöl geforscht wurde. Falls Bohrungen fündig wurden, können diese als Zufallsfunde bezeichnet werden, da das Ziel meistens die Auffindung von Wasser war.

IV.1.2. Wiener Becken bis zum Ende der 1. Republik

Aus Wasserbohrungen wurden bereits 1844/45 im Areal des Wiener Ostbahnhofes aus 96 m Tiefe und 1906 in Wien-St. Marx neben Wasser auch beträchtliche Mengen Erdgas gefördert.



Abb. 153. Egbell 1914, Öleruption

Nach einem Explosionsunglück im Jahre 1913 im Hause des Bauern MEDLEN im damals ungarischen Egbell, dem heutigen slowakischen Gbely hat der ungarische Geologe Hugo von BOECKH dieses Gebiet als erdölhöffig erkannt und nach systematischen geologischen Untersuchungen und sorgfältiger Planung des Bohransatzpunktes am 10. 1. 1914 in 164 m Tiefe Öl angefahren (Abb. 153). Bis 1923, also innerhalb von 10 Jahren, wurden ca. 180 Bohrungen abgeteuft, die zusammen etwa 10.000 Zisternen à 10.000 kg Öl, also 100.000 Tonnen, förderten.

Der Erste Weltkrieg mit dem Einmarsch der Russen in Boryslaw – die galizischen Ölfelder wurden zum besonders heiß umstrittenen Teil der östlichen Kriegsschauplätze – hatte zur Folge, daß die österreichischen Raffinerien von ihrer galizischen Rohölbasis abgeschnitten waren.

Diese Erdölknappheit führte zu verschiedenen Probebohrungen, die alle in westlicher Fortsetzung des Egbeller Feldes auf dem Gebiete des heutigen Österreich la-

gen, wie z. B. in Hohenau und Rabensburg (Abb. 154).

Ein weiterer Zufallsfund lenkte die Aufmerksamkeit auf das Gebiet bei Wien. Zur Zeit des großen Kohlenmangels wurden bei Maria Lanzendorf zwischen 1919 und 1921 Bohrungen auf Braunkohle unternommen. Bei einer dieser Bohrungen erfolgte beim Rohrziehen eine heftige Gasexplosion, nach der durch einige Monate rund 10.000 m^3 Gas pro Tag ausströmten.

Ein weiterer Ölfund wurde in der Slowakei bei Hodonin (Göding) im Jahre 1923 gemacht. Nach den Entdeckungen von Egbell und Hodonin zog man den richtigen Schluß, daß unter ähnlichen geologischen Verhältnissen auch im österreichischen Anteil des Wiener Beckens Öl vorhanden sein müsse. Eine geologische Kartierung sowie gravimetrische und andere geophysikalische Messungen, die im Auftrag der Vacuum Oil Co. durch die Geologen H. v. BOECKH, W. PETRASCHECK und später von K. FRIEDL ab 1925 durchgeführt wurden, erbrachten den Nachweis von Domen (Aufwölbungen) in Maria Lanzendorf und Enzersdorf an der Fischa sowie die Kenntnis des Vorhandenseins eines bedeutenden NNE–SSW streichenden Bruches (Steinbergbruch im nördlichen Wiener Becken).

Die bis zu diesem Zeitpunkt recht entmutigenden Bohrergebnisse hatten die österreichische Regierung veranlaßt, durch neue Gesetze eine geänderte Rechtslage zu schaffen und damit Impulse für die Entwicklung einer gesteigerten Bohrtätigkeit zu geben. Neben dem Freischurfzuweisungsgesetz vom 20. Oktober 1921, dem Erdöl- und Erdgasgesetz vom 7. Juli 1922 und zuletzt dem Erdölförderungsgesetz vom 17. Januar 1929, durch welches eine Förderung der Bohrtätigkeit auf Erdöl gegeben war, konnte die österreichische Regierung das Interesse für Erdölbohrungen erwecken und insbesondere ausländisches Kapital anlocken.

Bis zum Inkrafttreten des Bitumengesetzes vom 31. August 1938 galten andere Rechtsvorschriften für die Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in Österreich. Der Bergbautreibende mußte eine Schurfbewilligung erwerben, womit er berechtigt

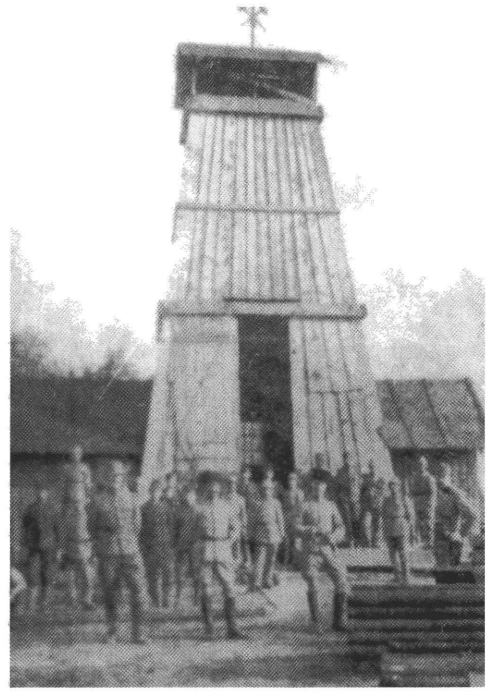


Abb. 154. Tiefbohrung bei Rabensburg, 1916

war, im betreffenden Amtsbezirk der Berghauptmannschaft z. B. nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten zu suchen. Ein ausschließliches Recht auf ein bestimmtes Schurfgebiet wurde erst durch die Anmeldung eines oder mehrerer Freischürfe bei der zuständigen Berghauptmannschaft erworben. Ein Freischurf ist ein kreisförmiges, eben gedachtes Schurfgebiet mit einem Radius von 425 m. Die Lage jedes Freischurfmittelpunktes mußte topographisch eindeutig bestimmbar sein, z. B. durch die Angabe der Koordinaten oder, was damals viel häufiger war, durch Angabe der Weltrichtung in Graden und der ebenen Entfernung von einem lagemäßig genau bekannten Punkt, wie einer Kirchturmspitze oder eines Trigonometers (Polarkoordinaten). Solche Freischurfrechte konnten auch weiterverkauft werden. Weitere Angaben zur früheren und heutigen Rechtsordnung im KW-Bergbau Österreichs sind auch im Hauptkapitel II.5.1. zu finden.

Vorausgegangen sind diesen Schritten herbe Kritiken der bis dahin durchgeführ-

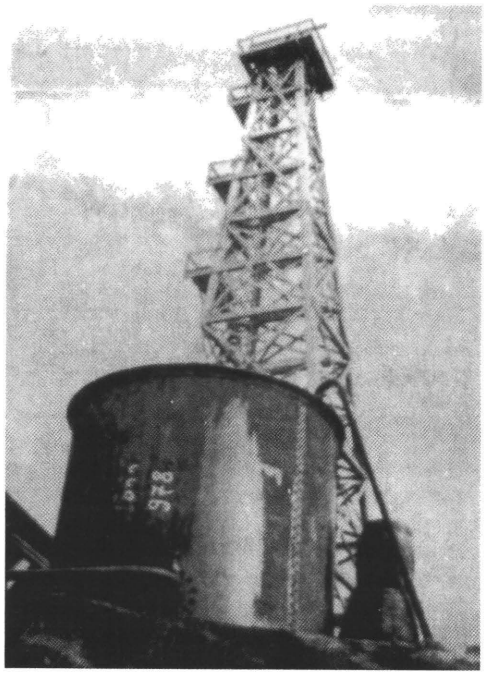


Abb. 155. Bohrturm der „Eurogasco" in Oberlaa, Februar 1932

ten Arbeiten, die letztlich darin gipfelten, daß von in der Tagespresse geführten Diskussionen dem österreichischen Anteil des Wiener Beckens jede Ölhöffigkeit abgesprochen wurde.

Die ersten Bohrarbeiten im Steinberggebiet bei Zistersdorf können als Pionierleistung des österreichischen Kohlenwasserstoffbergbaues bezeichnet werden.

Die Firmen Steinberg Nafta Ges. m. b. H. mit französischem Kapital und die Gewerkschaft Raky-Danubia des Deutschen Dr. A. RAKY bohrten im Steinberggebiet.

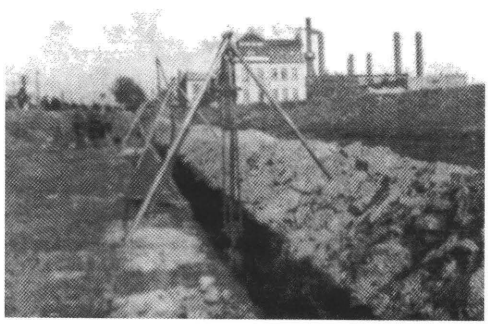


Abb. 156. Verlegung der Erdgasleitung vor dem E-Werk Simmering

Der Firma Raky-Danubia ist mit der Bohrung Windisch Baumgarten I a der erste Erfolg in Flyschgesteinen gelungen. Am 30. 8. 1930 ereignete sich aus der Tiefe von 729,1 m, anläßlich eines Schöpfversuches, eine starke Eruption, die neben Gas auch Öl (4,6 t), das erste Kluftöl des Steinberggebietes, wenn auch noch unwirtschaftlich, hochbrachte. Dies war der erste Ölfund im österreichischen Anteil des Wiener Beckens mit den Grenzen nach dem 1. Weltkrieg. Diese Bohrung wurde 1936/1937 bis 1109,2 m vertieft und konnte dann bis zur endgültigen Aufgabe im Jahre 1939 insgesamt 590 t Öl fördern. Durch spätere Aufschlußarbeiten ergab sich erst 1979 eine neuerliche Produktion aus diesem Bereich.

Auf dem Gebiet der Erdgasgewinnung hatte Mitte 1931 die European Gas und Electric Company (Eurogasco) eine großzügige Aufschlußtätigkeit in Angriff genommen (Abb. 155), indem sie nach eingehenden Bodenuntersuchungen im Bereich des als gasführend erkannten Lanzendorfer Domes insgesamt 6 Tiefbohrungen in Oberlaa abgeteuft hat, von denen zwei soviel Gas förderten, daß in einer eigens dafür gebauten 6 km langen Erdgasleitung (Abb. 156) zum Elektrizitätswerk Simmering insgesamt 13 Mio m^3 geliefert werden konnten.

Bei einer weiteren Tiefbohrung, die 1935 auf den gleichfalls geologisch und geophysikalisch nachgewiesenen Dom bei Enzersdorf a. d. Fischa angesetzt war, kam es am 22. 3. 1935 aus sarmatischen Schichten in rund 700 m Tiefe zu einer heftigen Gasexplosion, der die ganze Bohranlage zum Opfer fiel (Abb. 157).

1931 begann auch die damals neugegründete „Erdölproduktions-Gesellschaft m. b. H." (EPG), die später dann das Zistersdorfer Ölfeld erschließen sollte, gemeinsam mit der „Gewerkschaft Raky Danubia" ihre erste Bohrung „Gösting I" abzuteufen. Im Steinbergflysch wurde Gas bei 733,6 m Teufe angebohrt und am 9. 11. 1932 bei 785,5 m ein Schöpfversuch unternommen, in dessen Folge das Bohr-



Abb. 157. Bohrung Enzersdorf a. d. Fischa, Bohrturm nach der Erdgaseruption

loch eine von selbst ausfließende Ölproduktion bekam. Nach dem Weiterbohren wurde ein zweiter Ölhorizont bei 919,6 m erschlossen. Zur Beförderung des Öles wurde eine Ölpipeline von ca. 2,5 km Länge von der Bohrung bis zur Eisenbahnstation Zistersdorf verlegt, wo dann auch in einem Festakt am 16. 2. 1933 der Abtransport des Öles zur Raffinerie der Shell Mineralölfabrik AG in Wien-Floridsdorf gefeiert wurde (Abb. 158).

Im Sommer 1933 begann die Erdölproduktions-Ges. m. b. H. mit der Bohrung Gösting II (Abb. 159). Diese Bohrung war es, die im abgesunkenen Teil des Domes das Sarmatien anbohrte und damit die Erschließungsbohrung des Zistersdorfer Ölfeldes wurde. Gebohrt wurde sie nach dem kombinierten Alliantza-Rotary-Verfahren von TRAUZL. Die Sonde Gösting II war die erste wirtschaftliche Bohrung im Zistersdorfer Ölgebiet. Ihr wurde von der ÖMV-AG ein Denkmal gewidmet.

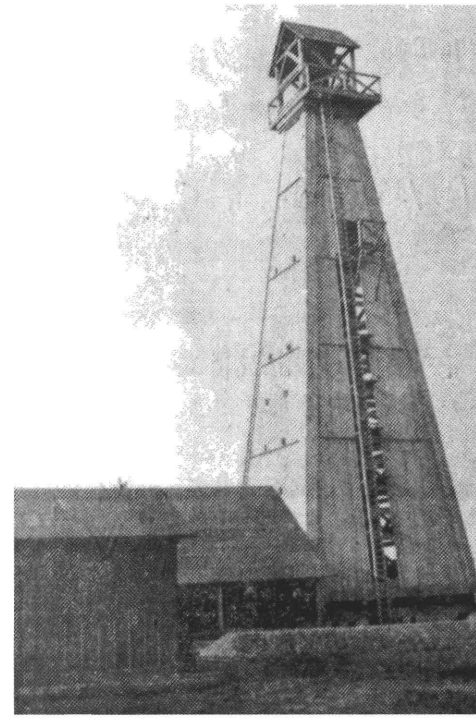


Abb. 159. Sonde Gösting II, sie wurde am 23. 8. 1934 wirtschaftlich fündig

Inmitten des Aufstieges der heimischen Ölindustrie – ausländische Kapitalgeber investierten in Österreich – begannen zwei Gesellschaften ihre Tätigkeit. Im Oktober 1935 wurde als Tochter der Socony Mobil Oil Company und der N. V. de Bataafsche Petroleum Maatschapiy (Shell-Gruppe) die Rohöl-Gewinnungs AG (RAG) gegründet. Die RAG und die Firma Britol Öl Aktiengesellschaft sowie ab 1936 das spätere Tief-



Abb. 158. Erster Erdöltransport von der Sonde Gösting I in Zistersdorf nach Wien (16. 2. 1933)

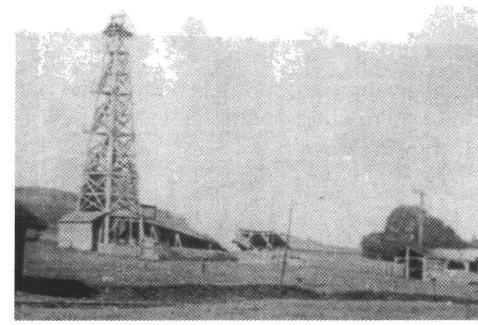


Abb. 160. Bohrtum im Raum Lambach

bohrunternehmen Richard K. v. SICKLE, begannen weite Gebiete des Wiener Bekkens systematisch zu untersuchen. Die erste Bohrung, Van Sickle 1, blieb trocken (1937).

Mit dem Ankauf von Freischürfen sicherte sich speziell die RAG die Schürfrechte. Bereits die ersten Bohrungen waren erfolgreich, am 7. 5. 1937 ging die Sonde RAG II bei Gösting in Produktion. Mit den damals modernsten Untersuchungsmethoden, wie Counterflush-Bohrungen, Drehwaagen- und Gravimetermessungen sowie Reflexionsseismik, gelang der RAG 1938 die Erschließung des Gaiselberger Feldes, welches bis heute Erdöl produziert.

IV.1.3. Die Entwicklung in Oberösterreich

Ein anderes Gebiet Österreichs erregte ob seiner Gasvorkommen schon in früheren Jahren Aufmerksamkeit, nämlich das am Außensaum der Alpen sich hinziehende Alpenvorland, die Molassezone.

In Oberösterreich wurde in Wels bereits durch eine 1891 begonnene, auf Wasser angesetzte Bohrung, 1892 das erste Gas in diesem Raum gefördert. Die Sonde lieferte durchschnittlich 300 m^3 Gas pro Tag.

Am 4. 10. 1894 ereignete sich bei einem Wolfsegg-Trauntaler Bohrloch aus 349 m Tiefe eine gewaltige Gaseruption; aus dieser Sonde entströmten etwa 30 Mio m^3 Gas, wobei allerdings der größte Teil ungenutzt in die Atmosphäre gelangte.

Innerhalb von 30 Jahren wurden im Raum Wels auf einer Fläche von 1,5 km^2 etwa 150 Sonden mit Durchschnittsteufen bis 350 m gebohrt. Die gesamte entnommene Gasmenge wurde auf ungefähr 80 bis 90 Mio m^3 geschätzt. Um 1900 ereignete sich ein Gasausbruch, bei dem erhebliche Mengen verloren gingen. Bis Juni 1990, dem Zeitpunkt der Einstellung, wurde Erdgas, wenn auch nur mehr in kleinen Mengen, gefördert (Erdgasbergbau II, Wels). 1990 betrug die Förderung nur mehr 2600 m^3 n.

In Leoprechting (bei Taufkirchen a. d. Pram) wurde 1906 anläßlich einer Wasserbohrung zähflüssiges Rohöl (Schweröl) angebohrt. Das Öl konnte erst 1946 durch Aufheizen mit Dampf produzierbar gemacht werden. Im Jahre 1952 mußte die Förderung wegen Unwirtschaftlichkeit eingestellt werden. In dieser Zeit wurden 4311,5 t asphaltisches Schweröl zu Tage gebracht.

Die von der Eurogasco (European Gas and Electric Company) 1932 im Raum Lambach (Willing) und Grieskirchen abgeteufte Bohrungen erbrachten kein befriedigendes Ergebnis (Abb. 160).

IV.1.4. Die Zeit des Anschlusses an Deutschland

Der Verlust der staatlichen Selbständigkeit Österreichs im Jahre 1938 war gekennzeichnet durch ein anderes Wirtschaftssystem, in dem alle Tätigkeiten auf Wiederaufrüstung ausgerichtet waren. Die verstärkte Nutzung inländischer Rohstoffquellen sollte „Großdeutschland" von Auslandslieferungen unabhängig machen, was durch eine Änderung in der Gesetzeslage ermöglicht werden sollte.

So führte z. B. das Bitumengesetz vom 31. August 1938 dazu, daß die Freischürfe dann in den Besitz des Staates übergingen, wenn sie nicht bis zum 31. Juli 1940 in Grubenmaße umgewandelt wurden, das heißt die Freischurfbesitzer mußten spätestens bis zu diesem Termin mit der Produktion beginnen. Diese Bestimmung kam wegen der sehr kurz gewählten Frist einer Enteignung gleich und führte bei der Konzessionsverteilung zu einer Bevorzugung deutscher Erdölfirmen.

Die Firma ITAG (Internationale Tiefbohr AG) übernahm die Rechte der „Steinberg Nafta" und erschloß 1942 das Ölfeld Mühlberg, nördlich Altlichtenwarth, Nieder-

österreich; die „Deutsche Erdöl-AG" (DEA) bekam wesentliche Anteile der Freischürfe der Firma Van Sickle, womit die DEA bereits 1938 die Erschließung des damals reichsten österreichischen Ölfeldes St. Ulrich-Hauskirchen als Erfolg buchen konnte. 1939 gelang mit der Bohrung Van Sickle 2 im Sarmatien der Tiefscholle östlich St. Ulrich die Auffindung des Van Sickle-Plattwald-Feldes.

Die RAG, die die Felder Gösting und Gaiselberg aufgeschlossen hatte, wurde in das sogenannte REP-Syndikat eingegliedert (RAG, Gewerkschaft Elwerath, Preussag).

1939 erfolgte nach der Kriegserklärung an Polen der Einstellungsbefehl für eine im Raum Matzen angesetzten Tiefbohrung der RAG. 1948 wurde von der SMV (siehe unten) fast genau an der gleichen Stelle jene Bohrung angesetzt, die zur Erschließung des Erdölfeldes Matzen im Jahre 1949 führte. Die Gesamtförderung aus dem Wiener Becken war im Jahre 1944 über 1,2 Mio. t, wovon St. Ulrich-Hauskirchen etwa die Hälfte beisteuerte.

Während des 2. Weltkrieges wurden auch in Oberösterreich aufgrund geologischer Untersuchungen Bohrungen niedergebracht, die aber damals keine Kohlenwasserstoffführung nachweisen konnten.

In Bad Hall wurde bis zum Jahre 1940 eine geringe Gasproduktion angegeben, die sich im Gefolge von Thermalwasserbohrungen ergab. Die geschätzte Endausbeute war ca. 150.000 m^3 n.

Die kriegswirtschaftliche Mineralölwirtschaft hatte neben der Steigerung der Erdölförderung auch die Vergrößerung der Tanklager und eine Erweiterung der Raffineriekapazität zur Folge. Die erhöhte Bohrtätigkeit in den bereits bekannten Gebieten, vor allem im Raum Zistersdorf, führte zu einem weitgehenden Abbau der dortigen Vorräte bis zum Jahre 1945. 1940 wurde in Moosbierbaum bei Tulln ein Werk zur Erzeugung von Hochleistungstreibstoff in Angriff genommen. Die Treibstoffversorgung – der Engpaß der deutschen Kriegswirtschaft – hatte die sogenannte „Öloffensive" der Alliierten zur Folge, der auch ein bedeutender Erfolg beschieden war.

IV.1.5. Die Zeit nach dem 2. Weltkrieg

Der Wiederaufbau der heimischen Wirtschaft lief mit Hilfe des amerikanischen ERP-Planes in den nicht von der Sowjetunion besetzten Gebieten zügig an. Der Osten Österreichs, dazu gehört auch die Mineralölindustrie Niederösterreichs, fiel der Sowjetarmee unzerstört in die Hände. Von dieser wurde auch unmittelbar nach dem Einmarsch mit dem Abbau und Abtransport der Ölfeldanlagen begonnen, später aber wieder eingestellt.

Im Oktober 1945 wurde die Sowjetische Mineralölverwaltung (SMV) gegründet, die auch alle während des Krieges an deutsche Gesellschaften übertragenen Konzessionsgebiete in der „Ostzone" in Besitz nahm.

Die SMV förderte zunächst Erdöl aus den bereits erschlossenen Feldern. 1949 wurde nach 2 Jahren systematischer Aufschließungsarbeit gemeinsam mit österreichischen Geologen (vor allem K. FRIEDL) bei Matzen das bisher größte Ölfeld Mitteleuropas entdeckt, 1950 folgte Aderklaa, 1952 das Gasfeld Zwerndorf.

Die ab 1949 sprunghafte Steigerung der Erdölförderung geht fast ausschließlich auf das Feld Matzen zurück. Dieses erreichte seinen Produktionsrekord 1955 mit 2,87 Mio. t, d. s. 78% der damaligen gesamten österreichischen Förderung von 3,67 Mio. t.

In der Zeit von 1945–1955 wurden in Österreich 17,4 Mio. t Erdöl gefördert, wovon 63,3% oder 11 Mio. t der Sowjetunion überlassen werden mußten.

In der Molassezone Oberösterreichs übernahm die RAG 1947 und 1951 Forschungsaufträge von der Geologischen Bundesanstalt. Nach Auswertung seismischer Messungen ergab sich im Raum Puchkirchen der Ansatzpunkt für eine Tiefbohrung. Mit dieser fündigen Bohrung, der noch viele weitere folgten, wurde eine

zweite Ölprovinz in Österreich erschlossen.

Nach Unterzeichnung des Staatsvertrages wurden für die Vermögenswerte der Erdölindustrie vier öffentliche Verwalter eingesetzt, an die am 13. 8. 1955 die Übergabe der Vermögenswerte der SMV erfolgte. Als aufnehmende Gesellschaft fungierte die „Österreichische Mineralölverwaltung in Gründung". Am 3. 7. 1956 wurde dann die „Österreichische Mineralölverwaltung Aktiengesellschaft" in das Handelsregister eingetragen und damit der neue Name rechtsgültig.

Ab diesem Jahr begann eine neue und erfolgreiche Explorationsphase. Aufgrund des verstärkten Einsatzes modernster geophysikalischer Geräte und Meßtechniken war es möglich, Sedimente unter dem Wiener Becken (2. Stockwerk) aufzuschließen. Mit weiterentwickelten Bohranlagen wurden schrittweise Bohrteufen zunächst bis zu 7.000 m erreicht. Im Zuge dieser Erweiterung des Aufschlußkonzeptes wurden kalkalpine, mesozoische Dolomite des Beckenuntergrundes als höffig erkannt und neue Funde in tieferen Stockwerken des Wiener Beckens gemacht. Die bedeutendsten Aufschlüsse auf Erdgas waren Aderklaa Tief (1959), Baumgarten (1960) und Schönkirchen Übertief (1968), auf Erdöl waren es Schönkirchen Tief (1962) und Prottes Tief (1966).

Durch die Berggesetznovelle 1967 wurde das Bitumengesetz von 1938 aufgehoben und seine Bestimmungen in das damals gültige Berggesetz vom 10. März 1954 eingefügt.

Im Jahre 1974 wurde der Firmenwortlaut auf „ÖMV Aktiengesellschaft" umbenannt. Schon 1973 war der Firmenname der RAG auf „Rohöl-Aufsuchungs Gesellschaft m. b. H." geändert worden.

Bei der nächsten Phase der übertiefen Exploration, die sich auf das Jahrzehnt zwischen 1977 und 1987 erstreckte, lagen die geologischen Ziele, nämlich das Autochthone Mesozoikum und die Molassezone unter den Alpen, zum Teil tiefer als 8.000 m. Die ÖMV erzielte mit dem Bohrprojekt Zistersdorf ÜT1a mit einer Endteufe von 8.553 m einen neuen Teufenbohrrekord auf Kohlenwasserstoffe außerhalb der USA. Gleichzeitig verlagerte sich der Schwerpunkt vom übertiefen Untergrund des Wiener Beckens auf Speichergesteine im autochthonen Sedimentmantel unter den Alpen, wie mit den Bohrprojekten Grünau 1 (1987) und Molln 1 (1989) in Oberösterreich.

Die ÖMV hat im Verlauf ihrer Explorationstätigkeit den größten Teil der wichtigsten Sedimentareale in Österreich erworben; so wurden 1957 das Aufsuchungsgebiet Wiener Becken, in den sechziger Jahren Gebiete der Molasse und der Flysch-Kalkalpen sowie in den siebziger Jahren Teile des Burgenlandes und der Steiermark vom Staat beantragt und auch zugeteilt. Anfangs 1981 wurden die verbliebenen westlichen und südlichen Kalkalpenanteile dazugenommen, womit die ÖMV eine Aufsuchungsgebietsfläche von 33.694 km^2 besaß.

Am 8. April 1981 wurde ein bürgerlichrechtlicher Vertrag zwischen der ÖMV und dem Bund abgeschlossen, in dem die Aufsuchungsgebiete, nach Bundesländern und geologischen Zonen aufgegliedert, neu festgelegt wurden.

Bereits ab dem folgenden Jahr wurden sukzessiv Flächen zurückgegeben, die aufgrund der dort durchgeführten Arbeiten nicht mehr als prospektiv angesehen wurden. Der Stand der Aufsuchungsgebiete der ÖMV mit 1. Jänner 1993 umfaßte mit 11.863 km^2 jene Bereiche, die nach heutiger Kenntnis weiterhin explorationswürdig sind. Die Aufsuchungsgebiete der RAG, die 1992 in eine Aktiengesellschaft umgewandelt wurde, umfassen 6029 km^2. Das Aufsuchungsgebiet der Vorarlberger Erdöl- und Ferngas G. m. b. H. war inzwischen von der ÖMV AG übernommen worden.

Um die Strukturen erfassen und auf ihre Kohlenwasserstoffführung untersuchen zu können, sind umfangreiche seismische Messungen und ein entsprechend intensiver Tiefbohreinsatz notwendig. Diese risikoreichen und kostenintensiven Explorationsarbeiten werden durch Bildung von Konsortien, teilweise unter Beteiligung von ausländischen Partnern, mitgetragen.

Literaturauswahl für den Abschnitt IV.1.:

BLACH, H. 1981; BRAUMÜLLER, E. & KRÖLL, A. 1980; BRAUMÜLLER, E., DIWALD, O. & LANIK, R. 1985; BRIX, F. 1986; BRUSATTI, A. 1980; FLIESSER, W. 1963; FRIEDL, K. 1932, 1937 und 1956 c; GRILL, R. 1968; HAUSWIRTH, C. 1957; INDRA, E. 1980; JANOSCHEK, W. 1980; KAUFMANN, A. & SCHÖNBERGER, K. 1980; KIRNBAUER, F. 1963; KÖLBL, L. 1969; KREUTZER, N. 1979 und 1980; LOGIGAN, St. 1980; LUGER, F. 1988 d, 1989 a, 1989 b, 1989 c und 1989 d; POIS, A. 1933; RAMBOUSEK, H. 1977; Rohöl-Gewinnungs AG. 1957; SCHAFFER, R. & TOMEK, H. 1980; SCHMATZBERGER, E. 1976 a und 1976 b; SELIG, R. 1991; SOMMER, D. 1986 a, 1986 b, 1986 c und 1987 b; SOMMER, D. & UNTERWELZ, H. 1984; SPÖRKER, H. 1989; TLUSTOS, R. 1969 und 1989; WALTER, H. & DUNIKOWSKI, E. v. 1884; WEBER, F. 1985 b; WESSELY, G. 1991 b; WESSELY, G. & SOMMER, D. 1988; WITTMANN, H. 1984.

IV.2. Kohlenwasserstoffanzeichen in Österreich

von Friedrich BRIX

IV.2.1. Art und Vorkommen der Anzeichen

Wie schon im Hauptkapitel II.2.1. ausführlich dargelegt wurde, gibt es auf der Erdoberfläche eine große Zahl von KW-Anzeichen. Auch in Österreich sind solche Anzeichen z. T. schon seit Jahrhunderten bekannt. Es ist dabei zwischen natürlichen Vorkommen, die ohne Zutun der Menschen entstanden sind und künstlichen Vorkommen zu unterscheiden, wie sie z. B. beim Abteufen von Brunnen, Schächten und Bohrungen sowie beim Stollenvortrieb oder durch Aufgrabungen für Tiefbauten entstanden sind.

Es gibt in Österreich aber auch Stellen, die von Laien als Ölaustritte bezeichnet werden, obwohl sie es gar nicht sind. Hier wird auf das Kapitel II.2.1.4. (Prüfungsmethoden) verwiesen.

Die Bedeutung der bisher in Österreich gefundenen echten Öl- und Gasaustrittstellen liegt vor allem darin, daß damit der Nachweis des Vorhandenseins von reifen Muttergesteinen und von Migrationswegen erbracht wird. In allen geologischen Einheiten mit nichtmetamorphen, mächtigen Sedimentgesteinsfolgen treten solche Anzeichen auf.

1992, nach etwa 70 Jahren wissenschaftlich begründeter Prospektionstätigkeit, kann man sagen, daß viele echte KW-Anzeichen entweder über Lagerstätten oder über z. T. tiefreichenden Störungszonen liegen. Als Beispiele sollen die Anzeichen in der oberösterreichischen und Salzburger Molassezone genannt werden. Hier wurden schon lange abbauwürdige Lagerstätten vermutet, die später auch gefunden wurden. Ein weiteres Beispiel aus neuerer Zeit stellen die Anzeichen von Kierling und Greifenstein in der Flyschzone dar, denn das große Gaskondensatfeld Höflein liegt unmittelbar darunter im Autochthonen Mesozoikum. Auch die chemische Beschaffenheit der obertägigen Anzeichen paßt gut zum Lagerstätteninhalt.

Andererseits gibt es auch Beispiele dafür, daß trotz deutlicher Anzeichen an der Erdoberfläche in der Tiefe keine Lagerstätten gefunden werden konnten. Dies trifft z. B. für die Ölaustrittstelle Urmannsau zu, wo eine Tiefbohrung (Urmannsau 1) bis zum Kristallin der Böhmischen Masse abgeteuft wurde, ohne fündig zu werden. Andere Beispiele sind die Anzeichen im Grazer Becken, in dem mehrere Tiefbohrungen ohne wirtschaftlichen Erfolg blieben. Bei diesen negativen Fällen kann es sein, daß überhaupt zu wenig Kohlenwasserstoffe gebildet wurden oder daß es sich bei den obertägigen Anzeichen um die Migrationsreste von möglicherweise früher größeren Lagerstätten handelt, die in geologischen Zeiträumen langsam ausgelaufen sind.

Schließlich kann, wie z. B. in den Fällen Leoprechting oder Bergham, das Muttergestein viele Kilometer entfernt im Süden

liegen, sodaß bei der hier schräg nach oben gegen Norden verlaufenden Migration nur ein kleiner Teil der KW bis in die Nähe der Erdoberfläche gelangen konnte. Es ist auch durchaus möglich, daß der Migrationsvorgang noch gar nicht abgeschlossen ist. Dazu kommt, daß während der langdauernden Migration erhebliche Veränderungen in der chemischen Beschaffenheit der KW eingetreten sind, die sich in einer deutlichen Verminderung leichtflüchtiger Komponenten äußerten.

In der wichtigsten Erdölprovinz Österreichs, im Wiener Becken, gibt es direkte KW-Anzeichen unmittelbar an der Erdoberfläche nur ganz spärlich. Es ist dies wohl als glücklicher Umstand zu bezeichnen, daß von den vielen Öl- und Gashorizonten, die uns heute bekannt sind, keine Migrationswege bis an die Erdoberfläche hinaufreichen, denn sonst könnte es sein, daß ein Teil dieser Lagerstätten heute nicht mehr vorhanden wäre. Dazu kommt, daß es, wie die zahlreichen artesischen Thermal- und Mineralquellen zeigen, doch auch an den Beckenrändern tiefreichende Kommunikationen geben muß. Dies mag mit ein Grund sein, warum im Wiener Becken die großen Lagerstätten mehr im Beckeninneren auftreten. Außerdem stammen die weitaus meisten KW-Anzeichen aus Bohrungen, d. h. es ist also gar nicht zu einem Aufstieg bis zur Erdoberfläche gekommen.

Es sind in einigen Gebieten auch KW-Anzeichen angegeben worden, die offenbar direkt oder indirekt mit Kohlenlagerstätten zusammenhängen. Da Kohlen bei entsprechender Reifung grundsätzlich als Muttergesteine für gasförmige KW anzusehen sind, sollen diese Angaben als Hinweise dafür gelten, daß in entsprechender Tiefenposition Gaslagerstätten möglich sind.

Dem Autor steht eine umfangreiche Kartei von KW-Anzeichen zur Verfügung, die er mit Hilfe langjähriger Aufzeichnungen, vieler Literaturangaben und durch direkte Meldungen sowie eigener Funde zusammengestellt hat. Wenngleich anzunehmen ist, daß diese Liste nicht ganz vollständig ist, umfaßt sie doch wahrscheinlich den größten Teil der bekanntgewordenen KW-Anzeichen in Österreich. Dubiose Meldungen ohne genauere Ortsangaben oder solche, die aufgrund der näheren Umstände zweifelsfrei nichts mit natürlichen Kohlenwasserstoffen zu tun haben, wurden hier nicht berücksichtigt. Auch die vorwiegend im Bundesland Tirol auftretenden Ölschiefervorkommen werden nicht angeführt, es muß auf die einschlägige Literatur verwiesen werden (z. B. P. BITTERLI 1962 b).

IV.2.2. Liste der KW-Anzeichen mit Kurzbeschreibung

Es wurden in diese gegenüber der ersten Auflage überarbeiteten Liste insgesamt 84 Lokationen aufgenommen, die aus den Bundesländern Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark, Vorarlberg und Wien stammen. Wo die Lage nicht genau rekonstruierbar war, sind „circa"-Angaben gemacht worden. Bei Bohrungen wurden zumeist nur jene Anzeichen angegeben, die oberhalb von 300 m Bohrtiefe liegen.

Die Liste wurde nach geologischen Einheiten geordnet. Innerhalb derselben wurde nach Möglichkeit die Reihenfolge geographisch von Osten nach Westen ausgewählt. Die Kurzbeschreibungen und Abkürzungen haben folgende Bedeutungen:

Fundstelle und Lage: angegeben wird zuerst jene Lokalität, wie sie in der Literatur bezeichnet wurde. Zumeist ist dies eine Ortschaft. Besitzt dieselbe eine Kirche als trigonometrischen Punkt (Dreieck mit Kreuz), so wird von diesem die Entfernung und die Richtung (Azimut) zur Fundstelle genannt (Polarkoordinaten). Ist keine solche Kirche vorhanden, so wird anschließend die nächstgelegene Ortschaft mit entsprechender Kirche herangezogen und von dieser dann in Polarkoordinaten angegeben. In einigen Fällen wurden auch andere Lagebezeichnungen gewählt, wie z. B. Straßennamen oder markante Gebäude.

Bundesland, Karte: die üblichen Abkürzungen für die oben erwähnten 7 Bundesländer beziehen sich immer auf die Lage der Fundstellen. Unter „Karte" ist die Blattnummer der Österreichischen Karte 1 : 50.000 zu verstehen.

Fundart: hier wird angegeben, auf welche Weise die KW-Anzeichen aufgefunden wurden. Es bedeuten:

- A Ausbiß oder Aufschluß an der Erdoberfläche, sowohl natürlicher, wie auch künstlicher Art (z. B. in einem Steinbruch). Soweit bekannt, werden nähere Angaben unter der Rubrik „zusätzliche Bemerkungen" gemacht
- Boh Bohrung (zumeist nur Angaben bis 300 m Bohrtiefe)
- Br Brunnen
- Gr Aufgrabung zu Drainage- oder Tiefbauzwecken (z. B. Brückenfundamente, Kraftwerksbauten)
- Qu Quelle (obertägig)
- Sch Schacht eines Bergwerkes
- St Stollenbau für Wasserleitungen oder Bergbauzwecke.

Fundobjekt: diese Rubrik gibt an, welche KW gefunden wurden

- G Gas, meist Methan, aber auch Stickstoff (N_2)
- Ö Rohöl, flüssig
- A Asphalt, Erdteer, zähflüssig bis fest.

Wurden an einer Lokation mehrere KW-Arten gefunden, so werden sie untereinander angegeben

Mengen: es handelt sich hier um eine abgeschätzte Klassifizierung, zumeist aufgrund der Literaturangaben

- Sp Spuren; es wurden nur kleine Mengen gefunden, es fand keine Förderung statt
- st. Sp starke Spuren; bei Gas mehrere Kubikmeter, bei Öl mehrere Liter
- Vork Vorkommen; beträchtliche Mengen an Gas (mehrere hundert bis mehrere tausend Kubikmeter) und/oder Öl (mindestens einige hundert Liter).

Zeitraum: eine oder die erste Jahreszahl ist das Entdeckungsjahr, eine zweite Jahreszahl gibt die Dauer der bekanntgewordenen Gas- oder Ölförderung an. Es ist aber zu beachten, daß bei manchen Vorkommen der Zufluß künstlich beendet wurde. Nicht bei allen Fundstellen konnte der Fundzeitpunkt ermittelt werden, er liegt aber vor der ältesten Literaturangabe.

Zusätzliche Bemerkungen: soweit dies aufgrund der Unterlagen möglich war, wurden zusätzliche Informationen vermerkt und zwar nähere Angaben zur Lage der Fundstellen; Angaben über das geologische Alter und die Gesteinsart; Angaben über die Tiefenlage des KW-Auftretens in Bohrungen; Angaben über Fördermengen; Angaben über Begleitwässer (SW = Salzwasser); Angaben über chemische Besonderheiten; Angaben über besondere Phänomene (Explosionen, Brenndauer, Eruptionen); Angaben über die Endteufe (ET.) von Bohrungen.

Literatur: die angegebenen Ziffern beziehen sich auf das Literaturverzeichnis am Ende der Liste der KW-Anzeichen.

Liste ausgewählter Kohlenwasserstoffanzeichen in Österreich

Zusammenstellung: F. BRIX, 1992

Fundstelle und Lage	Bundesland, Karte	Fundart	Fundobj.	Mengen	Zeitraum	zusätzliche Bemerkungen	Literatur laut Liste
Wiener Becken							
Bernhardsthal N, nahe Staatsgrenze	N 26	Boh Boh	G Ö	Sp Sp	1931	aus pannonen Sanden, ET. 452 m	74
Rabensburg S-Ende	N 26	Boh Boh	G Ö	Sp Sp	1918	aus sandigen Tonen bei 211 m	80
Hohenau 1,6 km E	N 26	Boh Boh	G Ö	Sp Sp	1915	bei 165 m bei 165 m	12, 82

Fundstelle und Lage	Bundesland, Karte	Fundart	Fundobj.	Mengen	Zeitraum	zusätzliche Bemerkungen	Literatur laut Liste
Neusiedl a. d. Zaya, 2,5 km SW	N 25	Boh Boh	G Ö	Sp Sp	1929	Bohrung Stefanie im Steinbergwald bei 150 m Gas, bei 206 m Öl	13, 74, 82
Kronberg, NW Wolkersdorf	N 41	A	Ö	Sp	vor 1927	im ausstreichenden Sarmatien	12
Wien, St. Marx ehem. Brauhaus, St. Stephan 3,0 km SE	W 59	Boh	G	Vork	1906	Sarmatsande über Sohle mit SW und viel Methan (CH_4)	7, 12, 40, 82
Wien, Ostbahnhof	W 59	Boh	G	st. Sp	1844–1845	24 m^3/d aus Sarmatien bei 207 m	12
Wien X., Oberlaa, ca. 2 km WNW	W 59	Boh	G	Sp	1899	Rothneusiedl, Chem. Fabrik, aus Sarmatien von 60,1–66,7 m, ET. 104 m, mit H_2S	7, 12, 47
Wien X., Oberlaa, 450 m NW	W 59	Boh	G	Vork	1932	Oberlaa I, aus Badenien Anfangsprod. 72.000 m^3/d, bei 266 m	74,82
Wien XIII., Unter-St. Veit, S Rossinigasse	W 58	Boh	Ö	Sp	vor 1955	aus Flyschgeröllen und Sarmatiensanden ab 6,4 bis 12,5 m	32
Scharndorf, 0,5 km N	N 60	Br	G	st. Sp	1970	bei Reservoir, aus Sanden von 132,5 bis 135,6 m	36
Moosbrunn, 1,0 km SE	N 59	Qu	G	Sp		natürliche Gasquelle bei „Schuhmann“	12
Molassezone und Inneralpine Molasse							
Niederfellabrunn, ca. 0,5 km ENE	N 40	A	Ö	Sp	?1902	in Schliersandsteinen, beobachtet von O. ABEL	42, 79, 83
Niederhollabrunn, ca. 1 km SE	N 40	A	Ö	Sp	1903	2 Ausbisse, beobachtet von L. WAAGEN	6, 85, 88
Wollmannsberg, 0,25 km NNW	N 40	Boh Boh	G Ö	Vork Sp	1922	ab 195 m Gasausbrüche aus dem Schlier, Eggenburg Wasserleitungsstollen	28, 82
Rogatsboden, Scheibbs 5,4 km WNW	N 54	Gr Gr	G Ö	Sp Sp	1934	Besitz Wiesbauer, Drainage ab 4 m opalisierende Fettschicht	86
Rogatsboden, 5,4 km WNW Scheibbs	N 54	Boh Boh	G Ö	Sp Sp	1936–1940	Rogatsboden 1 und 1a; aus Schlier und Buntmergelserie, ab 16 bis mind. ET. 461 m	6, 63, 78, 85, 86
Kilb, 2,4 km N bis NNW	N 55	Br	G	Sp	1982–1983	bei Fohra, aus 34 bis 47 m	44
Berging, Viehdorf 1 km SE	N 53	Boh	G	st. Sp	ca. 1850	bei einer Kohlenbohrung, aus Oligozänschlier	79, 83
Ennsdorf, Enns 0,9 km ENE	N 51	Boh	G	St. Sp		knapp 300 m E Ennsfluß, ET. 101 m	31

Fundstelle und Lage	Bundesland, Karte	Fundart	Fundobj.	Mengen	Zeitraum	zusätzliche Bemerkungen	Literatur laut Liste
Wimm, Enns 2,5 km SSE	N 51	Boh	G	st. Sp		ET. 80 m	31
Gollnsdorf, Enns 3,2 km SSE	N 51	Boh	G	st. Sp		ET. 60 m	31
Thurnsdorf, St. Valentin 3,2 km W	N 51	Br	G	Sp		ca. 550 m E Ennsflußmitte	31
Rubring, St. Valentin 3,6 km WSW	N 51	Br	G	Sp		ca. 400 m E Ennsflußmitte	31
Enns, ca. 1 km NNE	O 51	Boh	G	st. Sp		ET. 70 m	31
St. Ulrich, Steyr, 1,8 km ENE	O 51	Gr	G	Sp	1929	bei Kelleraushub, Sandsteine und Konglomerate im Schlier	3
Bad Hall, 0,55 km S	O 50	Qu	G	Sp	Mittelalter	Tassiloquelle, Salzwasser mit Jod und Brom	25, 37, 51, 69
Bad Hall, neben Kurhaus	O 50	Boh	G	st. Sp	1923–1925	Johannisbohrung, anfangs 37 m^3/d, ET. 575,6 m	25, 37, 51, 69
Bad Hall, 1,05 km WSW	O 50	Boh	G	st. Sp	1941–1942	Paracelsusquelle = Feyereggbohrung, anfangs 20-30 m^3/d, Salzwasser mit Jod und Brom	25, 69
Möderndorf, Bad Hall 2,2 km SSW	O 50	Boh	G	Sp	1948	Eiselbergquelle, aus 280 m, ET. 423 m, Salzwasser mit Jod und Brom, Oligozänsande	25, 69
Ebelsberg bei Linz, 0,2 km NW	O 50	Gr	A	Sp	1975	Brückenbaugrube, rechtes Ufer, aus Schiefertonen des Rupeliens	43
Linz-Lustenau, Hauptplatz Linz 2,7 km SE	O 32	Boh Boh	Ö G	Sp Sp	1898–1899	bei 65 m; zwischen 190 und 237 m, jeweils aus Schlier	10, 79, 87
Traun bei Linz, 0,25 km NW (?)	O 50	Boh Boh	G Ö	Sp Sp	1893	bei 35 m bei 160 m	39, 79, 87
Bergham S, Alkoven 1,45 km E	O 32	Br	Ö	st. Sp	1973	10 bis 15 cm Ölschicht auf Grundwasser	54
Leppersdorf, Eferding 4,5 km S	O 31	Boh	Ö	Sp	1924	bei Kote 288; aus Schlier bei 125 m, 1–2% KW im Wasser	21, 24
Wels, 0,7 km NNW, nahe Bachlerhof	O 49	Br	G	Vork	1891–1892	aus 240 bis 250 m, Produktion ab 1892, ca. 20 m^3/d	9, 26, 28, 33, 34, 38, 69, 70, 82
Haiding, 0,6 km SSE	O 49	Boh	G	Sp	vor 1893	nahe Bahnhof, aus Schlier ab 70 m	38, 79
Wallern a. d. T., 0,7 km SE	O 49	Boh Boh	G Ö	Sp Sp	1917–1918	2 Bohrungen; aus Schlier bei 27–29, 35–39 und 50–54 m; bei 351,6 m	21, 28, 79
Grieskirchen, 0,25 WNW	O 48	Boh	G	st. Sp	1892	gegenüber Bezirksgericht, ab 260 m; Ölfund unsicher	38, 39, 79, 87

Fundstelle und Lage	Bundesland, Karte	Fundart	Fundobj.	Mengen	Zeitraum	zusätzliche Bemerkungen	Literatur laut Liste
Winertsham, Andorf 0,9 km N	O 29	Boh	Ö	st. Sp	1918	aus Sanden im Schlier bei 173,9 m	28, 57, 69, 82, 85
Leoprechting, Taufkirchen/P., 1,0 km E	O 29	Br	Ö	Vork	1906	Asphaltöl aus Linzer Sanden bei 119,8 m sp. Gewicht 0,99	8, 26, 28, 33, 34, 57, 58, 76, 82, 83, 84, 85
Ober-Jechtenham, Taufkirchen/P., 2,4 km W	O 29	Boh	Ö	Sp	vor 1922	Tröpfchen aus Granit-Klüften	28, 57
Flyschzone, Helvetikum und Klippenzone							
Greifenstein, 0,9 km N	N 40	Gr Gr	G Ö	Sp Sp	1982	Donaukraftwerk, Wehranlage und Schleusenbereich, aus etwa 11 m Tiefe	72
Kierling, 0,9 km E	N 40	Boh	Ö	Vork	1930–1931	ab 60 m benzinreiches Öl, ca. 500 l aus Kahlenberger Schichten	6, 7, 23, 26, 60, 73, 76, 83, 84, 90
Kierling 1, ca. 900 m E	N 40	Boh	Ö	Sp	1943	im Kern 217,65–219,45 auf Bruchflächen, Kahlenberger Schichten	Bohrarchiv ÖMV AG
Kierling 2 A, ca. 900 m ESE	N 40	Boh	G	st. Sp	1944–1945	Gaseruption bei Kernentnahme 140,4–143,1 m	Bohrarchiv ÖMV AG
Wien XIV, 0,25 km S Kirche Hütteldorf	W 58	Boh	G	Sp		in der ehem. Brauerei, aus Flyschgesteinen	7, 47, 48
Purkersdorf, 2,3 km ESE	N 58	Br	G	st. Sp	vor 1931	Mooswiese beim Mühlberg, Gasexplosionen aus Flyschgesteinen	6, 22, 23
Rekawinkel, 0,65 km S	N 57	St	G	st. Sp	1909	II. Hochquellenwasserleitung, aus stark porösem und zerklüftetem Greifensteiner Sandstein	6, 23, 83, 85
Maria Anzbach, 0,9 km W	N 57	Br Br	G Ö	Sp Sp	1920–1925	bei Hofstatt, S Haltestelle, aus Unterkreide-Sandsteinen	6, 17, 18, 23, 79
Glosbach, Kilb 5,6 km SW	N 55	A	G	st. Sp	1931	?Gasgefüllte Klüfte, Explosionen mit Rauchentwicklung	19, 20, 22
Hochpyraberg, Scheibbs, ca. 2,5 km NE	N 54	St	G	Vork	1934	Ersatzstollen für die II. Hochquellenleitung; durch Sprengschuß entzündet, Brenndauer bis 14 Tage	6, 35, 83, 85, 96
Gresten, im Ortsbereich	N 71	Sch	Ö	Sp		Kohlenbergbau, Luisenschacht, aus Klüften im Sandstein	56, 78
Hinterholzgraben, Ybbsitz, ca. 3,4 km WNW	N 71	St	A	Sp		Steinkohlenbergbau, einzelne Asphaltstücke	73, 78
Maria Neustift, 0,5 km NE	N 70	A	A	Sp	1938–1939	in klüftigen Glaukonitquarziten	71

Fundstelle und Lage	Bundesland, Karte	Fundart	Fundobj.	Mengen	Zeitraum	zusätzliche Bemerkungen	Literatur laut Liste
Obergrünburg, 3,2 km WSW	O 68	A	Ö	Sp	vor 1971	in Klüften und Hohlräumen von kieseligen Sandsteinen	52
Weissenbachtal, Strobl, 4,4 km SSW	S 95	A	Ö	Sp	1963	in Klüften und Hohlräumen eines dichten Gaultsandsteines	59, 95
Mattsee, ca. 0,6 km SSE	S 64	Boh	G	st. Sp		Gaseruption aus Flyschgesteinen	19
Salzburg SSW, Leopoldskron	S 63	A	G	st. Sp	1879	aus Sanden frei ausströmend, zu Heizzwekken verwendet	74
Lengfelden, Bergheim ca. 1,7 km ENE	S 63	Boh Boh	G Ö	st. Sp Sp	1916–1918	N Salzburg, 3 Gashorizonte, ET. 847,1 m (aus Flyschgesteinen)	16, 27, 87
Wals, 1,2 km WSW (Hammerau)	S 63	A A	G Ö	st. Sp Sp	1921–1924	im Flußbett der Saalach an 30 bis 40 Stellen	16
Bezau 1,7–1,8 km NW	V 112	St	G	Vork	1906	Klausbergstollen zwischen Bezau und Andelsbuch, Stollenbrand nach Gasexplosion, aus klüftigen Unterkreidemergeln	93
Ludesch, 1,3 km NNE	V 141	Gr	G	st. Sp	1967–1968	an den Sperrenstellen und aus dem Stausee des Lutzkraftwerkes, aus Sandsteinen der Oberkreide	29, 55
Oberklien, 1,2 km NE Hohenems	V 111	A	Ö	st. Sp		im Steinbruch und aus einer Quelle aus Kieselkalken der Unterkreide (Schichtflächen und Spalten)	93, 94
Hatlersdorf, 2,9 km W	V 111	Boh	G	Vork	1890–1895	SW Dornbirn, Gaseruption aus 19 m, Flamme 1–2 m	903, 94
Kummenberg, Götzis 2,1 km WNW	V 111	A	Ö	st. Sp		Steinbruch an der Nordseite, aus Schichtfugen des Kieselkalkes	53
Nördliche Kalkalpen							
Hinterbrühl, Gießhüblerstraße 8	N 58	Boh	Ö	Sp	1902	beim Wasseransaugen, ET. 90,5 m	41
Schneealpenstollen, Neuberg/Mürz 2,7 km N bis NNE	St 103	St	G	st. Sp	1968	von Station 1386 bis 1475 Gasausbrüche, Gemisch aus CH_4, N_2 und H_2	11, 15
Urmannsau, Kienberg 3,0 km SE	N 72	A	Ö	st. Sp	seit Mittelalter	Kluftöl aus roten Tithonflaserkalken, am linken Ufer der Erlauf	6, 46, 61, 64, 66, 73, 76, 77, 78, 83, 85
Dobersnigg-Loich, Kirchberg/Pielach 3,0 km SW	N 55	Qu	Ö	Sp		Fabriksgelände, aus Hauptdolomit	30

Fundstelle und Lage	Bundesland, Karte	Fundart	Fundobj.	Mengen	Zeitraum	zusätzliche Bemerkungen	Literatur laut Liste
Bosruck-Tunnel, Spital/Pyhrn, 4,0 km S	O 99	St	G	st. Sp		von N bei 985 und 1000 m, aus bituminösem Triaskalk, Anhydrit und Dolomit, Methanbläser	67
Bosruck-Tunnel, Spital/Pyhrn, 5,1 km S bis SSE	St 99	St	G	st. St		von N bei 1805 m, aus skythischem Dolomitanhydrit, Gasbläser	67
Bosruck-Tunnel, Spital/Pyhrn, 5,7 km SSE	St 99	St	G	Sp		von N bei 2470 m aus einem anisischen Dolomitkalk bei Wassereinbruch	67
Altaussee, ca. 3,2 km NW	St 96	St	G	Vork		Salzbergwerk, aus Hallstätter Kalk, in 14 Monaten 120.000 m^3	67
Hallstatt, ca. 2 km WNW	O 96	St	G	Vork	4 Jahre lang	Gasbläser aus Hallstätter Kalk, Methan mit viel N_2	67
Bad Goisern, Forststraße Stoanwandl/ Hütteneck	O 96	A	A	Sp	1972	bei Sprengarbeiten aus Hallstätter Kalk, Fossilkugeln mit Asphaltfüllung	45, 65
Grazer Becken							
Burgau, ca. 1,7 km SW	St 166	Qu	Ö	Sp	vor 1928	aus Pannonien, an einem Bruch, intermittierende Ölquelle	82, 92
Pichla, ca. 0,3 km N, bei Mureck	St 208	A	G	Sp	1923	im Bachbett aus Tegel aufsteigend	92
Pichla, ca. 50 m S, bei Mureck	St 208	A	Ö	Sp	1923	zwischen den beiden Schulhäusern von Pichla	92
Seibersdorf bei St. Veit, 1,5 km NW	St 208	A A	G Ö	Sp Sp	1923 1923	im Schwarzaubach aus Tegel aufsteigend, leicht flüchtiges Öl (W Teichmeister)	92
Mooskirchen im Kainachtal, ca. 12 km SE Voitsberg	St 189	Boh Boh	G Ö	St. Sp Sp	1926	Gaseruptionen bei 231-232 und bei 242 m, vorwiegend N_2, Ölruß mehrere Tage hindurch	82, 91, 92
Inneralpine Oberkreide und Inneralpines Tertiär							
Sölsnitz, ca. 1,1 km SE St. Marein im Mürztal	St 134	Boh	Ö	st. Sp		in harten Sandsteinen von 214,9–228,1 m, in Sanden von 344,6–375,4 m, ET. 377,9 m in Phylliten	56
Geistthal, ca. 0,8 km E an einem Güterweg	St 163	A	Ö	Sp		Kluftöl in Devonkalken und Gosausandsteinen	56, 68
Guttaring, ca. 1,3 km SW	K 186	St St	Ö G	Sp st. Sp		am Sonnberg, Kohlenbergbau, hohe Teerausbeute, unter 100 m Nummulitenkalken; auch mit bituminöser Kohle	56

Literaturverzeichnis zu Abschnitt IV.2. Die laufenden Ziffern korrespondieren mit den in vorstehender Liste der KW-Anzeichen angegebenen Literaturhinweisen. Die vollständigen Zitate sind im Gesamtliteraturverzeichnis, Abschnitt VII.7, zu finden.

1. ABEL, O. 1903; 2. AIGNER, F. 1923; 3. Anonym, 1929; 4. Anonym, 1935 e; 5. BAYER, K. 1932; 6. BRIX, F. 1964; 7. BRIX, F. 1970; 8. BRIX, F. 1982; 9. BÜRGL, H. 1950 c; 10. COMMENDA, H. 1899; 11. FORSTER, L. 1968; 12. FRIEDL, K. 1927 b; 13. FRIEDL, K. 1937 e; 14. FRIESE, F. M. R. V. 1888; 15. GATTINGER, T. E. 1973; 16. GÖTZINGER, G. 1924 b; 17. GÖTZINGER, G. 1925 a; 18. GÖTZINGER, G. 1926 b; 19. GÖTZINGER, G. 1931 a; 20. GÖTZINGER, G. 1931 b; 21. GÖTZINGER, G. 1932; 22. GÖTZINGER, G. 1940; 23. GÖTZINGER, G. 1954; 24. GÖTZINGER, G. & VETTERS, H. 1929; 25. GRILL, R. 1952; 26. GRILL, R. 1957 a; 27. GRILL, R. 1957 b; 28. GRILL, R. & WALDMANN, L. 1950; 29. HÄMMERLE, E. 1969; 30. HELLER, R. 1956; 31. HOLZLEITNER, H. 1926; 32. JANOSCHEK, R. 1956; 33. JANOSCHEK, R. 1961; 34. JANOSCHEK, R. 1969; 35. JENIKOWSKI, F. 1934; 36. KLENNER, 1971; 37. KNETT, J. 1931; 38. KOCH, G. A. 1893 a; 39. KOCH, G. A. 1902; 40. KOCH, G. A. 1907; 41. KOCH, G. A. 1909; 42. KOCH, G. A. 1911; 43. KOHL, H. 1975; 44. KRATOCHVIL, H. 1983; 45. KRATOCHVIL, H. & BUCHTA, H. 1972; 46. KRÖLL, A. & WESSELY, G. 1967; 47. KÜPPER, H. 1965 b; 48. LAHN, E. 1938; 49. LEPEZ, P. 1937 a; 50. LEPEZ, P. 1937 b; 51. LIEB, H., SPITZY, H. & SKRUBE, H. 1952; 52. MAURER, H. 1972; 53. MEESMANN, P. 1926; 54. MINICHMAYR, W. 1975; 55. OBERHAUSER, R. 1971; 56. PETRASCHECK, W. 1924 a; 57. PETRASCHECK, W. 1924 c; 58. PETRASCHECK, W. 1925 b; 59. PLÖCHINGER, B. 1964 c; 60. POIS, A. 1933; 61. PÖLL, H. 1933; 62. POSEPNY, F. 1885; 63. PREY, S. 1957; 64. RUTTNER, A. 1963; 65. Salzkammergut-Zeitung (Br. L.) 1973; 66. SCHAFFER, F. X. 1941; 67. SCHAUBERGER, O. 1960; 68. SCHMIDT, W. 1908; 69. SCHMÖLZER, A. 1956; 70. SCHUBERT, R. 1903; 71. SCHULZ, E. 1971; 72. SCHWINGENSCHLÖGL, R. 1984; 73. SIGMUND, A. 1937; 74. STREINTZ, M. 1933; 75. STREINTZ, M. 1936; 76. SUIDA, H. & PÖLL, H. 1933; 77. TRAUTH, F. 1933; 78. TRAUTH, F. 1936; 79. VETTERS, H. 1921; 80. VETTERS, H. 1926 b; 81. VETTERS, H. 1931 a; 82. VETTERS, H. 1936; 83. VETTERS, H. 1937 b; 84. VETTERS, H. 1937 c; 85. VETTERS, H. 1938 a; 86. VETTERS, H. 1938 b; 87. WAAGEN, L. 1924 a; 88. WAAGEN, L. 1924 b; 89. WAAGEN, L. 1927; 90. WAAGEN, L. 1931; 91. WAAGEN, L. 1933 a; 92. WAAGEN, L. 1937; 93. WAAGEN, L. 1949; 94. WEINHANDL, R. 1956; 95. WESSELY, G. 1963; 96. ZECHNER, H. 1935.

IV.3. Die Lagerstätten des Wiener Beckens und seines Untergrundes

IV.3.1. Lagerstätten im Neogen des Wiener Beckens und dessen Untergrund

von Norbert KREUTZER

Die geologischen, paläogeographischen und tektonischen Voraussetzungen für die Bildung der Speichergesteine und der Strukturen sowie die Herkunft und Migration der Kohlenwasserstoffe werden in den Abschnitten II.1. und III. 2. sowie in der Übersicht zu Hauptabschnitt III. beschrieben.

Alle im folgenden Text genannten Teufenangaben sind Standardteufen nach den Bohrlochmessungen ab Erdoberfläche. Die Gas- und Ölfelder sind außerdem in Tabelle 24 angeführt, in der ebenso wie in Abbildung 117 die verschiedenen Beziehungen zwischen den Lagerstätten und den betreffenden Teilen von Fazieszykluskeilen angegeben werden. Außerdem enthält diese Abbildung eine Zuordnung der Lagerstätten zu den verschiedenen „system tracts" der einzelnen Sequenzen. Zusätzliche Bemerkungen sind im folgenden Text enthalten. Die Bulimina-Rotaliazone entspricht der oberen, die Sandschalerzone der mittleren, die Lagenidenzone der unteren Badener Serie; Badener Serie, Badenien und die alte Bezeichnung „Torton"

sind Synonyme. Die Jahreszahlen nach den Feldnamen bedeuten die Entdekkungsjahre. Einen Überblick aller österreichischer Öl- und Gasfelder gibt Beilage 17.

IV.3.1.1. Die Felder am Steinbergbruch

Feld Bernhardsthal (1950)

N des Feldes Mühlberg, nahe der Grenze zu Tschechien, wurde in einem flachen Dom der Tiefscholle des Steinbergbruchsystems im untersten Sarmatien (19. SH = Sarmathorizont) Gas gefördert, im oberen Badenien (1., 2., 5., 7., 11. TH = Tortonhorizont, 1.200–1.500 m, strukturelle Fallen) Gas, z. T. Öl, in der oberen Lagenidenzone (25., 27. TH, 2.000–2.100 m, strukturell-stratigraphische- und Bruchfallen) Öl und Gas.

Alle Sonden wurden inzwischen wegen Erschöpfung aufgegeben.

Auf einer Teilscholle der Mistelbacher Hochscholle, begrenzt im W durch einen N–S streichenden und E fallenden Bruch, im E durch das Steinbergbruchsystem, konnte in der Sonde Bernhardsthal Süd 1 1984 eine unwirtschaftliche Ölproduktion im 3. Eggenburghorizont, 1986 hingegen eine wirtschaftliche Ölproduktion im 1. Eggenburghorizont bei 1.750 m erzielt werden (Abb. 161).

Feld Mühlberg (1942)

Seichte Schurfbohrungen ließen in den kohligen Schichten des Pontien eine große Aufwölbung erkennen. Ein flacher Dom im Miozän der Tiefscholle östlich des Steinbergbruchsystems wird von zahlreichen kleineren SW–NE streichenden und NW oder SE fallenden Brüchen in einzelne meist in Verbindung stehende Schollen gegliedert (Abb. 162). Die im Feld Mühlberg bedeutendste Gaslagerstätte umfaßt die Melanopsis-impressa-Zone des untersten Unterpannoniens in 500–600 m Tiefe (Abb. 163) sowie den 1. und 2. SH des obersten Sarmatien, doch treten Gaslagerstätten im gesamten Sarmatien (bis 20. SH) sowie im obersten Badenien (1.–3. TH bis 950 m) auf. Zwischen 1.000 und 1.700 m liegen die Öllagerstätten des oberen Badeniens (4.–23. TH). Struktur- und Bruchfallen dominieren, in einzelnen Horizonten treten Kombinationen mit stratigraphischen Fallen auf (Tonmergelbarrieren). Unbedeutende Öl- und Gaslagerstätten liegen in der tonmergelreichen Lagenidenzone (25., 27. TH, 1.800–1.900 m, strukturell-stratigraphische- und Bruchfallen).

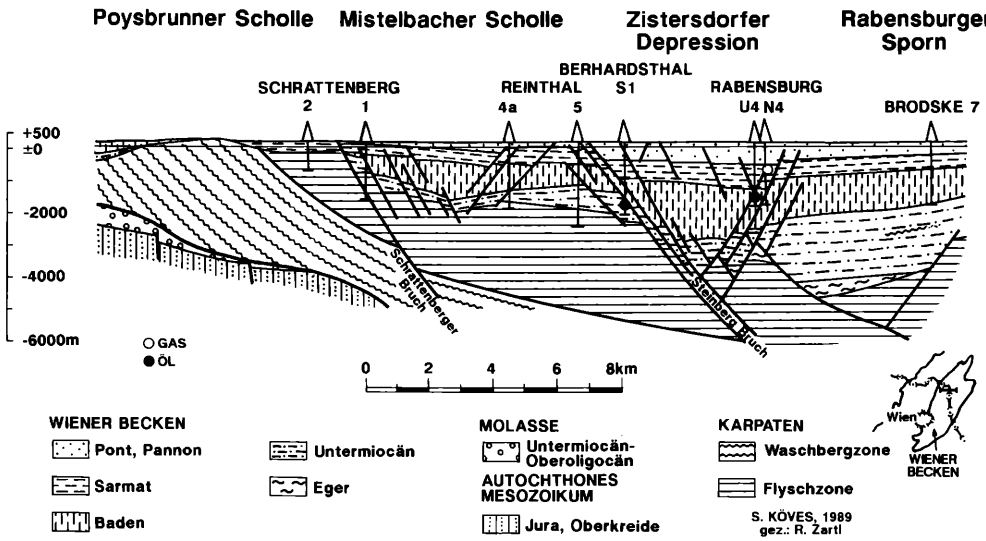


Abb. 161. Geologischer Schnitt Schrattenberg-Rabensburg (KÖVES)

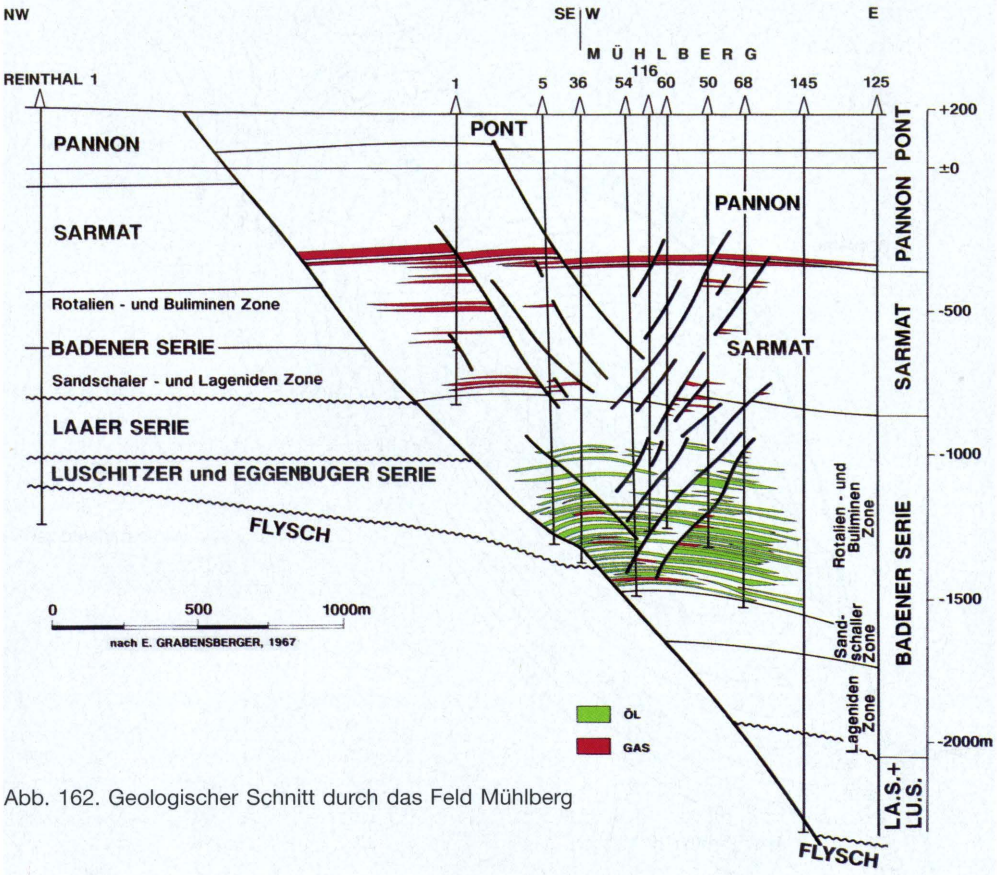


Abb. 162. Geologischer Schnitt durch das Feld Mühlberg

Im Bereich des Unterpannonien-Gashorizontes kam es 1941 beim Abteufen der ersten beiden Bohrungen Mühlberg 1 und 2 und 1960 in Mühlberg 60 zu wilden Gasausbrüchen, die bei Mühlberg 1 und Mühlberg 60 zur Kraterbildung führte (H. SPÖRKER & St. LOGIGAN 1988).

Felder Altlichenwarth-Neuberg (1940) und Neulichtenwarth (1949)

Kleine bereits ausproduzierte Gaslagerstätten (Struktur- und Bruchfallen) wurden aus einer Hochzone im oberen Sarmatien (6., 12.–14. SH, 680–880 m) sowie im oberen Badenien (1.–3. TH, 980 bis 1.100 m) der Tiefscholle des Steinbergbruches gefördert. Auf der Mistelbacher Hochscholle förderte die Sonde Neulichtenwarth 1 Öl aus Basisschichten des Untermiozäns (Schlierbasis, 1.350–1.418 m), die im Strukturanstieg gegen den Großkruter Flyschrücken im NW vertonen und demnach eine strukturell-stratigraphische Falle bilden.

Ab 1983 wurden in einer neuen Bohrkampagne in der durch zahlreiche Brüche zerstückelten Tiefscholle zahlreiche kleine Öl- und Gaslagerstätten im oberen und mittleren Badenien (14.–22. TH, 1.400 bis 1.900 m) sowie eine Öllagerstätte im oberen Sarmatien (11. SH, 1.000 m) nachgewiesen. Die Lagerstätten liegen im Sarmatien in einer flachen Antiklinale, im Badenien in zahlreichen schmalen Schollen. Sie sind daher Struktur- und Bruchfallen.

Damit wurde auch dieser Raum N der Plattwald-Domung des Van Sickle-Feldes aufgeschlossen.

Ölfelder St. Ulrich-Hauskirchen (1938) und Van Sickle-Plattwald (1939)

In der Van Sickle-Domung bzw. Plattwald-Domung der Tiefscholle und in Teil-

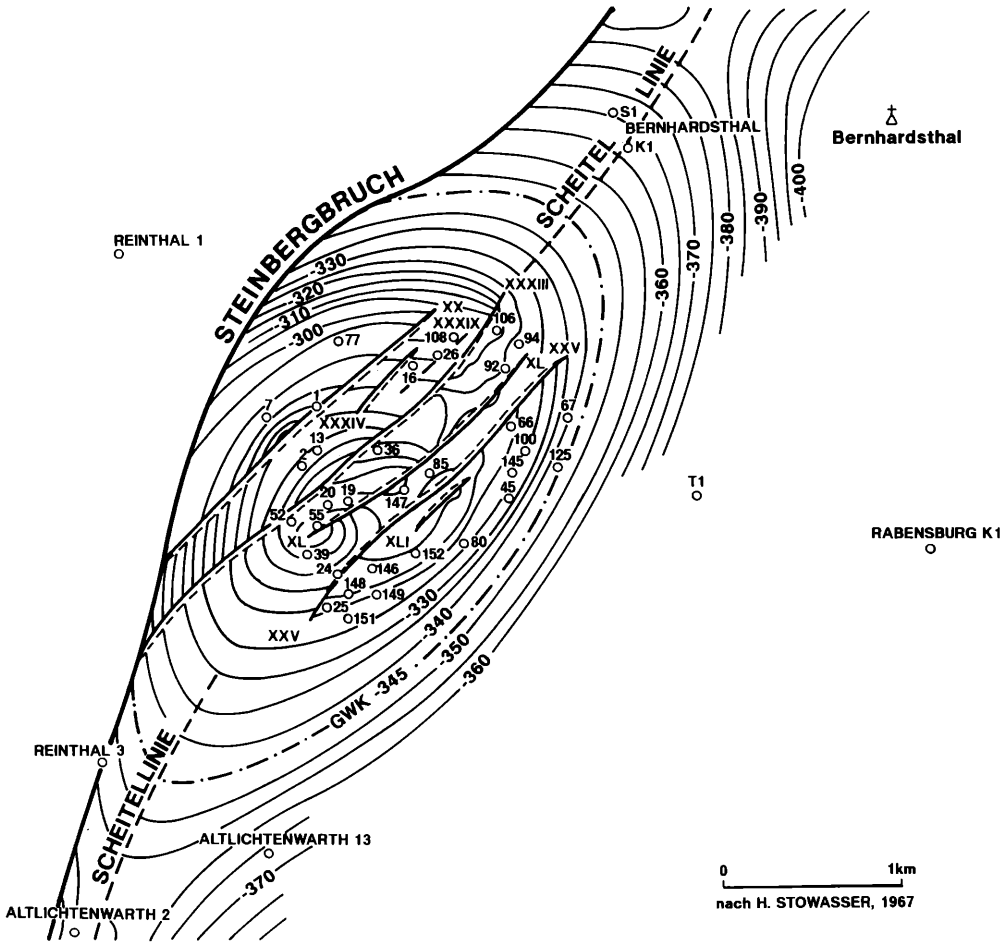


Abb. 163. Strukturkarte Feld Mühlberg; Melanopsis impressa-Gashorizont

schollen des Steinbergbruchsystems treten Öllagerstätten im untersten Pannonien unter 450 m, im oberen Sarmatien (1.–6. SH, ab 500 m, besonders aber 9.–16. SH, 650–1.000 m), aber auch im unteren Sarmatien (17.–20. SH, 800 bis 900 m) einer Teilscholle sowie im oberen Badenien (1.–5. TH, 1.000–1.550 m) auf. Alle diese Lagerstätten stellen Struktur- und Bruchfallen dar.

In der westlich des Steinbergbruchsystems liegenden Mistelbacher Hochscholle wurde 1941 das ausgedehnte Ölfeld St. Ulrich-Hauskirchen entdeckt (Abb. 164). Hier bildet ein W–E streichender alttertiärer Flyschrücken einen begrabenen Berg mit einem Erosionsrelief der alten Landoberfläche vor dem Einbruch des Wiener Beckens sowie auch eine tektonische Aufwölbung. Transgredierende, Flyschschuttführende Schichten (Schlierbasisschutt) der untermiozänen Luschitzer Serie (früher „Helvet") des Ottnangien-Eggenburgien ummanteln diesen Rücken. Die 5 x 1 km große aber weitgehend ausproduzierte Hauptöllagerstätte liegt in den geklüfteten mächtigen Sandsteinpaketen der paleozänen Glaukonitsandsteinserie zwischen 900 m und dem initialen Öl-Wasserkontakt bei 1.200 m, doch sind auch die geringmächtigen Sandsteinlagen der eozänen Steinbergflyschserie bis unter 1.300 m ölführend. Beide Serien gehören der Göstinger Einheit der Greifensteiner

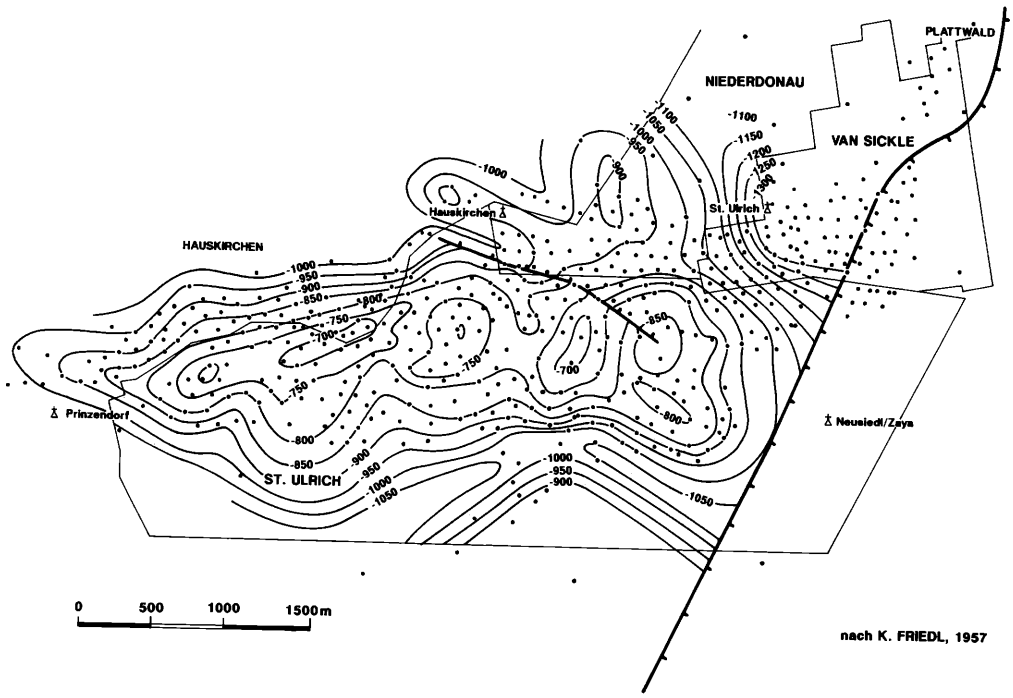


Abb. 164. Strukturkarte des Ölfeldes Hauskirchen

Decke der Flyschzone im Beckenuntergrund an. Die Flyschlagerstätten stellen hauptsächlich Struktur- und Bruchfallen dar.

Die die Flyschgesteine direkt überlagernde, von E. ANIWANDTER 1963 in einem internen Bericht eingehend untersuchte Luschitzer Serie weist vor allem im östlichen Bereich des Flyschrückens bis zum Steinbergbruch eine meist dichte brekziös-konglomeratische Fazies auf. Mehrere Ölhorizonte sind z. T. diesem Schlierbasisschutt zwischengelagert oder überlagern ihn (700–1.050 m) und bestehen im unteren Teil aus Sandsteinen und Konglomeratlagen, im oberen Teil aus Sandsteinen. Zusätzlich ist im östlichen Faziesraum ein nördlicher und ein südlicher Ablagerungsbereich, getrennt von einer W–E verlaufenden Mergelbarriere, zu unterscheiden. Die Öllagerstätten im 4., 5., 6. und 7. Helvethorizont im nördlichen Ablagerungsbereich entsprechen in etwa den Ölhorizonten. A, B, C und D des südlichen Bereiches, wobei der 7. Helvethorizont (früher Lage „2") und C (früher Lage 1, z. T. 2) die produktivsten waren. Flyschschuttlagen schalten sich bereits unter die Horizonte 6 und C ein. Durch die linsenförmige Ausbildung aller Horizonte sind typische strukturell-stratigraphische Fallen vorhanden, die allerdings im E durch den Steinbergbruch eine Bruchfallenkomponente aufweisen.

Ölfelder Gösting (1932), Neusiedl (1936) und RAG (1937)

In einer Doppelstruktur (Gösting- bzw. RAG-Domung) der Tiefscholle des Steinbergbruchsystems sind von 175 bis 660 m mehrere bereits ausgebeutete Gashorizonte im höheren und unteren Pannonien, zuunterst auch ölführend, sowie zahlreiche ebenfalls schon weitgehend erschöpfte Ölhorizonte im gesamten Sarmatien (1. bis 19. SH, 800–1.650 m, Gösting; 3.–20. SH, 870–1.650 m im RAG-Feld) sowie im oberen Badenien (1.–7. TH, 1.850–2.305 m im RAG-Feld) vorhanden. Alle diese Lager-

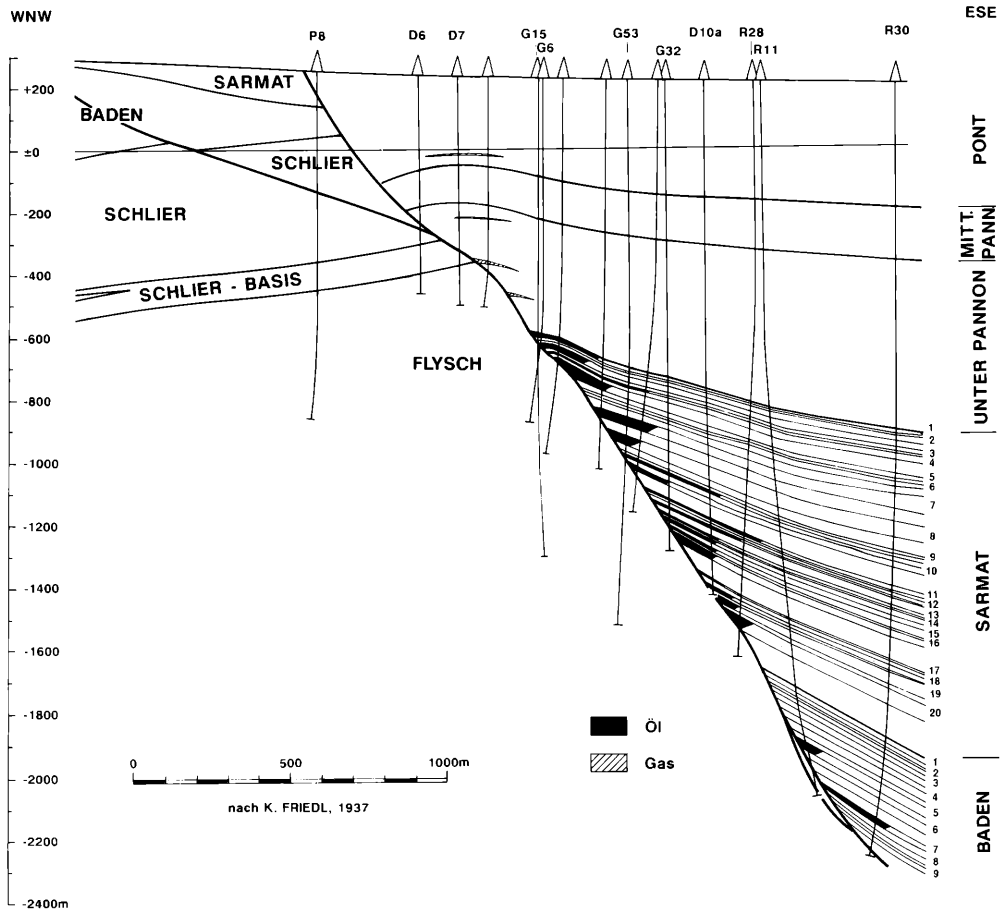


Abb. 165. Schnitt durch das Ölfeld Gösting

stätten stellen Struktur- und Bruchfallen dar (Abb. 165 und 166). Ein in der Sandschalerzone auf der Tiefscholle 1961 nachgewiesenes Ölvorkommen in der Sonde Zistersdorf 3 zwischen 3.145 und 3.193 m mußte bereits aufgegeben werden, ebenso eine Gaslagerstätte in der unteren Lagenidenzone in der Sonde Zistersdorf Übertief 1 von 4.660–4.675 m.

Auch aus dem unmittelbar W des Steinbergbruchsystems anstoßenden Flysch der Mistelbacher Hochscholle wird Öl sowohl aus den geringmächtigen Lagen der Steinbergflyschserie (12.–19. Horizont, unter 950 m) als auch aus den mächtigen geklüfteten Sandsteinpaketen der Glaukonitsandsteinserie (1.–3. Horizont, 1.170–1.700 m) der Göstinger Einheit gefördert (Abb. 121 und 122). In der Sonde RAG 48 wurden in der noch tiefer liegenden Glaukonitsandstein- und Steinbergflyschserie derselben Einheit durch Tests sehr geringe Ölzuflüsse im 3. Glaukonitsandsteinhorizont bei 1.870 m und im 2. Glaukonitsandsteinhorizont bei 1.800 m nachgewiesen, eine Ölproduktion erfolgte aus dem 17. Steinbergflyschhorizont bei 1.500 m. Unmittelbar N des alten Neusiedlfeldes und S des Feldes St. Ulrich-Hauskirchen konnte 1983 eine neue Struktur auf der Hochscholle knapp westlich des Steinbergbruchsystems entdeckt werden. Die Öllagerstätten (Sonden Neusiedl 8 und 9) im 17.–19. Steinbergflyschhori-

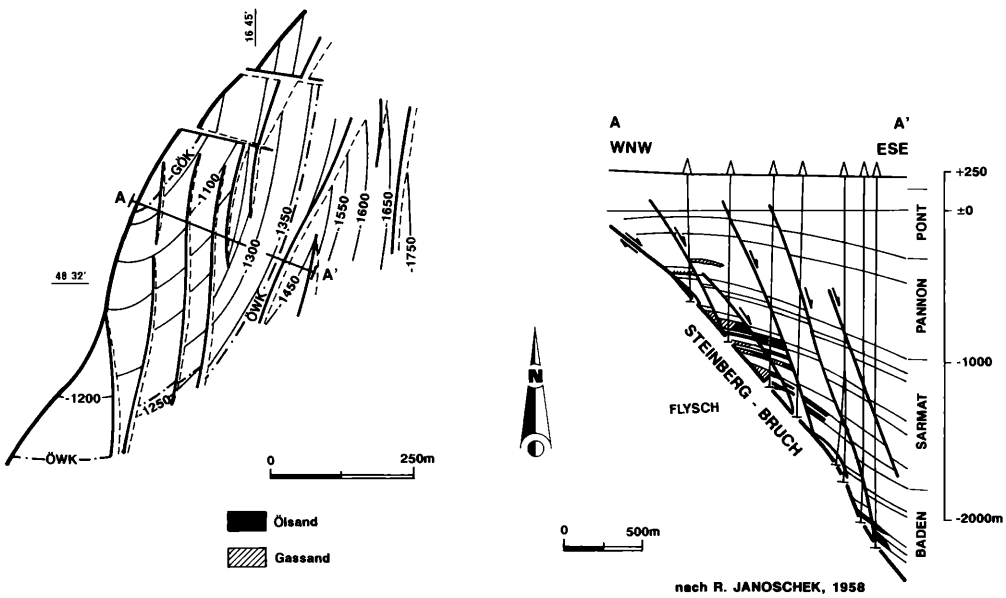


Abb. 166. Strukturkarte und Schnitt durch das Ölfeld Gaiselberg

zont unter 1.000 m und im 1.–3. Glaukonitsandsteinhorizont von 1.175 bis 1.480 m sind noch in Erschließung.

Die unter der Göstinger Einheit der Greifensteiner Decke tektonisch noch tiefere Harrersdorfer Einheit der Flyschzone (W. HAMILTON, R. JIRICEK & G. WESSELY 1990) zeigte in den wenigen Bohrungen bisher nur einen sehr geringen, unwirtschaftlichen Ölzufluß in der Bohrung Neusiedl Süd 1, 2.460–2.910 m (Glaukonitsandsteinserie), und einen noch näher zu untersuchenden Ölzufluß in der Sonde RAG 51, 2.650–2.755 m (Steinbergflyschserie).

Die Göstinger Einheit selbst fällt nach S unter die tektonisch höhere Zistersdorfer Einheit, die, vom Feld Windisch-Baumgarten heranreichend, im RAG-Feld und im angrenzenden Pionierbereich ebenfalls öl- und gasführend in der Steinbergflysch- und Glaukonitsandsteinserie zwischen 600 und 1.100 m ist und ab 1974 verstärkt aufgeschlossen wurde (Abb. 122).

Die Flyschlagerstätten stellen in erster Linie Struktur- und Bruchfallen dar, ihre Produktivität wird aber entscheidend von der primären Fazies und der späteren Diagenese sowie von der Existenz und Intensität von Kluftsystemen beeinflußt. In der Sonde Gösting 1 konnte 1932 die zweite, wenn auch unwirtschaftliche Ölproduktion aus dem 1. Glaukonitsandsteinhorizont der Zistersdorfer Einheit unter 761 m erzielt werden. Mit der Sonde Gösting 2 wurde 1934 im oberen Sarmatien (3. SH, unter 918 m) die erste wirtschaftliche Ölproduktion erreicht und damit das erste Ölfeld im österreichischen Anteil des Wiener Beckens erschlossen.

Ölfelder Windisch-Baumgarten (1930) und Gaiselberg (1938)

In der durch zahlreiche, kleinere SW–NE streichende und SE fallende Brüche zerstückelten Gaiselberg-Domung der Tiefscholle des ab dem oberen Badenien synsedimentären Steinbergbruchsystems wird aus Öllagerstätten des oberen und unteren Sarmatiens (11.–20. SH, 930–1.600 m – eine Gasführung war außerdem im 1., 5., 6. und 9. SH von 670–900 m nachzuweisen) sowie des oberen Badeniens (1.–4. und 7.–9. TH, 1.400–2.320 m) gefördert (Abb. 166). In einer sehr schmalen Teilscholle konnte in der oberen Lagenidenzone eine Gaslagerstätte von 2.300–2.400 m

entdeckt werden. Alle diese Lagerstätten stellen Struktur- und Bruchfallen dar.

Die Ölführung in den unmittelbar W des Steinbergbruchsystems im Beckenuntergrund angrenzenden Flyschgesteinen der Mistelbacher Hochscholle (Steinberg-Dom) greift mehr oder weniger geschlossen über mehrere Felder wie Gaiselberg, Windisch-Baumgarten, RAG-Feld, Pionierbereich sowie Maustrenk und über Neusiedl bis St. Ulrich-Hauskirchen. Sowohl die tektonisch tiefere Göstinger Einheit als auch die höhere Zistersdorfer Einheit (Abb. 121, 122 und 133) werden der Greifensteiner Decke der Flyschzone zugeordnet (W. HAMILTON, R. JIRICEK & G. WESSELY 1990) und bestehen aus einer stratigraphisch aufrechten, nur lokal verschuppten Schichtfolge aus dichten Gesteinen der Oberkreide (Altlengbacher Schichten), 20–40 m mächtigen geklüfteten porösen Sandsteinpaketen der paleozänen Glaukonitsandsteinserie (1.–3. Horizont) und der eozänen Steinbergflyschserie mit nur 2–10 m mächtigen porösen Sandsteinlagen (7.–19. Horizont). Die tektonisch am höchsten liegende Sulzer Einheit der Kahlenberger Decke der Flyschzone im S besteht nur aus dichten Gesteinen der Oberkreide. Die Überschiebung der einzelnen Einheiten erfolgte gegen NW, das generelle Schichteinfallen ist gegen S und SE gerichtet. Das Relief der erodierten Flyschoberkante zeigt nach dem Strukturabfall S des Feldes St. Ulrich-Hauskirchen einen neuerlichen und sogar höheren Anstieg im Steinberg-Dom (Abb. 121). Eine komplizierte, postsedimentäre Bruchtektonik innerhalb des Flysches verursachte eine große Anzahl kleinerer und größerer Schollen, die hauptsächlich durch NW–SE streichende, SW fallende sowie W–E streichende und N fallende Brüche begrenzt werden (Abb. 122).

An der Erosionsdiskordanz der Flyschoberkante gegen die miozäne Beckenfüllung (Abb. 121) streicht von N gegen S zuerst die Glaukonitsandsteinserie (nur in St. Ulrich-Hauskirchen) und die Steinbergflyschserie der Göstinger Einheit, dann die Glaukonitsandsteinserie (ab Pionierbereich) und die Steinbergflyschserie der Zistersdorfer Einheit und zuletzt die Sulzer Einheit aus. Überlagert wird das Flyschrelief von verschieden alten Schichten des Miozäns und zwar in den tieferen Mulden von der Luschitzer Serie des Eggenburgiens und Ottnangiens, dann vom Karpatien, im Top auch erst von der unteren Lagenidenzone des Badeniens.

Im Gebiet des Steinberg-Domes liegen die seit 1977 wieder in Aufschluß stehenden Öl- und Gaslagerstätten der Flyschzone des Beckenuntergrundes (500–1.650 m) fast ausschließlich in der höheren Zistersdorfer Einheit, sowohl in der Glaukonitsandstein- wie Steinbergflyschserie (Abb. 133 und 122). Hier konnte 1930 in der Sonde Windisch-Baumgarten 1a die erste, wenn auch unwirtschaftliche Ölproduktion aus der Steinbergflyschserie (681–729 m) erzielt werden.

Die Flyschlagerstätten sind hauptsächlich Struktur- und Bruchfallen, doch bestimmen die Fazies und diagenetische Veränderungen einerseits sowie Kluftsysteme andererseits wesentlich den Förderverlauf.

Feld Maustrenk-Kreuzfeld (1941)

Es liegt auf der NW-Flanke des Steinberg-Domes der Mistelbacher Hochscholle W des Steinbergbruchsystems. Abgesehen von einer geringen Ölförderung aus der Steinbergflysch- und Glaukonitsandsteinserie der Zistersdorfer Einheit des Flysches (Greifensteiner Decke, 900 bis 1.050 m), erfolgte die Hauptproduktion zwischen 820 und 1.020 m Teufe aus mehreren Lagen der Schlierbasis des Ottnangien-Eggenburgien (Luschitzer Serie) unmittelbar über dem Flyschrelief. Diese linsenförmig entwickelten, lokal auch mächtigeren Sandsteine und Konglomerate stellen durch ihre Vertonungstendenz strukturell-stratigraphische Fallen dar. Nur wenige Sonden fördern noch aus dieser hochverwässerten Lagerstätte der Schlierbasis. Vielfach mitproduziert wurde eine als „Leitsand" bezeichnete W-einfallende, geringmächtige Lage zwischen 700 und 900 m an der Karpatbasis, deren Abstand von der Schlierbasis sich stark durch den Strukturanstieg gegen E (Steinbergbruch) vergrößert. Der KW-führende Leitsand er-

reicht im Pionierbereich mit 365 m Teufe seine strukturhöchste Position. In diesem Feld wurde von 1980–1984 ein Dampfflutprogramm auf die rund 900 m tief gelegenen Schlierbasishorizonte durchgeführt (J. GAMPERL 1980 und 1982). Da nur ein Drittel der erwarteten EOR (= Enhanced Oil Recovery)-Produktion erreicht werden konnte, erwies sich das Projekt als unwirtschaftlich.

Feld Scharfeneck (1944)

Auf der W-Flanke des Steinberg-Domes der Mistelbacher Hochscholle, aber in größerer Entfernung vom Steinbergbruch im E, konnte in 1.000 m Tiefe eine geringe Ölförderung aus der über der Steinbergflyschserie der Zistersdorfer Einheit des Flysches liegenden Schlierbasis des Ottnangiens (Luschitzer Serie) erreicht werden. Derzeit fördert aber nur eine Sonde bei 960 m.

Niedersulz (1944)

In der Tiefscholle östlich des Steinbergbruches konnte in der W-Flanke einer durch E-fallende Nebenbrüche in Teilschollen gegliederten Aufwölbung eine Gasförderung im tieferen Obersarmatien (12.–14. SH) und Untersarmatien (18.–20. SH) in 1.600–2.000 m Tiefe sowie im mittleren Badenien, 2.300–2.400 m, erzielt werden. Eine mögliche, aber noch nicht geprüfte Gasführung ist im untersten Pannonien, im höheren Obersarmatien und obersten Badenien vorhanden. 1992 existierte keine Fördersonde.

Feld Hohenruppersdorf (1941)

Es liegt am S-Ende des NNE–SSW streichenden Steinbergbruchsystems, von dem sich jedoch im Raume Hohenruppersdorf das Pirawarther-Hochleitener Bruchsystem gegen SW abspaltet. Gefördert wurde aus einer Gaslagerstätte im 5. Unterpannonienhorizont bei 950 m und aus Gas- und Öllagerstätten im oberen und unteren Sarmatien (3./4., 5., 6., 11. bis 17. SH, 1.050–1.700 m) in der Tiefscholle des Steinbergbruches. Öllagerstätten in der Tortonbasis der oberen Lagenidenzone konnten in einer Zwischenscholle (1.300–1.500 m) und auf der Mistelbacher Hochscholle (derzeit einzige Fördersonde, bei 750 m) nachgewiesen werden. Eine geringe Ölproduktion wurde aus dem geklüfteten Oberkreideflysch der Kahlenberger Decke erzielt (bei 1.000 m). Die miozänen Lagerstätten stellen hauptsächlich Struktur- und Bruchfallen dar.

IV.3.1.2. Die Felder am Pirawarther-Hochleitener Bruch

Ölfeld Pirawarth (1957)

Nordöstlich des Ölfeldes Pirawarth löst sich vom Steinbergbruchsystem das ab dem oberen Badenien synsedimentäre Pirawarth-Hochleitener Bruchsystem ab. Es streicht SW–NE, die Bruchflächen fallen gegen SE ein (Beilage 4). Weiters gibt es treppenartig gegen die Mistelbacher Hochscholle ansteigende Zwischenschollen. In diesem ganzen System finden sich Öl- und Gaslagerstätten in miozänen Sedimenten: im Unterpannonien des 5. UPH (Unterpannonhorizont) bei 480 m (Zwischenscholle), im oberen Sarmatien, 2. bis 10. SH (Zwischenschollen 545–750 m, Tiefscholle 715–1.110 m), im unteren Sarmatien 11.–14. SH (Zwischenscholle bei 760 m, Tiefscholle 950–1.170 m), im oberen Badenien 1.–9. Obertortonhorizont = OTH (Zwischenschollen 505–1.450 m, Tiefscholle 1.120–1.420 m), im mittleren Badenien 1.–9. Untertortonhorizont = UTH (Zwischenschollen 500–1.470 m, Tiefscholle 1.650–1.950 m), in der oberen Lagenidenzone 1.–5. Tortonbasis (Zwischenschollen 960–1.160 m, Tiefscholle 1.890–2.100 m).

Für die großen Sarmatien-Öllagerstätten (5., 7., 11. und 12. SH.) der Tiefscholle bewirkt der sich vom Hauptbruchsystem abspaltende N–S streichende und E-fallende postsedimentäre Pirawarther Bruch eine Trennung der Lagerstätten in eine W- und eine E-Scholle. Im Feld Pirawarth bilden fast alle Lagerstätten kombinierte Struktur- und Bruchfallen, im mittleren und unteren Badenien auch mit stratigraphischen Fallen. Trotz ölimprägnierter Bohrkerne im geklüfteten Flysch der Kahlen-

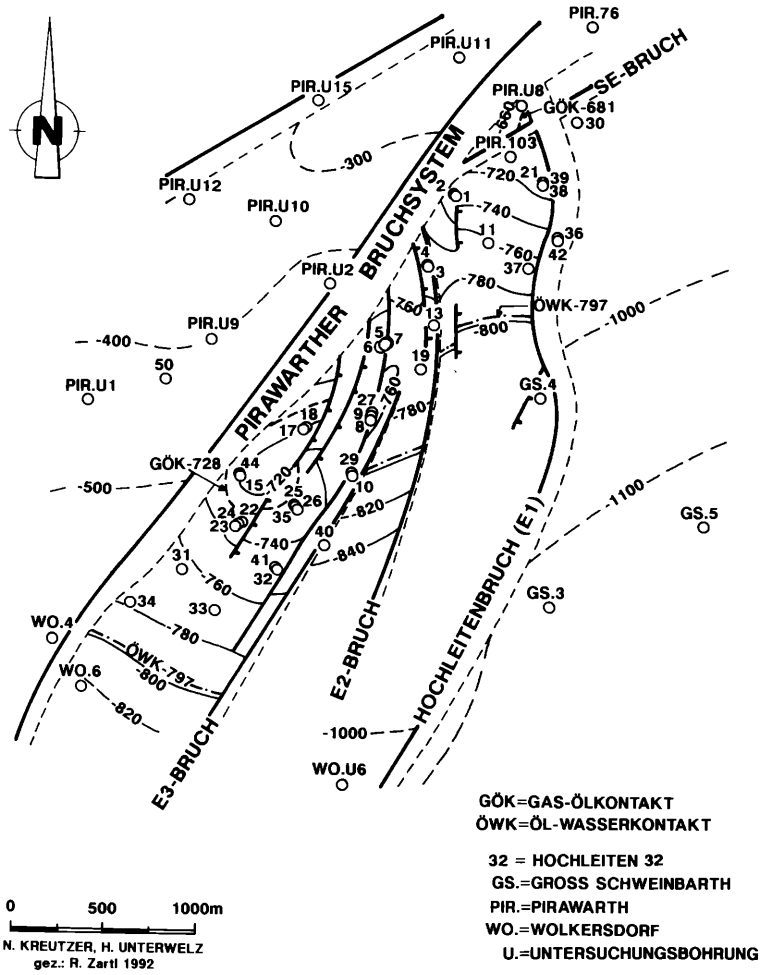


Abb. 167. Struktur der Sandoberkante des 11. Sarmathorizontes im Feld Hochleiten (nach N. KREUTZER & H. UNTERWELZ 1984)

berger Decke konnte bisher – im Gegensatz zu Hochleiten – keine Ölförderung erzielt werden.

Ölfeld Hochleiten (1977)

Unmittelbar SW des Feldes Pirawarth wurde 1977 das Ölfeld Hochleiten entdeckt (Abb. 167 und 168). Es stellt das südwestlichste Feld am SW–NE streichenden und SE einfallenden, ab dem oberen Badenien synsedimentären Hochleitener-Pirawarther Bruchsystems dar, welches die Mistelbacher Hochscholle im NW von der Tiefscholle im SE trennt. Die Lagerstätten im Miozän liegen fast ausschließlich auf der Tiefscholle des Hauptbruches des Bruchsystems, aber auf der Hochscholle des das Feld Hochleiten gegen Pirawarth begrenzenden E fallenden Hochleitenbruches E1, der sich vom Hauptbruch in N–S Richtung abspaltet und im Obersarmatien ab dem 5. SH ebenfalls synsedimentär wirksam war. Neben unbedeutenden Gaslagerstätten im Obersarmatien (2.–7. SH, 640–820 m) und der ersten Öllagerstätte (10. SH unter 880 m) treten Öllagerstätten im Untersarmatien (Abb. 167 und 168) auf (besonders 11.–13. SH, 900–1.050 m, ferner 13b und

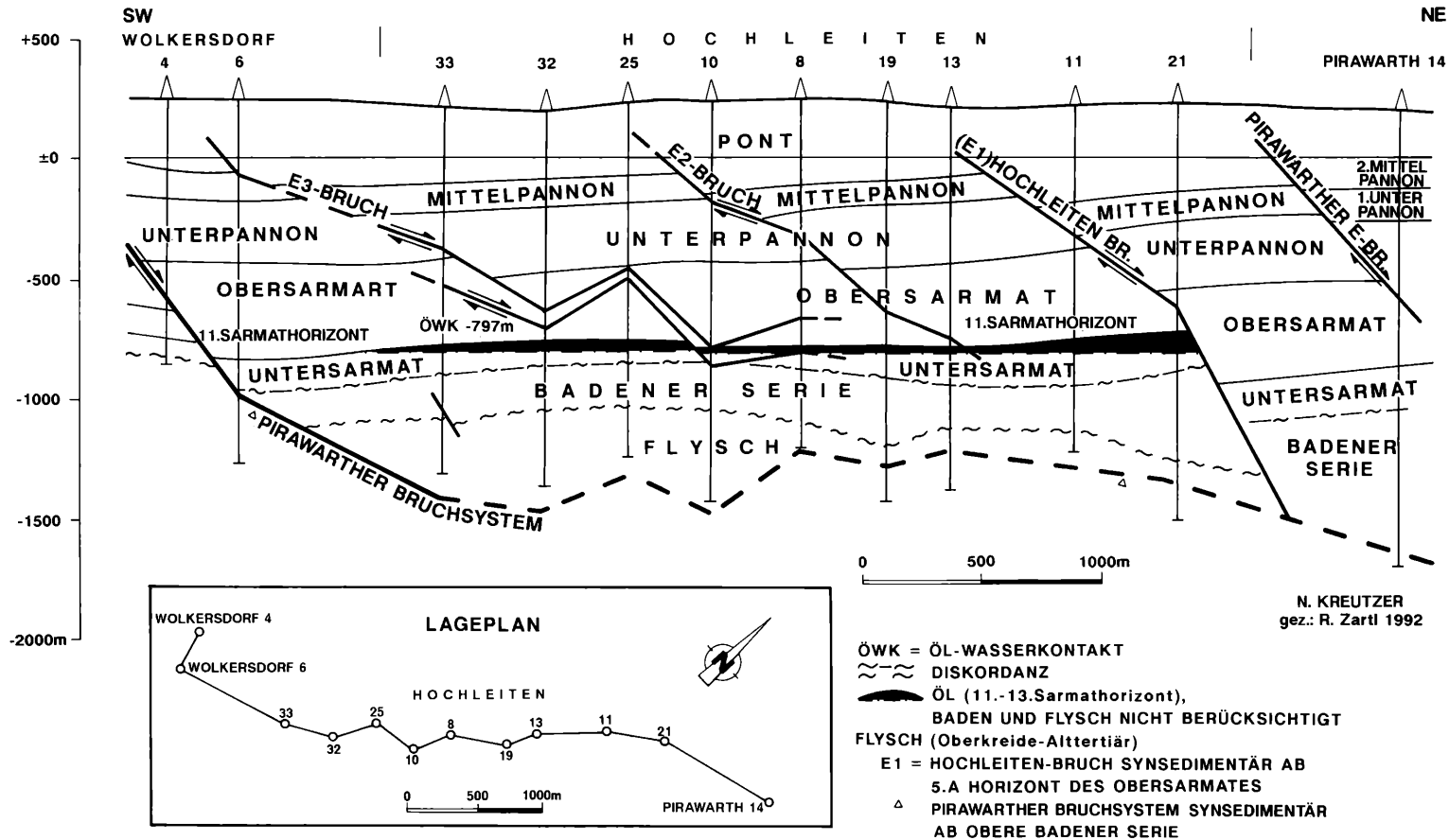


Abb. 168. Geologischer Längsschnitt durch das Ölfeld Hochleiten (nach N. KREUTZER 1984)

14. SH, 1.100–1.140 m) sowie im oberen Badenien (1.–6. OTH, 1.070 bis 1.320 m). Unbedeutende Gaslagerstätten sind im mittleren Badenien (Zwischenschollen 480–520 m, Tiefscholle bei 1.370 m) und unbedeutende Öllagerstätten in der oberen Lagenidenzone (Zwischenscholle 885–895 m, Tiefscholle 1.460–1.560 m) vorhanden. Die miozänen Lagerstätten stellen fast ausschließlich kombinierte Struktur- und Bruchfallen dar, im mittleren und unteren Badenien auch mit stratigraphischen Fallen.

Überraschend war die im Oberkreide- und Eozänflysch der Kahlenberger Decke (W. HAMILTON, R. JIRICEK & G. WESSELY 1990) in 25 Bohrungen nachgewiesene Öl- und Gasführung zwischen 800 und 2.200 m in Kluftsystemen unterschiedlicher Größe, Intensität und Erstreckung. Obwohl in den meisten Sonden keine wirtschaftliche Ölproduktion erreicht werden konnte, förderten die drei besten Sonden zwischen 800 und 1.330 m aus dem Oberteil des Flysches allein kumulativ rund 86.000 t Öl bis Ende 1992.

IV.3.1.3. Die Felder in der mittleren Hochzone

Die Felder Aderklaa (1942), Süßenbrunn (1951), Kagran (1954) und Breitenlee (1963)

Die Struktur Aderklaa, schon 1934 gravimetrisch entdeckt, geht auf eine Aufwölbung und einen begrabenen Berg des kalkalpinen Beckenuntergrundes (Frankenfels-Lunzer Schuppensystem) sowie auf eine Hochlage des kristallinen Grundgebirges zurück, die auch für die synsedimentäre Struktur (geringere Schichtmächtigkeit) des überlagernden Miozäns verantwortlich sind (Abb. 169 und 170). Zusätzlich bedeutsam für die KW-Führung aller dieser Felder sind die zahlreichen, bogenförmig etwa N–S streichenden, hauptsächlich W-fallenden post- und synsedimentären Brüche. Das ab dem oberen Badenien synsedimentäre, W-fallende Aderklaaer-Bockfließer Bruchsystem im W und kleine E-fallende Brüche im E begrenzen die Struktur Aderklaa. In dieser domförmigen Hochscholle treten teils als Bruch- und teils als stratigraphische Fallen in

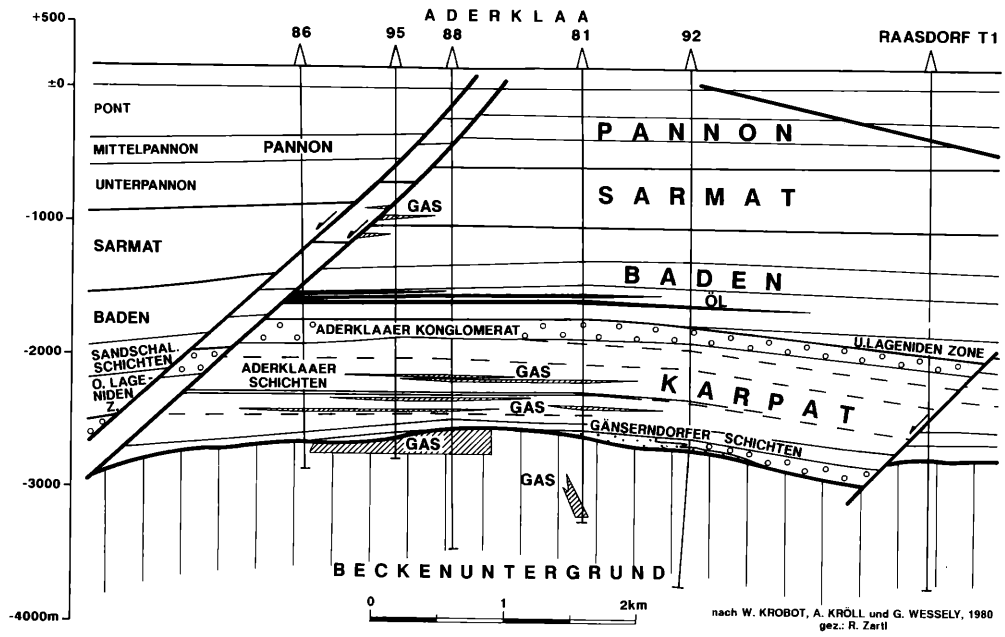


Abb. 169. Geologischer Schnitt durch das Feld Aderklaa

Form von Sandlinsen auf: kleine ausgeförderte Gaslagerstätten im oberen Sarmatien (1., 4., 5. SH von 750–950 m), dann im unteren Sarmatien (8. SH bei 950 m) und im 1. Obertortonhorizont (OTH) von 1.240–1.500 m; weiters die erst 1950 entdeckten, heute bereits weitgehend erschöpften Öllagerstätten in den linsenförmigen Aderklaaer Sanden des 3.–7. Untertortonhorizontes (UTH) der oberen Lagenidenzone (1.620–1.730 m; Abb. 169). Noch stärker ist der stratigraphische Fallentyp durch die zahlreichen bereits 1942 entdeckten Gaslagerstätten in den Aderklaaer Schichten des Karpatiens zwischen 2.300 und 2.700 m (8.–17. „Helvet"-Horizont) repräsentiert. Eine kleine Öllagerstätte wurde 1964 auf der Tiefscholle der E-fallenden Brüche nachgewiesen (14. „Helvet"). Die 1959 im steilstehenden Trias-Hauptdolomit entdeckte Gaslagerstätte zwischen 2.641 und 2.849 m ist bereits weitgehend verwässert.

Im tief abgesenkten nördlichen Bereich der Tiefscholle W Aderlaa wurde im kleinen Ölfeld Süßenbrunn aus denselben linsenförmigen Aderklaaer Sanden, aber aus 2.200–2.400 m, Öl gefördert. Es liegen wieder strukturell-stratigraphische Fallen vor.

Weiter im S ist im Raume Breitenlee-Kagran-Hirschstetten, also auf Wiener Stadtgebiet, ähnlich wie in Aderklaa, wieder eine deutliche Aufwölbung des kalkalpinen Beckenuntergrundes (Frankenfels-Lunzer Schuppensystem), verbunden mit einer strukturhohen Lage des Miozäns, vorhanden. Die Gas- bzw. Ölfelder Kagran und Breitenlee umfassen eine große Anzahl von im Sarmatien und Badenien gas- und/oder ölführender Bruchschollen, deren Lagerstätten in halbdomartigen Strukturen auf Hochschollen E der W-fallenden Brüche bzw. auf Schollen zwischen solchen Brüchen liegen und damit Struktur- und Bruchfallen darstellen. Gaslagerstätten sind vorhanden im höheren und unteren Pannonien (570–630 m), oberen Sarmatien (2. HS bei 920 m), vor allem aber im unteren Sarmatien (6., 9., 10., 11. SH von 1.100–1.300 m) sowie – nach neuen mikropaläontologischen Untersuchungen dem Untersarmatien und

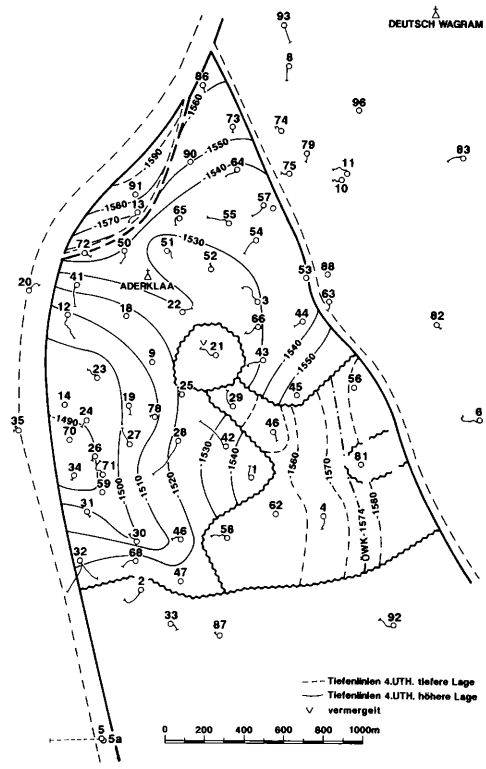


Abb. 170. Strukturkarte des Ölfeldes Aderklaa – 4. U.T.H. (nach E. ANIWANDTER, R. HELLER & E. VOGELSINGER 1967)

nicht dem oberen Badenien zugehörig – im 1.–6. Obertortonhorizont (OTH) von 1.370–1.530 m (strukturell-stratigraphische und Bruchfallen). Eine Öllagerstätte tritt im 4. OTH unter 1.400 m in einer Bruchscholle auf. Kleinere Gas- und Öllagerstätten wurden wieder in den linsenförmigen Aderklaaer Sanden der oberen Lagenidenzone, 2.–5. UTH von 1.800 bis 2.200 m, in mehreren Schollen nachgewiesen. Im Gegensatz zu Aderklaa ist die Gasführung in den Aderklaaer Schichten der Felder Kagran, Breitenlee und Hirschstetten unbedeutend. Die 1973 im Trias-Hauptdolomit entdeckte Gaslagerstätte Hirschstetten (2.800–2.880 m) ist bereits ausgefördert.

Das Feld Matzen (1949)

Das etwa 100 km^2 große Ölfeld Matzen ist ein „giant oil field", das größte Ölfeld

des Wiener Beckens (bis 1992 66,3 Mio. t kumulative Förderung), aber auch von Mittel- und Westeuropa, ausgenommen die Ölfelder in der Nordsee. Es liegt in der zentralen Strukturhochzone, die sich von Aderklaa im SW bis Eichhorn im NE in der Tiefscholle erstreckt und umfaßt einerseits die zahlreichen großen und übereinanderliegenden Öl- und Gaslagerstätten der miozänen Beckenfüllung, andererseits auch bedeutende Öl- und Gaslagerstätten im kalkalpinen Beckenuntergrund (Beilage 4). Die einzelnen Strukturhochs des Beckenuntergrundes (im NW die Flyschzone mit der Laaber Decke im Spannberger Rücken; W. HAMILTON, R. JIRICEK & G. WESSELY 1990, im SE die Kalkalpenzone mit dem Frankenfels-Lunzer Schuppensystem und der Ötscher Decke) und der miozänen Schichten der Füllung des Wiener Beckens liegen meist übereinander. Die räumlich und zeitlich differenzierte Absenkung des Beckenuntergrundes, vor allem zwischen Flysch und Kalkalpen, führte zur Anlage meist synsedimentärer Strukturen in der Beckenfüllung (geringere Mächtigkeiten von Schichtintervallen) über den Hochzonen des Beckenuntergrundes. Solche synsedimentäre Strukturen können jedoch auch durch lateralen Materialtransport, deutlich erkennbar in progradierenden Schichten von subaquatischen Deltas, entstehen, wodurch geringermächtige Schichtintervalle auch in der Beckenmitte und nicht nur über Hochzonen gebildet werden (Abb. 171). Die in den Pannonien-, Sarmatien- und Badenien-Horizonten vorhandene Verschiebung ihrer Kulminationen (Scheitellinien) in Richtung der abnehmenden (konvergierenden) Mächtigkeit zwischen den Oberkanten der jeweils tieferen Horizonte (Abb. 172) läßt sich in der Badener Serie zwischen 5. und 15. TH auch auf solche progradierende Schichten zurückführen.

Andere Strukturen sind postsedimentärer oder kombiniert post- und synsedimentärer Natur. Die Struktur Matzen wird am W-Rand vom N–S streichenden und W-fallenden Bockfließer-, (Aderklaaer-,) Bruchsystem begrenzt, welches ab dem

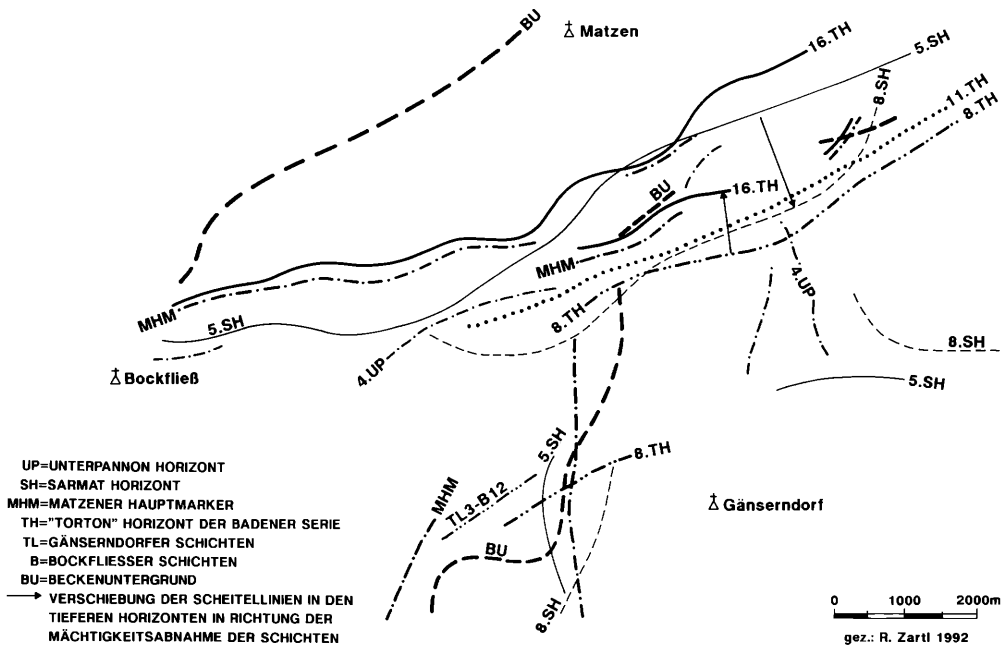


Abb. 171. Scheitellinien miozäner Horizonte und des Beckenuntergrundes im Feld Matzen (modifiziert nach N. KREUTZER 1971)

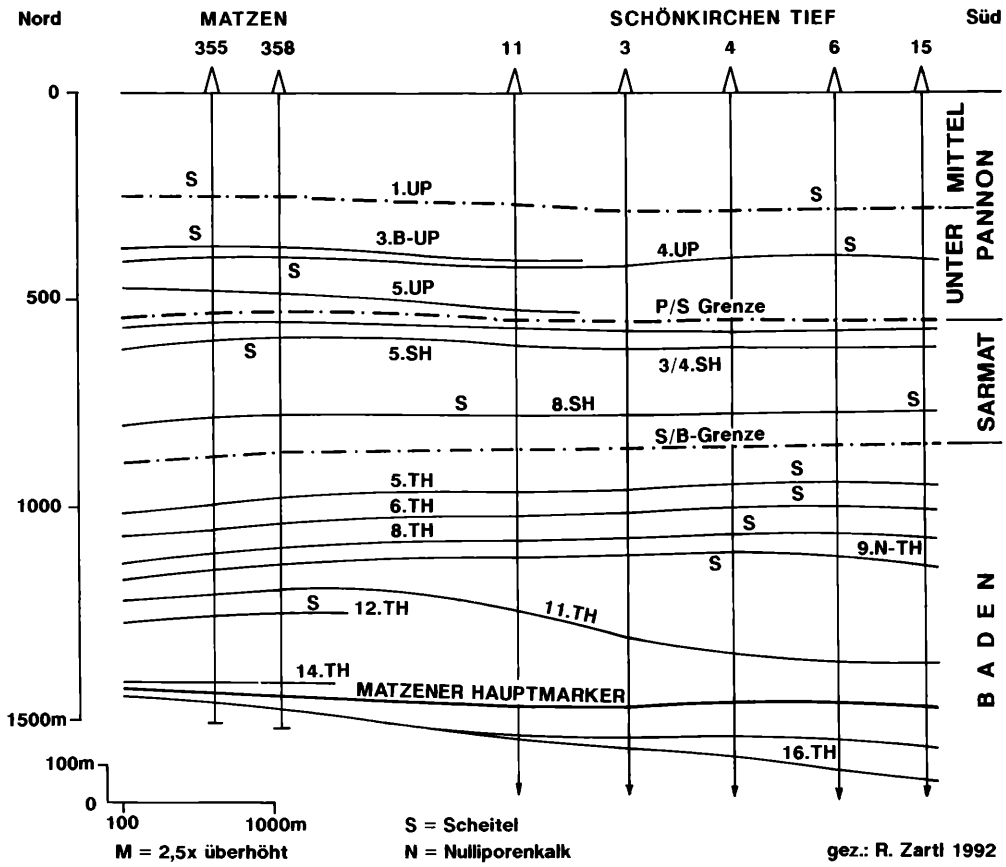


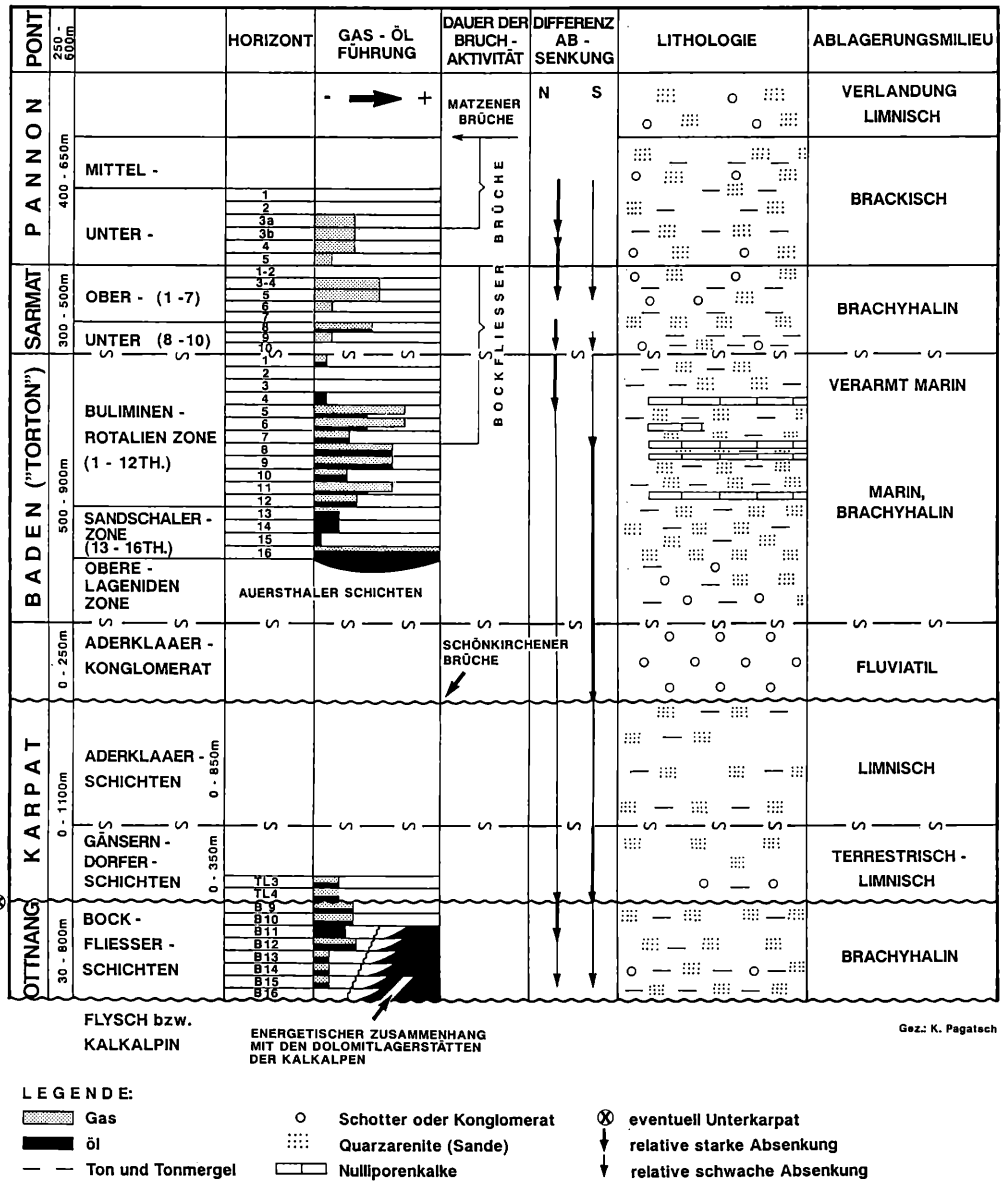
Abb. 172. Verschiebung der Scheitellinien (S) in den tieferen Horizonten des Feldes Matzen in Richtung der Mächtigkeitsabnahme der Schichtintervalle (modifiziert nach N. KREUTZER 1971)

oberen Badenien, mit Unterbrechung im tieferen Unterpannonien, bis ins höhere Pannonien synsedimentär wirksam war. Postsedimentärer Entstehung sind hingegen das SW–NE streichende, SE und NW-fallende Matzener Bruchsystem (post-höheres Pannonien) im N-Teil des Feldes sowie das N–S streichende Schönkirchener Bruchsystem im S-Teil (Grenzbereich Karpatien-Badenien).

Im Feld Matzen konnte eine Ölproduktion hauptsächlich zwischen 900 und 3.300 m, eine Gasproduktion zwischen 500 und über 6.000 m Tiefe erreicht werden (Beilage 4). Es lassen sich 25 wichtige Öl- und Gaslagerstätten feststellen. Davon liegen in der miozänen Beckenfüllung 2 Gaslagerstätten im Pannonien (500 bis 550 m), 3 Gaslagerstätten im Sarmatien (650–950 m), 10 Öl- und Gaslagerstätten im Badenien (1.100–1.700 m), 2 Öllagerstätten in den Gänserndorfer Schichten des Karpatien (1.900–2.850 m), 4 Öllagerstätten in den Bockfließer Schichten (1.800 bis 2.900 m). Die meist in Trias-Hauptdolomiten des kalkalpinen Beckenuntergrundes liegenden Lagerstätten stellen einerseits Relieflagerstätten in – tektonisch aber in einer Synklinale liegenden – begrabenen Bergen dar (2.700–2.900 m), andererseits sind es steilstehende kalkalpeninterne Lagerstätten (2.800–6.000 m). Nur eine äußerst geringe Ölproduktion konnte aus dem Flysch im Bockfließer Strukturhoch des Spannberger Flyschrückens erzielt werden.

Die bedeutenderen KW-führenden Horizonte sind (Tabelle 23): im Unterpanno-

Tabelle 23. Feld Matzen, Öl- und Gashorizonte, Sedimentation und Tektonik (nach A. KRÖLL 1984, N. KREUTZER 1990, 1992)



nien der 3. und 4. UPH (Gas), im Obersarmatien der 3./4. und 5. SH (Gas), im Untersarmatien der 8. SH (Gas, z. T. Öl), im oberen Badenien der 5. und 6. TH (Gas, z. T. Öl), der 8., 9., 10., 11. und 12. TH (Öl), im mittleren Badenien der 13. (Öl z. T. Gas), 14. und 15. TH (Öl). Als wichtigster Horizont des Feldes und des Wiener Beckens überhaupt, ist der 16. TH oder besser Matzener Sand zu nennen (Beilage 11) (bis 1992 35,4 Mio. t kumulative Förderung). Er ist ein zeitungleicher basaler Transgressionssand über hauptsächlich Flyschkonglomerate führenden lim-

nisch-marinen Auersthaler Schichten der oberen Lagenidenzone sowie über erodierten Schichten des Untermiozäns und des Flysches des Spannberger Rückens. Im Untermiozän sind der terrestrisch-limnische TL 4-Horizont der Gänserndorfer Schichten und die Horizonte B 9 bis B 12, z. T. B 16, der Bockfließer Schichten anzuführen. Die Bockfließer Schichten können unter B 11 als an- oder auflagernde Dolomitschuttkörper mit den im folgenden genannten Relieflagerstätten des kalkalpinen Beckenuntergrundes (meist Trias-Hauptdolomit) gemeinsame Lagerstätten bilden (Abb. 173). Die Gaslagerstätte Schönkirchen Tief, die Öllagerstätten Schönkirchen Tief (bis 1992 8,6 Mio. t kumulative Förderung) und Prottes Tief besitzen trotz unterschiedlicher, von SW nach NE ansteigender Wasserkontakte, einen gemeinsamen Aquifer und bilden daher ein einheitliches Energiesystem. Ihre örtliche Trennung wird durch Einmuldungen im Relief oder dichte Oberkreidesedimente bewirkt.

Die bedeutendsten kalkalpeninternen Gaslagerstätten sind Schönkirchen-Übertief (4.800–6.100 m, derzeit größter Produzent, bis 1992 6,9 Milliarden m^3 kumulative Förderung) sowie Reyersdorf (2.800 bis 3.300 m, mit einem unbedeutenden Ölanteil), Beilage 4.

Die Öl- und Gaslagerstätten des Miozäns im Feld Matzen stellen meist kombinierte tektonisch-stratigraphische Fallen dar. Die strukturellen Fallen dominieren vor allem im Pannonien, Sarmatien und Badenien, werden aber meist von einer generellen oder lokalen Vertonung der KW-führenden Sande begleitet (stratigraphische Fallenkomponente). Stratigraphische oder kombiniert strukturell-stratigraphische Fallen sind charakteristisch für die meist linsenförmig entwickelten Aderklaaer-, Gänserndorfer- und Bockfließer Schichten. Weitere Fallen ergeben sich aus der Existenz der drei Bruchsysteme, wodurch die meisten Horizonte eine KW-Führung nicht nur in der bruchungestörten Hauptstruktur („Hauptscholle"), sondern auch – in Verbindung mit dieser oder völlig getrennt – in den zahlreichen kleineren Bruchschollen aufweisen. Außerdem treten Fallen über und unter Diskordanzen auf. Diskordanzen müssen aber nicht abdichten, wie gemeinsame Lagerstätten in den Bockfließer Schichten und im Hauptdolomit der Ötscher Decke (Abb. 173) sowie des Matzener Sandes mit Auersthaler-, Aderklaaer-, Gänserndorfer- und

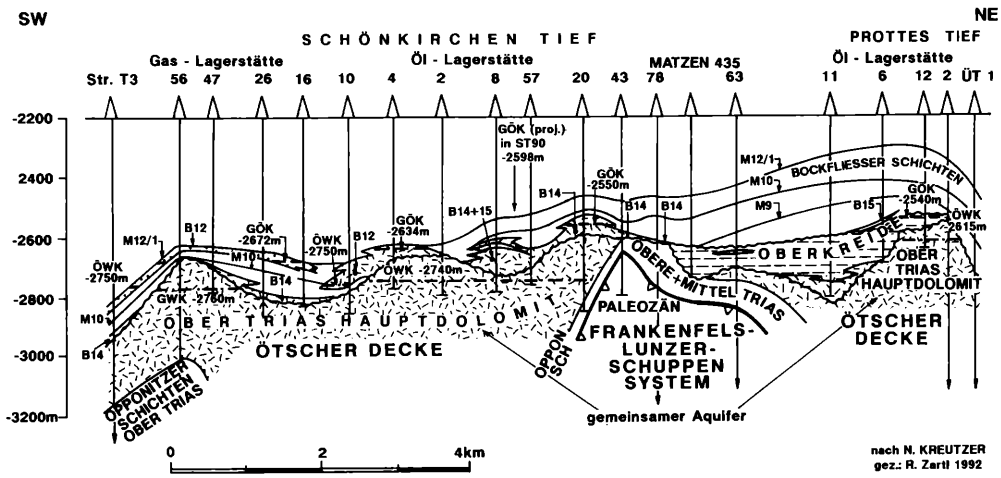


Abb. 173. Geologischer Schnitt durch die gemeinsamen Lagerstätten der Ötscher Decke und die unteren Bockfließer Schichten des Feldes Matzen.
Die drei getrennten Lagerstätten besitzen einen gemeinsamen Aquifer im Trias-Hauptdolomit (nach N. KREUTZER 1992)

Bockfließer Schichten zeigen (Tab. 23). Typische Strukturfallen stellen die Relieflagerstätten in den begrabenen Bergen der kalkalpinen Ötscher Decke sowie die Antiklinale der Reyersdorfer Gaslagerstätte im Frankenfels-Lunzer Schuppensystem dar.

Obwohl durch geologische Feldkartierung und Counterflushbohrungen im Pontien die Matzener Struktur als regionales Hoch schon zwischen 1937 und 1940 erkannt wurde (siehe auch Hauptkapitel IV.1.4.), brachten erst tiefere Erkundungsbohrungen bis ins höhere- und tiefere Pannonien, teilweise bis ins Sarmatien (bis 700 m), nach 1945 Aufschluß über die genaue Lage der strukturhohen Bereiche. Tiefbohrungen und geologische Überlegungen führten nicht nur zur Entdeckung der großen miozänen Öl- und Gaslagerstätten des Feldes Matzen (ab 1949), sondern auch, in Verbindung mit seismischen und gravimetrischen Messungen, zur Entdeckung der bedeutenden Lagerstätten des kalkalpinen Beckenuntergrundes (ab 1962).

Auch das Feld Matzen blieb nicht von wilden Gasausbrüchen und anschließenden Kraterbildungen verschont (H. SPÖRKER & St. LOGIGAN 1988). Bereits bei der Untersuchungsbohrung Matzen K3 (1948) und, damit ursächlich in Zusammenhang stehend, später in der Umgebung bei Matzen 69 und 4 (1951) sowie unabhängig davon bei Matzen 9 (1950/51), kam es im Gefolge von Gasausbrüchen zur Entstehung von Kratern.

Gasfeld Tallesbrunn (1960)

Eine Aufwölbung des kalkalpinen Beckenuntergrundes (Ötscher-Decke und höhere Kalkalpendecken) im Raume Tallesbrunn verursacht die synsedimentäre Struktur, also geringere Schichtmächtigkeit, des überlagernden Miozäns. Die Struktur Tallesbrunn stellt die östliche Fortsetzung der großen Matzener Struktur dar, begrenzt im SE durch den WSW–ENE streichenden und SE fallenden Markgrafneusiedler Bruch. Gaslagerstätten sind vorhanden im Unterpannonien (5. UPH bei 650 m), oberen Sarmatien (3./4. und 5. SH bei 700 m), unteren Sarmatien (8. SH bei 900 m, 9. SH bei 940 m) und oberen Badenien (5. und 6. TH unter 1.100 m, aber aus dem Feld Matzen nach Tallesbrunn reichend). Sie sind meist strukturell-stratigraphische Fallen, z. T. auch kombiniert mit Bruchfallen (Markgrafneusiedler Bruch).

Ebenthal (1967)

NE des Feldes Matzen auf der NW-Flanke der sich fortsetzenden Matzener Hochzone, fördern 2 Ölsonden aus noch nicht genauer abgegrenzten Lagerstätten des mittleren Badeniens: Ebenthal 1 im N aus dem 15. TH bei 1.850 m und Ebenthal 2 im S aus dem 15. Z-TH bei 1.780 m. Diese Lagerstätten stellen strukturell-stratigraphische Fallen dar (Vertonung im Strukturanstieg gegen S). Die beiden Sonden liegen über der Ötscher-Decke des kalkalpinen Beckenuntergrundes.

Dürnkrut (1982)

Der 15. Z-TH des mittleren Badenien ist in der Sonde Dürnkrut 3, unmittelbar an der March, bei 1.875 m ölführend. Die genaue Ausdehnung der Lagerstätte in der NW-Flanke der sich nach NE fortsetzenden Matzener Hochzone ist derzeit noch unbekannt, doch dürfte, ähnlich wie im benachbarten Feld Gajari (Slowakei), eine strukturell-stratigraphische Falle vorliegen.

Feld Rabensburg (1954)

In der Mitte des nördlichen Wiener Bekkens, knapp W der Thaya, liegt die durch Strukturbohrungen und Seismik erforschte und auf einer Aufwölbung des Beckenuntergrundes (Flyschzone) beruhende Struktur Rabensburg. Sie wird im SE durch das SW–NE streichende und SE fallende, ab dem oberen Badenien synsedimentäre System des Rabensburger E-Bruches, im NW durch jenes des SSW–NNE streichenden und WNW fallenden, im oberen Badenien und oberen Sarmatien deutlich synsedimentären Rabensburger W-Bruches begrenzt. In dieser horstartigen Hochscholle wurden in meist linsenförmigen geringmächtigen Sanden Lagerstätten angetroffen, die strukturell-stratigraphi-

sche Fallen darstellen. Gas konnte im oberen Badenien, 3., 12. TH, 1.000–1.300 m und mittleren Badenien, 18., 25.–27. TH, 1.400–1.700 m, Öl in der oberen und unteren Lagenidenzone, 28.–31. TH, 1.800 bis 2.070 m gefördert werden.

In der Tiefscholle des Rabensburger Ostbruches wurde innerhalb kleiner Schollen Gas im oberen Sarmatien (5., 6., 9., 10. SH, 13. SH z. T. mit Öl, 1.160–1.850 m) sowie Öl im oberen Badenien (1., 2. TH, 1.900 m) gefördert (Struktur- und Bruchfallen). In der Tiefscholle des Rabensburger W-Bruches ist eine Gaslagerstätte im unteren Sarmatien bei 1.410 m vorhanden. Derzeit ist keine Fördersonde in Tätigkeit.

Rabensburg Nord (1976)

In Teilschollen des Rabensburger W-Bruchsystems (Abb. 161) wurden mehrere Gas- und Ölhorizonte im oberen Badenien, 6.–11. TH, 1.580–1.870 m und mittleren Badenien, 22.–24. TH, 1.720–1.880 m angetroffen. In der Tiefscholle war im oberen Sarmatien (11. SH, 980 m) eine bereits ausproduzierte Gaslagerstätte vorhanden. Die Lagerstätten in Rabensburg Nord stellen Struktur- und Bruchfallen dar. Derzeit fordern nur 2 Ölsonden.

IV.3.1.4. Die Felder in der Südostrand-Hochzone

Gasfeld Moosbrunn (1984)

Es stellt das bisher südlichste Gasfeld im südlichen Wiener Becken dar. Es konnten mehrere z. T. übereinander liegende Gaslagerstätten im oberen Sarmatien (1., 2. SH, 1.025–1.100 m) und unteren Sarmatien (8., 9., 10. SH, 950–1.370 m) sowohl in einzelnen gegen W ansteigenden Zwischenschollen des N–S streichenden und E fallenden synsedimentären Leopoldsdorfer Bruchsystems als auch auf der Tiefscholle selbst in einer Aufwölbung, die durch einen ebenfalls N–S streichenden und ostfallenden kleinen Bruch begrenzt wird, nachgewiesen werden. Neben diesen Struktur- und Bruchfallen ist ein unbedeutendes Gasvorkommen im sehr tonig entwickelten Unterpannonien (2. UPH bei 825 m) der Tiefscholle (stratigraphische Falle) bereits ausproduziert.

Gasfeld Wienerherberg (1975)

Unmittelbar W und SW der Schwadorf-Enzersdorfer Hochzone und von dieser sowie der Mitterndorfer Senke durch den SW–NE streichenden und SE fallenden Wienerherberger Bruch getrennt, liegt die auf eine Aufwölbung des Beckenuntergrundes (Grauwackenzone) zurückgehende Wienerherberger Hochzone. Sie streicht SSW–NNE, fällt nach WNW gegen das Schwechater Tief ein und wird durch kleinere E-fallende Brüche in mehrere Schollen gegliedert. Gaslagerstätten im oberen Sarmatien (1. SH, 640–890 m) und oberen Badenien bei 960 m stellen überwiegend Bruchfallen innerhalb einzelner Schollen dar. Eine mögliche geringe Gasführung ist in dem allgemein sehr tonig entwickelten Unterpannonien (1. UPH bei 610 m) der Tiefscholle vorhanden.

Gasfelder Fischamend–Enzersdorf (1951), Orth (1969), Maria Ellend (1972)

Die auf eine Aufwölbung des Beckenuntergrundes (Grauwackenzone und Zentralalpine Zone) zurückgehende SW–NE streichende und nach NW gegen das Schwechater Tief einfallende Schwadorfer-Enzersdorfer Hochzone (Abb. 174) wird im Strukturhoch durch den SW–NE streichenden und SE einfallenden Maria Ellender-Orther Bruch gegen die Tiefscholle der Mitterndorfer-Lasseer Senke begrenzt. Diese Hochzone, auf der die im Titel genannten Gasfelder liegen, wird durch mehrere kleine N–S streichende und E-fallende Brüche in einzelne Schollen gegliedert, die z. T. übereinanderliegende Gaslagerstätten beinhalten: im oberen Sarmatien der 1.–6. SH (ab 430 m), im unteren Sarmatien 7.–9. SH (bis 950 m), im oberen Badenien der 1. und 2. TH (800–1.000 m). Kleinere Lagerstätten wurden überdies in der Sandschalerzone (1.350–1.450 m) und in der oberen Lagenidenzone (1.550–1.600 m), die beide sehr tonig entwickelt sind, nachgewiesen. Alle diese Gaslager-

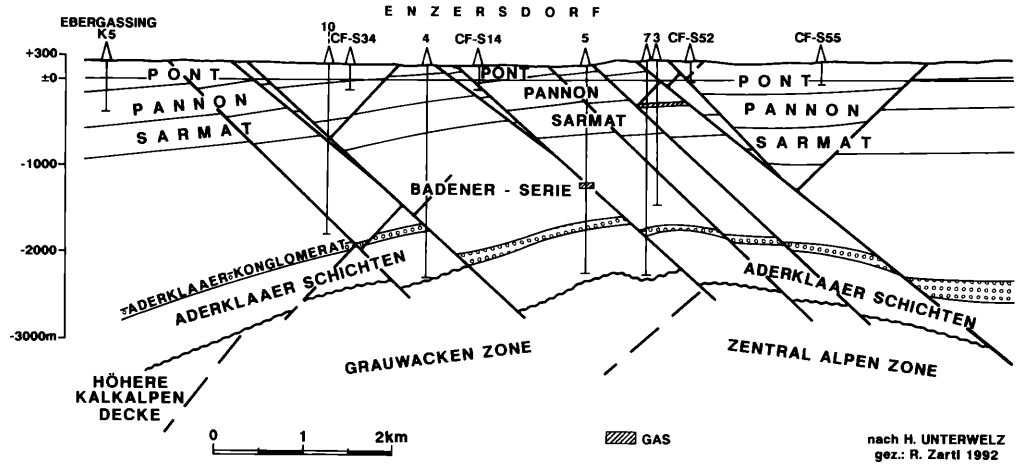


Abb. 174. Geologischer Schnitt durch die Enzersdorfer Hochzone

stätten stellen kombinierte Bruch- und strukturell-stratigraphische Fallen dar, die oft linsenförmigen Sande können lateral häufig sehr rasch vertonen.

Im Gebiet der „Schwadorfer Domung" wurde schon 1935 die Bohrung Enzersdorf 1 der Firma Eurogasco bei 700 m durch einen wilden Gasausbruch aus den sarmatischen Sanden zerstört (H. SPÖRKER & St. LOGIGAN 1988). Die Fortsetzung der Enzersdorfer Hochzone nach NE stellt die über die Donau reichende Struktur Orth dar, mit Gaslagerstätten (Struktur- und Bruchfallen) von 500 bis 950 m im oberen (2., 3. und 6. SH) und unteren Sarmatien (8., 9. SH).

Gasfeld Breitstetten (1966)

Die bereits in der Sonde Breitstetten 1 ausgeförderten Gashorizonte des oberen Sarmatien (1. und 2. SH, 920–1.020 m) wurden in einem Halbdom, der durch einen W-fallenden Bruch begrenzt wird, angetroffen. Weitere Bohrungen auf die Bruchfalle brachten keine Erweiterung der Gasführung dieser über einer Aufwölbung des kalkalpinen Beckenuntergrundes (Höhere Kalkalpendecken) liegenden Struktur.

Gasfeld Zwerndorf (1952)

Die SW–NE verlaufende domartige Zwerndorfer Struktur (Abb. 175) bildet in den miozänen Schichten den begrabenen Berg des tektonisch allerdings eine Synklinale darstellenden Beckenuntergrundes (Höhere kalkalpine Decken) ab. Die geringere Mächtigkeit einzelner Schichtintervalle im Strukturtop weist auf ihre synsedimentäre Anlage hin. Die Struktur Zwerndorf wird gegen die Tiefscholle der Lasseer Senke im SE vom SW–NE streichenden und SE fallenden postsedimentären, im Post-Mittelpannonien entstandenen Zwerndorfer Bruchsystem begrenzt. Die über die March in die Slowakei reichende Hauptlagerstätte des Gasfeldes, ursprünglich das größte Gasvorkommen Österreichs, liegt im bis 500 m mächtigen, die obere Lagenidenzone und einen Großteil der Sandschalerzone umfassenden Zwerndorfer Sand und zwar in seinem oberen Teil zwischen 1.410 und 1.500 m im Bereich der Sandschalerzone (Struktur- und Bruchfalle). Der zwischen Dürnkrut und SE Zwerndorf sich von N nach S beidseits der March erstreckende, längsorientierte und generell nach W, S und E vertonende Zwerndorfer Sand wird als fingerförmiger Sand eines alten nach S verstoßenden Donau- oder Marchdeltas im Badenien angesehen (R. JIRICEK 1978, 1985 und 1988).

Über dieser bereits weitgehend ausgeförderten Gaslagerstätte (bis 1992 11,9 Milliarden m^3 kumulative Förderung)

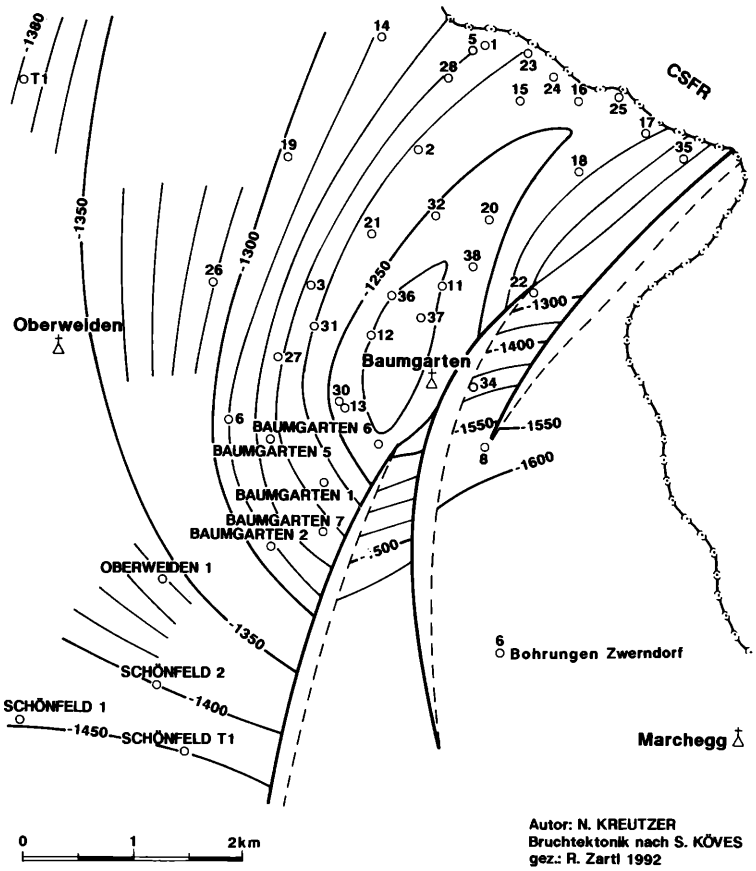


Abb. 175. Strukturkarte im Feld Zwerndorf-Matzener Hauptmarker

gibt es noch einige andere Lagerstätten von geringerer Bedeutung. Ein geringmächtiger gasführender Hangendsand „g" liegt unmittelbar über dem Zwerndorfer Hauptsand, etwa 100 m darüber im Tonmergel ein aus der Slowakei hereinreichender Gassand „e", der im S-Teil von Zwerndorf vertont und somit eine strukturell-stratigraphische Lagerstätte darstellt; er ist im österreichischen Anteil bereits ausproduziert.

Abgesehen von einer lokalen Gaslagerstätte als Bruchfalle im obersten Badenien (1. TH, 975 m) erreicht die Gaslagerstätte des 8. SH (850 m) im Untersarmatien als Struktur- und Bruchfalle eine größere Verbreitung. Im oberen Sarmatien (3. bzw. 5. SH bei 700 m) sowie im untersten Pannonien (5. UPH bei 650 m) sind geringmächtige Gaslagerstätten vorhanden, die durch ihre weitgehende Vertonung typische strukturell-stratigraphische Fallen bilden.

Die Zwerndorfer Struktur wurde durch Counterflushbohrungen auf die Oberkante höheres Pannonien entdeckt (F. SCHIPPEK 1959). Bei der ersten Tiefbohrung Zwerndorf 1 ereignete sich 1952 ein wilder Gasausbruch mit einer Kraterbildung (H. SPÖRKER & St. LOGIGAN 1988). Während des zwei Jahre andauernden Gasausbruches ist mindestens 1 Milliarde m^3 Gas in die Atmosphäre geströmt. In steilstehenden Dachsteinkalken und -dolomiten der den Beckenuntergrund bildenden Kalkalpen wurde 1960 eine kleine Gaslagerstätte („Baumgarten") unter 2.530 m entdeckt.

Marchegg (1976)

Die Bohrung Marchegg 1, im Bereich des Ostrandbruchsystems und über der Zentralalpinen Zone liegend, zeigte eine sehr geringe Gasführung im oberen Sarmatien (6. SH, 1.171–1.173 m). Das Vorkommen war nach einer Förderung von 15.000 m^3 Gas erschöpft.

Breitensee 1 (1970)

Im Bereich des Ostrandbruches und über der Grauwackenzone liegend, wurde in der Sonde Breitensee 1 im obersten Sarmatien eine Gasführung von 1.007–1.026,5 m angetroffen. Da der Lagerstättendruck nach einer Entnahme von 100.000 m^3 Gas um 8 bar fiel, wurde die Sonde als unwirtschaftlich konserviert.

IV.3.1.5. Gasvorkommen in der Mistelbacher Scholle

Paasdorf (1943)

Eine unbedeutende Ölproduktion von nur 8 m^3 ergab sich in der Bohrung Paasdorf 8 aus dem Karpatien (503–510 m), einige Liter Öl sogar nur in Paasdorf 3 (1943 gebohrt) aus dem Ottnangien (649 bis 654 m). Die Bohrung Paasdorf U 1 entdeckte 1984 Gaslagerstätten in der Glaukonitsandsteinserie (1.325–1.400 m) und Steinbergflyschserie (1.235–1.240 m) im Bereich des Paasdorfer Flyschspornes der Mistelbacher Hochscholle. Die Vorkommen sind bereits ausproduziert.

Ginzersdorf (1959)

Die Sonde Ginzersdorf 1 förderte Gas bei 960 m aus der Luschitzer Serie (Ottnangien-Eggenburgien) im Bereich des Ginzersdorfer Flyschrückens der Mistelbacher Hochscholle.

Althöflein (1959)

Die Sonde Althöflein 1 förderte nur 21.000 m^3 Gas aus dem Badenien (225 bis 232 m) im Bereich des Großkruter Flyschrückens der Mistelbacher Hochscholle.

Maxbergen (1959)

Die Sonde Maxbergen 1 förderte Gas aus dem unteren Badenien bei 530 m im Bereich des Großkruter Flyschrückens.

IV.3.1.6. Gasvorkommen der Mödlinger Scholle und im Leopoldsdorfer Bruchsystem

Oberlaa (1932)

Ein begrabener Berg des kalkalpinen Beckenuntergrundes (Ötscher Decke) wurde geophysikalisch (Drehwaage) durch die Firma Eurogasco entdeckt. Dieses Hoch liegt auf der Mödlinger Hochscholle des durch geologische Feldaufnahmen entdeckten Leopoldsdorfer Bruchsystems. Im Scheitel dieser Oberlaaer Domung wurde ein kleines Gasvorkommen (262 bis 266 m) in Basissanden des Badenien, die über dem Rothneusiedler-Aderklaaer Konglomerat liegen, durch 2 Sonden 1932 bis 1934 ausgebeutet (15 Millionen m^3). Andere Bohrungen auf Hoch-, Zwischen- und Tiefschollen in diesem Bereich blieben erfolglos.

Favoriten (1978)

Die Sonde Favoriten U 1 fördert Gas aus dem unteren Sarmatien (410–427 m) aus einer Scholle des Leopoldsdorfer Bruchsystems und über den abgesenkten Kalkalpen (Ötscherdecke) liegend.

St. Marx (1944)

Nachdem die Bohrung St. Marx 1, 1935 bis 400 m gebohrt, Gas und Ölspuren im Pontien, höheren Pannonien und Obersarmatien zeigte, wurde 1944 die Bohrung St. Marx 2 im Stadtgebiet von Wien bis 1.385 m abgeteuft. Sie liegt im Bereich des Leopoldsdorfer Bruchsystems sowie über dem Frankenfels-Lunzer Schuppensystem der Kalkalpen und förderte bis 1946 etwa 4 Millionen m^3 Gas aus dem 1. TH des obersten Badenien (714 bis 730 m).

Himberg (1959)

Die Bohrung Himberg 1 zeigte im unteren Sarmatien (8. SH) bei 1.270 m eine,

Tabelle 24

Gas- und Ölfelder des Wiener Beckens

Gas-/Ölfelder	Fund-jahr	Lage	Geol. Position TS, HS = Tief-/Hochscholle	Lagerstätten Gas-/Ölhoriz. (G = Gas, Ö = Öl) SH = Sarmatien-, TH = Tortonhori-zont, O = Ober U = Unter)	Standard-Teufen (in m)	Fallentypen (strukturelle-, stratigraph.-, Bruch-)	Fazieszykluskeil (Nr. und Teil) (T = Top, M = Mit-te, B =Basis), (t = transgr., r =regr.)	Gas-/Öl ku-mul. Prod. (Öl in t, Gas in Mio./Mrd. m^3) Erdgas (bis Ende 1992) (Klammerwer-te: Teilprodukt-ion)
1. Felder am Steinbergbruch								
Bernhardsthal	1950	W Bernhardsthal	TS, Struktur	19. SH. (G)	1126–1146	Strukt	4./tB	Bernhards-thal:
		NNW Hohenau	Bernhardsthal	1., 2., 5., 7., 11. TH (G)	1200–1500	Strukt	3./rT-r-tM	40.734 t
				25., 27. TH (G, Ö)	2000–2100	Strukt/Strat	3./r-tM-tB?	32,97 Mio. m^3
			Mistelbacher HS	1. Eggenburg (G, Ö)	1750	Strukt/Br	1.+2.+/tB?	
Mühlberg	1942	SW Bernhardsthal NW Hohenau	TS, Mühlberg-Dom	Mel. impr. (g)	500– 600	Strukt/Br	4./rT?	Mühlberg:
				1.–20. SH. (G)	600–1000	Strukt/Br	4./r-tM-tB	1,47 Mrd. m^3
				1.–3. TH (G)	600–1000	Strukt/Br	3./rT	
				4.–23. TH (Ö)	1000–1700	Strukt/Br/Strat	3./r-tM	5,53 Mio. t
				25., 27. TH (G, Ö)	1800–1900	Strukt/Br/Strat	3./r-tM-tB?	
Altlichtenwarth	1940	S Altlichtenwarth N Neusiedl/Zaya	TS, Struktur Altl., N-Teil,	6., 12.–14. SH (G)	680– 880	Strukt/Br	4./r-tM	Altlichten-warth: 21,9
				1.–3. TH (G)	980–1100	Strukt/Br	3./rT	Mio. m^3,
			Südteil	11. SH (Ö)	1000	Strukt/Br	4./r-tM	32.129 t
				14.–22. TH (G, Ö)	1400–1900	Strukt/Br	3./r-tM	
Neulichtenwart	1949	bei Altlichten. N Neusiedl/Zaya	Mistelbacher HS, Großkr. Flysch-rück.	Schlierbasis (Ö)	1350–1418	Strukt/Strat	1.+2t+/tB	15.793 t

Tabelle 24 (Fortsetzung)

Gas-/Ölfelder	Fund-jahr	Lage	Geol. Position TS, HS = Tief-/ Hochscholle	Lagerstätten Gas-/Ölhoriz. (G = Gas, Ö = Öl) SH = Sarmatien-, TH = Tortonhori-zont, O = Ober U = Unter)	Standard-Teufen (in m)	Fallentypen (strukturelle-, stratigraph.-, Bruch-)	Fazieszykluskeil (Nr. und Teil) (T = Top, M = Mit-te, B =Basis), (t = transgr., r =regr.)	Gas-/Öl ku-mul. Prod. (Öl in t, Gas in Mio./Mrd. m^3) Erdgas (bis Ende 1992) (Klammerwer-te: Teilprodukt-ion)
St. Ulrich-Hauskirchen	1938		TS, Van Sickle-Dom	Unterstes Pannonien (Ö)	450	Strukt/Br	4./rT?	St.
		W Neusiedl/	u. Plattwald-Dom	1.–6. SH (Ö)	>500	Strukt/Br	4./r-tM	Ulr.-Hausk:
Van Sickle-Plattwald	1939	Zaya		9.–16. SH (Ö)	650–1000	Strukt/Br		6,10 Mio. t u. 7,8 Mio. m^3
				17.–20. SH (Ö)	800– 900	Strukt/Br	4./tB	Van Sickle:
				1.–5. TH (Ö)	1000–1550	Strukt/Br	3./rT-r-tM	2,00 Mio. t,
			Mistelbacher HS,	4.–7. Helvet = A-D (Ö)	700–1050	Strukt/Strat/Br	1.+2.+/r-tM	23,6 Mio. m^3
			Flyschrück. St. Ulrich-Hauskir.	Steinbergflysch (Ö)	900–1300	Strukt/Br	alttertiär/r-tM	
			(Göst. Einheit)	Glaukonitsdst. (Ö)	900–1200	Strukt/Br	alltertiär/tB	
Gösting	1932	zwischen Neu-	TS, Gösting	höh. u. U. Pannon (G, Ö)	175– 660	Strukt/Br	4./rT	Gösting:
Neusiedl	1936	siedl/Zaya u.	Dom	1.–20. SH (Ö)	800–1650	Strukt/Br	4./r-tM	2,24 Mio. t,
RAG-Zistersdorf	1937	Zistersdorf	RAG-Dom	1.–7. TH (Ö)	1850–2305	Strukt/Br	3./rT-r-tM	10,4 Mio. m^3
		Göstinger-Einheit	Mistelbacher HS,	12.–19. Stein-bergflysch (Ö)	950–1150	Strukt/Br	alttertiär/r-tM	
				1.–3. Glaukonit Sandstein (Ö)	1170–1700	Strukt/Br	alttertiär/tB	RAG:
		Zistersdorfer-Einheit	Steinberg Dom	12.–19. Stein-bergflysch (Ö, G)	600–1100	Strukt/Br	alttertiär/r-tM	1,24 Mio. t,
				1.–3. Glauk. (Ö)	600–1100	Strukt/Br	alttertiär/tB	13,6 Mio. m^3

			TS, Sonde Zist. 3	Sandschaler Z. (Ö)	3145– 93	Strukt/Br		
			Sonde Zist. ÜT1	U. Lag. Zone (G)	4660– 75	Strukt/Br		
Windisch-Baumgarten Gaiselberg	1930 1938	NW–SW Zistersdorf	TS, Gaiselberg-Dom	1., 5., 6., 9. SH (G)	670– 900	Strukt/Br	4./r-tM-tB	Wind.-Baumg.: 300.175 t
				11.–20. SH (Ö)	930–1600	Strukt/Br	4./r-tM-tB	
				1.–4. TH (Ö)	1400–2320	Strukt/Br	3./rT-r-tM	177.300 m^3
				7.–9. TH (Ö)	1400–2320	Strukt/Br	3./rT-r-tM	
				O. Lag. Zone (G)	2300–2400	Strukt/Br		Gaiselberg: 4,80 Mio. t
		Zistersdorf-Einheit	Mistelbacher HS, Steinberg-Dom	17.–19. Steinbergflysch (G, Ö)	500–1650	Strukt/Br	alttertiär/r-tM	42,1 Mio. m^3
				1.–3. Glauk. (Ö)	500–1650	Strukt/Br	alttertiär/tB	
Maustrenk-Kreuzfeld	1941	E Maustrenk NW Zistersdorf	Mistelbacher HS, Steinberg-Dom	Schlierbasis (Ö)	820–1020	Strukt/Strat	1.+2. t/tB	Maustrenk: 448.152 t
				Steinbergfly. (Ö)	900–1050	Strukt/Br	alttertiär/r-tM	
				Glauk. sdst. (Ö)	900–1050	Strukt/Br	alttertiär/tB	377,1 t (RAG)
Scharfeneck	1944	S Maustrenk W Zistersdorf	Mistelbacher HS	Schlierbasis (Ö)	960	Strukt/Strat?	1.+2.+/tB	4.690 t
Niedersulz	1944	E Niedersulz NW Spannberg	TS, Struktur Niedersulz	12.–14.+ 18.–20. SH (G)	1600–2000	Strukt/Br	4./r-tM-tB	35,9 Mio m^3
				Sandschalerz. (G)	2300–2400	Strukt/Br	3./r-tM-tB	
Hohenruppersdorf	1941	E Hohenruppersdorf W Spannberg	TS, Struktur Hohenruppersdorf	5. UP (G)	950	Strukt/Br	4./rT?	Hohenrupp.: 24.838 t, 26,6 Mio. m^3
				3.-6.+ 11.–17. SH (G, Ö)	1050–1700	Strukt/Br	4./r-tM	
				O. Lag. Zone (Ö)	1300–1500	Strukt/Br	3./tB	
			Mistelbacher HS	O. Lag. Zone (Ö)	750	Strukt/Br	3./tB	
				Flysch (Ö)	1000	Kluftlagerst.		166,8 t (RAG)

Tabelle 24 (Fortsetzung)

Gas-/Ölfelder	Fund-jahr	Lage	Geol. Position TS, HS = Tief-/ Hochscholle	Lagerstätten Gas-/Ölhoriz. (G = Gas, Ö = Öl) SH = Sarmatien-, TH = Tortonhori-zont, O = Ober U = Unter, TB = Tor-tonbasis)	Standard-Teufen (in m)	Fallentypen (strukturelle-, stratigraph.-, Bruch-)	Fazieszykluskeil (Nr. und Teil) (T = Top, M = Mit-te, B =Basis), (t = transgr., r =regr.)	Gas-/Öl ku-mul. Prod. (Öl in t, Gas in Mio./Mrd. m^3) Erdgas (bis Ende 1992) (Klammerwer-te: Teilproduk-tion)
2. Felder am Pirawarth-Hochleiten Bruch								
Pirawarth	1957	S Pirawarth NE Wolkersdorf	TS, Struktur Pirawarth	5. UP (Ö)	480	Strukt/Br	4./rT?	Pirawarth:
				2.–9. SH (G, Ö)	545–1110	Strukt/Br	4./r-tM	1,97 Mio. t
				10.–14. SH (G, Ö)	760–1170	Strukt/Br	4./tB	20,4 Mio. m^3
				1.–9. OT (G, Ö)	505–1420	Strukt/Br	3./rT-r-tM	
				1.–9. UT (G, Ö)	500–1950	Strukt/Br/Strat	3./r-tM	
				1.–5. TB (G, Ö)	960–2100	Strukt/Br/Strat	3./tB	
Hochleiten	1977	SW Pirawarth NE Wolkersdorf	TS, Struktur Hochleiten	2.–7. SH (G)	640– 820	Strukt/Br	4./r-tM	Hochleiten:
				10.–14. SH (Ö)	900–1140	Strukt/Br	4./tB	496.650 t,
				1.–6. OT (Ö, G)	1070–1320	Strukt/Br	3./rT-r-tM	2,9 Mio. m^3
				Sandschaler Z. (G)	480–1370	Strukt/Br/Strat	3./r-tM	
				O. Lag. Z. (Ö)	885–1560	Strukt/Br/Strat	3./tB	
				Flysch (Ö, G)	800–2200	Kluftlagerst.		
3. Felder in der mittleren Hochzone								
Aderklaa	1942	um Aderklaa SW Deutsch Wagram	Aderklaaer Dom	1., 4., 5., +8. SH (G)	750– 950	Strukt/Br	4./r-tM	
				1. OT (G)	1240–1500	Strukt/Br	4./tB (da U-Sarm!)	
				3.–7. UT (Ö)	1620–1730	Strukt/Br/Strat	3./tB	
				8.–17. Helvet. (G,Ö)	2300–2700	Strukt/Br/Strat	2./r-tM	Aderklaa:
				Aderklaa (G)	2641–2849	Strukt		2,28 Mio. t,
				Aderklaa Tief (G)	2990-3326	Strukt		3,19 Mrd. m^3

Süßenbrunn	1951	E Süßenbrunn W Aderklaa	TS-Aderklaa	3.–7. UT (Ö)	2200–2400	Strukt/Br/Strat	3./tB	
Kagran, Breitenlee	1954	um Kagran und Breitenlee	TS-Aderklaa Bruchschollen	höh. u. U. Pannon (G)	570– 630	Strukt/Br	4./rT	
	1963			2., 6., 9.–11. SH (G)	920–1300	Strukt/Br	4./r-tM	
				1.–6. OT (G, Ö)	1370–1530	Strukt/Br/Strat	4./tB (da U-Sarm!)	
				2.–5. UT (G, Ö)	1800–2200	Strukt/Br/Strat	3./tB	
Hirschstetten	1973	bei Hirschst.	Struk. Hirschst.	Hirschstetten (G)	2800–2880	Strukt/Br		250 Mio. m^3
Matzen	1949	N u. NW Gänserndorf	Matzener Hochzone	3., 4., UP (G)	500– 550	Strukt/Br/Strat	4./rT?	Matzen:
				3.–6. SH (G)	650– 750	Strukt/Br/Strat	4./r-tM	66,38 Mio. t,
				8.–10. SH (G, Ö)	900–1000	Strukt/Br/Strat	4./tB	13,43 Mrd. m^3
				1.–4. TH (G, Ö)	1000–1100	Strukt/Br/Strat	3./rT	
				5.–15. TH (G, Ö)	1100–1500	Strukt/Br/Strat	3./r-tM	
				16. TH (Ö)	1600–1700	Strukt/Br	3./tB	
				Aderkl. Sch. (G, Ö)	1700–1900	Strukt/Br/Strat	2./r-tM	(16.T: 35,4 Mio. t)
				TL 3, 4 (Gänsernd. Schichten), (G, Ö)	1900–2850	Strukt/Br/Strat	2./tB	
				B 9–16 (Bockfließer Schichten), (G, Ö)	1800–2900	Strukt/Br/Strat	1./r-tM-tB	
				Schönk. Tief (Ö)	2700–2900	Strukt/Strat		(SchT: 8,6 Mio. t)
				Schönk. Tief (G)	2745–2925	Strukt		(SchT: 520 Mio. m^3)
				Prottes Tief (Ö)	2750–2815	Strukt/Strat		
				Reyersdorf (G, Ö)	2800–3300	Strukt		
				Schönk. ÜT (G)	4800-6100	Strukt		(SchÜT:
				Gänsernd. ÜT (G)	5700–5900	Strukt		6,9 Mrd. m^3)
				Flysch (G, Ö)	1850–1900	Kluftlagerst.		

Tabelle 24 (Fortsetzung)

Gas-/Ölfelder	Fund-jahr	Lage	Geol. Position TS, HS = Tief-/ Hochscholle	Lagerstätten Gas-/Ölhoriz. (G = Gas, Ö = Öl) SH = Sarmatien-, TH = Tortonhori-zont, O = Ober U = Unter)	Standard-Teufen (in m)	Fallentypen (strukturelle-, stratigraph.-, Bruch-)	Fazieszykluskeil (Nr. und Teil) (T = Top, M = Mit-te, B =Basis), (t = transgr., r =regr.)	Gas-/Öl ku-mul. Prod. (Öl in t, Gas in Mio./Mrd. m^3) Erdgas (bis Ende 1992) (Klammerwer-te: Teilproduk-tion)
Tallesbrunn	1960	Tallesbrunn-Weikendorf E Gänserndorf	Matzener Hoch-zone	5. UP (G) 3.+5. SH (G) 8.+9. SH (G) 5.x6. TH (G)	650 700 900– 940 1100–1150	Strukt/Strat/Br Strukt/Strat/Br Strukt/Strat/Br Strukt/Strat/Br	4./rT? 4./r-tM 4./tB 3./r-tM	
Ebenthal	1967	Ebenthal-Ollersdorf NW Angern/ March	Matzener Hoch-zone	15. TH (Ö) 15.-Z-TH (Ö)	1850 1780	Strukt/Strat Strukt/Strat	3./r-tM 3./r-tM	(Eb. 47.888 t)
Dürnkrut	1982	S Dürnkrut	Matzener Hoch-zone	15.-Z-TH (Ö)	1875	Strukt/Strat	3./r-tM	3.045 t
Rabensburg	1954	um Rabensburg N Hohenau	Rabensburger	3., 12., 18., 25., 27. TH (G)	1000–1700	Strukt/Strat	3./rT-r-tM	Rabensburg:
			Horst, HS TS	28.–31. TH (Ö)	1800–2070	Strukt/Strat	3./r-tM-tB?	50.159 t
				5., 6., 9., 10., 13. SH (G, Ö)	1160–1850	Strukt/Br	4./r-tM	65,0 Mio. m^3
				1., 2., TH (Ö)	1900	Strukt/Br	3./rT	
Rabensburg-Nord	1976	N Rabensburg	Rabensburger Horst	11. SH (G) 6.–11. +22.–24. TH (G, Ö)	980 1580–1880	Strukt/Br Strukt/Br	4./r-tM 3./r-tM	

4. Felder der SE-Rand Hochzone

Moosbrunn	1984	bei Moosbrunn W Gramatneusiedel	Leopoldsd. Bruch und andere Br.	2. UP (G) 1., 2. SH (G) 8.–10. SH (G)	825 1025–1100 950–1370	Strukt/Strat Strukt/Br Strukt/Br	4./rT? 4./r-tM 4./tB	Moosbrunn: 58,11 Mio. m^3
Wienerherberg	1975	bei Wienerherberg	Wienerherberger Hochzone	1. SH (G) ob. Badenien (G)	640– 890 960	Strukt/Br Strukt/Br	4./r-tM 3./rT	Wienerherberg: 105,5 Mio. m^3
Fischamend-Enzersdorf, Maria Ellend	1951 1972	bei Fischamend-Enzersdorf	Schwadorf-Enzersdorfer-Hochzone	1.–9. SH (G) 1.–2. TH (G) Sandsch. Z. (G) O. Lag. Z. (G)	430– 950 800–1000 1350–1450 1550–1600	Strukt/Strat/Br Strukt/Strat/Br Strukt/Strat/Br Strukt/Strat/Br	4./r-tM-tB 3./rT 3./r-tM 3./r-tM	413,1 Mio. m^3
Orth	1969	S Orth/Donau	Orther Hochz.	2., 3., 6., 8., 9., SH (G)	500– 950	Strukt/Br	4./r-tM-tB	69,5 Mio. m^3
Breitstetten	1966	W Breitstetten S Leopoldsdorf/ Marchfeld	Breitst. Hoch	1., 2. SH (G)	920–1020	Strukt/Br	4./r-tM	52,8 Mio. m^3
Zwerndorf	1952	SE Zwerndorf, um Baumgarten	Zwerndorfer Horst	5. UP (G) 3. bzw. 5. SH (G) 8. SH (G) 1. TH (G) „e“ Sand (G) „g“ Hangends. (G) Zwerndorfer Sd. (G) Baumgarten (G)	650 700 850 975 1300 1400 1410–1500 2530–2753	Strukt/Strat Strukt/Strat Strukt/Br Strukt/Br Strukt/Br/Strat Strukt/Strat Strukt/Br Strukt	4./rT? 4./r-tM 4./tB 3./rT 3./r-tM 3./tB 3./tB	Zwerndorf-Baumgarten: 12,3 Mrd m^3 (Zwer. Sd. 10,4 Mrd) (österr.)
Marchegg	1976	S Marchegg	Ostrandbrüche	6. SH (G)	1170	Br	4./r-tM	15.000 m^3

Tabelle 24 (Fortsetzung)

Gas-/Ölfelder	Fund-jahr	Lage	Geol. Position TS, HS = Tief-/ Hochscholle	Lagerstätten Gas-/Ölhoriz. (G = Gas, Ö = Öl) SH = Sarmatien-, TH = Tortonhori-zont, O = Ober U = Unter)	Standard-Teufen (in m)	Fallentypen (strukturelle-, stratigraph.-, Bruch-)	Fazieszykluskeil (Nr. und Teil) (T = Top, M = Mit-te, B =Basis), (t = transgr., r =regr.)	Gas-/Öl kumul. Prod. (Öl in t, Gas in Mio./Mrd. m^3) Erdgas (bis Ende 1992) (Klammerwer-te: Teilproduk-tion)
5. Gasvorkommen in der Mistelbacher Scholle								
Paasdorf	1943	S Paasdorf, E Neubau S Mistelbach	Paasdorfer Flysch-Sporn	Karpatien (Ö) Ottnangien (Ö) Steinbg. fly. (G) Glauk. Sdst. (G)	503– 10 649– 54 1235– 40 1325–1400	Strukt/Br Strukt/Br Strukt/Br Strukt/Br		6,6 t! 2,26 Mio. m^3
Ginzersdorf	1959	bei Ginzersdorf NW Neusield/ Zaya	Ginzersdorfer Flysch-rücken	Luschitzer S. (G)	960	Strukt		10,82 Mio. m^3
Althöflein	1959	E Großkrut NW Neusiedl/ Zaya	Großkruter Flysch-rücken	Badenien (G)	225– 32	Strukt		21.400 m^3
Maxbergen	1959	E Großkrut NW Neusiedl/ Zaya	Großkruter Flysch-rücken	Unt. Badenien (G)	530	Strukt		2,60 Mio. m^3

6. Gasvorkommen in der Mödlinger Scholle und im Leopoldsdorfer Bruchsystem

Oberlaa	1932	um Oberlaa	Oberlaaer Dom	Badenien (G)	262–	66	Strukt/Br	15,1 Mio. m^3
Favoriten	1978	Wien, 11. Bez.	Leopoldsdorfer Bruchsystem	Unt. Sarmat (G)	410–	27	Strukt/Br	3,35 Mio. m^3
St. Marx	1944	Wien, 11. Bez.	Leopoldsdorfer Bruchsystem	1. TH (G)	714–	30	Strukt/Br	3,89 Mio. m^3
Himberg	1959	bei Himberg bei Wien	Leopoldsdorfer Bruchsystem	8. SH (G)	1270		Strukt/Br	708.400 m^3

allerdings unwirtschaftliche, Gasführung. Die Bohrung liegt über der abgesenkten Ötscher Decke der Kalkalpen.

Danksagung: Der Autor dankt besonders Herrn Dr. E. ANIWANDTER (Geologie - ÖMV AG) für die geologischen Informationen über die ÖMV-Gaslagerstätten, ebenso Herrn Dr. H. POLESNY (Geologie – RAG) für die geologischen Informationen über die Felder Gaiselberg und RAG. Es wurden außerdem interne Berichte von E. ANIWANDTER, E. FRANZ, L. KÖLBL und H. STOWASSER (Geologie – ÖMV AG) herangezogen.

Die Literaturhinweise sind im Anschluß an das Hauptkapitel IV.3.2. zu finden.

IV.3.2. Aufschlußaktivitäten und KW-Lagerstätten im Untergrund des Wiener Beckens

von Godfrid WESSELY

IV.3.2.1. Exploration in der Flyschzone des Untergrundes

Betrachtet man die Aufschlußabfolge im Beckenuntergrund, so ist festzuhalten, daß der erste Ölfund im österreichischen Anteil des Wiener Beckens im Flysch erfolgte und zwar in der Bohrung „Windischbaumgarten 1a" im Jahre 1930. Meilensteine in der Exploration des Flysches sind die Erschließung von Hauskirchen 1938 im Zusammenhang mit Ölfunden im neogenen Flyschschutt, die Funde in Gösting und im RAG-Feld sowie die Aufschlußkampagne im Gebiet des Steinbergs, eingeleitet durch die Bohrung „RAG 42", 1974. Schließlich sind noch die Funde im Flysch von Pirawarth-Hochleiten zu erwähnen. Die Erschließung des Flysches im Steinberggebiet ist noch nicht abgeschlossen.

IV.3.2.2. KW-Lagerstätten im kalkalpinen Untergrund

Für den Aufschluß im Hauptdolomit bzw. Dachsteindolomit im kalkalpinen Untergrund des Wiener Beckens war das Startzeichen der Gasfund in der Bohrung „Aderklaa 78" im Jahre 1959 (Tabelle 25). Es folgte eine systematische Suche auf den Hochzonen des vorneogenen Reliefs. Dabei wurde im Jahr 1960 das Gasfeld Zwerndorf-Baumgarten, im Jahr 1962 das Ölfeld Schönkirchen Tief, 1966 das Ölfeld Prottes Tief und 1973 das Gasfeld Hirschstetten entdeckt. Bereits frühzeitig wurden auch kalkalpeninterne Lagerstätten, wie Gas in Aderklaa 81 und vor allem Schönkirchen ÜT 1968 und Gänserndorf ÜT 1976 sowie die Reyersdorfer Gas- und Öllagerstätte 1971, gefunden (Beilage 3, 4).

Die Bohrung „Schönkirchen T32" erreichte eine Teufe von 6009 m und stellte hohe Anforderungen an die Bohrtechnik, später auch an die Fördertechnik infolge der Sauergasführung im Hauptdolomit (hoher H_2S-Gehalt).

Bis Ende 1991 wurden 8,8 Mio. t Öl und 11,2 Mrd. Nm^3 Gas aus dem kalkalpinen Untergrund des Wiener Beckens gefördert (Anteil an der österr. Gesamtförderung siehe Abb. 176). Einige Felder sind gänzlich oder nahezu ausgefördert (Hirschstetten, Aderklaa, Baumgarten).

Die Exploration des Untergrundreliefs ist nahezu abgeschlossen, hingegen werden kalkalpeninterne Strukturen weiterhin Aufschlußziele bieten. Dabei spielen zwei abdichtende Zonen eine wesentliche Rolle: die bereits in Aderklaa und Schönkirchen besser erschlossene Zone der Gießhübler Kreide-Paleozänmulde und die Glinzendorfer Gosauzone (Beilage 3). Von den wenigen Bohrungen, die letztere durchörtert haben (Bereich Wittau, Glinzendorf, Markgrafneusiedl, Gänserndorf, Tallesbrunn-Zwerndorf), wurde auch hier in letzter Zeit (1987) bei der Bohrung „Gänserndorf ÜT 3" durch einen Gastest im Plattenkalk der Hinweis gegeben, daß bei besserer Porosität Lagerstätten möglich sind.

Die kumulative Förderung der einzelnen Öl- und Gaslagerstätten bis einschließlich 1992 ist Tabelle 24 zu entnehmen.

Im kalkalpinen Untergrund des Wiener Beckens kann man zwei Grundtypen der

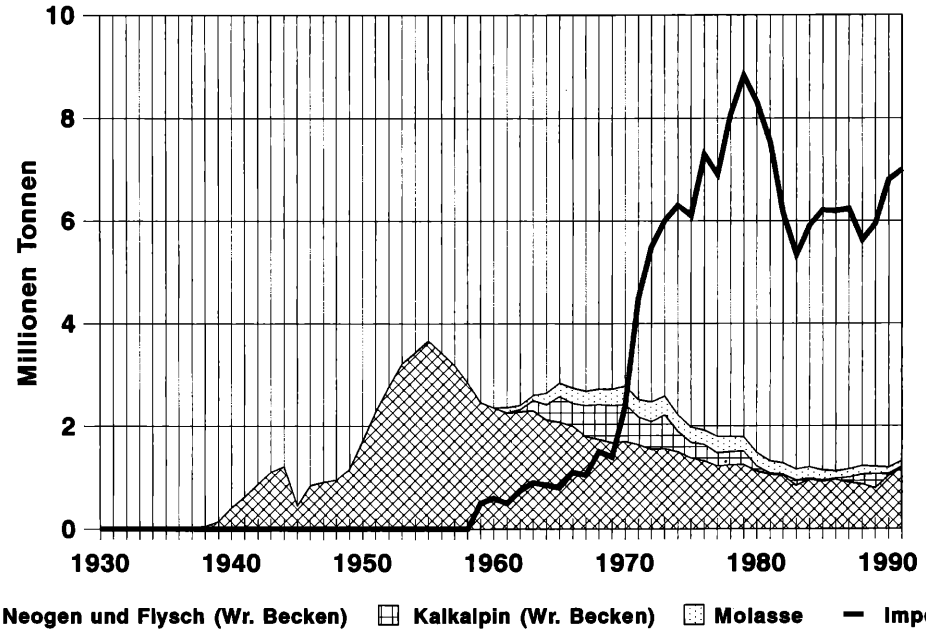


Abb. 176a. Entwicklung der Erdölförderung und des Rohölimportes in Österreich

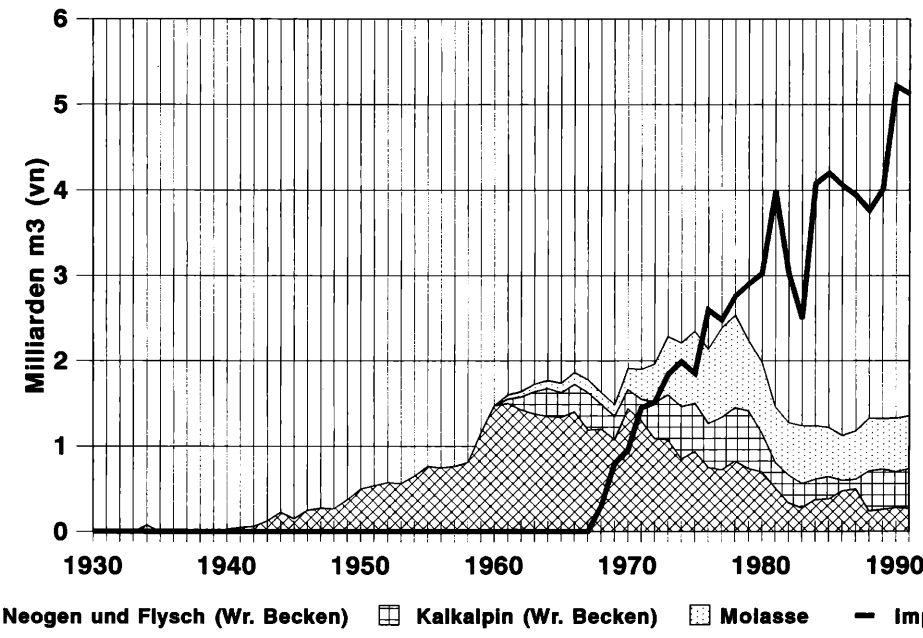
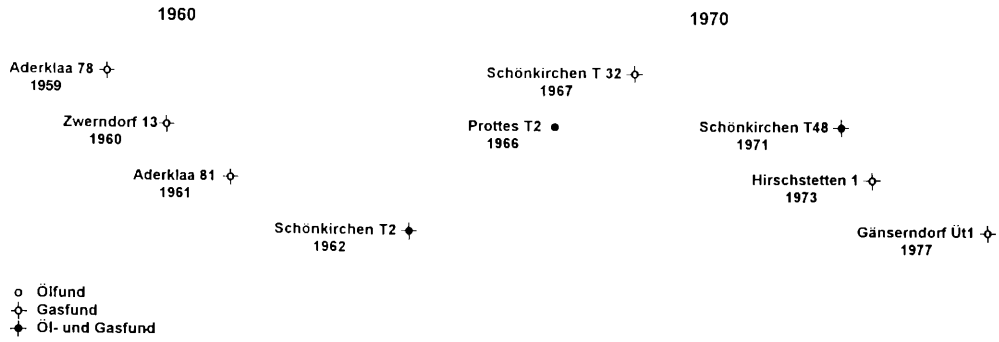


Abb. 176b. Entwicklung der Erdgasförderung und des Erdgasimportes in Österreich

Tabelle 25. Fundabfolge im kalkalpinen Untergrund des Wiener Beckens



Kohlenwasserstofflagerstätten unterscheiden.

1. Kohlenwasserstoff-Ansammlungen unter vorneogenem Relief des Untergrundes, wobei die darüberliegenden Neogensedimente abdichtend wirken (Relieflagerstätten). Speichergesteine sind die obertriadischen Hauptdolomite, aber auch die neogenen Basislagen, bestehend aus Dolomitschutt, die energetisch mit den Lagerstätten im Hauptdolomit in Verbindung stehen.
2. Kohlenwasserstoff-Ansammlungen innerhalb der kalkalpinen Einheiten (Internlagerstätten). Bis jetzt spielen dabei mächtige Kreide-Paläogensedimente als Abdichtung die wichtigste Rolle. Lateral begrenzt von Jura- und Unterkreidesedimenten einerseits und überdeckt durch die Sedimente der Gießhübler Mulde andererseits, bilden Hauptdolomite die Voraussetzung für die Akkumulation.

IV.3.2.2.1. Relieflagerstätten

Zum Strukturtyp der „Relieflagerstätten" zählen die Lagerstätten von Hirschstetten (Erdgas), Aderklaa (Erdgas), Schönkirchen Tief (Erdöl und Erdgas), Prottes Tief (Erdöl) und Baumgarten (Erdgas).

In Aderklaa konnten 1959 die Hauptdolomite des Frankenfels-Lunzer Schuppensystems in einer Tiefe von 2.641 bis 2.849 m gasführend angetroffen werden. Die initiale Gassäule betrug 208 m bei einer Durchschnittsporosität (ausschließlich Kluftporosität) von 7,7% wobei Kernuntersuchungen maximal 15% erbrachten. Beim Gas handelt es sich um ein schwach saures Gas folgender Zusammensetzung:

CO_2	1,6 Volums%
H_2S	0,2 Volums%
N_2	0,6 Volums%
C_1	93,2 Volums%
C_2	2,4 Volums%
C_3	0,7 Volums%
C_4+	1,3 Volums%

Die Lagerstättentemperatur beträgt rund 100° C.

Die Erdöllagerstätten Schönkirchen Tief (bei 2.700 m) und Prottes Tief (bei 2.750 m) liegen im Hauptdolomit der Göller Decke. Sie können als Muster für die Strukturen eines begrabenen Reliefhochs gelten. Die größte Mächtigkeit der Ölführung betrug in Schönkirchen einschließlich der neogenen Basisschuttfächer rund 200 m.

Beim Öl handelt es sich um paraffinbasisches Öl mit folgender Zusammensetzung:

Benzin bis 200° C	6,0%
Petroleum 200–300° C	23,0%
Gasöl 300–350° C	20,0%
Rückstand ab 350°	51,0%

Der Stockpunkt liegt bei ca. 15–20° C. Das Öl ist praktisch schwefelfrei. Einzelne Sonden erreichten eine Tagesförderung von ca. 360 t. Die ausschließlich aus Klüftung bestehende Porosität des Dolomites der Göller Decke liegt im Durchschnitt bei 8,8%. Die Lagerstättentemperatur beträgt rund 130° C. Höhere Porositätswerte von ca. 14% können in der Zone der Ver-

witterung an der Oberkante der Dolomite bzw. in deren Schuttbildungen festgestellt werden.

Die der Stirne der Göller Decke auflagernden mächtigen Gosauschichten sind fast dicht und kommen für eine Produktion, obwohl gas- oder ölführend, nicht immer in Betracht. Im gleichen Dolomitkörper der Göller Decke, in dem die Lagerstätten Schönkirchen Tief und Prottes Tief liegen, gibt es im SW von Schönkirchen Tief, etwas tiefer gelegen (2.800 m), eine kleine Gaslagerstätte. Die gesteinspetrographischen Parameter derselben, die eine Gassäule von 120 m aufweist, sind denen des Hauptfeldes Schönkirchen Tief ähnlich. Diese Gaslagerstätte hängt energetisch mit den Öllagerstätten Schönkirchen Tief und Prottes Tief über den Aquifer zusammen. In SW-NE gerichteter Reihung entspricht die Füllung dieser Lagerstätten der Gussowschen Regel: ausschließlich Gas in der tiefsten Struktur, Öl und etwas Gas in der mittleren und nur Öl in der höchsten Struktur Prottes Tief (W. G. GUSSOW 1954 und 1968).

Die Erdgaslagerstätte Baumgarten (Abb. 130) zählt ebenfalls zum Strukturtyp der begrabenen Berge und liegt in 2.530 m Tiefe im höheren kalkalpinen Deckensystem. Die Schichten stehen sehr steil und zeigen entsprechend ihrem Aufbau aus Lofer-Zyklothemen oft eine lebhafte Wechsellagerung von Dolomiten mit Kalken, die gegen NW zunehmen und eine abdichtende Zone bilden. Infolge der Heterogenität des Schichtpaketes liegen unterschiedliche initiale Gas-Wasserkontakte vor. Die Porositäten sind ebenfalls sehr unterschiedlich und liegen im Mittel bei 4%, maximal bei 7%. Die Permeabilität beträgt ungefähr 18 md. Das Erdgas hat einen Sauergasanteil von ca. 5% mit folgender Zusammensetzung:

H_2S	0,2 Volums%
CO_2	4,9 Volums%
N_2	4,8 Volums%
C_1	87,4 Volums%
C_2	1,1 Volums%
C_3	0,4 Volums%
C_4+	1,2 Volums%

Die Lagerstättentemperatur beträgt ca. 101° C.

IV.3.2.2.2. Internlagerstätten

Zum Strukturtyp der Internlagerstätten zählen die Lagerstätten Schönkirchen und Gänserndorf Übertief (Erdgas) sowie Aderklaa Tief (Erdgas). Die Lagerstätte Reyersdorf ist eine Kombination von Intern- und Relieflagerstätte.

Die Lagerstätte Reyersdorf ist an Dolomite der Reyersdorfer Antiklinale des Frankenfels-Lunzer Schuppensystems in einer Tiefe von 3.050 m gebunden. Die größte nachgewiesene Strecke der Gasführung beträgt 407 m, die der Ölführung 44 m. Die Dolomite zeigen, wie dies in den vorderen tektonischen Einheiten zu erwarten ist, einen terrigenen Einfluß. Die Antiklinale besitzt einen steilen Nordschenkel und einen Überkippungen aufweisenden, sigmoidalen Südschenkel. Die Porosität beträgt rund 5–6%, die Permeabilität ist stark unterschiedlich; sie schwankt zwischen 1 mD bis zu 1000 mD. Die Lagerstättentemperatur wurde mit 103° C gemessen.

Die Kohlenwasserstoffe zeigen folgende Zusammensetzung:

Erdgas	
H_2S	4,0 Volums%
CO_2	12,8 Volums%
N_2	0,6 Volums%
C_1	81,3 Volums%
C_2	0,8 Volums%
C_3	0,2 Volums%
C_4+	0,3 Volums%
Erdöl	
Benzin (bis 200° C)	2,0 Volums%
Petroleum (200–300° C)	13,5 Volums%
Gasöl (300–350° C)	15,5 Volums%
Rückstand (ab 350° C)	69,0 Volums%
Stockpunkt	+30° C
Schwefelgehalt	0,58 Gew.%

Die Erdgaslagerstätte Schönkirchen Übertief liegt ebenfalls im Dolomit des Frankenfels-Lunzer Schuppensystems in südlicher tektonischer Position in einer Tiefe von 4.800 m. Die tiefste bis jetzt nachgewiesene Gasführung liegt bei 5.688 m. Ein Gas-Wasserkontakt konnte bis jetzt noch nicht erbohrt werden. Die Gassäule beträgt somit mindestens 662 m. Die Gasführung reicht teilweise bis in die transgressiv überlagernden porösen La-

gen der Gosau und des Paleozän. Die Porosität des Dolomites beträgt ca. 3–4% mit Spitzenwerten von 11%. Die Durchlässigkeit liegt bei 15 mD bis 160 mD. Die Porosität der klastischen Lagen der Gosau und des Paleozäns wie auch deren Durchlässigkeit nehmen im Hangenden rasch ab, so daß nur die Basislagen fallweise gasführend sind.

Das Erdgas ist ein Sauergas und hat folgende Analysenwerte:

H_2S	2,0 Volums%
CO_2	12,0 Volums%
N_2	0,8 Volums%
C_1	83,0 Volums%
C_2	0,8 Volums%
C_3	0,2 Volums%
C_4+	1,2 Volums%

Es wurde bei 5.400 m eine Lagerstättentemperatur von ca. 157° C gemessen. Der initiale Lagerstättendruck betrug 602 atü.

Je Sonde konnte eine Tagesrate von 1,1 Mio. m^3 n erzielt werden. Bis jetzt sind 4 Bohrungen auf diesen Schuppenkörper niedergebracht worden, von denen 3 ihn in guter dolomitischer Fazies angetroffen haben.

Stammt dieses Gas aus dem steilen Nordschenkel einer Hauptdolomitantiklinale, konnte die Bohrung Gänserndorf ÜT 1 (Endtiefe 6.443 m) auch im Südschenkel derselben Gas im Tiefenbereich von 5.720–5.900 m erschließen. Die Antiklinale ist durchgeschert und der Südschenkel um 500 m hochgeschoben. Die Lagerstätte des Südschenkels bildet mit der des Nordschenkels eine energetische Einheit.

Im Streichen dieser Antiklinale im Raum Prottes abgeteufte Bohrungen (Prottes ÜT 1 und ÜT 2) konnten dieselbe nicht optimal antreffen. Prottes ÜT 1 hatte einen Test mit schwachem Gaszufluß in einem nördlichen Parallelkörper, Prottes ÜT 2 verfehlte die Antiklinale knapp durch eine zu nördliche Position der Bohrung.

Eine Internlagerstätte im Hauptdolomit des Frankenfels-Lunzer Systems an der Flanke der Gießhübler Mulde stellt die Sauergaslagerstätte Aderklaa Tief dar (Abb. 125). Sie wurde durch die Bohrungen Aderklaa 81 (1961) und Aderklaa 98 (1982) bei etwa 3.200 m erschlossen.

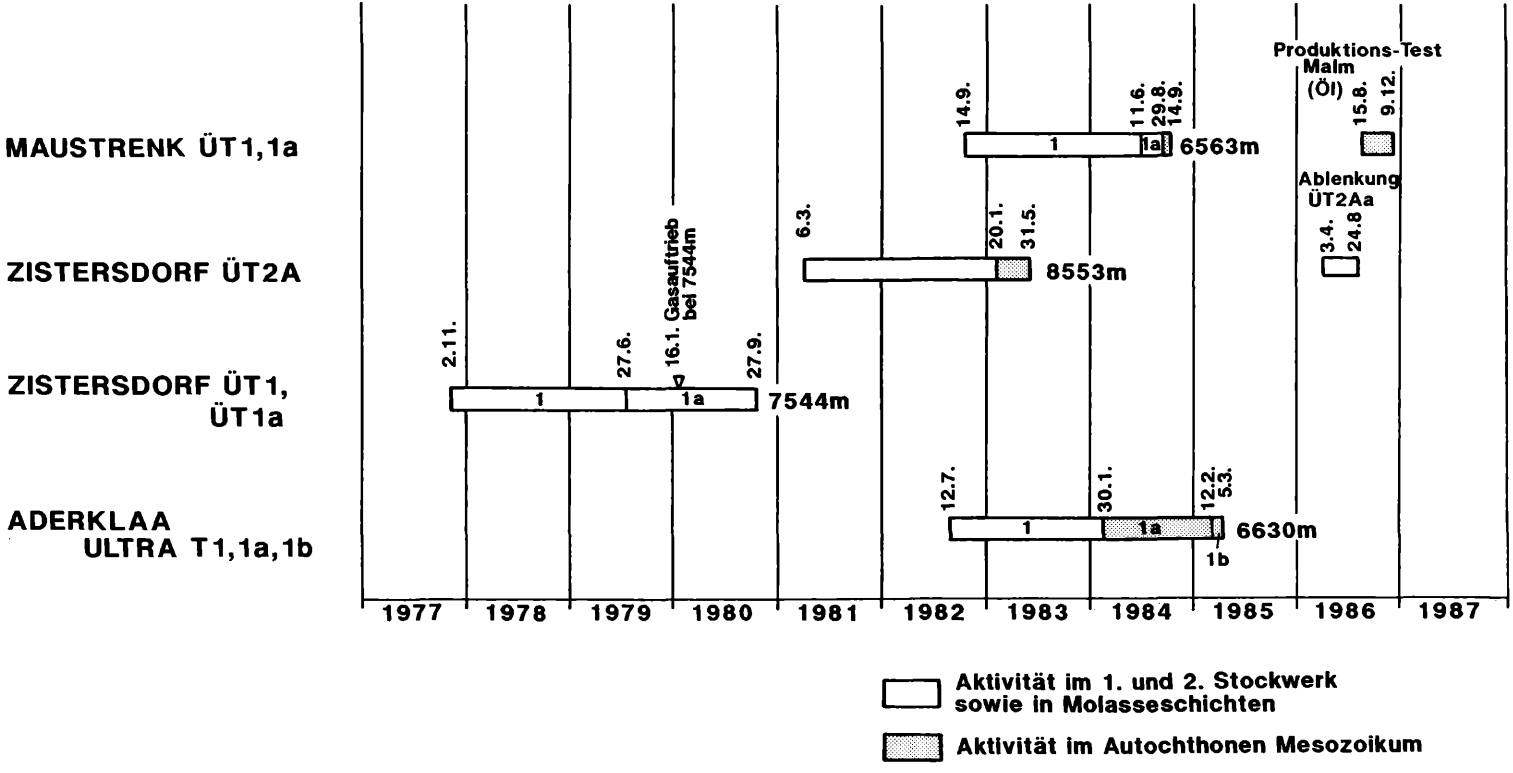
IV.3.2.3. Das autochthone Stockwerk

IV.3.2.3.1. Bisherige Explorationsergebnisse

Die Bohraktivität (Tabelle 26) dauerte von Ende 1977 bis Anfang 1985. Sie begann mit der Abteufung der Bohrung Zistersdorf ÜT 1. Ihre Lozierung erfolgte so, daß sie eine möglichst lange Strecke in der Tiefscholle des Steinbergbruches bohren konnte, um erst in größerer Tiefe in das Autochthon der Hochscholle einzudringen (Abb. 133). Die Bohrung mußte infolge Festwerdens abgelenkt und als ÜT 1a weitergeführt werden. Sie durchteufte bis zum Steinbergbruch in 4885 m Teufe Neogen und drang, ohne Flysch durchbohrt zu haben, unter der Bruchfläche in die Waschbergzone mit einer Klippe aus Malm-Mergelsteinserie ein. Bei 7206 m erreichte sie die Autochthone Molasse (Abb. 133). Am 16. 1. 1980 erfolgte bei 7544 m Bohrteufe aus der Basisbrekzie der Molasse ein starker Gasauftrieb, wobei eine Förderrate von 1,3 Mio. Nm^3/Tag registriert wurde. Das Bohrloch kollabierte jedoch in der unverrohrten Strecke und die Gaszone konnte trotz intensiven technischen Bemühens nicht mehr zugänglich gemacht werden. Es wurde deshalb die Ersatzbohrung Zistersdorf ÜT 2 A in geringer Entfernung von ÜT 1 abgeteuft. Sie erreichte ohne größere technische Probleme nach einer Bohrzeit von etwas mehr als zwei Jahren eine Endtiefe von 8553 m, ohne jedoch das anscheinend auf Störungs- und Karstzonen ausgerichtete Gasvorkommen von ÜT 1a in der Molassebasis anzutreffen. Der darunterliegende autochthone Malmkalk war ebenfalls dicht, ebenso die in der Molasse eingelagerten Kalkbrekzienhorizonte. Die Mergelsteinserie lieferte hohe Gasindikationen. Der Versuch einer Ablenkung der Bohrung (Zistersdorf ÜT 2Aa) im Jahre 1986 auf das Gasvorkommen von Zistersdorf ÜT 1a mußte zufolge unstabiler Gebirgsverhältnisse aufgegeben werden.

Ab Mitte 1982 wurde mit der Abteufung zweier weiterer Bohrungen begonnen. Der Raum des Steinberghochs blieb weiterhin Explorationsobjekt in Form der Bohrung

Tabelle 26. Bohrabfolge des Übertiefaufschlusses im autochthonen Untergrund des Wiener Beckens



Maustrenk ÜT 1. Ihr Bohrbeginn erfolgte Mitte September 1982, die Bohrdauer bis zur Endteufe von 6285 m betrug genau zwei Jahre. Sie durchbohrte die Flyschzone mit 4 Teileinheiten (siehe Abb. 133) und die Waschbergzone mit Malmklippen. Entlang der Schubbahn einer vom Untergrund hochgeschürften Klippe von Malmkalk im unteren Abschnitt der Waschbergzone wurde ein Gaszustrom festgestellt. Darauf wurde die Bohrung zwecks geeigneter Komplettierungsmöglichkeit als Maustrenk ÜT 1a abgelenkt und bei einer Teufe von 6576 m in der Mergelsteinserie des Malm eingestellt. Ein Produktionsversuch in Maustrenk ÜT 1a aus der Kalkklippe von 6304 bis 6313 m Teufe erbrachte Ölzufluß mit großer Intensivität, aber von begrenzter Dauer. Ein Test im Sandstein des tieferen Flyschabschnittes erbrachte Salzwasser.

Im Hochbereich von Aderklaa wurde die Bohrung Aderklaa UT 1 begonnen (Abb. 132). Nach technischen Problemen und einer Ablenkung wurde sie als Aderklaa UT 1a weitergeführt. Unter Neogen, stirnnahem Kalkalpin, Flysch und Steinitzer Waschbergzone erreichte auch diese Bohrung Autochthones Mesozoikum bei 6050 m Teufe in Form der Mergelsteinserie des Malm, die von geringmächtiger Karbonatfazies unterlagert wird. Ohne die erwarteten tiefer liegenden Speichergesteine angetroffen zu haben, drang die Bohrung ins Kristallin ein, in dem sie bis zur Endteufe von 6630 m verblieb. Eine kurze Ablenkung (Aderklaa UT 1b) erbrachte mittels durchgehendem Kernen die Information einer sedimentären Auflagerung des Malmkarbonats über Kristallin. Molasse fehlt in der Bohrung infolge tektonischer Abschürfung. Tests im Malmkarbonat, im Flysch und im Kalkalpin zeigten mangelnde Permeabilitäten und daher keine schlüssigen Anzeichen von Zufluß (Abb. 132).

Die Aufschlußkampagne stellte große Anforderungen an die Bohrtechnik und erbrachte schließlich auch technische Rekorde. Zistersdorf ÜT 2a wurde mit 8553 m Teufe, zumindestens bis zum Jahre 1993, die tiefste Bohrung auf Kohlenwasserstoffe außerhalb der USA. Hochdruckprobleme und Schwierigkeiten bei instabilem Gebirge waren zu lösen, wobei Spülungstype und Spülungsgewicht geeignet sein mußten. Letzteres betrug in der tiefsten Bohrphase in Zistersdorf ÜT 2A zum Beispiel 2,23 g/cm^3, da in einer Tiefe von 7,5 km ein Druck von 1500 bar herrscht (Gradient 2,0 bar/10 m). Trotz der hohen Temperatur von 240° C auf Sohle in Zistersdorf ÜT 2A konnten die wesentlichen Bohrlochmessungen ausgeführt werden.

Das geologische Ergebnis dieser Aufschlußphase führte einen großen Schritt weiter in der Kenntnis der Paläogeographie, Stratigraphie, Faziesverteilung, Mächtigkeit und Tiefenlage des autochthonen Jura, der Kreide und der tertiären Molasse an der Ostflanke der Böhmischen Masse (Beilage 8). Die Bohrung Aderklaa UT 1a erreichte erstmals unter dem Wiener Becken das Kristallin der Böhmischen Masse. Daneben erbrachte sie Informationen über den Deckenbau, die Stratigraphie und die Interntektonik des allochthonen alpin-karpatischen Stockwerkes (Waschberg- und Flyschzone, Kalkalpin).

IV.3.2.3.2. Kohlenwasserstoffvorkommen

Die Menge des beim Gasauftrieb (Kick) in Zistersdorf ÜT 1 in einer Teufe von 7544 m ausströmenden Gases war mit ca. 1,3 Mio. Nm^3/Tag beträchtlich. Das Süßgas hatte folgende Zusammensetzung:

CO_2	1,89
N_2	0,20
CH_4	97,67
C_2H_6	0,21
C_3H_8	0,02
C_4H_{10}	+0,01
	100,00%

In diversen Strecken der Mergelsteinserie in Zistersdorf ÜT 2A traten reichlich Gasanzeichen ähnlicher Zusammensetzung auf.

Der Produktionsversuch in Maustrenk ÜT 1a bei 6304–6313 m Teufe erbrachte eine kumulative Förderung von 4974 m^3

Öl und 2,93 Mio. Nm^3 Gas. Die Anfangsförderung betrug 156 m^3 Öl/Tag bei einem Lagerstättendruck von 1385 bar. Mit der Druckentlastung ging eine Schließung des Porenraumes einher. Das Öl war untersättigt und hatte folgende Zusammensetzung:

Benzin	(bis 200° C)	48,0 Vol%
Petroleum	(200–300° C)	21,5 Vol%
Gasöl	(300–350° C)	11,0 Vol%
Rückstand	(ab 350° C)	19,5 Vol%
		100,0 Vol%
Dichte	bei 15° C	0,77 g/cm^3

Die reichlich aufgetretenen Öl- und Gasanzeichen im dritten Stockwerk weisen auf ein hohes Angebot an freien Kohlenwasserstoffen hin. Das noch nicht ökonomische Ergebnis der Kohlenwasserstoffexploration im 3. Stockwerk ist auf die bisher noch nicht erfolgte Auffindung der aus dem Vorland (z. B. Staatz und Hagenberg) und aus Höflein bekannten Speichergesteine zurückzuführen. Es sind dies vor allem die Sandsteine der autochthonen Grestener Schichten (unterer bis mittlerer Dogger) hornsteinführende Karbonatgesteine (höherer Dogger) und Karbonate (Dolomite) des Malm.

Literaturhinweise für den Abschnitt IV.3.:

CICHINI, H. 1981; FRIEDL, K. 1930 b, 1932 a, 1933 a, 1933 b, 1933 c, 1936, 1937 a, 1937 b, 1937 c, 1956 a und 1959; FRIEDL, K. & KÖLBL, L. 1958 und 1964; FRÖHLICH, J. 1969; GUSSOW, W. C. 1954 und 1968; HAMILTON, W., JIŘIČEK, R. & WESSELY, G. 1990; KAPOUNEK, J., KAUFMANN, A., KRATOCHVIL, H. & KRÖLL, A. 1964; KAPOUNEK, J., KÖLBL, L. & WEINBERGER, F. 1963; KAPOUNEK, J. & HORVATH, Sz. 1968; KAUFMANN, A. 1958; KAUFMANN, A., KÖLBL, L., KRATOCHVIL, H. & WIESENEDER, H. 1959; KRATOCHVIL, H. 1958; KREUTZER, N. 1985; PERNTHANER, P. 1983; PERNTHANER, P. & KREUTZER, N. 1985a und 1985b; RUDAKOW, G. 1961; SAFOSCHNIK, R. & HOCHRAINER, H. P. 1984; SCHIPPEK, F. 1959; SCHLEINZER, H. 1982; SOMMER, D. 1984; SOMMERMEIER, L. 1930; SPÖRKER, H. & LOGIGAN, St. 1988; SUIDA, H. 1932; VETTERS, H. 1935; WAAGEN, L. 1933; WIESENEDER, H. 1956, 1959 und 1965 a.

IV.4. Die Lagerstätten der Molassezone und ihres Untergrundes

IV.4.1. Die Öl- und Gaslagerstätten der oberösterreichischen Molassezone - RAG (Rohölaufsuchungs AG)

von Otto MALZER

IV.4.1.1. Zur Explorationsgeschichte

Die ersten direkten Nachweise von Kohlenwasserstoffen gelangen in der Molasse Oberösterreichs und sind der regen Wasserbohrtätigkeit an der Wende vom 19. zum 20. Jahrhundert zu verdanken. So wurde durch Zufall 1891 das kleine Gasfeld Wels und 1906 das seichte Schwerölfeld Leoprechting bei Schärding gefunden, wobei ersteres mit geringen Produktionsraten noch fördert. Während des 2. Weltkrieges wurden in Oberösterreich neben oberflächengeologischen Untersuchungen erstmals in den seichteren Beckenteilen Tiefbohrungen auf Kohlenwasserstoffe abgeteuft, die jedoch alle ohne Erfolg blieben. Die entscheidende Aufschlußphase begann 1947 mit geologischen und geophysikalischen Arbeiten der RAG (Rohöl-Aufsuchungs AG), denen nach Verleihung der ersten Konzessionen 1955 im selben Jahr die erste Aufschlußbohrung Puchkirchen 1 folgte. Seit 1965 ist in Oberösterreich auch die ÖMV an der Kohlenwasserstoffsuche beteiligt. In der Molasse Niederösterreichs konnte dagegen erst 1960, im Zuge der systematischen Kohlenwasserstoffexploration durch die ÖMV, mit Wildendürnbach das

erste Gasvorkommen erschlossen werden. In der Molasse Vorarlbergs ist bisher kein Erfolg zu verzeichnen.

Seit den Anfängen sind in der gesamten österreichischen Molassezone mit 446 (RAG 209) Aufschlußbohrungen bis Ende 1989 insgesamt 100 Erdöl- und Erdgasfelder gefunden worden, von denen 93 (RAG 85) westlich der Böhmischen Masse in Oberösterreich und Salzburg sowie 8 östlich davon in der niederösterreichischen Molasse und Waschbergzone liegen (siehe Hauptkapitel IV.4.2.). Nicht alle Vorkommen sind abbauwürdig und im Vergleich mit den Lagerstätten des Wiener Beckens oder anderer europäischer Sedimentbecken sind sie mit wenigen Ausnahmen als klein einzustufen. Die nicht abbauwürdigen Lagerstätten sind in der Tabelle 27 nicht angegeben. Weitere Informationen sind in den Beilagen 1, 5, 6, 7 und 13 sowie in den Tabellen 15–18 enthalten.

IV.4.1.2. Molasse westlich des Sporns des Böhmischen Massivs – Oberösterreich und Salzburg

In diesem Teil der Molassezone gibt es getrennte Generationen von Erdöl und Erdölgas einerseits und biogenem Erdgas andererseits. Diese beiden Phasen kommen im ungestörten Vorland gewöhnlich auch räumlich voneinander getrennt vor und bilden so von Natur aus zwei verschiedene Lagerstättengruppen. Dazu kommen als dritte Gruppe eine noch kleine Anzahl von Lagerstätten in der Verschuppten oder Subalpinen Molasse, die, soweit bisher bekannt, entweder biogenes Gas, oder eine Mischung von biogenen und thermalen Kohlenwasserstoffen enthalten. Nach dieser natürlichen Gliederung werden die Öl- und Gaslagerstätten Oberösterreichs und Salzburgs im Folgenden behandelt. Hinweise für Muttergesteine sind im Hauptkapitel IV.6.3. angegeben.

IV.4.1.2.1. Öl- und Gaslagerstätten der Tertiärbasis und der mesozoischen Plattform

Wie in den Vorkapiteln III.4.2. und III.4.3.2. geschildert, transgredierte das Molassemeer im Obereozän über eine in der obersten Kreidezeit trockengefallene, in Schollen zerlegte und nachfolgend eingeebnete mesozoische Sedimentplattform. Dadurch überlagern, wie die paläogeographische Karte Beilage 5 und der Schnitt Beilage 6 zeigen, die obereozänen Sandsteine, die das wichtigste Erdölspeichergestein in Oberösterreich sind, verschiedene mesozoische Schichtglieder, darunter gebietsweise auch jurassische und kretazische Speichergesteine. Das vortertiäre Bruchsystem, das wegen seines der Kohlenwasserstoffmigration (Kapitel III.4.3.1.) fast parallelen NNW–SSE-Verlaufes kaum selbständige Fallen hätte bilden können, wurde im Alttertiär durch ein beckenparalleles, also vorwiegend Ost–West streichendes, dichtes Bruchnetz überlagert. Dieses Bruchnetz verläuft quer zur Hauptrichtung der Kohlenwasserstoffmigration an der Basis der Molasse und folgerichtig sind die oft bogenförmig verlaufenden Verwerfungen dieser Gruppe an der Bildung fast aller Erdöl- und Gasfelder der Tertiärbasis beteiligt. Meistens ist ein nordfallender, antithetischer Bruch mit Versatzhöhen bis zu 100 Metern das Hauptstauelement (Erklärung Abb. 177), als sekundäre Elemente können kleinere Schichtversetzungen des gleichen Systems, vortertiäre Brüche, aber auch das stratigraphische Auskeilen der Speichergesteine hinzukommen. In wenigen belegten Fällen treten auch synthetische tertiäre Brüche als Stauer auf. Allen Feldern gemeinsam ist auf Grund der generellen Beckenneigung das flache südliche Einfallen der Speichergesteine. Es ergibt sich aus diesen Elementen eine große Anzahl von Varianten eines grundsätzlichen Feldtypus – der monoklinalen, strukturaufwärts durch antithetische Brüche begrenzten Hochscholle.

Als Beispiel des Grundtypus kann, obwohl es nicht die einfachste Struktur besitzt, Voitsdorf, das nach wie vor größte Ölfeld der österreichischen und bayrischen Molasse, dienen. Andere ebenfalls relativ einfach gebaute Felder sind: Wirnzberg – Wickendorf (ÖMV-RAG), Piberbach (ÖMV), Dietach, Eberstallzell, Oberaustall, Lindach und Lindach Ost, Hörgersteig,

Tabelle 27

Gas- und Ölfelder der oberösterreichischen Molassezone (RAG)

Feld	Fund-Jahr	Geogr. Lage	Geol. Pos.	Speicher-Formation(en) (G = Gas, Ö = Öl)	Fallentyp(en)	Kumulative Prod. Gas in Mio. m^3 Öl in 1000 t (bis Ende 1992)
Puchkirchen	1956	NW Vöcklabruck	Molasse	Obereozän (Ö)	Bruchstruktur	160,3
	1969			Haller Serie (G)	Strat. Falle	433,1
				Puchk. Serie (G)	Kompakt. Struktur	1647,8
					Strat. Fallen	174,4
Steindlberg	1958	NW Lohnsburg	Molasse	Obereozän (Ö)	Bruchstruktur	6,2
Ried	1959	Ried i. Innkreis	Molasse	Obereozän (Ö)	Bruchstr. + Strat. Falle	591,0
Kohleck	1960	E Frankenmarkt	Molasse	Obereozän (Ö)	Bruchstr. + Strat. Falle	298,9
Schwanenstadt	1961	N Schwanenstadt	Molasse	Obereozän (Ö)	Bruchstruktur	66,5
+ Jebing + Atzbach	1963, 1974, 1971		Molasse	OPS, HS (G)	Kompakt. Str. + Strat. Falle	3241,8
Voitsdorf	1962	W Bad Hall	Molasse Mesoz. Plattf.	Obereozän (Ö+G) Cenoman (Ö+G) U. Turon (Ö) Dogger (Ö)	Bruchstruktur	2989,7 (Ö) 790,0 (G)
Lindach	1964	NW Lindach	Molasse	Obereozän (Ö)	Bruchstruktur	45,7
	1965		Molasse	OPS, HS (G)	Kompakt. Str. + Strat. Fallen	1038,4
Kirchham	1965	S Vorchdorf	Molasse	Obereozän (Ö)	Bruchstruktur	0,5
Eberstallzell + Eb West	1967	SW Sattledt	Molasse	Obereozän (Ö+G)	Bruchstruktur	425,8 (Ö) 135,1 (G)
Eberstallzell Gas	1971	SW Sattledt	Molasse	Haller S. (G)	Strat. Fallen	291,3
Rohr	1967	N Bad Hall	Molasse Mesoz. Plattf.	Obereozän (Ö+G) Cenoman (Ö)	Bruchstruktur	9,5 114,5 (G)
Kematen	1967	NW Rohr	Molasse	Obereozän (Ö)	Bruchstruktur	21,2
Engenfeld	1968	SE Wels	Molasse	Obereozän (Ö)	Bruchstruktur	141,9
				Haller S. (G)	Strat. Falle	3,7
Wickendorf	1974	NW Steyr	Molasse Mesoz. Plattf.	Obereozän (G) Campan (G)	Bruchstruktur	7,8
Oberaustall	1970	S Sattledt	Molasse Mesoz. Plattf.	Obereozän (Ö) Cenoman (Ö)	Bruchstruktur	193,5

Tabelle 27 (Fortsetzung)

Feld	Fund-Jahr	Geogr. Lage	Geol. Pos.	Speicher-Formation(en) (G = Gas, Ö = Öl)	Fallentyp(en)	Kumulative Prod. Gas in Mio. m^3 Öl in 1000 t (bis Ende 1992)
Sattledt	1971	S Wels	Molasse	Obereozän (Ö+G)	Bruchstr. + Strat. Falle	795,8 (Ö) 108,2 (G)
Dietach	1972	NW Steyr	Molasse	Obereozän (G) Rupelien (G)	Bruchstruktur Strat. Falle	6,9
Maria Schmolln	1973	NW Mattig-hofen	Molasse	Obereozän (Ö)	Bruchstruktur	7,3
Rappersdorf	1975	N Sattledt	Molasse	Obereozän (Ö+G)	Bruchstr. + Strat. Falle	12,5 (Ö) 7,0 (G)
Trattnach + Trattnach N	1975 1983	SE Ried im Innkreis	Mesoz. Plattf. Molasse	Cenoman (Ö) Haller S. (G)	Antiklinale + Bruch Strat. Falle	268,3 0,8
Steinhaus	1976	S Wels	Molasse	Obereozän (Ö+G)	Bruchstr. + Strat. Falle	192,7 (Ö) 59,1 (G)
Desselbrunn	1977	NW Lindach	Molasse	Obereozän (Ö) Haller S. (G) OPS/UPS (G)	Bruchstruktur Strat. Falle Kompakt. Str.	2,5 (Ö) 0,7 (G) 85,3 (G)
Kemating	1979	SW Ried im Innkreis	Molasse + Mesoz. Plattf.	Obereozän (Ö) Cenoman	Bruchstruktur	651,1
Redlham	1979	NE Vöckla-bruck	Mesoz. Plattf.	Cenoman (Ö)	Bruchstruktur	35,7
Steinhaus N + Sths NW	1980 1982	S Wels	Molasse	Obereozän (Ö+G)	Bruchstruktur + Strat. Falle	46,6 (Ö) 10,4 (G)
Heitzing	1980	W Sattledt	Molasse	Obereozän (Ö)	Bruchstruktur	18,3
Heitzing Gas	(1978–1981)	W Sattledt	Molasse	Haller S. (G) OPS (G)	Strat. Fallen Strat. Falle	400,7 116,3
Haindorf	1981	SW Offen-hausen	Mesoz. Plattf.	Jura-Malm (Ö)	Bruchstruktur	21,4
Hörgersteig	1981	N Vöckla-markt	Molasse + Mesoz. Plattf.	Obereozän (Ö) Cenoman (Ö)	Bruchstruktur	64,9
Eggerding	1983	S Taufkirchen	Molasse	Rupelien (Ö)	Bruchstruktur	1,7
Lindach West	1984	NW Lindach	Molasse	Obereozän (Ö)	Bruchstruktur	1,8
Perneck	1984	NW Mattig-hofen	Molasse	Obereozän (Ö)	Bruchstruktur	4,5
Redltal	1986	W Franken-burg	Mesoz. Plattf. Molasse	Cenoman (Ö) UPS (G)	Bruchstruktur Strat. Falle	1,2 25,7
Lindach Ost	1986	E Lindach	Molasse Molasse	Obereozän (Ö) UPS (G)	Bruchstruktur Strat. Falle	6,7 n. g.

Tabelle 27 (Fortsetzung)

Feld	Fund-Jahr	Geogr. Lage	Geol. Pos.	Speicher-Formation(en) (G = Gas, Ö = Öl)	Fallentyp(en)	Kumulative Prod. Gas in Mio. m^3 Öl in 1000 t (bis Ende 1992)
Mühlreith	1988	SE Franken-markt	Gestörte Molasse	Rupelien, (Ö) verschuppt	Stirnfalte	2,1
			Molasse	Haller S. (G)	Strat. Fallen	n. g.
Treubach	1969	SE Braunau	Molasse	Haller S. (G)	Strat. Falle	56,3
Offenhausen	1969	N Lambach	Molasse	Haller S. (G)	Strat. Fallen	433,3
Lindach Süd	1970	SW Lindach	Molasse	Haller S. (G)	Strat. Falle	128,0
Hocheck	1973	NE Straß-walchen	Molasse	OPS/UPS (G)	Kompakt. Str. + Strat. Fallen	45,4
Oberminathal	1974	NW Mattig-hofen	Molasse	Haller S. (G)	Flache Aufwölb. + Strat. Falle	194,5
Munderfing	1974	SE Mattig-hofen	Molasse	Haller S. (G)	Flache Aufwöl-bung	483,8
				OPS/UPS (G)	Kompakt. Str.	8,5
Friedburg	1975	N Straß-walchen	Molasse	OPS/UPS (G) Haller S. (G)	Kompakt. Str. Flache Aufwölb. + Strat. Fallen	1519,7
Klöpfing	1976	SW Mattig-hofen	Molasse	UPS (G)	Kompakt. Str. + Strat. Fallen	9,5
Pfaffstätt	1976	S Mattig-hofen	Molasse	OPS/UPS (G)	Kompakt. Str. + Strat. Fallen	969,6
Eggelsberg	1977	W Gasfeld Klöpfing	Molasse	Haller S. (G)	Flache Aufwölb. + Strat. Falle	22,5
Zell am Pettenfirst	1978	W Gasfeld Atzbach	Molasse	OPS/UPS (G)	Kompakt. Struktur	168,8
Tarsdorf	1978	NW Oster-miething	Molasse	Haller S. (G)	Strat. Falle	1,3
Seebach	1978	NE Gasfeld Heitzing	Molasse	Haller S. (G)	Strat. Falle	9,6
Lichtenegg	1978	SW Wels	Molasse	Haller S. (G)	Strat. Falle	20,9
Vorchdorf	1980	Vorchdorf	Molasse	OPS (G)	Kompakt. Str.	3,7
Haag	1981	Haag i. Haus-ruck	Molasse	Haller S. (G)	Strat. Falle	166,3
Krailberg	1983	S Offen-hausen	Molasse	Haller S. (G)	Flache Aufwölb. + Strat. Fälle	178,5
Mauern	1985	SW Franken-burg	Molasse	UPS (G)	Strat. Falle	10,0
Hörgersteig Süd	1986 (1981)	N Vöckla-markt	Molasse	OPS/UPS (G)	Kompakt. Str. + Strat. Fallen	78,9
Hucking	1986	NW Gasfeld Tarsdorf	Molasse	Haller S. (G)	Flache Aufwölb. + Strat. Falle	n. g.

Tabelle 27 (Fortsetzung)

Feld	Fund-Jahr	Geogr. Lage	Geol. Pos.	Speicher-Formation(en) (G = Gas, Ö = Öl)	Fallentyp(en)	Kumulative Prod. Gas in Mio. m^3 Öl in 1000 t (bis Ende 1992)
Gilgenberg	1987	SSE Ranshofen	Molasse	Haller S. (G)	Flache Aufwölb. + Strat. Falle	n. g.
Weizberg	1988	S Hochburg	Molasse	OPS (G) Haller S. (G)	Strat. Fallen Flache Aufwölbung	97,2
Leithen	1989	S Weizberg	Molasse	OPS/UPS (G)	Strat. Fallen	1,6
Vöcklamarkt	1989	NW Vöcklamarkt	Molasse	Haller S. (G) OPS/UPS (G)	Strat. Falle Strat. Fallen	0,2
Berndorf	1989	NW Mattsee	Gestörte Molasse	Puchk. S., (G) verschuppt	Stirnfalte	26,0
Gundertshausen	1990	NW Gasfeld Klöpfing	Molasse	OPS/UPS (G)	Strat. Fallen	0,7
Unterkling	1993	SW Gasfeld Pfaffstätt	Molasse	OPS/UPS (G)	Strat. Fallen	n. g.

Abkürzungen:

Haller S., HS	= Haller Serie
OPS	= Obere Puchkirchener Serie
UPS	= Untere Puchkirchener Serie
Puchk. S.	= Puchkirchener Serie
Mesoz. Plattf.	= Mesozoische Plattform (Molasse-Unterlage)
Bruchstr.	= Bruchstruktur (Bruch oder Brüche als Hauptstauelemente)
Bruchstr.+ Strat. Falle	= Bruch als Hauptstauer, Speichervertonung oder -auskeilen als zusätzliches Stauelement
Kompakt. Str.	= Kompaktions-Struktur
Strat. Falle	= Stratigraphische Falle (überwiegend, mit strukturellen Elementen = „Strukturell-Stratigraphische Fallen" in Kap. IV.4.1.2.)
Flache Aufwölb.+ Strat. Falle	= Flache Aufwölbung, mit stratigraphischen Stauelementen
unwirtsch.	= keine wirtschaftliche Produktion erzielt
n. g.	= Lagerstätte oder Feld noch nicht in Produktion

Bemerkungen:

In die Tabelle wurden nur Felder, bzw. Lagerstätten aufgenommen, aus denen zumindest zweitweilig gefördert wurde, oder deren Abbauwürdigkeit noch untersucht wird.
In einigen Fällen wurden ursprünglich separat aufgefundene und erschlossene Lagerstätten zu Feldern einheitlicher Bezeichnung zusammengeschlossen, z. B. Heitzing-Gas, Eberstallzell-Gas, Kemating.

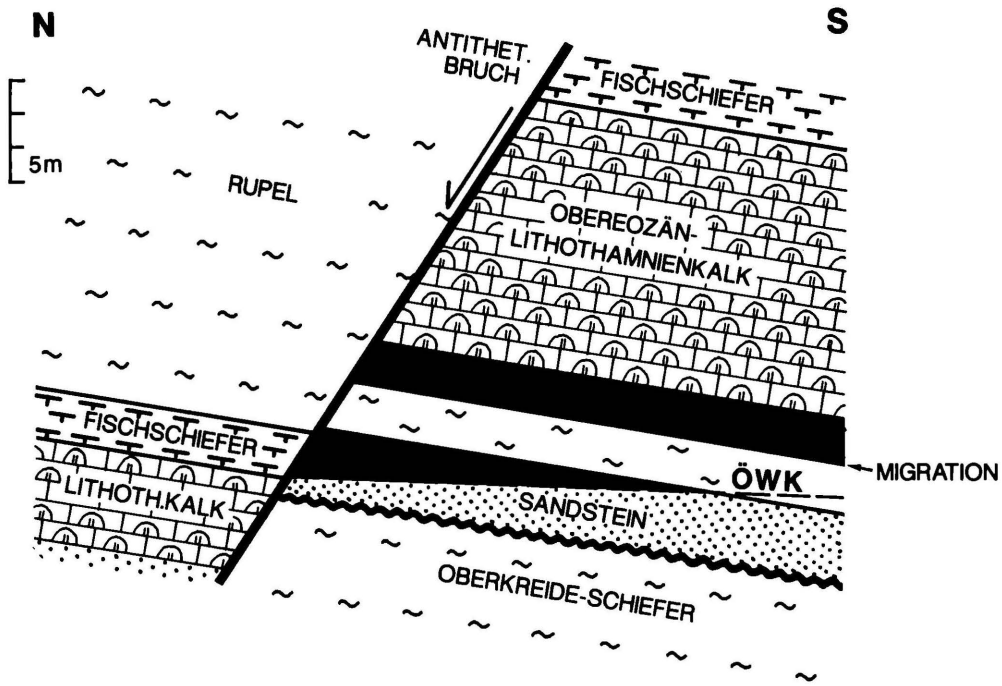


Abb. 177. Ein antithetischer, also gegen die Beckenneigung einfallender Verwerfer mit einer Sprunghöhe von ca. 55 Meter versetzt das Obereozän, mit den porösen Sandsteinen an der Basis, gegen die undurchlässigen Tonmergel und Schiefer des Rupel und Latdorf. Oft reicht, wie in dieser Skizze, die Sprunghöhe nicht aus, die gesamte Sandsteinmächtigkeit abzudichten.

Kohleck, Ried, Redltal und Schwanenstadt Nord – alle RAG.

Öl- und Gasfeld Voitsdorf (RAG)

Dieses Feld wurde 1962 entdeckt und ist gegenwärtig durch 42 Tiefbohrungen erschlossen. 1984 wurde Voitsdorf als bisher einziges Ölfeld der Molasse mittels 3D-Seismik vermessen, sodaß nunmehr sowohl die Struktur, mit Ausnahme des Ostendes, als auch der Speicheraufbau als gut bekannt gelten können. Die Strukturkarte Abb. 178 zeigt eine in Ost–West-Richtung etwa 10 km lange, südfallende Hochscholle, die im Norden von einem aus mehreren Teilstücken bestehenden, im Ganzen aber bogenförmigen, antithetischen Bruch begrenzt ist. Zwei bis drei wichtigere und eine Anzahl wenig bedeutender Sekundärverwerfungen verkomplizieren den Bau etwas. Ein einheitlicher Wasserkontakt begrenzt die Lagerstätte nach Süden, ihre durchschnittliche Breite beträgt etwa 1 Kilometer. In den strukturell höchsten Teilen des Feldes besteht wie in mehreren Ölfeldern des östlichen Oberösterreich eine Gaskappe. Günstigen geologischen Umständen ist es zu verdanken, daß im Bereich von Voitsdorf sowohl die Jura- als auch die Kreideschichtfolge auf die jeweils tiefsten Glieder reduziert ist und dadurch das Obereozän mit den basalen Sandsteinen des Cenoman und des Dogger eine gemeinsame Lagerstätte bilden (Schnitt Abb. 179). Durch dieses Zusammentreffen von drei, mit dem ölführenden aber nicht permeablen Unterturonsandstein, sogar vier verschiedenen Speicherformationen ergibt sich für Voitsdorf eine produktive Gesamtspeichermächtigkeit von stellenweise mehr als 50 Metern. Allerdings haben das Produktionsverhalten des Feldes und Faziesstudien an Hand von Bohrkernen, Logdaten und der 3D-Seismik in den letzten Jahren die kom-

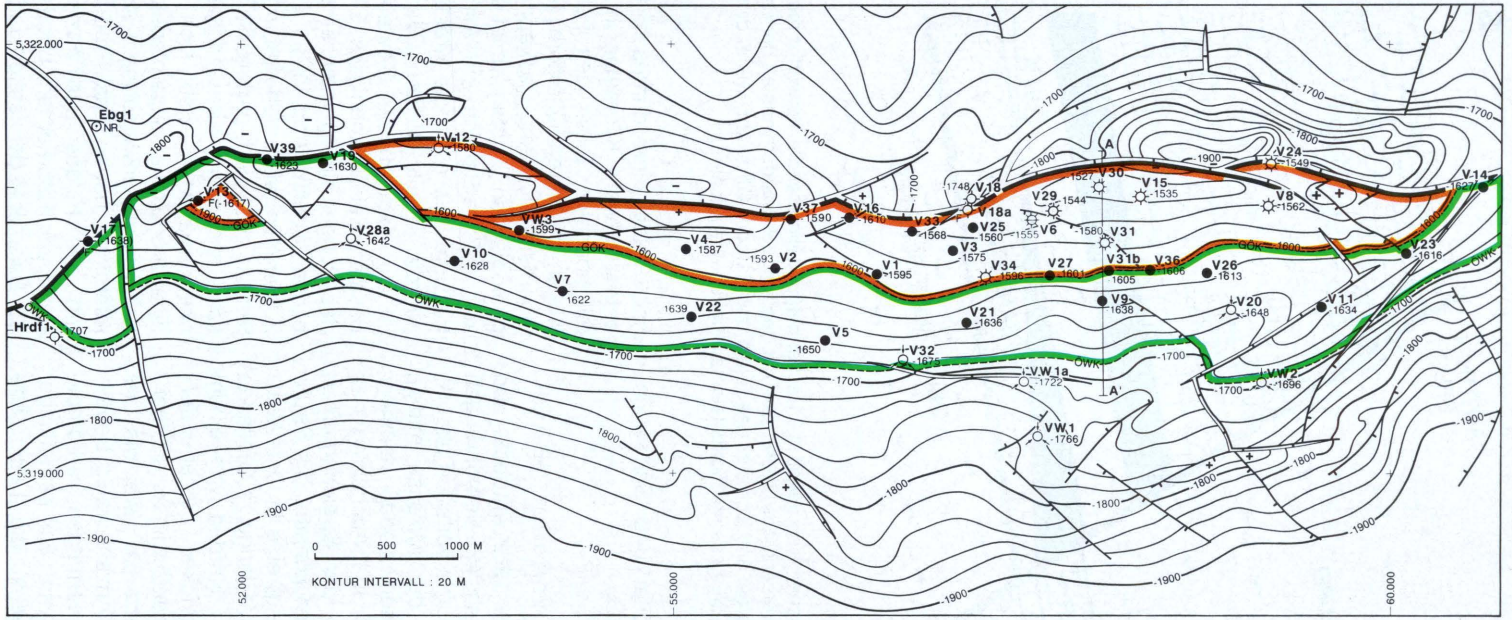


Abb. 178. Voitsdorf – Strukturkarte der Oberkante des Eozäns.
Die Karte beruht auf 3D-Seismik. Sie zeigt die charakteristische gebogene Gestalt des antithetischen Begrenzungsbruches, die den Strukturabschluß zumindest mitbewirkt hat. Zahlreiche Brüche sekundärer Bedeutung sind weggelassen

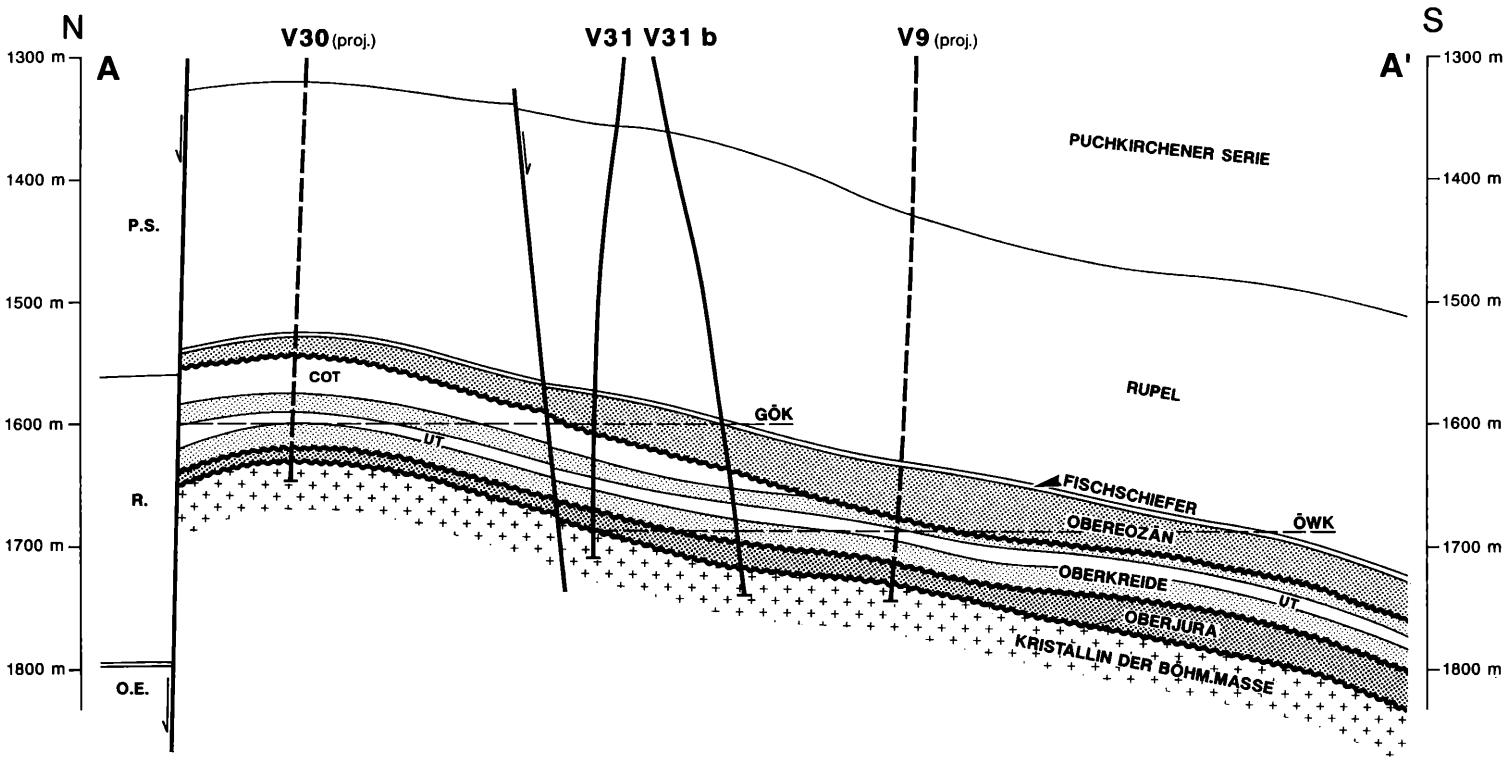


Abb. 179. Geologischer Schnitt durch das Ölfeld Voitsdorf.
Der Schnitt verläuft im östlichen Teil des Feldes (Linie A-A' in Abb. 178). Es zeigt die Anlage der Struktur als von einem antithetischen Bruch begrenzte Monoklinale. Es zeigt auch das teilweise diskordante Übereinandergreifen der verschieden alten Träger und die ursprünglich einheitlichen Gas/Öl/Wasserkontakte.

plizierte Zusammensetzung des Trägers aus mindestens 8, teils übereinander, teils nebeneinander liegenden Teilspeichern erkennen lassen. An Reserven übertrifft das Feld Voitsdorf alle übrigen Erdöllagerstätten der österreichischen Molasse um ein Mehrfaches. Von dem ursprünglichen Inhalt wurden bis Ende 1992 nicht ganz 3 Millionen Tonnen Öl und mehr als eine halbe Milliarde Kubikmeter Gas gefördert. Etwas unter 13% der Ölförderung entstammen sekundären Fördermaßnahmen, die seit 1968 angewendet werden.

In der häufigsten Variante zum Grundtypus wird die Lagerstätte zusätzlich zum antithetischen Hauptbruch durch einen oder mehrere andere, meist in nordsüdliche Richtungen verlaufende Verwerfungen mitbegrenzt. Diese Verwerfer können tertiär oder älter angelegt sein und antithetisch oder synthetisch verlaufen. Dieser Kategorie gehören die Felder Eberstallzell Ost, Puchkirchen und Kemating, sowie eine Reihe kleiner Lagerstätten, wie Rohr, Kirchham, Hörgersteig, Maria Schmolln und Perneck (alle RAG) an. Auch die nicht wirtschaftlichen Schweröllfelder Eggerding und Kurzenkirchen gehören hierher. Im Fall des Feldes Kemating, das hinter Voitsdorf zu den bedeutenderen Molasse-Öllagerstätten gehört, ist erwähnenswert, daß es vom jeweils markantesten oligozänen bzw. prätertiären Bruchsystem des Beckens begrenzt wird, und daß der Eozänspeicher des Feldes über den nach Westen begrenzten „Rieder Abbruch" hinweg mit dem 120 Meter strukturell tiefer liegenden Eozän außerhalb der Lagerstätte in druckmäßiger Verbindung steht.

Eine weitere Gruppe bilden jene Lagerstätten, bei denen der antithetische Staubruch durch das Auskeilen des Speichers, oder dessen Übergang in undurchlässige tonige oder kalkige Gesteine wesentlich unterstützt wird. Wir sprechen in diesen Fällen von kombiniert strukturell-stratigraphischen Lagerstätten. Dazu gehört vor allem anderen die Feldergruppe Sattledt – Rappersdorf – Steinhaus – Steinhaus Nord, die Felder Ried und Kohleck und möglicherweise auch die kleine Lagerstätte Aschach (alle RAG) im Bereich der Flyschzone. Daß in allen Fällen die fazielle Begrenzung im Osten liegt, hängt wohl mit der SW-Neigung des gesamten Beckens zusammen.

Wenige, durchwegs kleinere Erdöllagerstätten sind nach Norden durch einen synthetischen, also nach Süden einfallenden Bruch begrenzt. Diese „Syntheter" haben gegenüber den antithetischen Verwerfern eine geringere Staukapazität, da sie die Speicher nicht gegen völlig undurchlässige Oligozän-Tonmergel, sondern gegen die variable Schichtfolge der Kreide – mit Sandsteinen – versetzen, oder auch gegen teilweise geklüftete Jurakarbonate, bzw. gegen oft verwittertes und ebenfalls geklüftetes Kristallin. Hierher gehören die RAG-Felder Trattnach Nord (nur Cenoman), Haindorf (nur Jura) und Steinhaus NW (Eozän). Das Feld Sattledt ist durch einen Syntheter soweit gegen das nördlich angrenzende Teilfeld Rappersdorf abgedichtet, daß verschiedene Gas-Ölkontakte bestehen.

Eine Sonderstellung nimmt schließlich das Ölfeld Trattnach (RAG) ein, da an seinem Zustandekommen kein tertiäres Strukturelement beteiligt zu sein scheint. Die Lagerstätte besteht aus einer flachen Aufwölbung der cenomanen Speichersandsteine, die im Westen von einem vortertiären Verwurf abgeschnitten ist. Die nur 30 bzw. 40 Meter höher liegenden Speicher des Unterturon und Eozän bilden keine geschlossene Struktur und sind wasserführend. Vom benachbarten Feld Trattnach Nord ist Trattnach durch eine Einmuldung des Cenoman getrennt.

Erst 1988 wurde von der RAG nahe dem Flyschrand bei St. Georgen im Attergau die Lagerstätte Mühlreith entdeckt, die in der Molasse westlich des Böhmischen Massivs bisher gleichfalls einen Einzelfall darstellt. Hier ist erstmals die Verschuppte Molasse ölführend angetroffen worden. Die Speicher sind Konglomerate und Sandsteine rupelischen Alters vom Faziestyp Puchkirchener Serie, in ca. 3300 Meter Tiefe. In struktureller Hinsicht handelt es sich wahrscheinlich um eine flache Aufwölbung innerhalb des verfrachteten Molasseschichtstapels, der in zahlreiche Teilschuppen gegliedert ist.

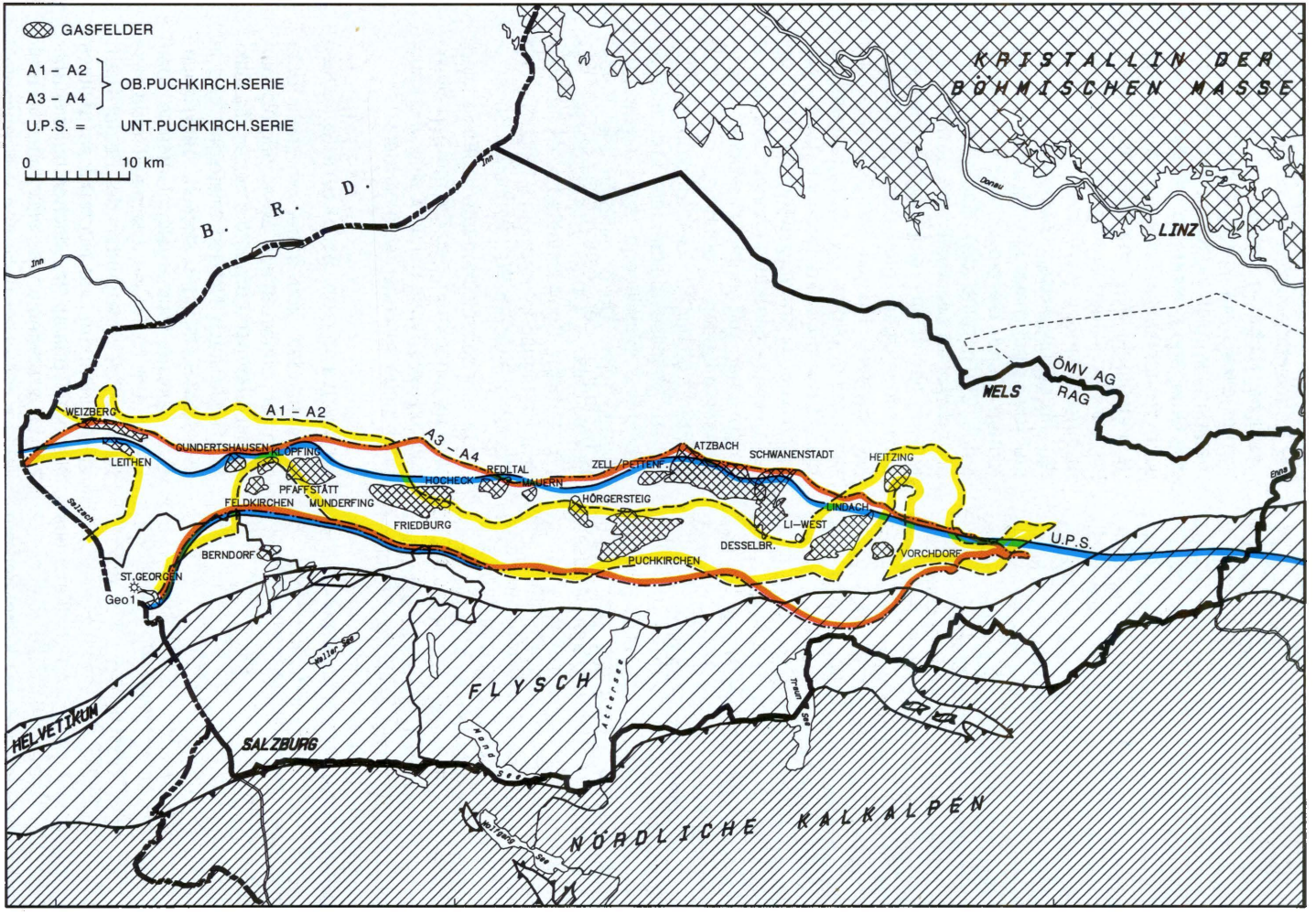


Abb. 180. Verbreitung von Konglomeraten und Sandsteinen der Unteren und Oberen Puchkirchener Serie der ungestörten Molasse und Lage der bekannten Gasfelder. Die nördlichen Begrenzungslinien stellen den Übergang in Tongesteine dar, die südlichen meist das Abschneiden der Grobschüttungen an der Verschuppten Molasse, oder der Überschiebungslinie des Flysch.

IV.4.1.2.2. Die Erdgaslagerstätten des Oligozäns und Miozäns

In der ungestörten Vorlandsmolasse sind die vorhin besprochenen Lagerstätten der Tertiärbasis und des Mesozoikums durchwegs durch mehrere Hundert Meter tonmergeliger Sedimente von den jüngeren Speichern des Oligozäns und Miozäns getrennt. Dadurch ist eine Befüllung dieser jüngeren Speicher von unten her größtenteils verhindert worden. Lediglich an einigen oligozänen Verwürfen könnten geringe Mengen an thermischem Gas aus dem Eozän/Mesozoikum bis in die Puchkirchener Serie vorgedrungen sein.

Bis Ende 1992 sind 49 von einander unabhängige Lagerstätten mit biogenem Erdgas in der Puchkirchener und Haller Serie der ungestörten Vorlandsmolasse von Oberösterreich entdeckt worden. Dazu kommt bisher eine Lagerstätte in der Verschuppten oder Subalpinen Molasse im Bundesland Salzburg. Die Karten der Abbildungen 180 und 181 zeigen die Verbreitung der Felder sowie der Speichergesteine der beiden hauptsächlich gasführenden Formationen.

Untere und Obere Puchkirchener Serie

Der Aufbau der Gaslagerstätten der Oberen und Unteren Puchkirchener Serie, die in Tiefen zwischen 1200 und 2500 Metern angetroffen werden, wird im Wesentlichen vom Zusammenwirken dreier Merkmale dieser Formation bestimmt: vom vielfachen vertikalen und seitlichen Wechsel von Sandstein-, Konglomerat- und Tonmergelschichten, vom sehr verschiedenen Kompaktionsverhalten der Tonmergel gegenüber dem der Sandsteine und Konglomerate und letztlich vom generellen Süd-Einfallen der Schichten. Verwerfungen haben hingegen nach bisherigem Wissen zur Fallenbildung kaum beigetragen.

Es ergeben sich daraus zwei Grundtypen von Lagerstätten, die teils alleine, teils in Kombination auftreten:

Kompaktionsstrukturen

Diese treten dort auf, wo Konglomerate und Sandsteine in linearen Trends, die E–W oder SW–NE verlaufen, gehäuft in zahlreichen Einzelschüttungen übereinander abgelagert wurden. In nördliche oder westliche Richtung gehen die Grobsedimente jeweils auf kurze Distanz in Tonmergel über, nach Süden oder Osten sind die Übergänge nicht so deutlich, oder auch nur schlechter belegt. Da der Überlagerungsdruck die Tonmergel viel stärker als die Konglomerate und Sandsteine zusammengepreßt (= kompaktiert) hat, konnten die akkumulierten Grobsedimente allmählich antiklinalartige Hochstrukturen formen. Durch die bis ins Miozän andauernde Südkippung des Beckens wurden die nördlichen bis westlichen Strukturflanken verflacht, die ursprünglich vielleicht schwach ausgeprägten Süd- bis Ostflanken versteilt. Poröse Konglomerate und Sandsteine bilden die Speichergesteine, die oft nur durch meterdünne Tonmergellagen von einander getrennt sind. Innerhalb einer Struktur können zahlreiche Teilspeicher mit unterschiedlichen Gas–Wasserkontakten gasführend sein. Die größten, bisher in der oberösterreichischen Molasse bekannten Erdgasfelder bestehen überwiegend aus Lagerstätten dieses Typs. Dazu gehören die Felder Puchkirchen – Obere Puchkirchener Serie, Atzbach, Schwanenstadt, Zell am Pettenfirst, Lindach, Friedburg – Hocheck und Pfaffstätt – Obere Puchkirchener Serie.

Da sie seismisch relativ auffällig sind, wird angenommen, daß die meisten Strukturen dieses Types bekannt sind und kaum noch neue zu finden sein werden.

Stratigraphisch-Strukturelle Fallen

Es handelt sich dabei um mehr oder weniger ausgedehnte Sandstein/Konglomerat-Sedimentkörper, die gegen die Bekkenflanke nach Norden ansteigen und in dieselbe Richtung auskeilen, oder in undurchlässige, tonmergelige Gesteine übergehen und teilweise gasgefüllt sind. Die tieferen Teil-Lagerstätten der Felder Pfaffstätt, Friedburg und Puchkirchen gehören diesem Typus an. Inzwischen hat sich dieser Lagerstättentyp als viel weiter verbreitet, als früher zu vermuten war, erwiesen, insbesondere seit seismische Profile mit

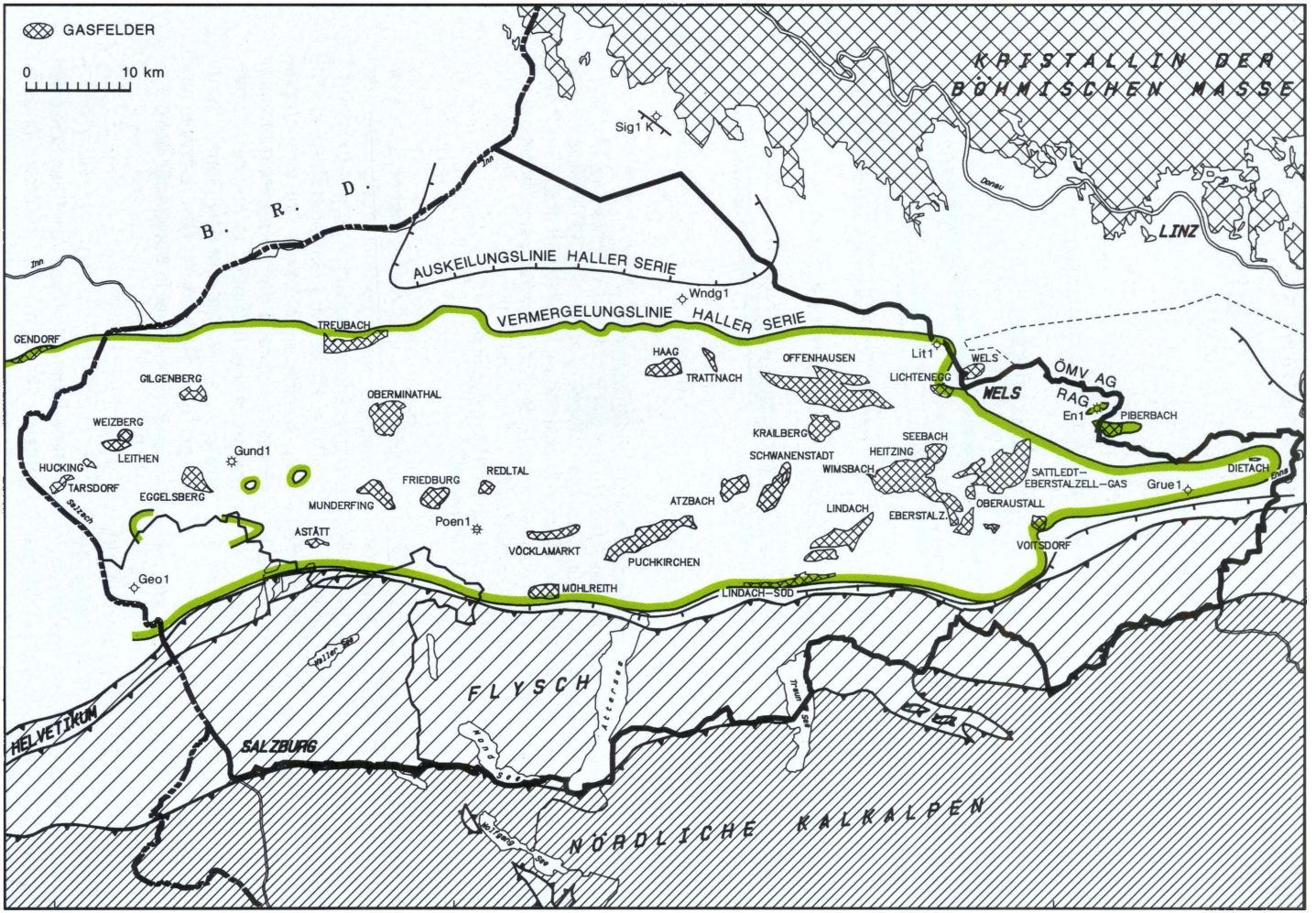


Abb. 181. Verbreitung der Sandstein-Fazies der basalen Haller Serie und Lage der bekannten Gasfelder.
Die Vermergelungslinie stellt die für die Gassuche ausschlaggebende äußere Grenze des Vorkommens der oft sehr unbeständigen Sandsteinkörper verschiedener stratigraphischer Niveaus dar.
Die Auskeilungslinie zeigt das Abschneiden der Haller Serie insgesamt an, bezüglich dessen besonders im Norden einige Unsicherheit herrscht.

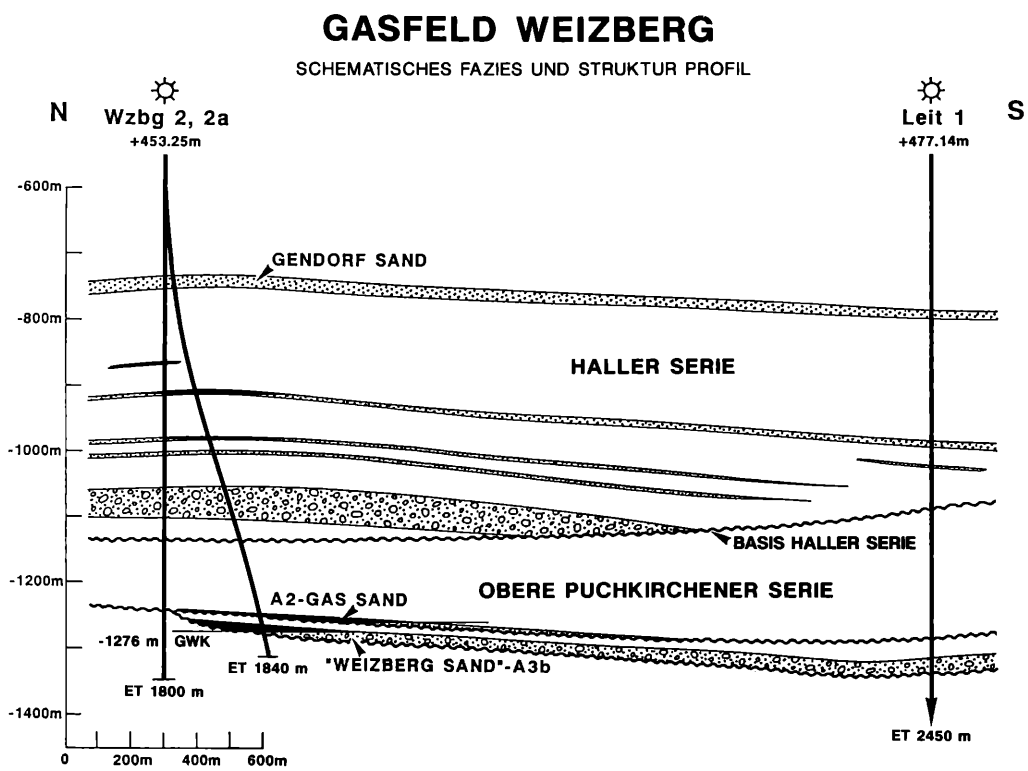


Abb. 182. Gasfeld Weizberg – Schematisches Fazies- und Strukturprofil.
Der Schnitt umfaßt nur den stratigraphischen Bereich, der die gasführenden Sandsteine enthält. Es zeigt die Ablagerung und das Auskeilen der Gasträger „Weizberg-A3b" und „A2" an (submarinen) Erosionsflächen (Wellenlinien) innerhalb der Oberen Puchkirchener Serie. Beide Träger – in Wzbg 2a etwa 9 und 2 Meter mächtig – wurden nur 300 Meter N der Schrägbohrung nicht angetroffen.
Die Haller Serie bildet eine selbständige Gaslagerstätte.
Die Bohrung Leithen 1 ist in der tieferen Puchkirchener Serie gasfündig.
Alle im Profil weiß belassenen Bereiche sind Tonmergel.

hohem Auflösungsvermögen das Vorhandensein vieler Erosionsflächen innerhalb der Puchkirchener Serie anzeigen, die mögliche Speicher praktisch in jede Richtung begrenzen können. Die Lagerstätte Mauern, sowie die neuen Gasfelder Weizberg (1988) und Leithen (1989) sind Beispiele, der Aufbau von Weizberg ist in Abb. 182 illustriert.

Einen sehr unterschiedlichen, stark tektonisch geprägten Lagerstättentyp bildet der Typ Berndorf (Salzburg), der an die Verschuppte oder Subalpine Molasse gebunden ist: nachdem schon mehrfach in Sandsteinkörpern der Subalpinen Molasse vielversprechende Gasanzeichen angetroffen worden waren (Steyr 1, Sierning 1, Oelling 1), wobei die Speicher sich aber immer als sehr undurchlässig oder begrenzt erwiesen hatten, wurde in Berndorf 1 (1989) erstmals eine Gaslagerstätte in diesem Bereich angetroffen. Der stratigraphischen Bandbreite der Subalpinen Molasse entsprechend, könnten in solchen Lagerstätten der Puchkirchener Serie, Sandsteine des Rupeliens, des Eozäns und sogar der Oberkreide Gasträger sein.

Haller Serie

Sie enthält, was das Alter der Speichergesteine anlangt, die bislang jüngsten Gaslagerstätten der Molasse westlich des Böhmischen Massivs.

Im Gegensatz zur Puchkirchener Serie, wo Gasführung innerhalb der gesamten, bis über 1000 m mächtigen Abfolge von Grobsedimenten beobachtet wird, beschränkt sich diese in der Haller Serie auf die untersten etwa 200 m, wo auch das Vorkommen speicherfähiger Sandsteine konzentriert ist. Wie in Kapitel III.4.3.2. beschrieben, sind die Sandsteine der Haller Serie vorwiegend geringmächtig, wenige Meter bis Dezimeter und durchschnittlich sehr feinkörnig, besitzen aber trotzdem meist ausgezeichnete Speichergesteinseigenschaften. Dies ist in der Hauptsache der im Vergleich mit der Puchkirchener Serie durchschnittlich geringeren Tiefenlage der Haller Serie – Sande, zwischen 500 und 1500 m, und der damit geringen Kompaktion, zuzuschreiben. Abb. 181 zeigt das Verbreitungsgebiet der Haller Serie – Sande und die Verteilung der bisher bekannten Lagerstätten.

Auch in der Haller Serie folgt die Anlage der Gasvorkommen, mit weitestgehend unvermischtem biogenem Gas, grundsätzlich zwei Bauprinzipien:

Flache Aufwölbungen

Hier bilden die die Gassande enthaltenden Basisschichten der Haller Serie in meistens abgeschwächter Form eine ältere Struktur ab, oder überlagern ein auf andere, oft kaum erkennbare Weise entstandenes positives Relief der Basisfläche, oder noch tieferer Schichten der Haller Serie. In einigen Fällen, wie Lindach, Atzbach, Puchkirchen und Munderfing-Friedburg, ist die Unterlagerung durch Kompaktionsstrukturen der Puchkirchener Serie ganz offensichtlich, während bei antiklinalartigen Lagerstätten außerhalb des Verbreitungsgebietes der Puchkirchener Serie Felder, wie Krailberg oder Oberminathal, kein Zusammenhang mit einer älteren Struktur zu sehen ist.

Stratigraphisch-Strukturelle Fallen

In der Mehrzahl der Gasvorkommen der Haller Serie ist, wie auch in der Puchkirchener Serie, das Auskeilen poröser Sandsteine, oder deren Übergang in undurchlässige Silt- und Tonsteine selbst das Hauptstauelement, ein Ansteigen des Speichers zur Vertonungslinie ist zur Fallenbildung allerdings auch hier zusätzlich notwendig. Im Norden und Süden des Haller Serie Beckens ist der Anstieg durch die Neigung der Beckenflanke gegeben, wie an den Feldern Offenhausen und Haag im Norden und Lindach Süd im Süden zu sehen ist. Nach Osten steigt die Beckenachse an, das bedeutet, daß im östlichen Oberösterreich auch in der Beckenmitte das strukturelle Element zur Entstehung stratigraphischer Gasfallen vorhanden ist, wie die Gasfelder Eberstallzell-Gas und Heitzing-Gas beweisen. Darunter umfaßt das Feld Heitzing-Gas nicht weniger als 19 vertikal oder horizontal von einander getrennte Gassandlagen, von denen einige weniger als 1 Meter mächtig sind. Weiter westlich im tieferen zentralen Becken boten besonders formationsinterne Erosionsflächen vielfältige Möglichkeiten zur Fallenbildung. Allerdings sind diese unter Meeresbedeckung entstandenen Abtragungsflächen erst in den hochauflösenden seismischen Profilen der letzten Jahre erkennbar geworden. Der Neufund von Vöcklamarkt 1 (1989) ist ein Beispiel.

Die Literaturhinweise sind im Anschluß an Hauptkapitel IV.4.2. zu finden.

IV.4.2. Die ÖMV-Gas- und Öllagerstätten der nieder- und oberösterreichischen Molassezone

von Norbert KREUTZER

IV.4.2.1. Bemerkungen

Mit Herrn Dr. E. ANIWANDTER wurden alle ÖMV-Gaslagerstätten der NÖ- und OÖ-Molassezone durchbesprochen. Der Autor ist Dr. E. ANIWANDTER für die zahlreichen Informationen zu großem Dank verpflichtet.

Die geologischen, paläogeographischen und tektonischen Voraussetzungen für die Bildung der Speichergesteine und der Strukturen sind im Abschnitt III.4. beschrieben. Angaben zur Explorationsgeschichte sind im Kapitel IV.4.1.1. zu finden. Kurze Hinweise auf mögliche Muttergesteine sind im Hauptkapitel IV.6.3. angegeben.

Alle im folgenden Text genannten Teufenangaben sind Standardteufen nach den Bohrlochmessungen ab Erdoberfläche. Die Gas- und Ölfelder sind in den Beilagen 1 und 17 sowie in Abb. 188 angeführt. In den Tabellen 28 und 29 werden auch die verschiedenen Beziehungen zwischen den Lagerstätten und den betreffenden Teilen von Fazieszykluskeilen angegeben (Grundsätzliches und Beispiele werden im Hauptkapitel III.2.6. behandelt). Stratigraphische Angaben sind in den Tabellen 15–18 enthalten.

Die Jahreszahlen nach den Feldernamen bedeuten die Entdeckungsjahre.

Zusätzliche Bemerkungen sind im folgenden Text enthalten.

IV.4.2.2. Die Lagerstätten der niederösterreichischen Molassezone

Gasfeld Altprerau (1981)

Eine ausführliche geologische Beschreibung dieses Gasfeldes erfolgte durch E. ANIWANDTER & D. ZYCH 1989.

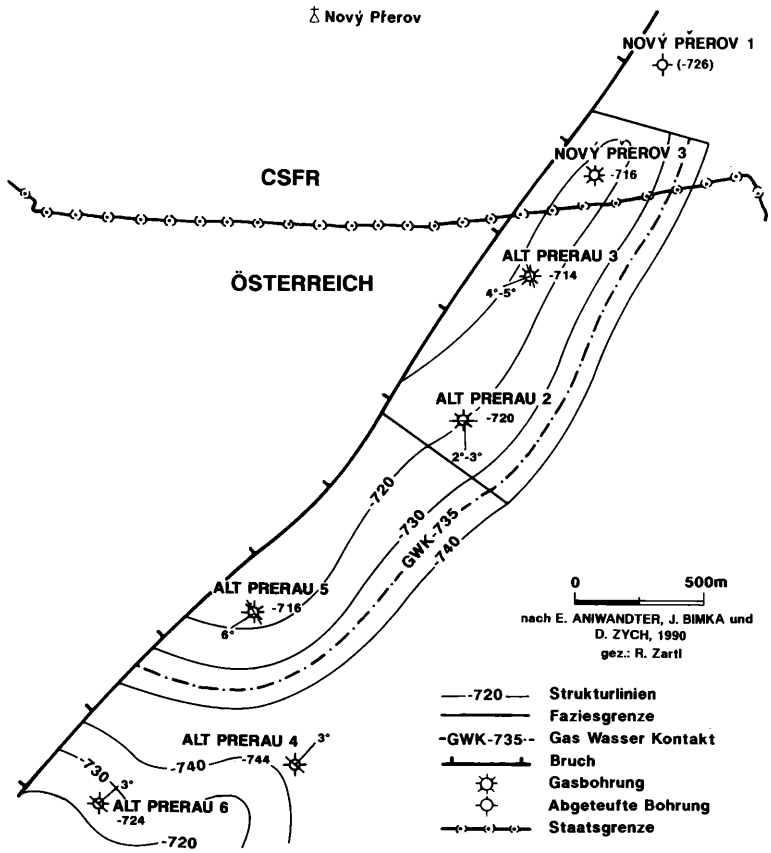


Abb. 183. Strukturkarte des Gasfeldes Altprerau (Top 4. Oncophorahorizont)

Tabelle 28

Gas- und Ölfelder der NÖ-Molassezone und Waschbergzone (ÖMV)

Gas-/Ölfelder	Fund-jahr	Lage	Geol. Position	Lagerstätten Gas-/Ölhoriz. (G = Gas, Ö = Öl)	Teufe der Oberkante od. der KW von–bis (in m)	Fallentypen (strukturelle-, stratigraph.-, Bruch- und Auf-schiebungs-)	Fazieszykluskeil (T = Top, M = Mit-te, B =Basis), (t = transgr., r =regr.)	kumul. Prod. (Gas in Mio. m^3, Öl in t) (bis Ende 1992)
Altprerau	1981	NE Laa/Thaya	Ungestörte Molassezone	basales Karpat (G)	730	Strukt/Strat/Br	2. Unt. mioz/r-tM	
				1., 2., 4. Oncop. (G)	800, 910		2. Unt. mioz/tB bis 1. Unt. mioz/r-tM-rT	33,29 Mio. m^3
Pottenhofen	1985	NE Laa/Thaya	Ungestörte Molassezone	basales Karpat (G)	800	Strukt/Strat	2. Unt. mioz/r-tM 2. Unt. mioz/tB bis	Pottenhofen: 31,56 Mio. m^3
Neuruppersdorf	1987			1.–7. Oncop. (G)	800, 1200	Strukt/Strat	1. Unt. mioz/r-tM-rT,	Neuruppersd.: 1,46 Mio m^3
				Malm, Kalkar. S (G)	1235	Strukt/Br	Malm/rT	
Wildendürnbach	1960	E Laa/Thaya	Ungestörte Molassezone	Top Oncop. S. (G)	740	Strukt	2. Unt. mioz/tB bis	1,36 Milliar-den m^3
				7. Oncop. (G)	1060, 1135	Strukt	1. Unt. mioz/r-tM-rT	
Ameis	1961	E Staatz E Laa/Thaya	Waschberg-zone	Eggenb. Sand (G)	1325–1357	Strukt/Aufsch	1. Unt. mioz/r-tM-rT	1,439.100 m^3
Hagenberg	1966	S Laa/Thaya	Waschberg-zone	Dogger-Sdst. (Unt.) (Quarzar. S.) (G)	2918, 3040	Strukt	Dogger/tB	1,608.700 m^3
Klement	1974	N Ernstbrunn	Waschberg-zone	Dogger-Sdst. (Unt.)	3870, 3932	Strukt/Br	Dogger/tB	22,867.000 m^3
				(Quarzar. S.) (G, Ö)	3955			
Merkersdorf	1982	W Ernstbrunn	Molassezone	1., 5., 10. Oncop. (G)	200, 422, 760	Strukt/Br	2. Unt. mioz/tB bis 1. Unt. mioz/r-tM-rT	4,2 Mio m^3

Tabelle 28 (Fortsetzung)

Gas-/Ölfelder	Fund-jahr	Lage	Geol. Position	Lagerstätten Gas-/Ölhoriz. (G = Gas, Ö = Öl)	Teufe der Oberkante od. der KW von–bis (in m)	Fallentypen (strukturelle-, stratigraph.-, Bruch- und Auf-schiebungs-)	Fazieszykluskeil (T = Top, M = Mitte, B =Basis), (t = transgr., r =regr.)	kumul. Prod. (Gas in Mio. m^3, Öl in t) (bis Ende 1992)
Waschberg (U 3, U6)	1987	SW Merkersd. bzw. N Falkenstein	Waschberg-zone	Ottn.-Eggenb. S. (G)	495– 498	Strukt/Aufsch	1. Unt. mioz/r-tM-rT	7.900 m^3
				Eger Sande (G)	540, 592		1. Unt. mioz-Olig/tB	
Roseldorf	1972	N Stockerau	gestör. Molas-sezone u. Waschberg-zone	verschuppte Ottn., Egg., Eger und Oberkr. (G)	250– 800	Strukt/Aufsch		332,9 Mio. m^3
				1.-9b Oncophora (Ottn.), (G)	475–1070	Strukt/Strat/Aufsch	2. Unt. mioz/tB bis 1. Unt. mioz/r-tM-rT	
				Eggenburg (G)	1495–1500	Strukt		
				Malm, Altenmarkter Sch. (G, Ö)	1520–1600	Strukt	1. Unt. mioz/r-tM Malm/tB-M	22.715 t
Stockerau (Nord)	1975	N Stockerau	Ungestörte Molassezone	Basis Eggenburg u. Kristallin (Ö)	1810–1834	Strukt	1. Unt. mioz/tB	3,0 t
Stockerau Ost	1977	NE Stockerau	Gestörte Molassezone	Eggenburg Sdst. (G)	1445	Strukt	1. Unt. mioz/r-tB	189,0 Mio m^3
				Eger Sdst. I (G)	2010, 2248	Strukt/Br/Aufs.	1. Unt. mioz-Olig/tB	
				Eger Sdst. II (G)	2280, 2325	Strukt/Strat/Br/Aufsch	1. Unt. mioz-Olig/tB	
				Wiesen 1: Eger Sdst. (G)	1130	Strukt/Aufsch	1. Unt. mioz-Olig/tB	

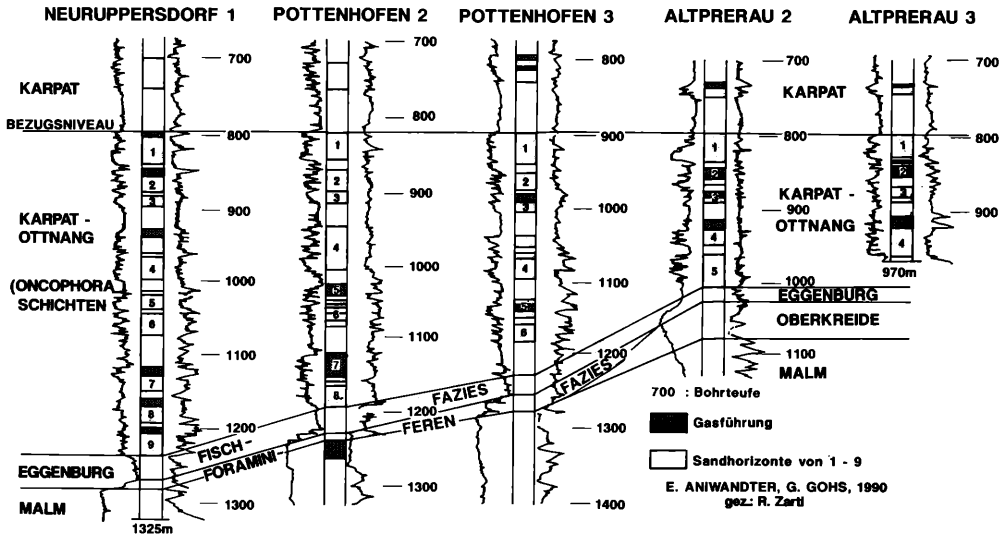


Abb. 184. Diagrammschnitt Neuruppersdorf–Pottenhofen–Altprerau

In der sich nach NE in Tschechien (Novi Prerov) fortsetzenden Struktur Altprerau wurden in zwei SW–NE streichenden Strukturen Gaslagerstätten im basalen Karpatien bei 730 m sowie 1., 2. und 4. Oncophorahorizont des Ottnangien bei 800 m–900 m in der ungestörten Molassezone angetroffen (Abb. 183). Die Gasführung wird im NW durch den gegen SW aushebenden, SW–NE streichenden und NW fallenden westlichen Vestonicky-Bruch begrenzt, sonst durch das Randwasser sowie fazielle Änderungen der Sandlagen und ist damit nicht nur strukturell verursacht.

Die Bohrungen Altprerau 2, 3 und 5 waren fündig, dagegen Altprerau 4 (strukturtief) und 6 (obwohl strukturhoch) nicht fündig.

Druckbedingt wurde die wichtigste Gaslagerstätte, der in Altprerau 2, 3 und 5 fördernde 2. Oncophorahorizont, in 2 Lagen gegliedert, der stärker vertonte 4. Oncophorahorizont vorläufig in einen S-Teil (Altprerau 5) und einen N-Teil (Altprerau 2, 3) getrennt.

Openhole-Tests in der Karbonatriff-Fazies des Malm im Altprerau 2 und 5 ergaben nur einen Zufluß von Formationswasser.

Gasfelder Pottenhofen (1985), Neuruppersdorf (1987)

Eine ausführliche Beschreibung dieser Gasfelder erfolgte bereits durch E. ANIWANDTER & D. ZYCH 1989. Ein Diagrammschnitt Neuruppersdorf–Pottenhofen–Altprerau ist in Abb. 184 gegeben.

NE des Gasfeldes Wildendürnbach ist eine Hochzone des Beckenuntergrundes (Kalkarenitserie des Malm) für vier kleinere SW–NE angeordnete und durch Einmuldungen getrennte Strukturhochs im Ottnangien und Karpatien der ungestörten Molassezone verantwortlich. In diesen geophysikalisch erkannten Strukturen um die Bohrungen Neuruppersdorf 1 und 2 im SW, Pottenhofen 2 in der Mitte und Pottenhofen 3 im NE liegen Gaslagerstätten in den Sandsteinen des Karpatien, Ottnangien sowie in der Kalkarenitserie des Malm (in Neuruppersdorf 2 und Pottenhofen 2). Der SW–NE streichende, NW fallende, östliche Vestonicky-Bruch ist nur mehr im Beckenuntergrund aktiv.

In der unmittelbar NE des Gasfeldes Wildendürnbach gelegenen und erst 1987 entdeckten Struktur Neuruppersdorf ergab ein Openhole-Test im 1. Oncophorahorizont (Ottnangien) der Bohrung Neurup-

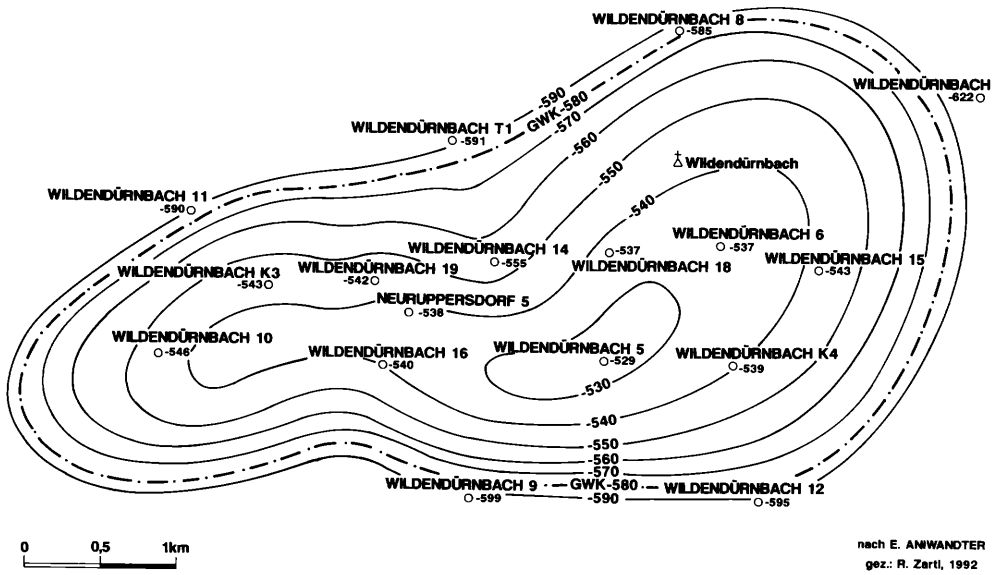


Abb. 185. Strukturkarte des Gasfeldes Wildendürnbach

persdorf 1 bei 800 m einen Gaszufluß mit hydrostatischem Druck. Somit besteht eine energetische Trennung zur Lagerstätte Wildendürnbach, in welcher der Druck bereits sehr stark abgesenkt ist. Weitere KW-Führung ist nach Interpretation der Bohrlochmessungen im 2., 4., 5. und 7. Oncophorahorizont (850–1.120 m) möglich, im 8. konnte bei 1.200 m ein mäßiger Gaszustrom erzielt werden.

In der südwestlichsten Struktur zeigte die 1991 abgeteufte Bohrung Neuruppersdorf 2 nach Gasindikationen und Interpretation eine Gasführung vor allem im 7. Oncophorahorizont (1.104–25 m) und in der Kalkarenitserie des Malm (1.215–30 m) an.

Die Bohrung Pottenhofen 2 zeigte in der 1985 entdeckten Struktur eine Gasführung in der Kalkarenitserie des Malm, von der Oberkante 1.235 m bis zum Gas-Wasserkontakt 1.260 m. Eine Gasführung konnte ferner im 5. Oncophorahorizont bei 1.052 m nachgewiesen werden und ist im 6. und 7. (1.053, 1.120 m) nach Interpretation vorhanden. Die Sonde fördert derzeit aus dem Malm.

Der Malm in der Bohrung Pottenhofen 3 ist trotz höherer Lage verwässert. Dagegen konnte in dieser Struktur der 5. Oncophorahorizont bei 1.125 m gasführend nachgewiesen werden, die Sonde fördert aus diesem Horizont. Eine KW-Führung ist nach Interpretation im untersten Karpatien bei 800 m, 1. und 3. Oncophorahorizont bei 900 m und 980 m vorhanden.

Gasfeld Wildendürnbach (1960)

E von Laa a. d. Thaya wurde die erste Gaslagerstätte in der niederösterreichischen Molassezone, und zwar in deren ungestörtem Teil, entdeckt. Sie liegt in einer geophysikalisch erkannten, sehr flachen, WSW–ENE streichenden Struktur der obersten Oncophoraschichten des Ottnangien und wird von Tonmergeln des Karpatien überlagert (Abb. 185). Die eine strukturelle Falle darstellende Gaslagerstätte besitzt eine größte Ausdehnung von 6,5 x 3,2 km, eine maximale Gasführung von brutto 51 m, netto 27,7 m Sand und liegt in einer Tiefe zwischen 740 m und 790 m (Gas-Wasserkontakt). Seit 1961 fördern 10 Sonden: Wildendürnbach K3, K4 (Entdeckungsbohrung), Wildendürnbach 5, 6, 14, 15, 16, 18 und 19. Die beiden ersten Bohrungen ergaben außerdem in Openhole-Tests sehr geringe

Gaszuflüsse sowie nach Interpretation der Bohrlochmessungen mögliche KW-Führung auch in den tieferen Oncophorahorizonten. Openhole-Tests in der Karbonatriff-Fazies oder Kalkarenitserie des Malm sowie in den Klementer Schichten der Oberkreide ergaben in Wildendürnbach K2, K3 und K4 Zufluß von Formationswasser bzw. wenig Gas.

Die in seismischen Profilen erkennbaren Strukturhochs der tieferen Oncophorahorizonte stellen – nach den Ergebnissen in den benachbarten Strukturen Neuruppersdorf, Pottenhofen und Altprerau – auch in Wildendürnbach Prospektionsziele dar.

Gaslagerstätte Ameis (1961)

In der verschuppten Waschbergzone konnte in der Bohrung Ameis 1 eine Gasführung in Eggenburgiensanden von 1.325–1.345 m nachgewiesen werden. Trotz Strukturanstieg gegen NE zeigte auch Ameis 2 von 1.355–1.358 m wieder nur schwachen Gaszustrom, bedingt durch die starke Vertonung der Eggenburgiensande. Die im W abgeteufte Bohrung Ameis 3 traf den Gassand zu tief an, Ameis 4 im N überhaupt nicht. Die Gassonden förderten nur bis 1964 und wurden bereits aufgegeben.

Gaslagerstätte Hagenberg (1966)

Die in der Waschbergzone abgeteufte Bohrung Hagenberg 1 zeigt in den Dogger-Sandsteinen (Untere Quarzarenitserie) des Autochthonen Mesozoikums von 2.918–2.948 m nur geringen Gaszufluß, zwischen 3.040 und 3.058 m reines Gas, bis 3.110 m Gas und Formationswasser. Die Kristallinoberkante wurde bei 3.115 m angetroffen. Die nur zwei Jahre gasfördernde Sonde ist bereits aufgegeben.

Gas- und Öllagerstätte Klement (1974)

Die in der Waschbergzone abgeteuften Bohrungen Klement 1 und 2 konnten in den unter der Unteren Tonsteinserie und über dem Kristallin liegenden Dogger-Sandsteinen (Untere Quarzarenitserie) des Autochthonen Mesozoikums eine KW-Führung nachweisen. Über diese Lagerstätten wurden bereits von F. BRIX, A. KRÖLL & G. WESSELY 1977, berichtet. Die Akkumulation ist an ein synjurassisches Bruchsystem gebunden, welches die gegen E ansteigende Struktur antithetisch abschneidet. Ein Querbruch trennt die Struktur in zwei Teile: in der Sonde Klement 1 konnte von 3.870–3.875 m Gas und von 3.955–3.973 m eine Ölführung nachgewiesen werden, in der Sonde Klement 2 von 3.932–3.994 eine Gas- und Ligroinführung. Aus den kleinen Gaslagerstätten wurde bis 1987 gefördert. Beide Sonden sind bereits aufgegeben.

Gasfeld Merkersdorf (1982)

In einer WSW–ENE streichenden flachen Antiklinale, die im N durch einen NW-fallenden, im S durch einen SE fallenden Bruch begrenzt wird, liegen Gaslagerstätten im 1. (200–255 m), 5. (bei 420 m) und 10. (bei 760 m) Oncophorahorizont des Ottnangien. Sie stellen also Struktur- und Bruchfallen dar. Merkersdorf 2 ist die einzige Fördersonde im Strukturtop, die Bohrungen Merkersdorf 3 im SW und 4 im NE begrenzen die Gasführung durch Strukturabfall.

Waschberg (1987)

In der zwischen Merkersdorf und Maisbirbaum NE von Roseldorf liegenden Bohrung Waschberg U3 innerhalb der Waschbergzone wurde in Ottnangien-Eggenburgien-Sanden eine Gasführung zwischen 495 und 498 m nachgewiesen. Da nur eine geringe Produktion erzielt werden konnte, wurde die Bohrung bereits liquidiert. Da Untersuchungsarbeiten in der zwischen Falkenstein und Guttenbrunn liegenden Bohrung Waschberg U6 in Egeriensandsteinen bei 592 und 540 m keine wirtschaftliche Gasförderung ermöglichten, wurde auch diese Bohrung aufgelassen.

Feld Roseldorf (1972)

Nach Wildendürnbach war Roseldorf der zweite große Fund von Gaslagerstätten in der Molassezone, und zwar im Grenzbereich zwischen gestörter Molasse

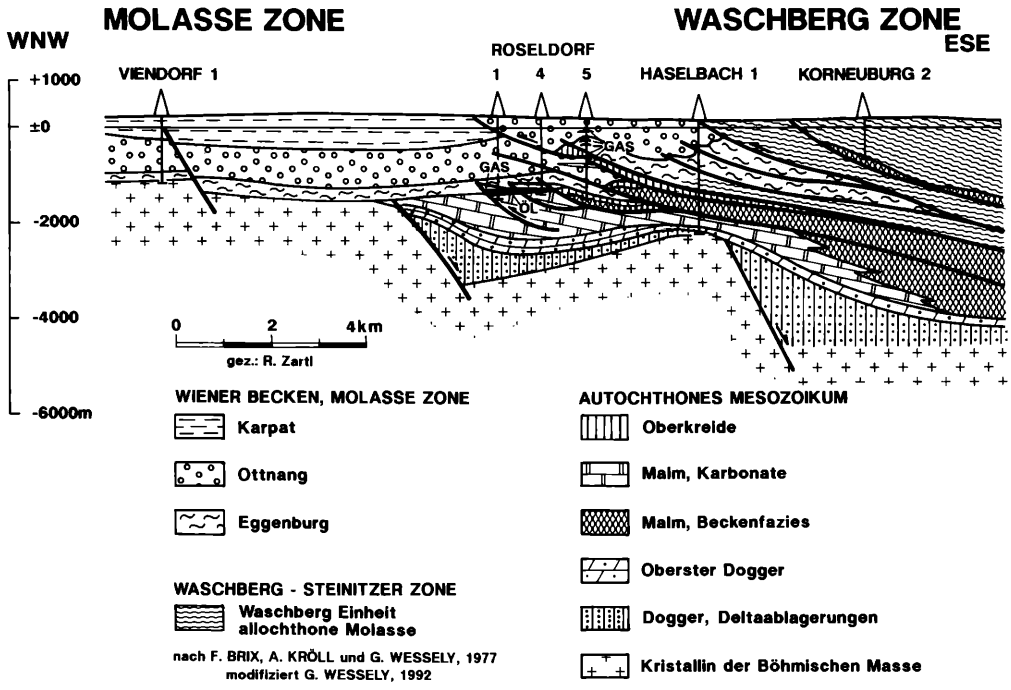


Abb. 186. Geologischer Schnitt durch das Öl- und Gasfeld Roseldorf

und der intensiv verschuppten Waschbergzone (Abb. 186). F. BRIX, A. KRÖLL & G. WESSELY berichteten bereits 1977 und W. GRÜN 1984 über das Feld Roseldorf.

Kleine Gaslagerstätten (250–800 m) liegen in nach SE einfallenden Sanden des Ottnangien, Eggenburgien, Egerien und der Oberkreide innerhalb lokaler Schuppen, hingegen sind die Hauptgaslagerstätten in der weniger gestörten Oncophoraserie des Ottnangien unter der nach SE einfallenden Senninger Aufschiebung konzentriert. Die Oncophorahorizonte 1, 2, 2 b, 3, 3 b, 4, 5, 6, 7, 8, 8 b, 9 und 9 b sind in unterschiedlicher Ausdehnung und Mächtigkeit zwischen 475 m (Roseldorf 20) und 1.070 m (Roseldorf 3) gasführend, wobei 9 und 9 b die wichtigsten Horizonte darstellen. Sie bilden SW–NE bis S–N streichende Strukturen, deren NW- bis W Schenkel immer vorhanden sind, während der SE- bis S-Schenkel durch die Aufschiebung amputiert sein kann. Die Feldentwicklung (20 Bohrungen) zeigte aber, daß diese z. T. übereinander liegenden Gaslagerstätten häufig durch das Randwasser im Bereich von Struktureinmuldungen sowie durch Vertonungszonen bzw. auskeilende Sande begrenzt werden. Es ist somit keine durchgehende Gasführung über die gesamte Struktur eines Horizontes vorhanden, sondern auf mehrere getrennte Produktionseinheiten aufgeteilt. Diese Lagerstätten werden außerdem meist am Ostrand durch die Senninger Aufschiebung begrenzt. Sie stellen also überwiegend kombinierte Struktur-, stratigraphische- und Aufschiebungsfallen dar. Gasfördersonden sind: Ros. T 2 (9 b), Ros. 3 (9 b), Ros. 5 (9 b), Ros. 6 (9), Ros. 17 (9) und Ros. 20 (2 b Onc.).

Die unter dem Ottnangien folgenden hauptsächlich tonigen Eggenburgienschichten überlagern einerseits direkt die Westflanke eines „begrabenen Berges" der Plattformkarbonate der Altenmarkter Schichten des Malm, andererseits die im stratigraphischen Hangenden dieser

Schichten liegenden und nach E einfallenden dichten Klentnitzer Schichten des Malm oder dichten Klementer Schichten der Oberkreide. Das Relief dieser beiden letzteren erreicht dabei im E eine strukturhöhere Position als jenes der Altenmarkter Schichten im W. In der N–S streichenden Struktur dieser Plattformkarbonate liegt die maximal 4 km lange und 1 km breite Öllagerstätte Roseldorf. Ihre Oberkante wurde zwischen 1.520 und 1.560 m angetroffen, ihre Gaskappe kann bis 50 m mächtig werden, ihre Ölzone ist brutto 28 m mächtig. Durch die geringe effektive Gesamtporosität von 7–8% der z. T. dolomitisierten Karbonate und des raschen Durchbruches aus dem Bodenwasser und der Gaskappe über Klüfte konnte aber in den Sonden Roseldorf 2, 4, und 10 nur eine bescheidene Ölproduktion erzielt werden. Die Lagerstätte stellt eine Strukturfalle dar.

Stockerau (Nord) (1975)

In einer geringmächtigen Basissandlage des Eggenburgien und dem unmittelbar unterlagernden Kristallinhoch konnte die Bohrung Stockerau Nord 1 einen Ölzufluß zwischen 1.810 und 1.843 m nachweisen. Wegen der ungünstigen lithologischen Ausbildung und trotz einer Fracbehandlung war jedoch keine wirtschaftliche Förderung möglich. Die Sonde wurde daher aufgegeben.

Gasfeld Stockerau Ost (1977)

Nach Wildendürnbach und Roseldorf war die Erdgaslagerstätte Stockerau Ost die dritte große Entdeckung im Bereich der Autochthonen Molasse (Abb. 187). Eine ausführliche geologische Beschreibung erfolgte bereits von W. GRÜN 1984.

Im Bereich der Tiefscholle des Kristallins, aber über einer Reliefhochlage des Malm des Autochthonen Mesozoikums, liegen transgressive Molassebasissandsteine des Egerien (Melker Schichten). Sie bilden durch eine bogenförmig N–S streichende und nach N ansteigende Antiklinale sowie durch ihre Mächtigkeitszunahme nach NW, W und S die Reliefhochlage und deren Flanken ab. Gasführend

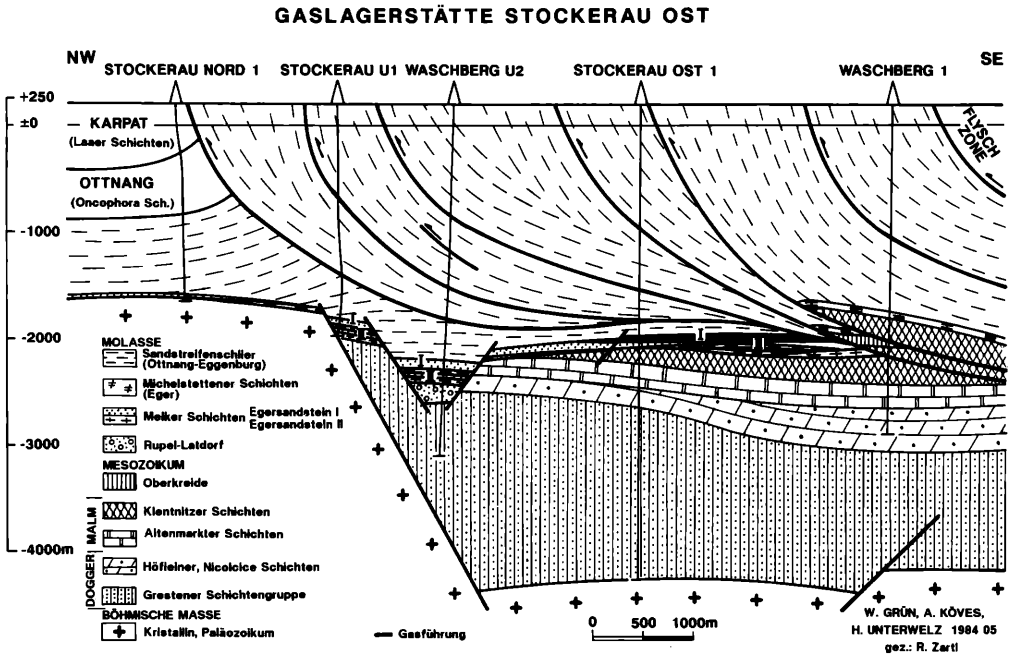


Abb. 187. Geologischer Schnitt durch das Gasfeld Stockerau Ost

sind sowohl der ausgedehntere obere Egeriensandstein I – seine Oberkanten liegen in Tiefen zwischen 2.010 und 2.250 m – als auch der mehr lokal verbreitete untere Egeriensandstein II (2.280–2.325 m). Die beiden Gaslagerstätten mit unterschiedlichen Gas-Wasserkontakten werden im W durch einen NE–SW streichenden und NW fallenden Bruch begrenzt, im E durch die flach nach E einfallende Senninger Überschiebung, die auch Blattverschiebungen (Linksverschiebungen) zeigt, abgeschnitten. Zahlreiche, meist N–S oder NW–SE streichende, W oder SW fallende Brüche zerlegen die Gaslagerstätten der Egeriensandsteine in mehrere Schollen bzw. Produktionseinheiten. Auch die Mächtigkeit der Gasführung schwankt sehr stark, sie betrug im Egeriensandstein I der Sonde Stockerau Ost 1 brutto 45,5 m, netto 31,1 m. Insgesamt stellen die Gaslagerstätten der Egeriensandsteine kombinierte Struktur-, Bruch-, stratigraphische- und Aufschiebungsfallen dar. Gasfördersonden sind oder waren im Egeriensandstein I Stockerau Ost 1, 2, 4, 5, 7, 8a, 10a und 13, im Egeriensandstein II Stockerau Ost 1, 2, 6 und 10a.

Innerhalb der überlagernden und verschuppten Tonmergel des Ottnangien-Eggenburgien fördert Stockerau Ost 3 Gas aus einem Eggenburgien-Sandstein (1.445–1.453 m) einer SW–NE streichenden Antiklinale. Überdies wurden in Stockerau Ost 3, 4, 5, 6 und 15 hochgeschuppte wasser- und gasführende Egeriensandsteine I und II zwischen 1.960 und 2.143 m erbohrt, während andererseits durch die Senninger Aufschiebung am Ostrand beide Egeriensandsteine überhaupt fehlen können (Stockerau Ost 11, 14). In der knapp östlich des Gasfeldes abgeteuften Bohrung Wiesen 1 wurde in hochgeschuppten Egeriensandsteinen eine Gasführung zwischen 1.130 und 1.200 m angetroffen. Da aber ein mehrtägiger Produktionsversuch nur einen geringen Gaszufluß ergab (6.500 m^3/5 bar), wurde die Sonde aufgegeben.

In den verschiedenen Schichten des Malm konnte bisher keine KW-Führung festgestellt werden.

IV.4.2.3. Die ÖMV-Lagerstätten der oberösterreichischen Molassezone

Gaslagerstätte Steyr (1971, 1988)

Nach einem unbedeutenden Gasfund 1971 in der Bohrung Steyr 1 in der Oberen Puchkirchener Serie bei 245–247 m, – der auf Oberkreide auflagernde Eozänsand wurde wasserführend angetroffen – konnte die Bohrung Steyr 2 1988 eine Gasförderung im Eozänsand von 1.159 bis 1.160,5 m (Perforation) erzielen (Abb. 136). Der Openhole-Test, der den Gasnachweis erbrachte, reichte von 1.161,5–1.190,5 m in das bei 1.160 m unterlagernde Paläozoikum; der Granit wurde bei 1.215 m erbohrt.

Die Gaslagerstätte des Eozäns liegt auf einer S–SW fallenden Scholle, die im N und E durch Brüche, im W durch einen großen Bruch begrenzt wird. Die Lagerstätte stellt eine Struktur- und Bruchfalle dar.

Die Gasfelder Thann (1970, ÖMV) und Teufelsgraben (1969, ÖMV) – Stadlkirchen (1969, RAG)

Die beiden Gasfelder Thann im NW und Teufelsgraben-Stadlkirchen im SE sind unmittelbar benachbart (Abb. 188). Sie dürften auch in ihrer maximal brutto 100 m mächtigen Gasführung aneindergrenzen, obwohl sie durch einen WSW–ENE streichenden und N fallenden antithetischen Bruch getrennt sind und zwei verschiedene initiale Gas-Wasserkontakte aufweisen. Ein energetischer Zusammenhang beider Gasfelder wurde durch die Druckerhöhung in Teufelsgraben nach Einpressen in den Gasspeicher Thann nachgewiesen. In beiden Gasfeldern bilden Sandsteine des Eozäns und der unterlagernden und durch eine Diskordanz getrennten Oberkreide gemeinsame Lagerstätten. Eine geringmächtige und nicht förderbare Ölzone unterlagert die gasführenden Bereiche.

Beide Gasfelder werden auf ihrer NE-Seite durch denselben NW–SE streichenden und NE fallenden antithetischen Bruch begrenzt, Thann im NW durch einen SW–NE streichenden und NW fallenden antithetischen Bruch. Ihre Gaslager-

Tabelle 29

Gas- und Ölfelder der OÖ-Molassezone (ÖMV)

Gas-/Ölfelder	Fund-jahr	Lage	Geol. Position	Lagerstätten Gas-/Ölhoriz. (G = Gas, Ö = Öl)	Teufe der Oberkante od. der KW von–bis (in m)	Fallentypen (strukturelle-, stratigraph.-, Bruch- und Kluft-)	Fazieszykluskeil (T = Top, M = Mitte, B =Basis), (t = transgr., r =regr.)	kumul. Prod. (Gas in Mio. m^3, Öl in t) (bis Ende 1992)
Steyr	1971 1988	Stadt Steyr	gestörte Molassezone	Oligozän (G) (Ob. Puchk. Serie)	245– 247		Ob. Eoz. olig./r-tM	8.100 m^3
				Eozän	1158–60,5	Strukt/Br	Ob. Eoz. olig./tB	13,3 Mio. m^3
Thann	1970	N Steyr	Molassezone	Ob. Eozän (G)	OK 584–696	Strukt/Br	Ob. Eoz. olig./tB	118,3 Mio. m^3
				Oberkreide (G)	OK 600–704	Strukt/Br	Oberkreide/rT	5,0 t
Teufelsgraben	1969	N Steyr	Molassezone	Ob. Eozän (G)	OK 558, 663	Strukt/Br	Ob. Eoz. olig./tB	232,3 Mio. m^3
				Oberkreide (G)	OK 564, 670	Strukt/Br	Oberkreide/rT	
Stadlkirchen (RAG)								133,8 Mio. m^3 (RAG)
Harmannsdorf	1968	Hofkirchen i. Traunkreis, SW Enns	Molassezone	Oberkreide (G)	672– 699	Strukt/Br	Oberkreide/rT	4,465.600 m^3 4,0 t
Wirnzberg	1969	NW Steyr, N Sierning	Molassezone	W: Ob. Eozän (Ö)	OK 907– 919	Strukt/Br	Ob. Eoz. olig./tB	36,5 t
				E: Ob. Eozän (G)	OK 876– 903	Strukt/Br	Ob. Eoz. olig./tB	
				E: Oberkreide (G)	OK 881– 904	Strukt/Br	Oberkreide/rT	57,419.800 m^3
				W: Cenoman (Ö)	OK 1331–1346	Strukt/Br	Oberkreide/tB	
Wickendorf (RAG)								7,756.100 m^3 (RAG)
Piberbach	1968	E Kematen S Neuhof./Krems N Bad Hall	Molassezone	Haller Serie (G)	331,5–340 OK	Strukt/Strat Strukt/Br		4,4 Mio. m^3 556.253 t
				Ob. Eozän (Ö)	1046–1087 GÖK 1064–1077 ÖWK 1084–1099		Ob. Eoz. olig./tB	
Wels Nord	1975	N Wels	Molassezone	Ob. Eozän (Ö)	866–68, 890–96	Strukt/Br	Ob. Eoz. olig./tB	45.737 t
				Kristallin (Ö)	866–906, 896–906	Strukt/Br/Kluft		

stätten liegen in zwei S fallenden monoklinalen Hochschollen und stellen Struktur- und Bruchfallen dar. In den fündigen Bohrungen Thann 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9 (Speichersonden), 10 und 13 (Beobachtungssonden) wurde die Lagerstätte zwischen 584 m (Th 8) bzw. 696 m (Th 13) angetroffen und reichte bis 677 m (Th 8) bzw. 723 m (Th 13). In den strukturhohen Fördersonden Teufelsgraben 1 und 2 wurde die Lagerstätte bei 663 m und 558 m erbohrt und reichte bis 712 und 658 m; die beiden Bohrungen Stadlkirchen 1 und 2 (RAG) liegen strukturtief.

Da auch das Gasfeld Teufelsgraben – gemeinsam mit Stadlkirchen und Thann – als Gasspeicher eingerichtet wird, wurden 1990 und 1991 zwischen Teufelsgraben 1 und 2 bereits 6 gerichtete Bohrungen von 2 Lokationen (Teufelsgraben 3a, 4, 5 sowie 6, 7, 8) sowie Teufelsgraben 9 und 10 im Ostteil der Struktur abgeteuft.

Gaslagerstätte Harmannsdorf (1968)

In einer monoklinalen S–SSW einfallenden Hochscholle, im N durch einen WNW–ESE streichenden und N fallenden antithetischen Bruch begrenzt, konnte die Bohrung Harmannsdorf 1 eine Gasführung in der Oberkreide von 675 bis 693 m nachweisen; eine unterlagernde geringmächtige Ölzone ist nicht förderbar. Die Gaslagerstätte stellt eine Struktur- und Bruchfalle dar. Die Gasförderung zwischen den Jahren 1969 und 1984 war durch geringen Zufluß gekennzeichnet und wurde dann eingestellt. Die beiden Bohrungen Harmannsdorf 2 auf der Tiefscholle im E und Harmannsdorf 3 auf der Hochscholle im W waren nicht fündig.

Gas- und Ölfeld Wirnzberg (1969, ÖMV), Wickendorf (RAG)

Ein durchgehender, W–E streichender und N fallender antithetischer Bruch begrenzt im N eine S–SSW einfallende monoklinale Hochscholle, in deren W-Teil Öllagerstätten im Eozän und Cenoman der basalen Oberkreide auftreten, in dem durch einen Querbruch getrennten E-Teil eine gemeinsame Gaslagerstätte im Eozän und unterlagernder höherer Oberkreide vorhanden ist (Abb. 188). Alle Lagerstätten stellen Struktur- und Bruchfallen dar, die stark reduzierte Mächtigkeit des Eozänsandes im E-Teil weist auch auf eine stratigraphische Fallenkomponente hin.

Die unmittelbar auf Kristallinschutt auflagernden Cenomansandsteine wurden in den Bohrungen Wirnzberg 1, 2, 3, und 6 zwischen 1.331 und 1.346 m ölführend angetroffen und in Wirnzberg (Wi) 1 und 6 gefördert. Die Eozänsande zeigten eine Gas- und Ölführung zwischen 907 und 919 m in den Bohrungen Wi 3, 4a und 6 und fördern bzw. förderten in 3 und 4a; sie besitzen eine Gaskappe. Die Eozän- und Oberkreidesandsteine umfassende Gaslagerstätte im E-Teil wurde in den Bohrungen Wi 7 und 9 unter 876 bzw. 895 m sowie in Wickendorf 1 (RAG) fündig; sie wird von einer geringmächtigen, nicht förderbaren Ölzone unterlagert. Die von 1977 bis 1982 fördernde Gaslagerstätte wurde bereits aufgegeben.

Ölfeld Piberbach (1968)

Die in 1.046 bis 1.099 m Tiefe befindliche und eine Gaskappe aufweisende Öllagerstätte Piberbach (Abb. 188) in obereozänen Sandsteinen liegt in einer SSW einfallenden monoklinalen Hochscholle, die im N durch einen WNW–ESE streichenden und N fallenden antithetischen Bruch begrenzt wird, in E und W durch kleinere Querbrüche. Die Eozänsandsteine wurden in den Bohrungen Pib. 1, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10 und 11 ölführend angetroffen, die maximale initiale Bruttosandmächtigkeit betrug 19 m Gas und 20 m Öl. Die Öllagerstätte stellt eine Struktur- und Bruchfalle dar. Die Eozänsande liegen, durch eine Diskordanz getrennt, transgressiv auf dichten Schichten der höheren Oberkreide.

In der weitgehend tonigen Haller Serie sind im Feld Piberbach knapp übereinanderliegende gasführende Sandlinsen sehr geringer Mächtigkeit entwickelt. Die Sonde Piberbach 10 fördert aus 3 Lagen zwischen 331,5 und 340 m aus dieser strukturstratigraphischen Falle.

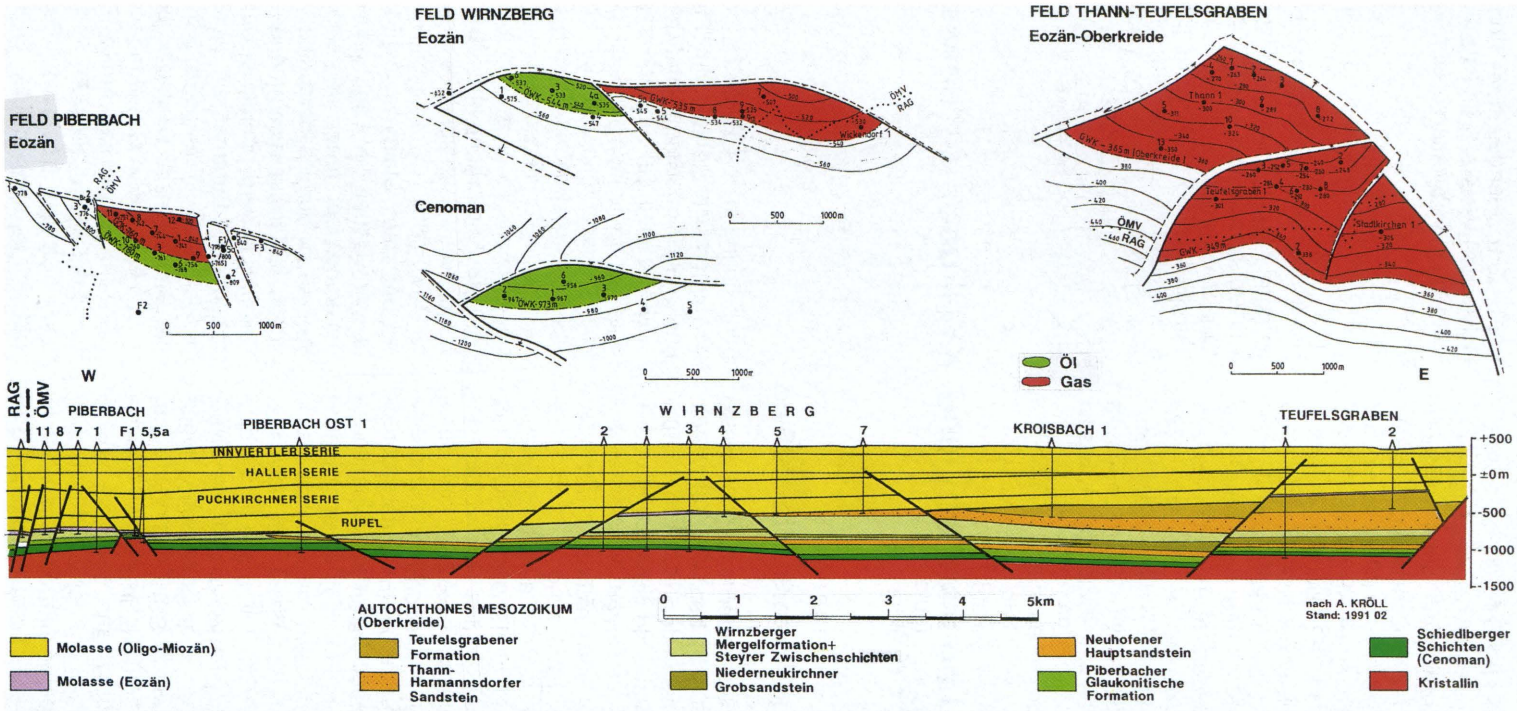


Abb. 188. Öl- und Gasvorkommen in der östlichen Molasse Oberösterreichs

Ölfeld Wels Nord (1975)

SW bis SE einfallende ölführende Eozänsande liegen auf der Tiefscholle eines großen, W–E streichenden und S-fallenden synthetischen Bruches sowie auf der Hochscholle eines kleineren NW–SE streichenden und NE fallenden Querbruches. Sie stellen somit eine Struktur- und Bruchfalle dar. Die Ölführung in den Fördersonden Wels N 1 und N 4 umfaßt aber nicht nur die Eozänsande von 866–868 m (We N 4) und 890–896 m (We N 1), sondern reicht – durch Openhole-Tests nachgewiesen – bis etwa 905 m auch in das unmittelbar unterlagernde Kristallin (Kluftöl).

Die Eozänsande der strukturtieferen Bohrungen Wels N 2 und 2a (im SE) und 5 (im W) sind bereits wasserführend.

Literaturhinweise für den Abschnitt IV.4.:

ABERER, F., JANOSCHEK, R., PLÖCHINGER, B. & PREY, S. 1964; ANIWANDTER, E. & ZYCH, D. 1990; Anonym 1968; BRIX, F., KRÖLL, A. & WESSELY, G. 1977; BÜRGL, H. 1950 b; GRILL, R. & KAPOUNEK, J. 1964; GRÜN, W. 1984; JANOSCHEK, R. 1969; KOLLMANN, K. 1977; KRAUS, L. 1969; LOGIGAN, St. & DIEM, E. 1964; MAYER, H. & GLANTSCHNIK, J. 1991; MURER, H. 1991; POLESNY, H. 1983.

IV.5. KW-Lagerstätten und KW-Funde in sowie unter den Nordalpen

von Godfrid WESSELY

IV.5.1. Erdgaslagerstätte Höflein

Die Lagerstätte Höflein ist das erste wirtschaftlich förderbare Gas-Kondensatfeld unter den Alpen. Es liegt in 2.700 bis 3.000 m Tiefe unter der Flyschzone unmittelbar südlich der Donau bei Klosterneuburg (Abb. 189 und 190 sowie, Beilagen 1 und 13).

Die Lagerstätte wurde auf Grund seismischer Untersuchungen und vorliegender Ergebnisse umliegender Bohrungen im Jahr 1982 entdeckt. Sie liegt im autochthonen Dogger; als Speichergesteine dienen Sandsteine aus Deltaablagerungen und hauptsächlich die „Dolomitische Quarzarenitserie", ein dolomitisch gebundener Quarzsandstein mit reichlich Hornstein (Höfleiner Schichten). Die Porosität ist zu einem großen Teil an die Hornsteine gebunden. Zur Matrixporosität tritt Kluftporosität hinzu. Die Deltaablagerungen des Doggers werden im Feldbereich diskordant von der „Dolomitischen Quarzarenitserie" überlagert, sodaß beide Schichtglieder eine energetische Einheit mit einem übergreifenden Gas-Wasserkontakt bilden. Die Porosität erreicht Größenordnungen bis 20%. Die Abdichtung der Lagerstätte erfolgt durch dichte Kalke und schließlich Mergel des Malm.

Die Struktur der Gaslagerstätte hat ihre Kulmination im SW und ist durch einen NW–SE-verlaufenden Bruch begrenzt, ein NE–SW-streichender Bruch trennt eine kleinere, tiefer liegende Scholle von der Hauptscholle ab. In der Hauptscholle liegt der Gas-Wasserkontakt bei NN – 2.655 m, in der westlich anschließenden etwas tiefer (Abb. 189).

Über dem Malm lagert Molasse, die aber im Ostteil der Lagerstätte durch Abscherung fast fehlt, während sie gegen Westen zu durch Überschiebung des Flysches keilförmig zusammengeschuppt ist. Der Flysch wird nur stellenweise von abgescherten Buntmergeln unterlagert. Er gliedert sich in mehrere Schuppen, die der Greifensteiner Decke angehören.

Das Feld ist ein Gas-Kondensatfeld, wobei 2,1 t Kondensat (Äthan, Propan, Butan, Pentan) auf 100.000 m^3 Methan entfallen. Da das Gas etwa 15% CO_2 enthält, ist es als Sauergas zu bezeichnen.

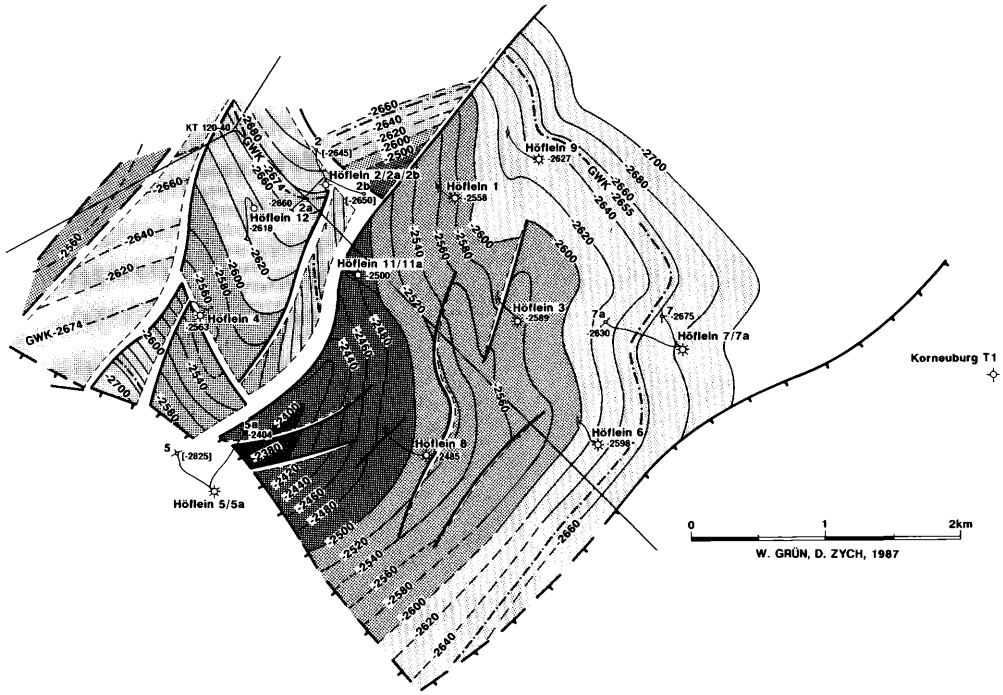


Abb. 189. Geologische Strukturkarte der Oberkante Dogger des Gas-Kondensatfeldes Höflein

Der Lagerstättendruck beträgt ca. 280 bar. Als Muttergestein wird autochthoner Jura (Mergelsteinserie des Malm, Tonsteine des Dogger) angenommen. Die Förderung wurde 1987 aufgenommen; die (bis Ende 1992) kumulative Förderung beträgt 702,4 Mio. Vnm^3 Gas und 136.083 t Ligroin (1 Normalkubikmeter Gas entspricht 1 m^3 bei 0° C und atmosphärischem Druck). Die Kapazitäten der Sonden liegen zwischen 10.000 und 100.000 m^3 (Vn)/Tag. Die geförderte Menge wird nach Trennung der einzelnen Phasen (Gas, Kondensat, Wasser) sowie Wiederzusammenführung von Kondensat und Gas zur Sauergasaufbereitungsanlage nach Aderklaa verbracht. Tabelle 30 gibt Informationen über die bisherige Produktion.

IV.5.2. Erdölfund Grünau 1

Die Bohrung Grünau 1, etwa 2,5 km südlich Grünau im Almtal/OÖ, erschloß unter den alpinen Decken und der Molasse autochthone Kreide von 4.888 bis 4.912 m in Form von Kalk und darunter bis 4.941 m von Sandstein. Beide Schichtglieder sind nach neueren Untersuchungen mit Hilfe von Dinoflagellaten (det. DIMTER) der höheren Unterkreide zuzuordnen. Das ölführende Speichergestein ist der Kreidesandstein, der stark zementiert ist, aber in einer Strecke von einigen Metern gute Porosität aufweist. Der unter der Kreide folgende Malm erbrachte nur Formationswasser mit relativ geringer Salinität. Die Anfangsförderung der unter Überdruck stehenden Lagerstätte betrug 137 m^3/Tag. Mit dem Druck fiel die Förderung rasch ab, sodaß sie nach einer kumulativen Menge von 3.466 t Öl eingestellt wurde (Abb. 144, Tabelle 30).

Das Öl hat folgende Zusammensetzung (V %):

Benzin	32,0
Petroleum	19,0
Gasöl	14,0
Rückstand	35,0

Dichte: 0,853 (bei 20° C).

Tabelle 30

KW-Funde und -Felder in und unter den Alpen

Feld/Fund	Fundjahr	Geol. Position	Horizont	Fallentyp	Gas-/Öl Kum. Prod.	Förderzeit
Gas-Kondensatfeld Höflein	1982	Autochth. Mesozoikum unter d. Flyschzone	Dogger Dolomitische Quarzarenitserie	Struktur: Bruchscholle u. Antiklinale	447,858.200 Nm^3 Gas 88.014,5 t Ligroin	05.1987–01.1991
Ölfund Grünau 1	1986	Autochth. Mesozoikum unter d. Kalkalpen	Unterkreide Sandstein	Struktur: Bruchscholle u. Antiklinale	3.466 t Öl 565.116 m^3 Gas	Prod. Test
Gasfund Molln 1	1988	Nördliche Kalkalpen	Anis Steinalmkalk	Struktur: Antiklinale	621.150 m^3 Gas 133,4 m^3 Ligroin	Prod. Test

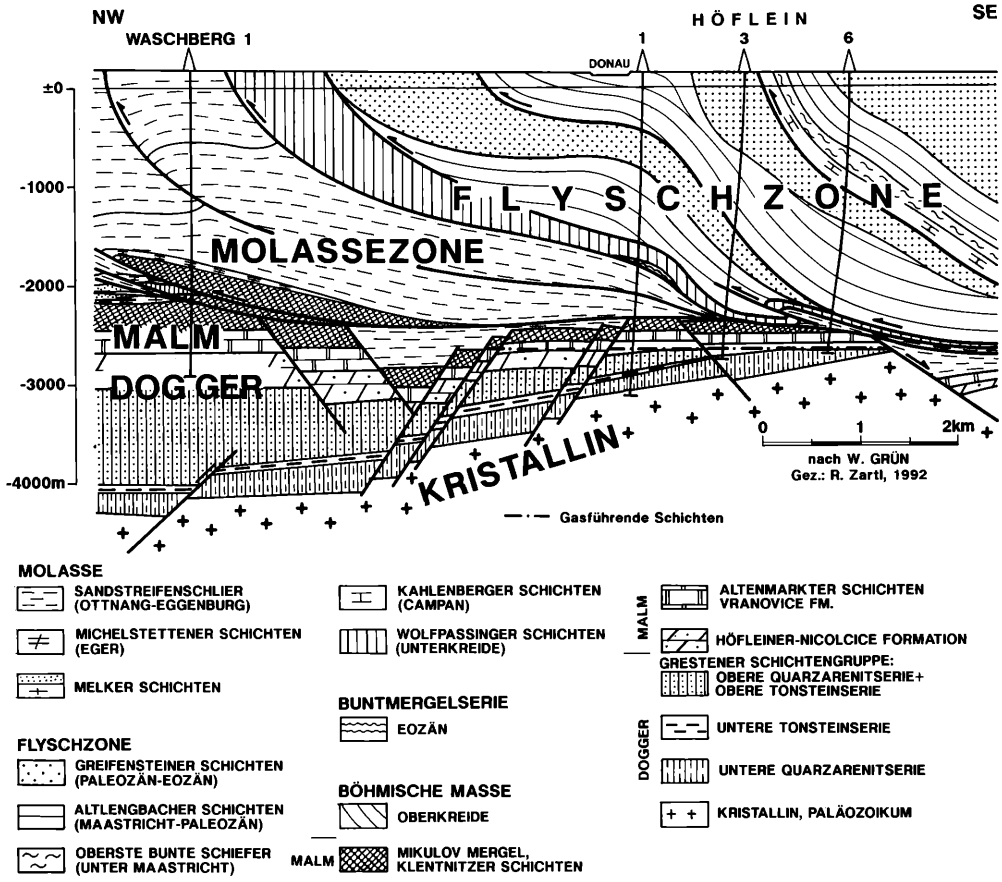


Abb. 190. Geologischer Schnitt durch das Gas-Kondensatfeld Höflein

IV.5.3. Erdgasfund Molln 1

Mit der Bohrung Molln 1 (etwa 27 km S–SSW Steyr) wurde erstmals eine Gaslagerstätte im Kalkalpin außerhalb des Wiener Beckens erschlossen. Das Speichergestein ist klüftiger Steinalmkalk. Die Gasführung in demselben reicht von 3.335 bis mindestens 3.520 m. Lunzer Schichten bilden die Abdichtung. Die Anfangsförderung im Zuge eines Produktionstests erreichte 100.000 m^3/Tag. Es wurden insgesamt 621.150 m^3 Gas und 133,4 m^3 Ligroin gefördert (Tabelle 30).

Druckabfall zeigte eine Begrenztheit der Lagerstätte an, die Sonde wurde konserviert.

Eine weitere Förderung hängt von Explorationserfolgen in der Umgebung ab.

Das Gas hat folgende Zusammensetzung (V %):

H_2S	0,01
CO_2	0,07
N_2	0,50
CH_4	91,83
C_2H_6	4,42
C_3H_8	1,41
iC_4H_{10}	0,40
nC_4H_{10}	0,45
iC_5H_{12}	0,24
nC_5H_{12}	0,14
C_6+	0,53

Literaturhinweise für den Abschnitt IV.5.:

BRIX, F. 1985 b; GRÜN, W. 1984; HAMILTON, W. 1989 b.

IV.6. KW-höffige Gebiete in Österreich

von Werner LADWEIN, Otto MALZER und Godfrid WESSEY

IV.6.1. Einleitung

Betrachtet man die Sedimentareale Österreichs – nur diese bieten nach derzeitigem Erfahrungsstand Möglichkeiten von Kohlenwasserstofflagerstätten – kann man weitgehend explorierte Bereiche von solchen mit noch geringer Aufschlußdichte unterscheiden. Dies gilt flächen- und tiefenmäßig. Zu ersteren zählt das Wiener Becken mit seinem neogenen Stockwerk und zu einem gewissen Anteil der aus Flysch und Kalkalpin bestehende Untergrund des Wiener Beckens, vor allem in den Hochzonen, weiters die Molasse mit den Öl- und Gasfeldern in Niederösterreich und Oberösterreich. Die Größe der Flächen, die Bohrdichte und die kumulativen Förderungen von Molasse und Wiener Becken gehen aus Abb. 191 hervor. In den intensiv explorierten Gebieten sind sicher noch etliche Lagerstätten begrenzter Größe zu finden.

Größere Lagerstätten sind noch in Bereichen mit geringer Aufschlußdichte möglich. Es muß der Schritt zur Erschließung neuer Gebiete wie etwa der Alpen oder tieferer Anteile bereits als reich an KW bekannter Bereiche vollzogen bzw. die begonnene Exploration weiter verfolgt werden, wie im Falle des 3. Stockwerkes des Wiener Beckens oder des Untergrundes der Waschbergzone (Abb. 191, 192 und 193). Einen Überblick gibt auch Beilage 10 (Nordalpen).

Im einzelnen sollen die Sedimentgebiete Österreichs nach ihrer Höffigkeit angeführt werden, Kriterien dabei sollen Sedimentangebot, Mutter- und Speichergesteinsverhältnisse, Strukturen und Versenkungsgeschichte darstellen.

IV.6.2. Wiener Becken und der Beckenuntergrund

Als bisher reichste Erdölprovinz Österreichs ist das Wiener Becken anzusehen. Dies beruht auf der Tatsache, daß über einem reichen Muttergesteinspotential (mächtigen Mergel des autochthonen Malms) eine Lagerstättenbildung infolge günstiger Speichergesteinsverhältnisse in Form von Sandsteinen des Neogen und der Flyschzone sowie von geklüftetem obertriadischem Hauptdolomit möglich war.

Inzwischen sind die großen Lagerstätten des Neogens erfaßt. Einige Möglichkeiten, Lagerstätten zu finden, liegen in der Aufsuchung stratigraphischer Fallen in verschiedenen Bereichen, z. T. in Kombination mit strukturellen Anstiegen zu den bekannten großen Hochzonen. Sedimentologische und seismo-stratigraphische Überarbeitungen bilden die Grundlagen hiefür. Als Schwerpunkt bei der Erschließung struktureller Fallen können noch der Nordteil des südlichen Wiener Beckens und die Bruchzone im Norden Niederösterreichs, hier unter Einbeziehung des tieferen Neogens, betrachtet werden.

Im Beckenuntergrund können nach wie vor tiefe, bisher nicht erschlossene Anteile des Kalkalpin Bedeutung erlangen. Auf Grund der guten Speichergesteinsqualitäten in Dolomiten und der großen Tiefenlage können sie wie die bisher gefundenen Kalkalpeninternlagerstätten ein großes Gaspotential liefern. Trotz bereits erbohrter großer Tiefen (Schö T 32, Gänserndorf ÜT 1, ÜT 3) wurde außer in der stirnnahen Aderklaa UT 1 noch nirgends das Kalkalpin durchbohrt. Abdichtungen der Dolomite können durch Kreide- und Paleozänschichten vor allem der Gießhübler und Glinzendorfer Muldenzonen, aber auch durch Lunzer Schichten, Werfener

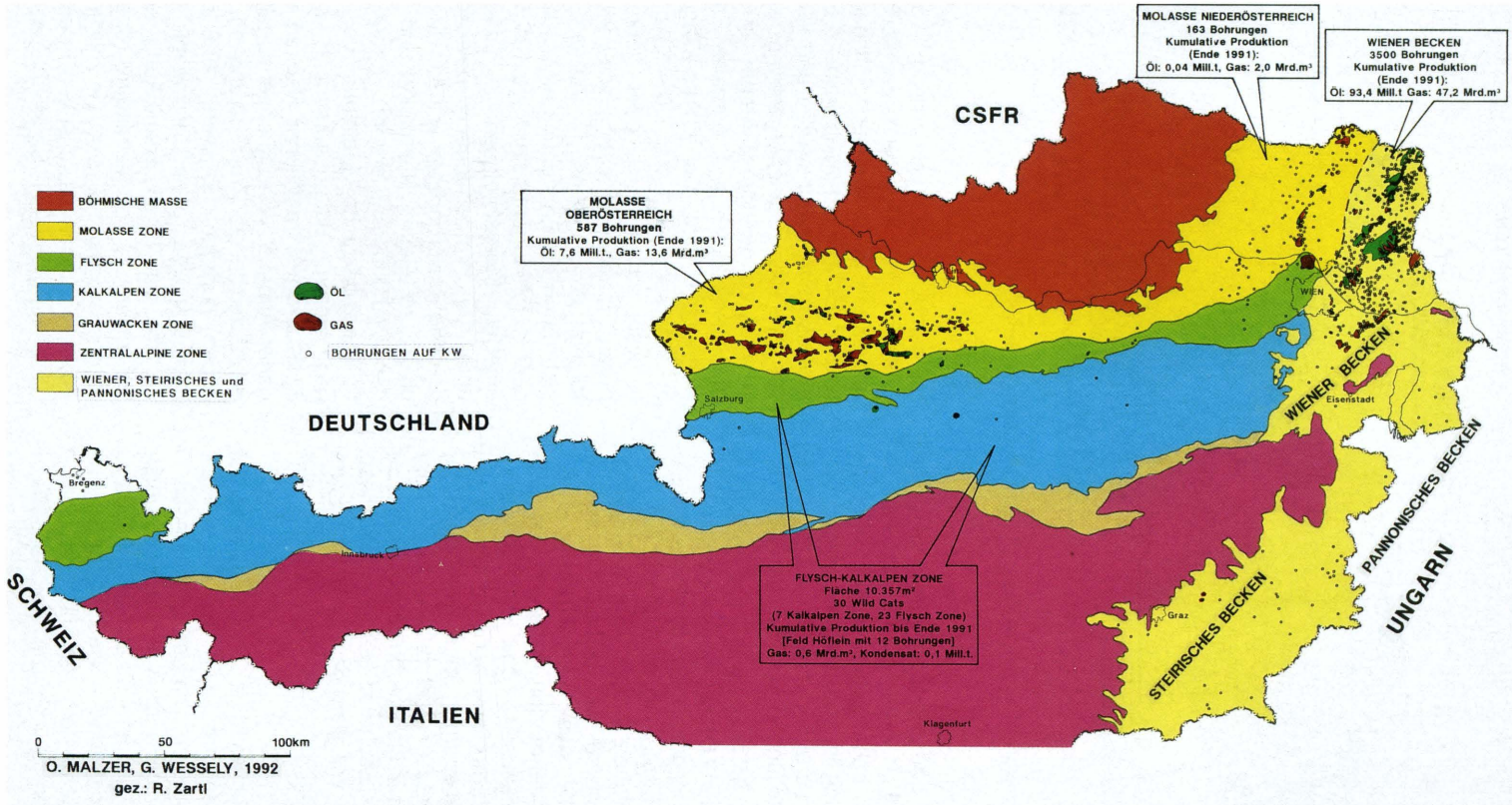


Abb. 191. Verteilung von höffigen Bereichen geringer Bohrdichte und Bereichen mit fortgeschrittener Exploration und Förderung

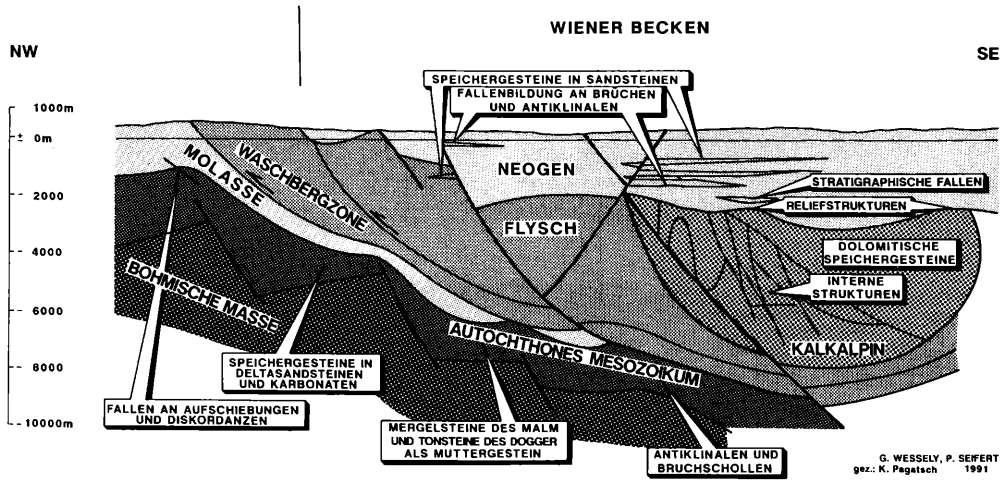


Abb. 192. Explorationsziele Molasse, Waschbergzone, Wiener Becken

Schichten oder Paläozoikum in den Südrandbereichen erfolgen. Die Aufsuchung derartiger Lagerstätten wird sich nur durch spezielle seismische Untersuchungen nach vorangegangenen geologischen Modellerstellungen verwirklichen lassen.

Hinsichtlich des aus Flyschgesteinen bestehenden Untergrundes kann die Technik des Horizontalbohrens noch einen Zuwachs an Förderung in Hochschollen- und Bruchbereichen bringen (Steinberggebiet). Keine Bohrung hat bisher die auf der Hochscholle des Steinbergbruches bekannten, ölführenden Komplexe der Glaukonitsandsteinserie und der Steinbergflyschhorizonte auf der Tiefscholle und dem Rabensburger Sporn auf österreichischem Gebiet erschlossen. Ein Hauptgrund liegt in den technischen Risken zufolge der Hochdruckverhältnisse dieses Bereiches. Vor allem bei Gasführung könnte darin ein bedeutendes Potential vorliegen.

Eine sehr wichtige Rolle wird dem tiefsten, dritten Strockwerk des Wiener Bekkens zukommen. Die Voraussetzungen für den Aufschluß wurden bereits im Hauptkapitel III.3.3. angeführt: Strukturmöglichkeiten, unmittelbare Beziehungen zum Hauptmuttergestein, der mächtigen und an organischen Substanzen reichen Malmmergelsteinfolge, und nach wie vor Chancen auf Speichergesteinsbedingungen, wenn auch von den 4 bisher abgeteuften Bohrungen noch keine die in der Molassezone festgestellten und in Höflein gasführenden Speichergesteine erfassen konnte (zu geringe Bohrtiefe im Gebiet Maustrenk-Zistersdorf, primäres Fehlen in Aderklaa UT 1A). Der starke Gasauftrieb in Zistersdorf ÜT 1 bei 7.544 m gibt den Hinweis auf Klüftung oder Verkarstung, deren Erstreckung jedoch schwer zu verfolgen ist. Ein günstiger Aspekt könnte sich durch die Entstehung einer Kluftporosität durch Eigenfrac infolge KW-Genese ergeben (Mergelsteinserie in tiefer Position). Das Vorhandensein paläozoischer, mächtiger Karbonate, wie sie in Tschechien im Raum Nemcicky und Uhrice gas- und ölführend erbohrt wurden, könnte eine zusätzliche Möglichkeit von Tiefengas bieten. Beim Aufschluß auf das 3. Stockwerk im Wiener Becken werden daher Aspekte von unkonventionellen Lagerstätten in die Projektierung mit einbezogen werden müssen: überwiegend mächtige, aber gering permeable Gesteine, die auf lange Erstreckung und mit künstlicher Permeabilitätsverbesserung entgast werden müssen. Derzeit liegt das Problem in einer seismischen Erfaßbarkeit dieser tief liegenden Sedimentkörper.

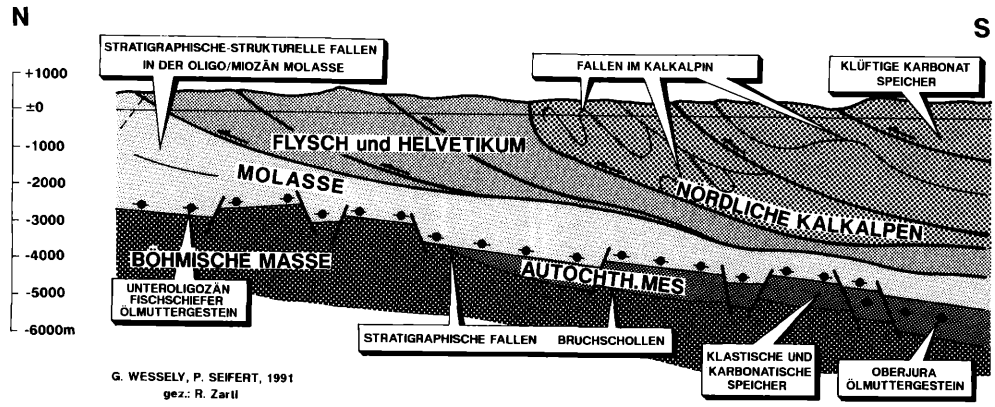


Abb. 193. Explorationsziele Alpen

IV.6.3. Waschberg- und Molassezone

Als an das Wiener Becken angrenzende bzw. unter dasselbe hineinreichende Zone partizipiert die Waschbergzone an den Vorteilen des Wiener Beckens hinsichtlich Muttergestein in Form von Mergeln des Malms und Tonstrecken des Doggers. Zu einem großen Teil liegt dieses Muttergestein in der Ölgenesezone. Speichergesteine wurden vielfach in dieser Zone bereits erbohrt: Deltasande des Dogger, dolomitisch gebundene hornsteinführende Quarzsandsteine (Speichergestein von Höflein), Malmkarbonate, Kreidesandsteine, Sandsteine des Oligozän (u. a. Speichergesteine von Stockerau). An Strukturen ist eine Vielfalt anzuführen – autochthone Antiklinalbildungen, Bruch- und Aufschiebungsstrukturen, Faziesfallen.

Schwerpunkt beim Aufschluß in der Molassezone werden bakterielle Gaslagerstätten im Karpatien und Ottnangien (Oncophorasande) im nördlichen Niederösterreich bleiben, wobei auch Karbonate des Malm weiter überprüft werden müssen.

Der Aufschluß in der Molasse Oberösterreichs in ihrem Ostteil wird sich auf den Aufschluß von Deltasanden der Oberkreide stützen, wobei vor allem stratigraphische Fallenpositionen Aussicht auf Lagerstättenbildung besitzen. Das vorhandene Angebot an Kohlenwasserstoffen wurde durch die große Anzahl der Felder unter Beweis gestellt.

Die Hauptaktivität wird sich jedoch weiterhin auf Schüttungsfächer der Puchkirchener und Haller Serie richten, wobei ein Trend zur Erschließung von Molasseschuppen am Alpennordrand erfolgen wird.

Als Muttergesteine sind Fischschiefer und Bändermergel des Oligozäns gesichert. In westlichen Anteilen dürften zusätzlich auch andere Gesteine (Mesozoikum und Karbon) in Frage kommen.

IV.6.4. Die Nordalpen

Das ausdehnungsmäßig größte Hoffnungsgebiet stellt die Flysch-Kalkalpenzone Österreichs mit 500 km Länge und bis 60 km Breite dar. Es gibt Hauptziele in der Exploration – den autochthonen Anteil unter den Alpen (siehe Hauptkapitel IV.6.4.1.) und den Alpenkörper selbst (Kapitel IV.6.4.2.).

IV.6.4.1. Der autochthone Sedimentmantel unter den Alpen

Der subalpine autochthone Anteil als 1. Hauptziel kann nach der paläogeographischen Anordnung des mesozoischen Sedimentmantels in 3 Großabschnitte gegliedert werden: in den Spornteil im Süd-

abschnitt der Böhmischen Masse, in dessen Bereich das Kristallin ohne mesozoische Auflagerung weit süd- bzw. südostwärts unter die Alpen reicht und in die Abschnitte östlich und westlich dieses Spornes, die von Mesozoikum bedeckt sind. Dem Kristallin des Spornes lagert nur Molasse auf, wobei Sandsteine des Egerien Speichergesteinsbedingungen besitzen können.

Die Mutter- und Speichergesteinsmöglichkeiten des Autochthonen Mesozoikums östlich des Spornes entsprechen jenen unter dem Wiener Becken und unter der Waschbergzone, wobei die Beckenfazies des Malm in Spornnähe an Mächtigkeit verliert oder durch Plattformfazies ersetzt wird. Ob die Beckenfazies weiter im Südosten und Süden um den Sporn herum in einiger Entfernung Bedeutung besitzt, bleibt offen. Ebenso, ob andere Schichten eine Muttergesteinsfunktion übernehmen können.

Die Situation auf der Südwestflanke des Spornes ist zumindest in der Nachbarschaft desselben bereits etwas besser abzuschätzen und als unterschiedlich von der Ostflanke zu bezeichnen. Das Gebiet bis zum Westende der Flysch-Kalkalpenzone muß auf Grund paläogeographischer Differenzierung des Autochthonen Mesozoikums in mehrere Teile gegliedert werden. Die Schichtfolge beginnt im Jura und umfaßt im Raum Oberösterreich bis Raum Tirol-Mitte Doggersandsteine und Malmkarbonate. Eine Problematik liegt in der geringen Porosität derselben. Fazielle Änderungen könnten jedoch vor allem im Malm bei Dolomitisierung oder Riffbildung Lagerstätten ermöglichen. Die Oberkreide kann entlang des Kristallinrandes des Spornes der Böhmischen Masse infolge Deltaschüttungen attraktiv werden. Ein Sandsteinkomplex der gegen Westen an Bedeutung erlangenden marinen höheren Unterkreide hat in Grünau 1 eine kurzzeitige aber intensive Ölförderung erbracht. Im Raum westliches Tirol und Vorarlberg wird Kreide fehlen, dafür reicht die Schichtfolge von Malm bis in die Mitteltrias mit Sandsteinen und Karbonaten hinab, wie dies aus der Molassebohrung Sulzberg 1 hervorgeht. Speichergesteine des Eozäns können auch unter den Alpen vorhanden sein, wenn nicht schon litoralfernere Fazies herrscht. Überfahrene Schüttungsfächer innerhalb der Molasse können als sekundäre Ziele angesehen werden.

Die Strukturen unter den Alpen können Hochzonen, Bruchschollen und stratigraphisch bedingte Strukturen sein und sind vergleichbar mit solchen in jedem anderen, nicht überschobenen Becken, da die Sedimente von alpinen Bewegungen kaum betroffen sind, der kristalline Untergrund nur sehr gering gegen Süden geneigt ist und erst ab dem Zentralalpin stark abfällt.

Die erforderlichen Bohrtiefen für den subalpinen Untergrund hängen von der Position der Projekte ab: am Sporn sind sie weit geringer (3.000–6.000 m) als östlich und westlich desselben, vor allem im Raum Salzburg, Tirol und Vorarlberg (7.000–10.000 m). Naturgemäß ist ein generelles Absinken von N nach S zu verzeichnen.

IV.6.4.2. Der Alpenkörper

Das 2. Hauptziel der Flysch-Kalkalpenzone ist also der Alpenkörper selbst. Innerhalb des Alpenkörpers besitzen das Kalkalpin und das westliche Helvetikum infolge von Speichergesteinsmöglichkeiten Bedeutung, während Flysch und östliche Äquivalente des Helvetikums bisher keine nennenswerten Permeabilitäten aufwiesen.

Die Höffigkeit in den Kalkalpen ist dort gegeben, wo effiziente Abdichtungen und Fallenbildungen herrschen. Zum Unterschied vom Autochthonen Mesozoikum liegen im kalkalpinen Mesozoikum günstige Speichergesteinsverhältnisse, vor allem in mittel- und obertriadischen Dolomiten, vor.

Strukturbildungen und Abdichtungen sind in Bereichen der vorderen Kalkalpendecken aber auch in überfahrenen tieferen Anteilen (Beispiel Molln 1) zu erwarten. Dies gründet sich auf das plastische Verhalten der Gesteinskomplexe des Jura und der Kreide bei Zurücktreten von starren Dolomitmassen. In Gebieten mächtiger Karbonatkomplexe (z. B. Tirolikum Salzburgs) müssen Deckschichten (z. B.

Lunzer Schichten) eine gewisse Mächtigkeit und ruhige Lagerung aufweisen, um Chancen auf Kohlenwasserstoffakkumulationen zu bieten. Bei durchgehender karbonatischer Entwicklung von mächtigen Plattformkomplexen liegt eine Füllung mit Süßwasser vor (Berndorf 1, NÖ), vor allem wenn sich hydrodynamische Zirkulationssysteme entwickeln konnten, in deren Gefolge zudem Thermalquellen auftreten können.

Kohlenwasserstoffe können aus dem Autochthonen Mesozoikum bezogen werden, aber auch bei geeigneter Versenkung des Muttergesteins kalkalpenintern gebildet worden sein.

Auf Grund von Ermittlungen des Gesamtkohlenstoffgehaltes kommen hiebei mehrere Schichtglieder in Frage: Gutensteiner Kalke, Lunzer Schichten, bituminöse Partien im Hauptdolomit, karnische und rhätische Kalke.

Im westlichen Helvetikum (Vorarlberg) können Ansammlungen von Kohlenwasserstoffen in klüftigen Gesteinen vor allem des Malms und der Unterkreide erwartet werden, jedoch dürfte die Problematik generell in der mangelnden Porosität liegen. Möglicherweise führt die Erschließung gering permeabler, aber mächtiger gasführender Strecken in Zukunft zu einer unkonventionellen Gasgewinnung.

IV.6.5. Das Steirische Becken

Ein gewisses Maß an Höffigkeit ist noch im Steirischen Becken gegeben. Hier besteht Hoffnung auf Kohlenwasserstoff-Funde vor allem in Konglomeraten und Sandsteinen der Tiefwasserfazies des Karpatiens und Badeniens. Die Lithothamnienkalke des Badeniens und mit Abstrichen auch die devonischen Dolomite des Untergrundes können weitere Ziele sein. Wie in der alpinen Vorlandmolasse wird mehr als bisher die Aufmerksamkeit auf mögliche stratigraphische Fallen gerichtet werden müssen. Die geochemischen Anzeichen sprechen eher für mögliche Gas- und Kondensat-, als für Ölfunde.

IV.6.6. Inneralpine Becken Kärntens und der Steiermark

An Sedimentarealen, die außerhalb der gegenwärtigen Aufsuchungsgebiete liegen, verbleiben noch folgende inneralpine Becken, die einer näheren Betrachtung hinsichtlich ihrer Explorationswürdigkeit bedürfen:

- Lavanttaler Becken
- Klagenfurter Becken
- Fohnsdorf/Seckauer Mulde (Norische Senke)

All diesen Becken ist gemeinsam, daß sie im Vergleich zu den übrigen Aufschlußbereichen Österreichs eine geringe Ausdehnung besitzen. Dennoch erreichen sie einen beträchtlichen Tiefgang infolge starker tektonischer Absenkungen.

Die Ursachen derselben liegen in einem „pull-apart" Effekt an Horizontalstörungen (Lavanttaler und Fohnsdorf/Seckauer Bekken) oder in einer Tektonik, die die jungen Sedimente in die Tiefe drückte und zum Teil überschob (Klagenfurter Becken).

Ein mögliches Vorhandensein von Kohlenwasserstoffen muß sich auf Erdgas beschränken, das aus den reichlich vorhandenen kohligen Substanzen zu beziehen wäre.

Speichergesteine sind in reichem Maße in Form klastischer Schüttungen vertreten. Abdichtungen können eher mangelhaft sein. Fallen können an Brüchen (Lavanttaler und Fohnsdorfer Becken) oder an Auskeilungs-Positionen auftreten, ähnlich den Schüttungskegeln in der Molassezone (Klagenfurter Becken).

Neben direkter Methangewinnung könnte auch an künftige In-situ-Verbrennung von tiefliegender Kohle gedacht werden.

Literaturhinweise für den Abschnitt IV.6.:

GRILL, R. 1956; KREJCI-GRAF, K. 1974 a und 1974 b; LADWEIN, W. 1986; LADWEIN, W. et al. 1991; WESSELY, G. 1988 b und 1991.

IV.7. Produktionsstatistik und Reserven

von Gerhard LETOUZÉ-ZEZULA

IV.7.1. Erdöl

Abb. 194 zeigt den Verlauf der österreichischen Erdölförderung zwischen 1934 und 1992:

Der erste Hochstand (1,213 Mio. t) wurde bis 1944 von der im Wiener Becken ansässigen Erdölindustrie erreicht, die ab 1938 zunehmend in die Kriegsvorbereitungen des Deutschen Reiches eingebunden war.

Das zweite Hoch (3,666 Mio. t) wurde zwischen 1946 und 1955 aufgrund der rasanten Exploration im Wiener Becken durch die SMV (Sowjetische Mineralölverwaltung aufgebaut. Seit Gründung der ÖMV-Aktiengesellschaft (früherer Name Österreichische Mineralölverwaltung) im Jahr 1955 und der Erlangung der Unabhängigkeit vom sowjetischen Einfluß wurde das Ausmaß der Produktion zurückgenommen – trotzdem blieb Österreich in seiner Erdölversorgung bis 1958 autark.

Die Produktion ging dann bis 1961 auf 2,356 Mio. t zurück, um anschließend für die Jahre 1965 bis 1970, parallel mit dem Aufbau der Produktion aus der oberösterreichischen Molassezone durch die RAG (damaliger Name Rohölgewinnungs-AG, heute Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft) und vor allem aufgrund der kulminierenden Förderung in Schönkirchen Tief, auf ein Zwischenhoch von etwa 2,8 Mio. t zu steigen. Seither weist die österreichische Erdölförderung eine fallende Tendenz auf, die einerseits durch den natürlichen Produktionsabfall der älteren Großlagerstätten des Wiener Beckens, andererseits durch eine reservenschonende Förderpolitik bei gleichzeitig ausreichender Verfügbarkeit von Rohöl auf dem Weltmarkt bedingt ist. Von diesem Trend ausgenommen bleiben nur die Jahre 1973 („1. Erdölkrise") und 1978 (vor der „2. Erdölkrise") sowie die Jahre seit 1988, als eine Gesamtförderung zwischen 1,15 und 1,28 Mio. t erreicht wurde.

Die Produktion 1992 (1,180 Mio. t) aus österreichischen Lagerstätten entsprach somit 50.147 TJ (Terajoule; Umrechnung nach der Äquivalenzmethode: 1 t Erdöl bzw. Erdölprodukte = 0,0425 TJ).

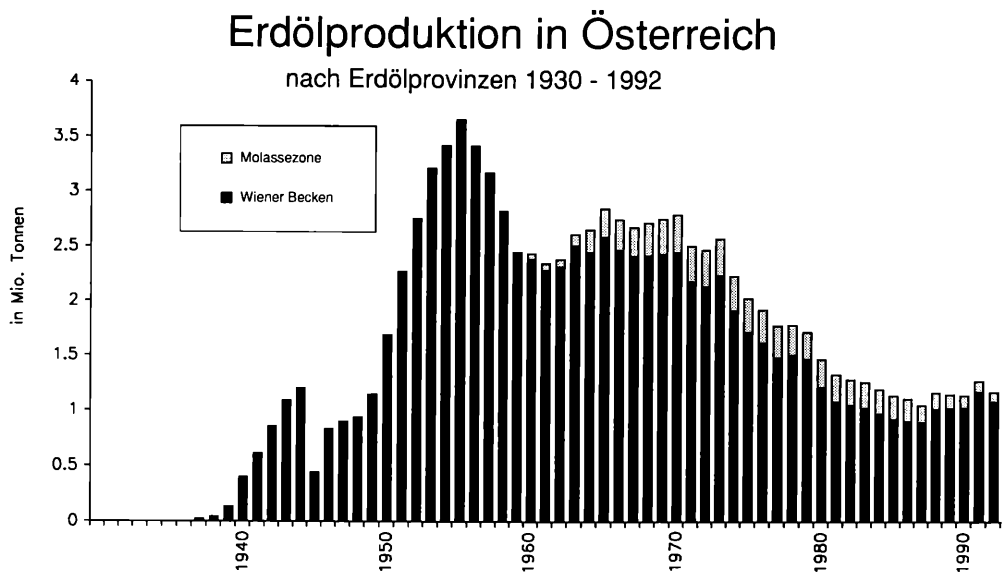


Abb. 194: Erdölproduktion in Österreich zwischen 1930 und 1992

Die Erdöl- und Ligroinproduktion aus österreichischen Lagerstätten repräsentierte 1992 zusammen einen Wert von 51.838 TJ und deckte damit nicht ganz 12 % des heimischen Bedarfs an Erdöl und Erdölprodukten (ebenfalls bezogen auf TJ), bzw. rund 5 % des gesamten nationalen Energieverbrauches (Inlandproduktion + Import).

Die kumulative Erdölförderung in Österreich betrug bis zum 31. 12. 1992 immerhin die beachtliche Menge von 101,8 Mio. t; aus dem Wiener Becken stammen davon 94,0 Mio. t, aus der Molassezone 7,8 Mio. t.

Bedingt durch den Tiefstand des Ölpreises sind in den Jahren seit 1987 Bohrprojekte nach Öllagerstätten zugunsten der wirtschaftlicheren Gasprojekte völlig in den Hintergrund getreten.

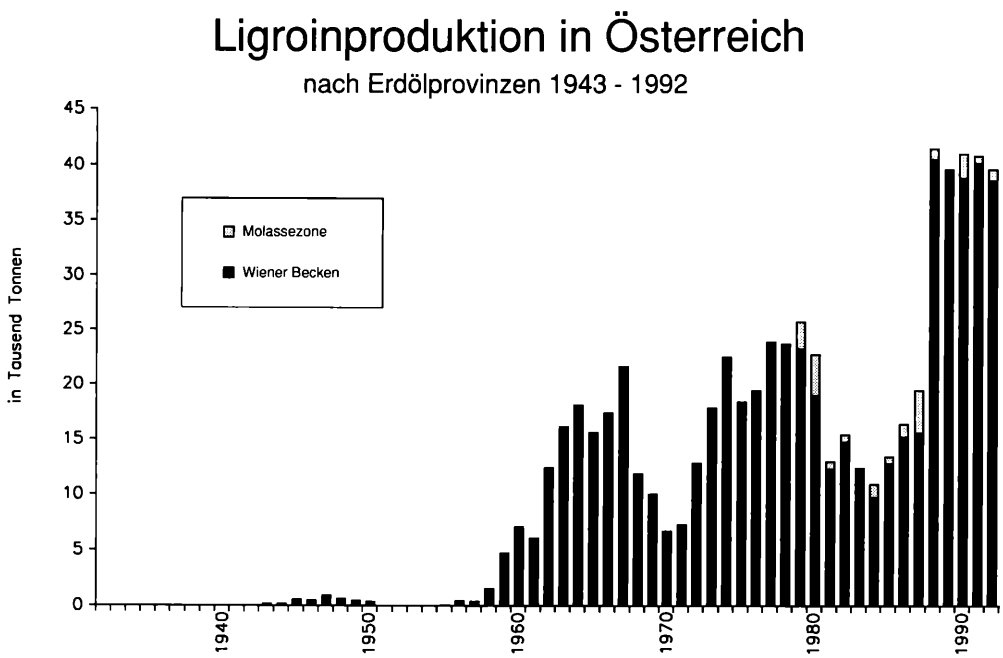


Abb. 195: Ligroinproduktion in Österreich zwischen 1943 und 1992

IV.7.2. Ligroin

Bei der Förderung aus einigen, insbesondere tiefen Erdgaslagerstätten fällt als Kondensat Ligroin (Leichtöl) an.

Die Förderkurve in Abb. 195 zeigt einen Anstieg bis 1967 (Produktionsmaxima der Gasförderung in Aderklaa), danach einen Abfall bis 1970, daraufhin den Aufbau eines instabilen Hochs zwischen 1974 und 1980 (Produktionsmaxima der Gasförderung in Matzen), einen erneuten Rückfall bis 1984 und dann einen rasanten, zuerst durch die in Stockerau-Ost erzielte Förderleistung, in der Hauptsache aber durch die Entwicklung und Inbetriebnahme des Feldes Höflein verursachten Anstieg bis zum heutigen Tage. Zuletzt verdoppelte sich die Produktion auf 41.634 t (1988) – ein Wert, der 1992 mit 39.778,5 t nur knapp unterschritten wurde.

Die kumulative österreichische Ligroinproduktion beläuft sich bis zum 31. 12. 1992 auf knappe 0,66 Mio. t, was einem Gegenwert von 28.058 TJ entspricht.

IV.7.3. Naturgas

IV.7.3.1. Erdölgas

Bei der Erdölproduktion wird das im Öl gelöste Gas frei, im wesentlichen bedingt durch die beim Wechsel zu Oberflächenbedingungen vonstatten gehende Verringerung des Druckes. Laut ÖNORM G 1044 umfaßt der Begriff Erdölgas (Erdölbegleitgas, Naßgas) auch jene, die Lösungskapazität des Öls übersteigenden Kohlenwasserstoffe, die als Gaskappe frei über einer Erdöllagerstätte vorkommen.

Die zu Tage getretenen Mengen an Erdölgas können bis zur Mitte der fünfziger Jahre nur geschätzt werden, da dieses Gas nicht genutzt, sondern einfach abgefackelt wurde. Erst seit den siebziger Jahren ist man dazu übergegangen, die gesamte anfallende Gasmenge einer wirtschaftlichen Verwendung zuzuführen.

Abb. 196 zeigt die österreichische Erdölgasproduktion. Auffallend sind der Aufbau eines Hochs bis zum Jahr 1957 (aus der Förderung der Erdölfelder rekonstruiert) und eine erneute Periode steigender Förderraten, die von 1959 bis 1970 währte, als die bisherige österreichische Jahresspitzenproduktion mit rund 674 Mio. m^3n (Normalkubikmetern) erzielt wurde. Seither ist dieser Wert – im Einklang mit der Erdölproduktion – auf etwa ein Drittel abgefallen. Im Jahr 1992 wurden aus heimischen Lagerstätten 208,5 Mio. m^3n Erdölgas entnommen.

Bis zum 31. 12. 1992 wurden in Österreich kumulativ etwa 17,6 Mrd. m^3n Erdölgas gefördert (632.738 TJ), davon rund 92 % aus dem Wiener Becken.

IV.7.3.2. Erdgas

In der einschlägigen ÖNORM G 1044 werden unter Erdgas (auch Trockengas bzw. non associated gas) jene Kohlenwasserstoffe verstanden, die „unter Lagerstättenbedingungen in gasförmigen Aggregatzustand sind".

Im Gegensatz zum Erdöl kann die Fördermenge bei Erdgas praktisch beliebig gedrosselt werden – und zwar nach dem jeweiligen, zum Teil saisonbedingten Be-

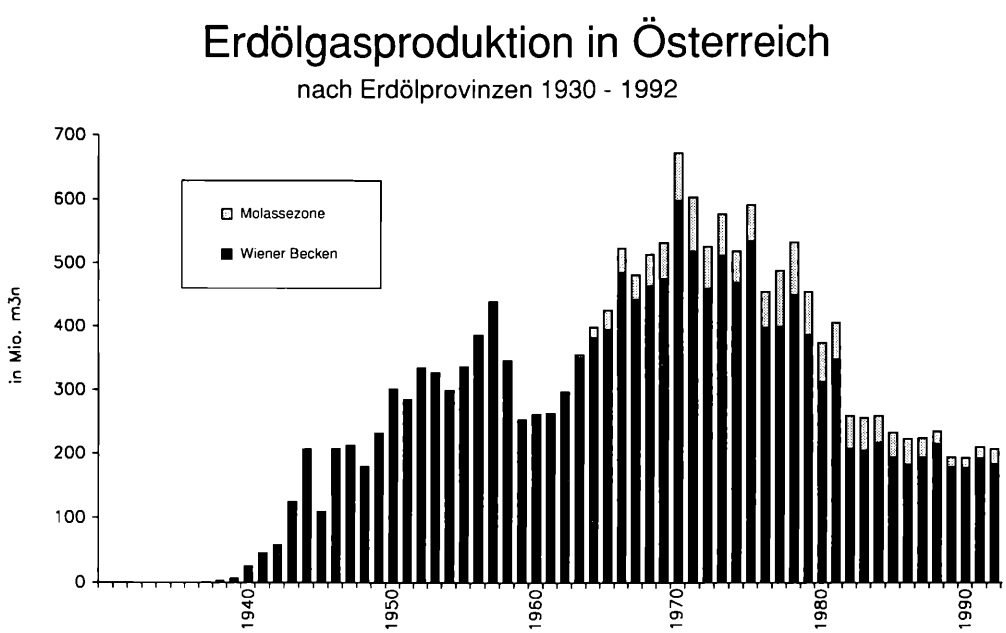


Abb. 196: Erdölgasproduktion in Österreich zwischen 1930 und 1992

darf. Auch sind heute bei vorhandenem Leitungsnetz oder mit den Methoden der Gasverflüssigung (Abtransport per Kesselwagen) selbst kleinere Lagerstätten produzierbar, denen anderenfalls keine wirtschaftliche Bedeutung zugekommen wäre.

Aus dem Gesagten geht hervor, daß die Bedeutung der einzelnen Erdgaslagerstätten weniger nach ihrer jährlichen Produktion, sondern vor allem nach ihrer Endausbeute („ultimate production"), wie sie in Beilage 13 dargestellt wird, beurteilt werden muß.

Die Produktionsmengen vergangener Jahre sind aus Abb. 197 zu entnehmen: 1960 wurde mit kräftigen Förderzuwächsen ein Hoch erreicht, das bis 1967 anhielt. Nach dem Rückfall von 1968 brachte die Entwicklung der oberösterreichischen Molasse-Gasfelder neuerlich einen zügigen Anstieg, der 1978 mit der bisherigen österreichischen Spitzenproduktion von knapp 2 Mrd. m^3n kumulierte. Nach einem raschen Abfall zwischen 1979 und 1981 hatte sich die heimische Förderung bis 1987 auf einem Niveau von etwa 1 Mrd. m^3n stabilisiert. Seit 1988 ist die Erdgasförderung Österreichs wieder im Ansteigen begriffen.

Bisher dreimal, in den Jahren 1983, 1984 und 1988, hat die Produktion aus der oberösterreichischen Molassezone die des Wiener Beckens (inkl. niederösterreichischer Molassezone und Waschbergzone) übertroffen.

Insgesamt betrug die Förderung 1992 1,225 Mrd. m^3n. Kumulativ wurden bis zum 31. 12. 1992 in Österreich 47,3 Mrd. m^3n Erdgas gefördert (1,703.623 Mio. TJ), das Wiener Becken trug dazu rund 69 % und die Molassezone (inkl. Waschbergzone) rund 31 % bei.

Die Produktion von Naturgas (Erdgas + Erdölgas) erreichte 1992 1,434 Mrd. m^3n, was 51.612 TJ entspricht (1 Mio. m^3n Naturgas = 36,0 TJ). Dies bedeutet eine fast 22 %ige Deckung des gesamten österreichischen Naturgasbedarfes bzw. 4,5% des gesamten nationalen Energieverbrauches (Inlandsproduktion + Import) (Abb. 198).

Insgesamt wurden in Österreich bis zum 31. 12. 1992 64,9 Mrd. m^3n Naturgas gefördert (2,336.362 Mio. TJ), rund 75 %

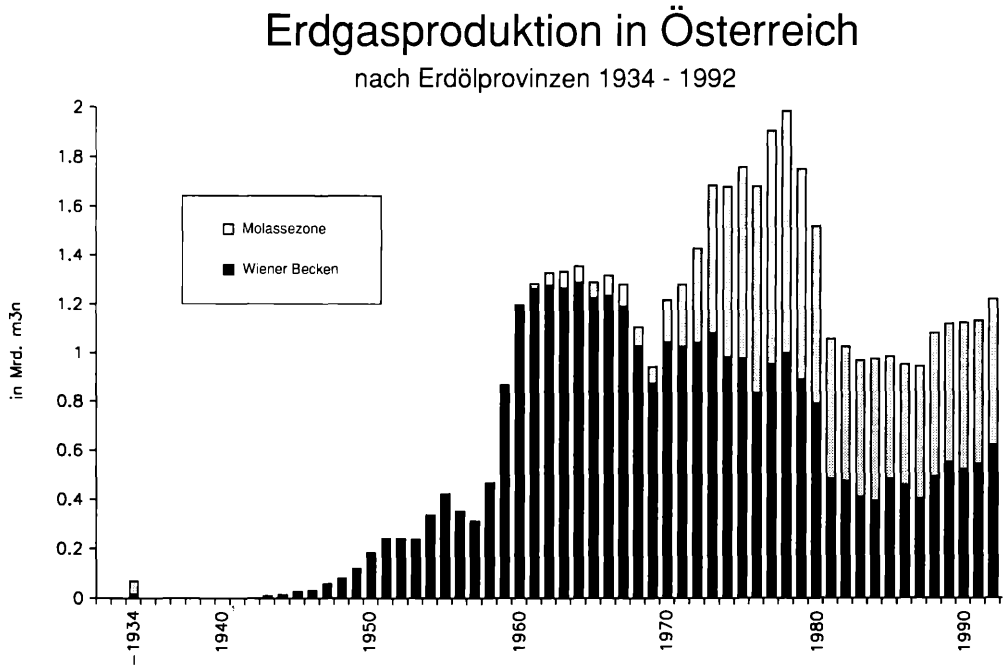


Abb. 197: Erdgasproduktion in Österreich zwischen 1934 und 1992

stammen aus dem Wiener Becken und seinem Untergrund, rund 25 % aus der Molassezone (inkl. Waschbergzone).

Die gesamte bisherige, aus österreichischen Kohlenwasserstoffsonden geförderte Energiemenge (Erdöl + Ligroin + Erdgas + Erdölgas) beträgt somit 6,689.164 Mio. TJ, was dem energetischen Gegenwert von 239,8 Mio. t Steinkohle entspricht (1000 t SKE = 27,9 TJ).

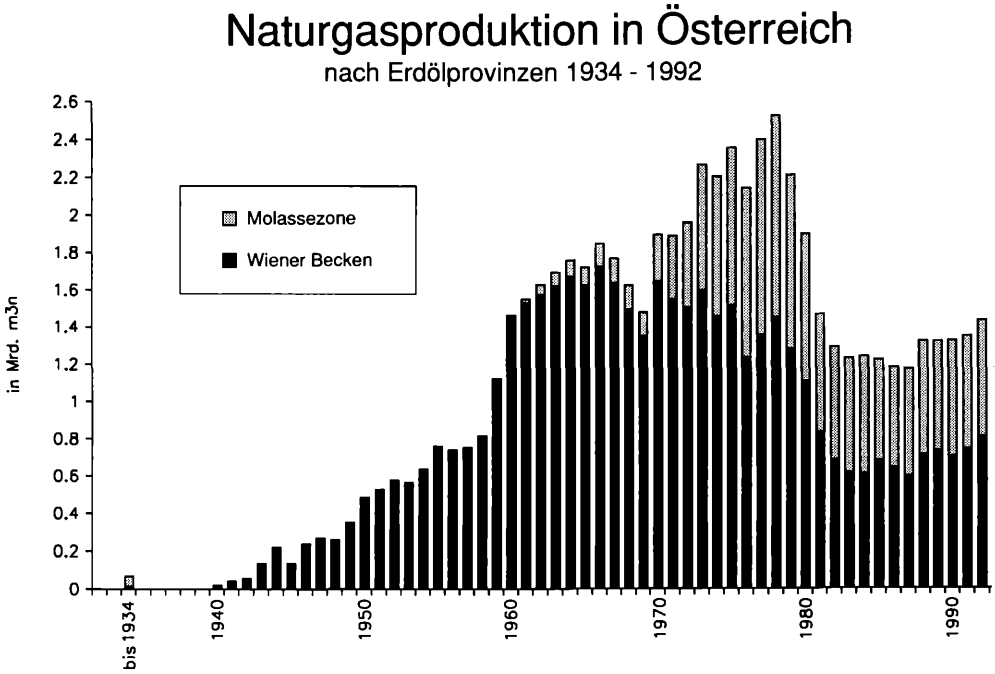


Abb. 198: Naturgasproduktion in Österreich zwischen 1934 und 1992

IV.7.4. Reserven

In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage nach den Reserven: Welche Mengen an Erdöl und Erdgas können zukünftig in Österreich noch gewonnen werden?

Dazu wird vorausgeschickt, daß Reserven mineralischer Rohstoffe meist mit den Begriffen
- sicher (nachgewiesen, engl. proven),
- wahrscheinlich (engl. probable),
- möglich (engl. possible),
- voraussichtlich (engl. prospective) und
- theoretisch (engl. speculative),

näher definiert und voneinander abgegrenzt werden.

Weiters ist es wichtig, zwischen „gewinnbaren Reserven" (engl. recoverable reserves) und dem „Kohlenwasserstoffinhalt der Lagerstätte" (engl. reserves in place) zu unterscheiden. Die Zuordnung von Erdöl- und Erdgasreserven zu einer dieser Kategorien hängt von vielen, sehr unterschiedlichen Kriterien ab, wie z. B.:
- vom geologischen Kenntnisstand,
- von der Entwicklung der Bohrtechnik,
- der Lagerstättentechnik und der Fördertechnik
- von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen,
- vom aktuellen Erdöl- und Erdgaspreis,
- vom politischen Szenario, u.a.m.

Das bedeutet aber auch, daß die Mengenangaben bei den einzelnen Reservekategorien einer ständigen Fluktuation unterworfen sind.

Unter diesen Gesichtspunkten sind auch die Ziffern der österreichischen Erdöl- und

Erdgasreserven zu betrachten, wie sie jährlich gemeinsam von der Geologischen Bundesanstalt und den Unternehmen berechnet bzw. geschätzt werden und im Österreichischen Montanhandbuch veröffentlicht werden.

Sie ergaben mit Stichtag 31. 12. 1992 sichere und wahrscheinliche gewinnbare Erdölreserven von rund 15,3 Mio. t und sichere und wahrscheinlich gewinnbare Erdgasreserven von rund 19,6 Mrd. m^3n. Andere Reservekategorien werden zahlenmäßig nicht ausgewiesen.

Die Produktionsrate für Erdölgas wird in den nächsten Jahren etwa 210 Mio. m^3n betragen.

Aufgrund dieser Zahlen kann man die „Endausbeute" (engl. ultimate production), also die gesamten förderbaren Mengen, errechnen: bei Erdöl sind dies rund 117,1 Mio. t, wovon allerdings 86,9 % (101,8 Mio. t) bereits gefördert sind, bei Erdgas (ohne Erdölgas) rund 64,8 Mrd. m^3n, wovon 73 % (47,3 Mrd. m^3n) bereits gefördert sind.

Der aktuelle Wissensstand über die Endausbeute aller österreichischer Kohlenwasserstofflagerstätten ist größenordnungsmäßig in Beilage 17 dargestellt.

Nimmt man an, daß beim Erdöl die Endausbeute in Österreich mit einem durchschnittlichen Gewinnungsfaktor von 36,1 % erzielt wird (dieser in seiner Tendenz aufgrund verbesserter Entölungsmethoden steigende Faktor beruht auf langjähriger Auswertung des unterschiedlichen Förderverlaufes unserer Ölfelder), dann kann man daraus errechnen, daß die gesamte bisher bekanntgewordene Erdölmenge in Österreichs Boden (oil in place) um 324,3 Mio. t liegt.

Literaturauswahl für den Abschnitt IV.7.:

BRAUMÜLLER, E., DIWALD, O. & LANIK, R. 1985; Bundesministerium für wirtsch. Angelegenheiten 1990 und 1991; GRILL, R. 1956; ÖMV Aktiengesellschaft 1992; Österr. Normungsinstitut 1981; Rohöl-Aufsuchungs Ges.m.b.H. 1985; Shell Austria Aktiengesellschaft 1992.

IV.8. Umweltschutz im Gewinnungsbereich

von Christian SANDAUER, mit Beiträgen von Friedrich BRIX und Helmut LIEHMANN

Der oft genannte Wunsch, Wirtschaft mit Ökologie zu verbinden, wird in der Erdölindustrie bei der Aufsuchung und Gewinnung schon lange weitgehend verwirklicht. Der Umweltschutz reicht dabei vom Landschafts-, Boden-, Gewässer- und Lärmschutz bis zur Luftreinhaltung.

IV.8.1. Prospektionstätigkeit

Durch geologische Kartierungsarbeiten entstehen keinerlei Beeinträchtigungen oder Veränderungen der Umwelt.

Schädliche Umwelteinflüsse durch die Prospektionstätigkeit zu verhindern ist jedoch bei der geophysikalischen Geländearbeit wichtig, wobei hier auf land- und forstwirtschaftliche Kulturen sowie auf Bodenverdichtungen zu achten ist. Nach dem Abteufen von seismischen Schußbohrungen, die nur wenig Platz benötigen, wird die Spülgrube verfüllt und der entstandene Flurschaden so gut wie möglich beseitigt, bzw. voll abgegolten. Bei magnetischen, gravimetrischen und geoelektrischen Geländemessungen treten keine nennenswerten Flurschäden auf.

Bei der Bohrtätigkeit, die an einer bestimmten Lokation nur in einem relativ kurzen Zeitraum vor sich geht, wird schon bei der Auswahl und Errichtung des jeweiligen Bohrplatzes auf die Anpassung an das Gelände und auf die Vermeidung der Beschädigung wertvoller Kulturen, wie z. B. Wein- und Obstgärten, geachtet. Die Zufahrten und der Bohrplatz selbst wer-

den durch transportable, daher oftmals verwendbare, mehrschichtige Wegplatten aus Holz abgedeckt, sodaß der Boden weitgehend vor Verdichtung und Verschmutzung geschützt ist. Der Humus wird überdies im Bereich des Bohrplatzes weggeschoben und bis zur Wiederverwendung für die Rekultivierung zwischengelagert. Bei der Bohrtätigkeit selbst fallen größere Mengen von Bohrmaterial, sogenannter Bohrschmant, vermischt mit Spülungsflüssigkeit, an. Letztere wird nach Austragen der Feststoffe durch ein ausgeklügeltes Sieb- und Abscheidesystem, das durch den Einsatz von Zentrifugen und Hydrozyklonen (siehe auch Hauptkapitel II.3.1.) weiter optimiert wird, mehrfach wiederverwendet. Die Feststoffe werden nach Vorentwässerung durch Zentrifugen in Bohrschmantbehältern zwischengelagert und anschließend in einer genehmigten, betriebseigenen Deponie endgelagert.

Der erwähnte Zentrifugeneinsatz, der früher nicht üblich war und Investitionskosten verursacht, bringt Vorteile für die Umwelt. Diese Vorteile bestehen in einem besseren Materialaustrag, einer Verringerung des Wasser- und Chemikalienverbrauches sowie in einer geringeren Transportleistung durch Gewichts- und Volumensreduzierung des Austragsmaterials. Langfristig werden dadurch die Investitionskosten wieder voll hereingebracht.

Nach Beendigung und Liquidierung einer Bohrung müssen gründliche Rekultivierungsmaßnahmen (inklusive neu errichteter Zufahrten) vom Bohrunternehmer durchgeführt werden. Die Ausführung dieser Maßnahmen wird von der Bergbehörde überprüft.

IV.8.2. Kohlenwasserstoff-Produktion

Bei der Rohöl- und Gasproduktion fallen auch andere Flüssigkeitsmengen an, und zwar vorwiegend Salzwasser. Mit der Produktionsdauer über Jahre wird die Verwässerung des Rohöles immer stärker. Sie betrug z. B. im Jahre 1981 in den ÖMV-Feldern durchschnittlich 85% und ist bis 1988 auf über 90% angestiegen. Für die RAG-Felder liegen diese Ziffern in vergleichbarer Höhe.

Begnügte man sich bis Ende 1968 mit einer Wasserreinigung und anschließender Einleitung in öffentliche Gerinne, so wird heute ein Großteil der gesamten Produktionswässer nach Reinigung von Restölen und Sedimenten wieder in bestimmte Lagerstätten rückgeführt. Durch diese Rückführung kann aber auch der Entölungsgrad durch Aufrechterhaltung des Lagerstättendruckes verbessert werden (siehe auch Hauptkapitel II.3.6.). Das Abwasser wird dabei in sogenannte Flutsonden verpumpt (sekundäre Entölung). Im Jahre 1988 waren bei der ÖMV 120 Flut- und Schlucksonden in Betrieb. Bei der RAG standen Ende 1989 39 Flut- und Schlucksonden in Betrieb. Dazu kommen noch 32 temporär angeschlossene Flut- und Schlucksonden.

Die Aufbereitung des Formationswassers wird entsprechend der Lage der einzelnen Ölfelder in einigen kleineren Anlagen und in einer zentralen Großanlage der ÖMV in Schönkirchen bei Gänserndorf durchgeführt.

Im Jahre 1988 wurden von der ÖMV insgesamt 10,600.000 m^3 und 1989 von der RAG insgesamt 1,537.500 m^3 Abwässer nach der Reinigung wie folgt entsorgt (Nieder- und Oberösterreich):

	ÖMV	RAG
Flutsonden zur sekundären Entölung	7,000.000 m^3	1,423.000 m^3
Schlucksonden (Einpressung in tiefe Sandlagen)	3,000.000 m^3	90.800 m^3
öffentliche Kläranlage (1 Feld in OÖ)		18.200 m^3
öffentliche Gerinne	600.000 m^3	5.500 m^3
Summen	10,600.000 m^3	1,537.500 m^3

Von der genannten ÖMV-Gesamtmenge werden 8,000.000 m^3, die zum größten Teil aus dem Gewinnungsfeld Matzen mit einer Fläche von rund 70 km^2 stammen, in der genannten Großanlage Schönkirchen gereinigt. Das verschmutzte Wasser wird über das Grobabscheiderbecken 1 mit einer Verweilzeit von 15 Minuten geführt. Der Aufbau der Abscheiderbecken entspricht etwa kommunalen Kläranlagen, wobei zur Bemessung der Länge, Tiefe und Breite die in der Erdölindustrie geltenden Normen des American Petroleum Institute (API) angewandt werden. Die Weiterführung in das Becken 2 dient der Ölabscheidung, die Verweilzeit beträgt hier 2½ Stunden.

Das Becken 2 ist aus Wartungsgründen längsgeteilt und hat je Kammer einen Inhalt von 1.134 m^3 (Länge 70 m, Breite 18 m und Tiefe 0,9 m). Beim Eintritt wird Chlorwasser als Biozid und Algizid zur Verhinderung der Entstehung von Bakterien und Schleimbildnern dosiert beigegeben. Das Wasser wird durch ein Überfallwehr zum Abschluß belüftet.

Im Becken 3 wird die Klärung und Fällung durchgeführt (Länge 95 m, Breite 24 m) und ist, wie das Becken 2, längsgeteilt. Hier wird die Flotation durchgeführt, wobei spezifisch leichtere Stoffe aufschwimmen (siehe Kapitel III.1.9.1.). Dieser Vorgang kann durch Luftzugabe (Blasenbildung) beschleunigt werden. Anschließend erfolgt am Beckenende eine Zugabe von Eisensulfat zur Fällung und von Chlorwasser als Oxydationsmittel. Die so gebildeten Eisenhydratflocken binden an ihrer Oberfläche Ölteilchen und verschiedene Feststoffe, wie z. B. Tonteilchen. In den Becken 4 und 5 mit je 2.300 m^3 Inhalt, werden diese Teilchen bei einer Verweilzeit von 3 Stunden abgeschieden.

Das Wasser wird anschließend einer pH-Werteinstellung unterzogen und sodann über Kiesfilter geleitet, wo die letzten Verunreinigungen beseitigt werden. Nun erfolgt eine erneute dosierte Zugabe von Bioziden, die verhindern sollen, daß bestimmte Bakterienstämme nach dem nun folgenden Einpreßvorgang in Schluck- oder Flutsonden in den porösen Lagen wild zu wuchern beginnen und dadurch die Porenräume verstopft werden. Dies würde eine Verwendung der betreffenden Flut- oder Schluckhorizonte für den gedachten Zweck unmöglich machen oder stark behindern (siehe auch Kapitel II.3.5.6.). Das in der Wasseraufbereitungsanlage abgeschiedene Öl wird in ein Zwischentanklager verpumpt und hier weiter entwässert. Sodann wird es in die Raffinerie Schwechat oder in das Tanklager Lobau zusammen mit anderen Ölen aus weiteren Schlammaufbereitungs- und Trennanlagen meist gemeinsam mit Rohöl weiterverpumpt.

Der Hauptanteil dieser Abscheidungsvorgänge ist ein sogenannter Schwimmschlamm mit einem Ölanteil. Dieser Schlamm kann in der Raffinerie nicht verarbeitet werden und muß daher anderweitig entsorgt werden. Es handelt sich dabei um Mengen von 30.000–50.000 m^3 pro Jahr. Dieser Schlamm wird nach Chemikalienzusatz und Wärmezufuhr noch mit weiteren Trägerstoffen wie Asche oder Papierrückständen gemischt und dann über eine Siebbandpresse gefahren. Der dabei entstehende Preßkuchen (1988 rund 30.000 Tonnen) wird in einer zentralen ÖMV-eigenen Deponie entsorgt. Bestrebungen, diesen Preßkuchen weiter zu verwenden, blieben bisher erfolglos.

Auch bei der Auflassung einer Fördersonde werden die schon im Hauptkapitel IV.8.1. genannten Rekultivierungsmaßnahmen ausgeführt.

IV.8.3. Deponiewesen

Zur Verbringung von ölkontaminierter Erde nach Rohrbrüchen und sonstigen Havarien sowie zur Lagerung des oben genannten Preßkuchens, weiters der Abfälle aus Bohraktivitäten und von Bauschutt liquidierter alter Anlagen, betreibt die ÖMV 12 Sonderabfalldeponien, die nach dem modernsten Stand der Technik

ausgerüstet sind. Jährlich müssen etwa 100.000 m^3 dieser nicht mehr verwertbaren Rückstände gelagert werden.

Die RAG betreibt insgesamt 3 Sonderabfalldeponien, von denen die beiden in Oberösterreich befindlichen lediglich für ölfreie Bohrspülungen und jene im Betrieb Zistersdorf, Niederösterreich, auch für ölkontaminiertes Material zugelassen sind.

Die Deponien werden mittels Bentonit dichtgemacht. Bentonite sind Tone mit hohem Montmorillonitanteil. Letzterer besitzt starke Quellfähigkeit und eine hohe Ionenaustauschbarkeit. Teilweise können dafür auch aus den Bohraktivitäten stammende und nicht durch Öl verunreinigte Bohrspülungen verwendet werden, vor allem dann, wenn diese gut mit Bentoniten und Tonschlamm vermischt sind. Die Dichtungsschicht der Deponien beträgt im Minimum 0,6 bis 1,5 m.

Diese geotechnische Abdichtung hat sich seit Jahrzehnten bewährt. Zusätzlich, um die Sicherheit zu erhöhen, wurde bei der Neuanlage von Deponieabschnitten die Basisdichtung in Form einer Kombinationsdichtung hergestellt, wobei als oberste Dichtung auf die geotechnischen Schichten miteinander verschweißte Kunststoffolien (nach ÖNORM S 2073) mit einer Mindeststärke von 2 mm verlegt werden. Zum Schutz dieser Dichtfolien werden diese mit Geotextilien abgedeckt und darauf eine zumindest 50 cm starke Flächendränung aus witterungsbeständigem Kies aufgebracht. Das in die Deponie gelangende Regenwasser wird, soweit es nicht durch Öl verunreinigt ist, in bestehende öffentliche Abwasseranlagen eingeleitet oder aber mit Tankwagen zu den Entsorgungssonden (Schlucksonden) oder der zentralen Kläranlage gebracht.

Die ÖMV und die RAG haben in den letzten Jahren versucht, ölverunreinigtes Erdreich durch Zugabe von speziell gezüchteten Bakterien zu entölen. Diese Technik wird in einer Art Kompostverfahren unter Beigabe von Strohschichten in Hügelbeeten mit einer Höhe von 2 m durchgeführt. 96% der Verunreinigungen konnten nach 9 Monaten entfernt werden, der restliche Ölanteil kann dann langfristig noch auf die Hälfte reduziert werden. Das dabei anfallende Material ist z. B. für Begrünungszwecke einsetzbar. Diese Technik könnte bei Verknappung des Deponieraumes eingesetzt werden.

Ein bodentechnologisches Forschungszentrum, in dem diese Technik witterungsunabhängig unter optimalen Bedingungen in Hallen durchgeführt wird, ist derzeit in Neusiedl/Zaya in Errichtung und wurde Ende 1992 in Betrieb genommen.

IV.8.4. Sonstige Emissionen und Schallschutz

In den Feldern der ÖMV werden verschiedene Gasqualitäten gefördert. Gas mit Schwefelwasserstoff (H_2S; 0,2 bis 2,0%) muß entschwefelt werden. Dies geschieht durch eine Aminwäsche, d. h. in der Aminlauge bleibt eine Schwefelverbindung zurück, die dann in eine Claus-Anlage überführt wird, dort in flüssigen, elementaren Schwefel umgewandelt und mittels Tankwagen an die chemische Industrie zur weiteren Verarbeitung verkauft wird. Jährlich werden so um die 8.000 Tonnen Schwefel produziert.

Schädliche Abdämpfe aus verschiedenen Anlagen werden soweit wie möglich abgeleitet und entweder energetisch verwendet (Verbrennung, Wärmetauscher) oder so gereinigt, daß keine stärkeren Geruchsbelästigungen auftreten.

Bei den jeweiligen Anlagen wird auf den Lärm- und Schallschutz besonders geachtet. Kompressoren werden in doppelwandigen Hallen mit unverputzten, schallschluckenden Durisolwänden aufgestellt. Zusätzlich werden Schallboxen über ganze Motoreneinheiten errichtet sowie sämtliche Ansaug- und Auspuffsysteme mit Schalldämpfern versehen. Soweit wie möglich werden, wo es notwendig ist, bei den Kühlern langsam und damit leise laufende Ventilatoren montiert. Bei mobilen Anlagen, wie z. B. Bohranlagen, werden falls erforderlich, Schallschutzwände errichtet. In der Nähe von Siedlungen gelan-

gen bevorzugt Bohranlagen zum Einsatz, die mit dieselelektrischen Motoren ausgestattet sind, da diese besonders lärmarm sind.

Die österreichische Erdölindustrie ist, wie aus obigen Ausführungen ersichtlich ist, sehr bemüht, die Eingriffe in die Umwelt so gering wie möglich zu halten.

Literaturauswahl für den Abschnitt IV.8.:

Anonym 1978; BACHER, R. 1991; BAUMANN, W. & JANCIK, Th. 1989; BAUMGARTNER, A. 1983; BERGER, R. & HUBER, K. 1991; BOHNENSTINGL, J. 1990; FÜRER, G. 1991; GAMPERL, J. & PERNTHANER, P. 1983; GEUTEBRÜCK, E. 1992; GLANTSCHNIG, J. & GRUBER, F. 1986; HALLAMASEK, K. & GSCHIEL, A. 1989; HAMILTON, W. 1989a; HARTGE, K. H. & HORN, R. 1990; HIPPMANN, F. 1984 und 1986; KAES, J. 1984b; KIRSCH, R., STÜMPEL, H. & RABBEL, W. 1991; KUMMERER, W., URBAN, M. & KRAMES, W. 1992; MADERBÖCK, R. 1988; MEISEL, E. 1984, 1986, 1989 und 1991; NÄVEKE, R. & GRAFF, M. 1987; PIRKL, H., ALBERTS, B. & HEINRICH, M. 1986; PLODER, W. 1989; PLODER, W. & POLLAK, K. 1991; POLLAK, K. 1991; SANDAUER, Ch. 1990; SCHÖNFELLINGER, H. W. 1976, 1984 und 1986; SCHÖNHOFER, J. 1988; SCHÖNHOFER, J. & UHRMANN, W. 1985; STANCZAK, H. 1981; STARLINGER, Th. 1991; STAUDIGL, L. 1991; STOCKENHUBER, F. 1988; STRACKE, M. 1991; TLUSTOS, R. 1980; WAGNER, H. G. & ZELLNER, R. 1984; WEBB, C. L. F. 1990; WEISS, H. 1986; WEISS, H. & PINTER, K. 1983; ZESCH, Th. 1984 und 1986.

IV.9. Sicherheitstechnik im Erdöl- und Erdgasbergbau

von Helmut WIDOR

Die Sicherheit der Arbeitnehmer im Erdöl- und Erdgasbergbau wird nach eigenen Gesetzen und Verordnungen geregelt, welche für andere Arbeitsbereiche nicht anwendbar sind.

Erdöl und Erdgas sind nach dem Berggesetz 1975 in der Fassung der Bundesgesetze BGBl. Nr. 124/1978, 520/1982, 399/1988 und 355/1990 als Eigentum des Bundes (Republik Österreich) ausgewiesen. Im Berggesetz 1975 ist auch die Aufsuchung und Gewinnung der bundeseigenen mineralischen Rohstoffe, worunter auch Erdöl und Erdgas fallen, geregelt. Die Anwendung des Berggesetzes umfaßt nur einen Teil der Aufbereitung des Erdöles und des Erdgases, sie endet vor der Verarbeitung in der Raffinerie. In der Raffinerie wird keine bergbauliche, sondern ausschließlich eine gewerbliche Tätigkeit ausgeübt, sodaß in diesem Fall die Gewerbeordnung Anwendung findet.

Über das Berggesetz 1975, welches am 1. Oktober 1975 in Kraft trat, führt der Weg zu jenen Sicherheitsvorschriften, die die Sicherheitstechnik im Erdöl- und Erdgasbergbau Österreichs bestimmen.

Stellen wir uns die Frage, wer oder was ist bei Ausübung der Bergbautätigkeit zu schützen oder zu sichern?

Nicht nur der arbeitende Mensch kann bei seiner Arbeit gefährdet werden, sondern er kann auch andere, die mit ihm tätig sind, oder auch jene, die außerhalb des Bergbaubetriebes leben, gefährden. Durch die österreichische Gesetzgebung wird nicht nur das eigene sondern auch das fremde Leben, das eigene sowie das fremde Eigentum vor Beeinträchtigungen geschützt.

Im Erdöl- und Erdgasbergbau werden mit den nachfolgend angeführten Gesetzen (ehemals Verordnungen) Personen und Sachen geschützt:

1. Die Verordnung über allgemeine Bergpolizeivorschriften für die Betriebe zur Aufsuchung und Gewinnung von Erdöl und Erdgas durch Bohrungen (Erdöl-Bergpolizeiverordnung, EBPV genannt), BGBl. Nr. 278/1937, in der Fassung der Verordnung vom 19. Mai 1944, Verordnungs- und Amtsblatt für den Reichsgau, Nr. 47 und der Verordnung des Bundesministeriums für Handel und Wiederaufbau vom 3. Mai 1961, BGBl. Nr. 125/1961 unter Be-

rücksichtigung der Verordnung vom 19. Mai 1944, Verordnungs- und Amtsblatt für den Reichsgau Wien, Nr. 48.

2. Die Verordnung über die beim Bergbaubetrieb zum Schutz des Lebens und der Gesundheit von Personen und zum Schutz von Sachen durchzuführenden Maßnahmen (Allgemeine Bergpolizeiverordnung, ABPV genannt), BGBl. Nr. 114/1959, in der Fassung der Verordnungen BGBl. Nrn. 185/1969, 22/1972 und 12/1984.

In diesen beiden Verordnungen, die mit dem Berggesetz 1975 in den Gesetzesrang erhoben worden sind, wird eingangs auf die Bergbaubetriebsanlagen hingewiesen und zwar, wie der Bergbauunternehmer durch entsprechende Maßnahmen die Anlagen vor dem Zutritt fremder Personen zu schützen hat. Primär stellt die EBPV die Herstellung von Bohrlöchern in den Vordergrund und legt fest, mit welchen Sicherheitsmaßnahmen dabei vorzugehen ist.

Um an eine Erdöl- oder Erdgaslagerstätte heranzukommen, bedarf es umfangreicher vorbereitender geologischer Arbeiten. Mit Hilfe geophysikalischer Methoden wie Gravimetrie, Magnetik, Refraktions- und Reflexionsseismik (Schuß- und Vibroseismik) wird die Suche nach Kohlenwasserstoffen eingeleitet. Die wichtigste Meßmethode ist heute die Reflexionsseismik, wobei bei der Schußseismik zur Erzeugung seismischer Impulse Sprengungen unterhalb der Verwitterungsschicht ausgelöst werden müssen. Auf die Meßmethode im Einzelnen wird im Hauptkapitel II.2.4. eingegangen.

Bei den Sprengungen müssen Spreng- und Zündmittel in Bohrlöcher eingebracht und zur Explosion geführt werden.

Der Sprengbefugte und die in Ausbildung befindlichen Personen sind allein berechtigt, Sprengstoffe und Zündmittel in das Bohrloch einzubringen und die Sprengungen auszulösen. Beim Antransport derselben muß auf die strikte Trennung der Spreng- und Zündmittel geachtet werden; sie sind bereits in den Lagerräumen getrennt aufzubewahren und unter Verschluß zu halten. Der Transport der Spreng- und Zündmittel bis zum Einsatzort erfolgt unter der Kontrolle des Sprengbefugten.

Während der Ladung der Bohrlöcher hat der Sprengbefugte alle unbeteiligten Personen von der Arbeitsstelle fernzuhalten. Als Ausfluß der Bestimmungen in der Allgemeinen Bergpolizeiverordnung über das Sprengwesen wurden Richtlinien für den Transport von Spreng- und Zündmittel für seismische Arbeiten erarbeitet und von der Bergbehörde genehmigt. Dem Schießtrupp stehen ein Motorfahrzeug zur Verfügung, in dem die Zündmittel und ein Anhänger, auf dem die Sprengmittel transportiert werden.

Während der Sprengarbeiten muß darauf geachtet werden, daß der Motorwagen mindestens 30 m von jenem Bohrloch entfernt ist, das geladen werden soll. Ebenso muß der mit Sprengstoff beladene Anhänger abseits des Motorwagens in einem Abstand von 5 m Aufstellung nehmen.

Da Hochspannungsleitungen für elektrische Zünder eine Zündquelle bilden können, müssen die Transportgarnituren aus dem unmittelbaren Bereich von stromführenden Freileitungen weggestellt werden.

Die Informationen, die die seismischen Messungen erbrachten, müssen in weiterer Folge durch Bohrungen näher untersucht werden. Für die Herstellung der Tiefbohrungen werden je nach Teufenziel fahrbare oder schwere Bohranlagen eingesetzt. Die Bohranlage besteht im wesentlichen aus dem Bohrturm, den Antriebsmaschinen, den Spülpumpen, den Spülungsbecken und der Bohrschmantgrube (siehe auch Hauptkapitel II.3.1.).

Die Auswahl des Bohrpunktes hängt nicht nur von geologisch-lagerstättentechnischen Überlegungen ab, sondern auch von den Sicherheitsabständen, die zu Wohnhäusern und fremden Betriebsanlagen mindestens 100 m, zu Bundes- oder Landesstraßen, zu Bahnlinien, zu Freileitungen und zu schiffbaren Gewässern mindestens 30 m (bzw. die Bohrmasthöhe +15 %), zu

öffentlichen Wegen, zu Brunnenanlagen und nicht schiffbaren Gewässern mindestens 15 m betragen müssen.

Während der Bohrtätigkeit sind auch entsprechende Sicherungsmaßnahmen zum Schutz der Bohrmannschaft zu ergreifen. Die Bohrtürme enthalten mehrere Bühnen, und diese müssen über Stiegen und Leitern leicht erreicht werden können. Zum Schutz gegen Wind und Kälte werden die Arbeitsbühnen verkleidet, und in diesem Fall soll die verschalte Bühne mindestens ein Rettungsfenster aufweisen, das sich nach außen öffnen läßt und von dem aus der Erdboden (sofern er mehr als 10 m entfernt ist) mit Hilfe einer Fluchtrutsche rasch erreicht werden kann.

Für die oberste Turmbühne ist eine spezielle Abseilvorrichtung einzubauen, mit welcher der Turmsteiger bei Gefahr flüchten kann.

Wenn die Antriebsmaschinen in Betrieb gesetzt werden sollen, so muß dies allen am Bohrplatz anwesenden Arbeitnehmern durch Signale gut hörbar zur Kenntnis gebracht werden.

Da die Bohranlagen rund um die Uhr eingesetzt sind, ist auch für eine ausreichende elektrische Beleuchtung sowie auch für eine Notbeleuchtung am Bohrturm zu sorgen. Zur Notbeleuchtung sind zwei tragbare, explosionsgeschützte Handleuchten bereitzuhalten.

Die Gefährlichkeit der Bohrtätigkeit wird durch die Festlegung von explosions- und feuergefährdeten Betriebsbereichen unterstrichen.

Als explosionsgefährdeter Betriebsbereich um eine Bohrung bzw. um ein Bohrloch gilt ein kreisförmiger Raum mit einem Radius von mindestens 15 m, gemessen vom Bohrlochmittelpunkt, und als feuergefährdeter Betriebsbereich gilt ein kreisförmiger Raum mit einem Radius von 30 m.

Innerhalb beider Bereiche ist die Verwendung von Feuer und offenem Licht, das Rauchen sowie die Vornahme von Handlungen, die Brände oder Explosionen auslösen können, verboten. Ebenso müssen alle Personen, die sich in diesen Bereichen aufhalten, einen geeigneten Schutzhelm tragen.

Im 15 m-Bereich dürfen nur ex-geschützt ausgeführte elektrische Anlagen eingesetzt werden. Besonderes Augenmerk innerhalb der explosionsgefährdeten Betriebsbereiche ist den „Feuerarbeiten" zu widmen, worunter man Schweiß-, Schneid-, Löt- und Schleifarbeiten sowie Auftauarbeiten unter Verwendung von Lötlampen und Feuer versteht.

Diese äußerst gefährlichen Arbeiten dürfen nur über gesonderte Anordnung des Betriebsleiters des Erdöl- oder Erdgasbetriebes durchgeführt werden, wenn eine Explosionsgefahr nicht besteht oder diese durch geeignete Maßnahmen verhütet werden kann. Da die Gefahr eines Gasaustrittes bei manchen Arbeiten nicht vollkommen ausgeschlossen werden kann, muß eine Aufsichtsperson ständig anwesend sein und diese ist verpflichtet, die Umgebungsluft mit Hilfe eines Gasspürgerätes während der Durchführung der „Feuerarbeiten" ständig zu kontrollieren. Als zusätzliche Sicherheitsmaßnahme muß am Ort der Feuerarbeiten eine geschulte Brandwache unter Bereitstellung einer ausreichenden Menge geeigneter Feuerlöschmittel anwesend sein.

Werden Gase von mehr als 1 Vol.-% festgestellt, so sind bis zu ihrer Verdrängung oder entsprechenden Verdünnung die Feuerarbeiten einzustellen. Bei Arbeiten am Bohrlochkopf muß das Bohrloch bis 7,5 m Teufe nachweislich gasfrei sein. Die die Feuerarbeiten betreffenden Sicherheitsbestimmungen gelten nicht nur für Bohrungen sondern auch für alle anderen Bergbauanlagen wie z. B. Leitungen oder Behälter, wo Gase mit Luft ein explosionsfähiges Gemisch bilden können. In diesen Anlagen ist von vornherein bekannt, ob sie Gase enthalten. Die Leitungen oder Behälter müssen unter geringem Überdruck stehen, um die austretenden Gase durch Abfackeln unschädlich machen zu können.

Unabhängig von den speziell durchgeführten „Feuerarbeiten" sind auf jeder Bohranlage genügend effiziente Feuer-

löscheinrichtungen bereitzuhalten und die Bohrmannschaft ist in der erweiterten Löschhilfe auszubilden. Die Bohrmannschaft muß zur Erhaltung des entsprechenden Bereitschaftsgrades in monatlichen Übungen für Löschhilfe ausgebildet werden. Da die Stärke einer Löschmannschaft auf Bohranlagen im Ernstfall selten ausreicht, muß die nächstgelegene Ortsfeuerwehr für Hilfeleistungen herangezogen werden.

Liegt der Bohrpunkt weniger als 30 m von einem Wald entfernt, dann muß die ständig bereitzuhaltende Löschwassermenge um 30 m^3 samt einer geeigneten Motorspritze erweitert werden. Darüber hinaus müssen Schaummittellösungen und Schaumerzeugungsgeräte am Bohrplatz bereitgehalten werden.

Das bei einem Lagerstättentest (siehe Hauptkapitel VI.2.2.) über die Testfackel abgeleitete Gas darf auf Bohrplätzen, die unter 30 m zum Wald liegen, nur in Anwesenheit der Ortsfeuerwehr oder gegebenenfalls einer Werksfeuerwehr heiß abgefackelt werden.

Der Sicherung von lösbaren Verbindungen und den Sicherungsmaßnahmen zum Schutz der Bohrarbeiter gegen Absturz ist auf den Bohranlagen besonderes Augenmerk zu schenken. Viele Bohreinrichtungen werden mittels Bolzen, Schellen oder Schäkel verbunden. Hiebei handelt es sich um lösbare Verbindungen, die gegen unbeabsichtigtes Lösen mit Vorsteckern und Sicherheitsketten zu sichern sind.

Auf den Bohrbühnen läßt sich eine Verschmutzung durch Spülung kaum verhindern. Dies führt jedoch häufig zu Ausgleitunfällen, wenn die Bohrbühne nicht mit Gummimatten ausgelegt ist und die Spülungsreste mit Hilfe eines Dampfstrahlgerätes von den Gummimatten beseitigt werden.

Die Arbeiter, die auf der Turmsteigerbühne tätig sind, müssen ständig einen Rettungsgürtel tragen und über ein Seil gegen Absturz gesichert werden. Gegen Fußverletzungen hat der Bohrarbeiter hohes Schuhwerk, mit Stahlkappen und Knöchelschutz versehen, zu tragen; bei besonders starker Verschmutzung trägt er ölfeste Gummikleidung und Gummistiefel, die mit einer gleitsicheren Profilsohle ausgestattet sind. Die Bohrmannschaft wird nicht nur durch ihr eigenes Verhalten sondern auch durch Umstände, die von außen auf sie zukommen, gefährdet. Ein besonderes Gefahrenmoment verursachen Gewitter und Stürme, die die Bohrmannschaft zum Verlassen des Bohrturmes zwingen. Schon bei Überschreiten einer Windgeschwindigkeit von 60 km/h wird die Arbeit auf der Turmsteigerbühne äußerst gefährlich.

Vor Verlassen der Bohranlage ist der Flaschenzugblock im Turm so zu verspannen, daß er durch den Winddruck nicht in Pendelbewegung versetzt werden kann.

Sicherheitstechnisch von Bedeutung ist die Wahl der geeigneten Spülung beim Bohren. Die Menge der Bohrspülung muß gemessen werden können, um ungewöhnliche Spülungsverluste sowie deren Ursachen feststellen zu können und sie durch geeignete Gegenmaßnahmen hintanzuhalten. Gelingt es nicht den Spülungsumlauf aufrechtzuerhalten, so ist das Bohren einzustellen.

Abschließend sei zur Sicherheitstechnik im Erdöl- und Erdgasbergbau bemerkt, daß die Bestimmungen der Erdöl-Bergpolizeiverordnung sich vorwiegend auf die Bohrtätigkeit und weniger auf die nachfolgende Gewinnungstätigkeit beziehen. Und wenn dies der Fall ist, so dienen die Vorschriften weniger der Sicherheit von Personen als vielmehr der Sicherheit der Lagerstätten. Deshalb werden die Bestimmungen in diesem Beitrag nicht erwähnt.

Die sicherheitstechnischen Vorschriften der Erdöl-Bergpolizeiverordnung wurden durch mehrere Erlässe des Oberbergamtes aus den Jahren 1941 und 1944 ergänzt, die wohl nicht dem Verordnungstext zuzurechnen sind, aber doch als anerkannte Regeln heute noch Geltung haben.

Literaturhinweise für den Abschnitt IV.9.:

EISHOLD, E. 1984; Erdöl-Bergpolizeiverordnungen 1937–1984; HAHN, H. 1986; LOIBL, F. 1984; MIHATSCH, A. 1991; RÖLLEKE, F.-J. 1992.

V.
VERARBEITUNG UND PETROCHEMIE

Übersicht:

Der Hauptabschnitt V. gibt eine Vorstellung darüber, was mit den zutage gebrachten KW geschieht und welche technischen Möglichkeiten bestehen, um das Fördergut nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten in verkaufsfähige Produkte zu verwandeln. Dies gilt sowohl für die in Österreich geförderten KW wie für importiertes Rohöl und Naturgas.

Abschnitt V.1.: Die Verarbeitung von Rohöl in der Raffinerie Schwechat wird von R. BAUER, W. FRITSCH, G. RICHTER und J. SCHWENG behandelt. Es wird zunächst auf die weltweite Bedeutung von KW als wesentliche Träger der Energieversorgung eingegangen. Dann werden die verschiedenen technischen Vorgänge geschildert, wobei durch chemisch-physikalische Prozesse die einzelnen Produktgruppen erzeugt werden. Um verkaufs- und normgerechte Derivate zu erhalten, werden diese Produkte noch verschiedenen Veredelungsverfahren unterzogen. Da je nach Herkunft der Rohöle unterschiedliche Mengen an Rückständen anfallen, die in dieser Größenordnung nicht benötigt werden, unterzieht man die Rückstände bestimmten Konversionsverfahren, um leichtere und höherwertige Produkte zu gewinnen.

In den Verarbeitungsbereich gehören aber auch jene Prozesse, durch die Grundstoffe für die Petrochemie sowie die Bitumenerzeugung geliefert werden. Weiters sind noch die Veredelung von Schmierölen und die Weiterverarbeitung anfallender Gasmengen zu nennen.

Ein eigenes Hauptkapitel ist den Verwendungszwecken und den Eigenschaften der Produkte gewidmet. Auch hier wird große Aufmerksamkeit der Qualität und den Anforderungen der Verbraucher geschenkt. In der Raffinerie Schwechat werden etwa 700 verschiedene Produkte erzeugt.

Der Betrieb der Raffinerie erfordert umfangreiche Planungs- und Rationalisierungsmaßnahmen, wobei durch den Einsatz von leistungsfähigen Rechenanlagen sowohl eine Kostensenkung wie auch die schon erwähnte Qualitätsoptimierung erreicht wird. Dazu gehören auch entsprechende Marktanalysen, um den Verbraucherwünschen entsprechen zu können.

Abschnitt V.2.: Die Normung von Mineralölprodukten wird von G. RICHTER behandelt, wobei kurz auf die Wichtigkeit der ÖNORMEN für die Produktqualität eingegangen wird.

Abschnitt V.3.: Der Bedeutung der Petrochemie ist der Aufsatz von W. RIEDER gewidmet. In Österreich ist die ÖMV-Tochter Petrochemie Danubia Ges.m.b.H. mit Betrieben in Wien-Schwechat und Linz auf dem Sektor der Erzeugung von Polyolefinen und Polyethylen marktführend tätig. Die verschiedenen Erzeugungsanlagen werden beschrieben und auch auf die Qualitätssicherung eingegangen. Eine wesentliche Bedeutung gewinnt die Forschung nach neuen Produktvarianten, die zum einen der umweltgerechten Verbesserung und zum anderen einer noch breiteren Verwendungspalette dienen. Die gewissenhafte Überprüfung der Produkte nach ihren chemisch-physikalischen Eigenschaften und damit ihren Einsatzmöglichkeiten, bildet einen weiteren Schwerpunkt.

Es wird auch kurz auf die von der ÖMV AG erworbene Raffinerie Burghausen in Bayern eingegangen, in der u. a. Polypropylen und Polyolefine erzeugt werden. Mit dem Erwerb dieser Raffinerie hat die ÖMV AG ein wichtiges Standbein in der EG gewonnen.

Abschnitt V.4.: Einen Abriß des Umweltschutzes im Verarbeitungsbereich gibt P. VÖRÖS, wobei die Maßnahmen genannt werden, die der Reinhaltung der Luft und der Gewässer sowie dem Schutz des Bodens und des Grundwassers dienen. Ebenso wird auf den Lärmschutz und die allgemeine Verantwortung der Mineralölindustrie für die Umwelt eingegangen.

V.1. Verarbeitung

von Reinhard BAUER, Walter FRITSCH, Gerhard RICHTER und Josef SCHWENG

V.1.1. Rohöl, ein Weltenergierohstoff

In den Anfangsjahren der Erdölindustrie wurde Rohöl praktisch ausschließlich zur Erzeugung von Leuchtöl (Petroleum) verwendet, die übrigen Fraktionen galten als Abfall und wurden nicht weiter genützt. Bedingt durch die Erschließung immer neuer Lagerstätten und durch seine preisliche Attraktivität gewann Rohöl zunehmend Bedeutung als Primärenergieträger und wurde schließlich zum Grundstoff für eine Vielzahl chemischer Veredelungen.

In den späten 70er Jahren unseres Jahrhunderts erreichte Erdöl weltweit seinen Kulminationspunkt als der wesentliche Träger der Energieversorgung. Seither zeigt sich zwar eine fallende Tendenz im relativen Vergleich der Primärenergieträger untereinander, jedoch eine im allgemeinen gleichbleibende Tendenz vom absoluten Beitrag her gesehen.

Diese weltweite Entwicklung kam auch in Österreich zum Ausdruck (Abb. 199).

In der Gesamtversorgung mit Energieträgern werden heute mehr als 60% durch gasförmige und flüssige Kohlenwasserstoffe abgedeckt, der Beitrag von Kohle und Wasserkraft liegt bei etwa 15%.

Rohölsorten und Rohölqualität

Rohöl ist eine schwarzbraune bis gelbliche Flüssigkeit, die etwa wie Benzin riecht. Chemisch gesehen ist Rohöl kein einheitlicher Stoff, sondern ein komplexes Gemisch von Kohlenwasserstoffen verschiedenster Siedelage mit Schwefel-, Stickstoff- und Sauerstoffverbindungen als Begleitstoffen und sonstigen Verunreinigungen in Spuren. Dies hat einen tiefgreifenden Einfluß auf die zur Rohölverarbeitung angewendeten Verfahren. Es gibt eine Vielzahl von Rohölsorten (Rohölqualitäten), abhängig vom Fundort (Provenienz) und Lagerstättenhorizont, die sich in Art und Konzentration der einzelnen Kohlenwasserstoffe und der Beimengungen unterscheiden.

Die Kohlenwasserstoffe sind dabei charakterisierbar nach

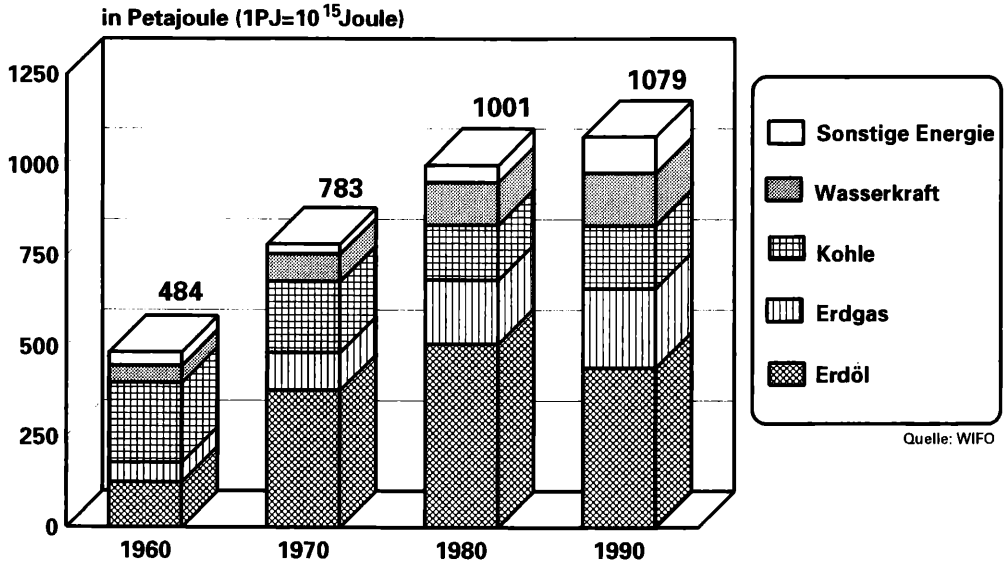


Abb. 199: Energieverbrauch in Österreich nach Primärenergieträgern (siehe auch Abschnitt VII.2.)

Tabelle 31: Eigenschaften einiger typischer Rohöle aus der Verarbeitung der Raffinerie Schwechat

Rohölsorte	Provenienz	Dichte/ 15° C g/cm³	Stock-punkt °C	Viskosi-tät/10° C cSt	Schwefel gesamt % Masse	Normal-paraffine	Bitumen-fähigkeit
ÖMV-A[1])	Österr.	0,917	–50	175	0,2	keine	ja
ÖMV-P[2])	Österr.	0,876	+15		0,2	viel	nein
SEB	GUS	0,857	–15	26	1,5	mittel	nein[3])
Sahara Blend	Algerien	0,804	–40	4	0,3	mittel	nein
Brega	Libyen	0,827	+ 2	9	0,4	viel	nein
Es Sider	Libyen	0,842	+ 4	16	0,4	viel	nein
Arab. Heavy	Saudi Arab.	0,887	–30	65	2,7	mittel	ja
Brent	GB	0,834	0	7	0,3	mittel	nein
Iran. Heavy	Iran	0,870	–15	29	1,7	mittel	ja
Kirkuk	Irak	0,846	–20	13	1,9	mittel	ja

[1]) ÖMV-A = Österreichisches Rohöl, Matzener Rohöl
[2]) ÖMV-P = Österreichisches Rohöl, paraffinreiches Rohöl
[3]) gemäß ÖMV-Norm

- dem Kohlenstoff/Wasserstoff-Verhältnis und
- der räumlichen Anordnung der aneinander gebundenen Kohlenstoffe
  - ○ in mit Wasserstoff gesättigte, gerade oder verzweigte Molekülketten (Paraffine bzw. Alkane),
  - ○ gesättigte Ringe (Cycloparaffine bzw. Naphthene) und
  - ○ ungesättigte Ringe (Aromaten).

Die Begleitstoffe sind für die Verarbeitung und Verwendung eher störend; sie werden deshalb im Zuge der Weiterverarbeitung durch verschiedene Veredelungsprozesse weitgehend entfernt. In Tab. 31 sind die Eigenschaften von einigen typischen Rohölen aus der Verarbeitung der Raffinerie Schwechat angeführt.

Charakteristisch für die einzelnen Rohölsorten ist, welche Teilmengen eines Roh-

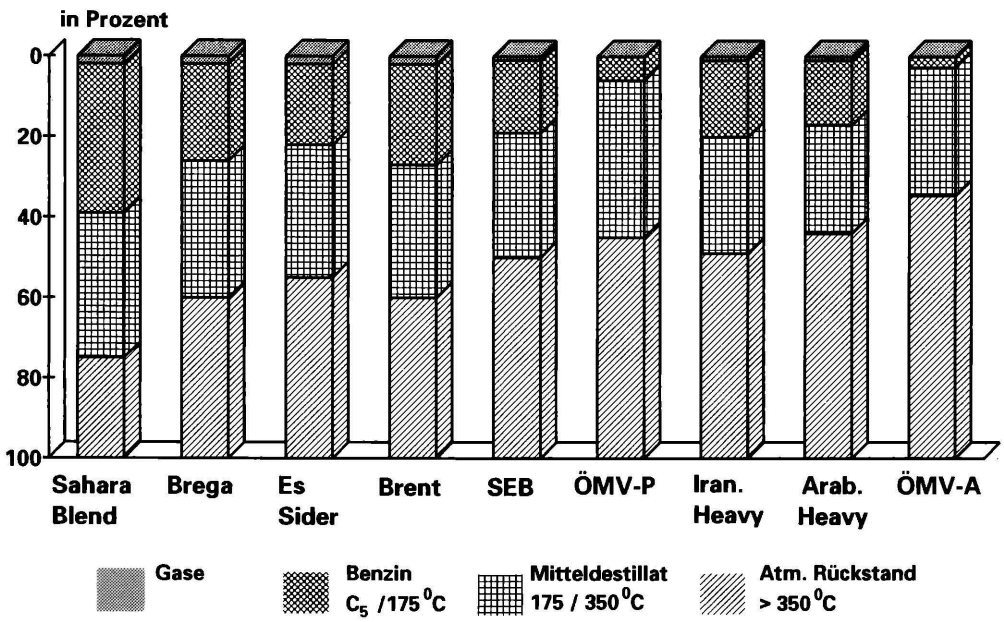


Abb. 200: Verteilung der Primärprodukte in Rohölen verschiedener Provenienz

öls bei Erwärmung auf bestimmte Temperaturen unter Normaldruck verdampfen. Dementsprechend unterscheidet man als Rohölkfraktionen:

Tabelle 32

Fraktion	verdampft im Temperaturbereich
Gase (C_1–C_4)	–
Benzin	bis 200° C
Kerosin	175–250° C
Gasöl	230–350° C
Rückstand	über 350° C (teilweise)

Der Anteil dieser Fraktionen innerhalb der verfügbaren Rohöltypenvielfalt variiert deutlich (Abb. 200).

Rohöle mit hohem Benzin- und Gasölgehalt sind dabei im allgemeinen teurer als jene mit hohen Rückstandsanteil.

Um vorgegebene Marktanforderungen zu erfüllen, kann nun entweder eine Rohölpalette mit geeigneter Ausbeuteverteilung an Primärfraktionen eingekauft oder mit verfahrenstechnischen Mitteln hochsiedende Rückstandsfraktionen durch Molekülspaltung (Cracken) in niedrigsiedende Benzin- und Gasölkomponenten übergeführt werden.

In der Praxis ist aus wirtschaftlichen Gründen und wirtschaftspolitischen Gesichtspunkten eine geeignete Kombination dieser beiden Methoden am ehesten zielführend.

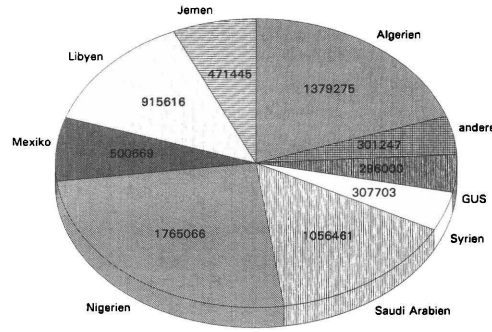


Abb. 201: Rohölimporte 1992 nach Österreich in Tonnen

In der Raffinerie Schwechat werden ca. 30 verschiedene Rohölsorten verarbeitet, deren Herkunft sich über mehrere Kontinente verteilt (Abb. 201).

Der Anteil es importierten Rohöls an der Verarbeitung beträgt dabei zur Zeit rd. 85%, die restlichen 15% kommen aus der heimischen Förderung (siehe Kapitel IV.7.1 und VII.2.3.).

Der Antransport des importierten Rohöls erfolgt über die Adria–Wien-Pipeline (AWP) direkt in die Raffinerie Schwechat (siehe Kapitel II.4.6.).

Das heimische Rohöl aus den Zentren der Lagerstätten in Niederösterreich gelangt ebenfalls über eine Pipeline zur Verarbeitung.

V.1.2. Rohölverarbeitung – die Raffinerie

Mit dem Eintreffen des Rohöles in der Raffinerie (Tanker, Pipeline) beginnt der komplexe Ablauf der Erdölverarbeitung.

Der Einsatzstoff, das Rohöl, muß durch verschiedene physikalische und chemische Verfahren (Prozesse) zerlegt und umgewandelt werden, bis schließlich die für den Verkauf geeigneten Fertigprodukte hergestellt sind.

Die Reihenfolge der einzelnen Verfahrensschritte in der Rohölverarbeitung, wie Destillation, Veredelung und Mischung, wird an Hand des Fließbildes der Raffinerie Schwechat erläutert (Abb. 202).

Rohöle werden in einer ersten Verarbeitungsstufe durch Fraktionierung (Rohöldestillation, siehe Seite 495) in Primärprodukte getrennt. Die Trennung erfolgt nach Siedebereichen in die Fraktionen Gas, Flüssiggas, Benzin, Kerosin (= Petroleum), Gasöl, Spindelöl und atmosphärischen Rückstand. Dieser Rückstand wird nachfolgend in einer Vakuumdestillation nochmals in Vakuumdestillat und Vakuumrückstand aufgetrennt.

Diese Primärprodukte werden in einem zweiten Verarbeitungsschritt einer Veredelung unterworfen.

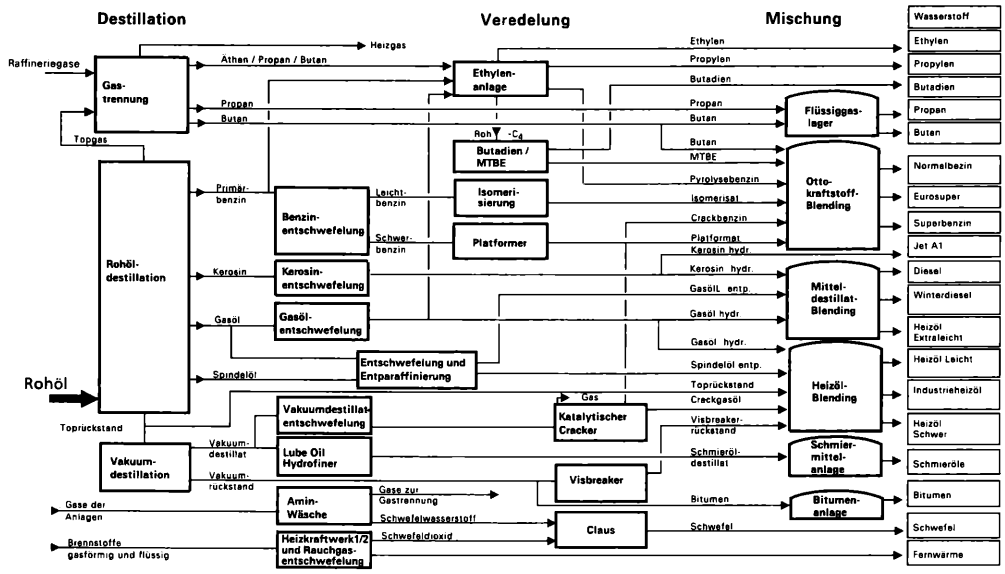


Abb. 202: Fließschema der Raffinerie Schwechat

Zuerst werden nahezu alle Destillate einer katalytischen Druck-Entschwefelung mit Wasserstoff zugeführt, wobei der chemisch gebundene Schwefel herausgespalten, als Schwefelwasserstoff abgetrennt und in der Claus-Anlage zu elementaren Schwefel aufgearbeitet wird.

Das Primärbenzin wird durch Reformieren und Isomerisieren in seiner Klopffestigkeit verbessert. Aus Gasöl und Spindelöl werden durch eine katalytische Entparaffinierung Produkte mit besserem Kälteverhalten hergestellt.

Das Vakuumdestillat wird in einer Crackanlage unter Mitwirkung eines Katalysators in leichtere Fraktionen gespalten, wobei Gase, Benzin, Gasöl und andere Komponenten entstehen. Ein anderer Teil wird für die Schmierölherstellung eingesetzt.

Der Vakuumrückstand, welcher als einziges Primärprodukt nicht direkt entschwefelt werden kann, wird als Heizölkomponente, als Raffinerie-Brennstoff oder bei Eignung zur Herstellung von Straßenbitumen verwendet.

Die in den verschiedenen Anlagen anfallenden Gase werden zu Chemierohstoffen und Flüssiggasen aufgearbeitet und der Rest als Raffinerie-Brennstoff eingesetzt.

Durch Angliederung von Verfahrensstufen zur Produktion von Petrochemie-Grundstoffen entsteht ein enger Verbund aus Erdölraffinerie und Petrochemiewerk.

Das zentrale Bindeglied ist die Ethylenanlage (Steamcracker) zur Herstellung der monomeren Olefine, Ethylen und Propylen sowie Folgeanlagen zur Aufarbeitung des C_4-Schnittes (Butadien, MTBE = **M**ethyl-**T**ertiär-**B**utyl-**E**ther).

Den dritten Verarbeitungsschritt bilden die Mischanlagen. Hierbei werden die Fertigprodukte der Raffinerieauslieferung durch Aufmischung von Komponenten der Veredelungsanlagen auf die vom Kunden gewünschte und vom Gesetzgeber vorgeschriebene Qualität gebracht.

V.1.2.1. Rohöldestillation

In der ersten Verarbeitungsstufe wird das Rohöl in der Rohöldestillationsanlage durch fraktionierende Destillation (Kondensation) in Fraktionen mit unterschiedlichem Siedebereich zerlegt.

Vom chemischen Standpunkt ist Rohöl ein Gemisch von Kohlenwasserstoffen; diese Substanzen unterscheiden sich in den Siedepunkten, was die Vorausset-

zung für deren destillative Auftrennung darstellt.

Das Rohöl wird in einer Entsalzungsstufe von mitgeführten Salzen befreit (Korrosion), in einem Röhrenofen auf etwa 350° C erhitzt und zum Teil verdampft. Das entstandene Gemisch aus Flüssigkeit und Dämpfen wird in der Fraktionierkolonne getrennt, wobei die Flüssigkeit zum unteren Ende, dem „Sumpf", hinabströmt, die Dampfanteile in der Kolonne emporsteigen und durch kalte Rückflüsse schrittweise kondensiert werden (Abb. 203).

Diese Vorgänge vollziehen sich auf durchlässigen Einbauten, den Kolonnenböden, die in einem Abstand von einem halben bis einem Meter in der Kolonne eingezogen sind (Abb. 204).

Die Böden gewährleisten mit den Trennelementen, den Ventilen oder Glocken, eine innige Durchmischung der aufsteigenden heißen Dämpfe mit der etwas kühleren Flüssigkeit des Bodens. Dabei werden die schwerersiedenden Anteile des Dampfes kondensiert. Die freiwerdende Kondensationswärme verdampft nun ihrerseits aus der Flüssigkeit eine äquivalente Menge leichtersiedender Anteile der Flüssigkeit. Die aufsteigenden Dämpfe werden schrittweise von Boden zu Boden in ihrer Zusammensetzung und Temperatur geändert. Die vom Boden abfließende Flüssigkeit nimmt nun ihrerseits aus dem Dampf die jeweils schwerersiedenden Bestandteile heraus. An bestimmten Höhen der Kolonne, den Abzugsböden, wird ein Teil der Flüssigkeit entnommen. Es sind dies die Seitenfraktionen, geordnet nach steigendem Siedebeginn: Petroleum (Kerosin) – Gasöl – Spindelöl.

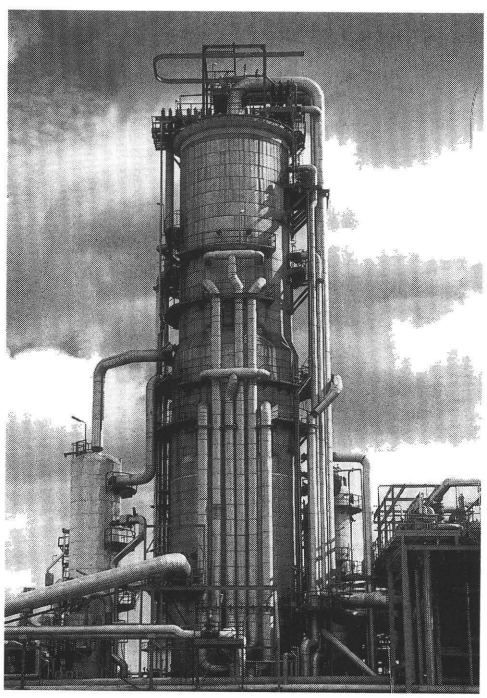


Abb. 203: Fraktionierkolonne der Rohöldestillationsanlage 4 in Schwechat

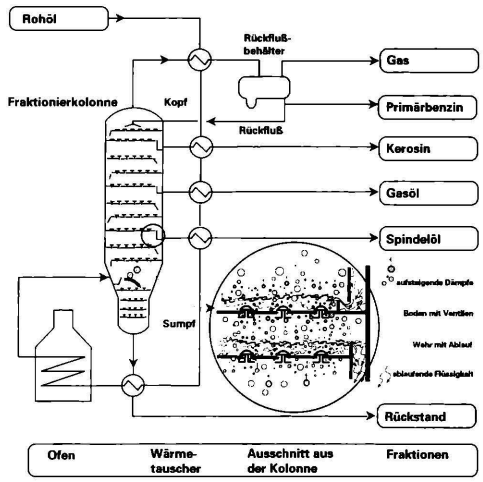


Abb. 204: Prinzipschema einer Rohöldestillation

Die gewonnenen Produktströme stellen immer noch Kohlenwasserstoffgemische dar.

Die am Kopf der Kolonne austretenden Dämpfe werden zuerst mit Rohöl in Wärmetauschern, dann durch Luft- bzw. Wasserkühler kondensiert und liefern, neben geringen Mengen Gas, flüssiggashaltiges Primärbenzin. Nach Abtrennen des Flüssiggasanteiles in einer Stabilisierkolonne erhält man das stabilisierte Primärbenzin.

Der bei der Ofenaustrittstemperatur von 350° C nicht verdampfbare Anteil, der Topprückstand, wird aus der Kolonne über den Sumpf abgezogen. Im Schnitt fallen bei der Destillation unter atmosphärischen Be-

dingungen (in der Kolonne herrscht etwa ein Druck von 0,5–1,0 bar über dem Umgebungsluftdruck) ca. 30–60 Gewichtsprozent des Rohöls als Toprückstand an (Abb. 200).

Eine Steigerung der Temperatur im Destillationsofen auf über 400° C führt zu einer beginnenden, unerwünschten Zersetzung (thermisches Cracken = Spalten) des Einsatzmaterials in Gase und Koks.

Durch Absenken des Druckes, also im Vakuum, können die Siedepunkte erniedrigt werden (um ca. 150° C). Deshalb wird der Toprückstand in einem 2. Destillationsschritt, der Vakuumdestillation, bei etwa 40 Millibar (d. i. der 25. Teil des Umgebungsluftdrucks) unzersetzt in Vakuumdestillate und Vakuumrückstand aufgetrennt. Die Vakuumdestillate gehen als Maschinen- und Zylinderöle in die Schmiermittelherstellung oder dienen als Einsatzmaterial für Crackanlagen. Der Vakuumrückstand wird je nach Eignung der Rohölsorte zur Bitumenherstellung oder als Heizölkomponente verwendet (siehe Tab. 31).

V.1.2.2. Veredelungsverfahren

Die Primärprodukte der Rohöldestillation (Destillate) sind in der vorliegenden Form nicht verkaufsfähig (siehe Kapitel V.1.3.). Sie müssen zur Verbesserung ihrer Qualität noch weiteren Verarbeitungsschritten unterzogen werden.

Katalytische Druckentschwefelung

Schwefel ist im Rohöl wie auch in den Rohölfraktionen als Begleitstoff in Form von organischen Schwefelverbindungen enthalten. Wenn diese Produkte im Motor, in Heizanlagen und Kraftwerken verbrennen, entstehen aus den Schwefelverbindungen Schwefeldioxid (SO_2) und Folgeprodukte, welche korrosiv und umweltschädlich („saurer Regen") sind; um dies zu vermeiden, werden die Schwefelverbindungen durch hydrierende Entschwefelungsverfahren entfernt. Dies liefert die Grundlage für die Herstellung umweltfreundlicher Produkte (geruchsfrei, gut lagerfähig, niedriger Schwefelgehalt). Auch ausreichend entschwefelte Destillate als Einsätze (z. B. Reformer).

Die Destillate (Primärbenzin, Kerosin, Gasöl, Spindelöl, Vakuumdestillat) werden in einzelnen Anlagen bei 40–70 bar Druck und 320–420° C an einem Katalysator (Cobalt – Molybdän auf Tonerdeträger) mit einer ausreichenden Menge Wasserstoff behandelt. Dabei werden die im Molekül enthaltenen Schwefelatome herausgespalten und zu Schwefelwasserstoff hydriert, während die Molekülreste mit Wasserstoff abgesättigt werden.

Anschließend wird der Schwefelwasserstoff gemeinsam mit einer kleinen Menge gasförmiger Spaltprodukte durch Strippen (Austreiben mit Wasserdampf bei erhöhten Temperaturen) aus den Destillaten entfernt. Aus den Strippergasen der Entschwefelungsanlagen und den Gasen der Crackanlagen wird der Schwefelwasserstoff durch Aminwäsche herausgelöst und in einer Regenerationsstufe in konzentrierter Form wieder freigesetzt.

Der so gewonnene gasförmige Schwefelwasserstoff wird mit Luft in einer Claus-Anlage zu geschmolzenem Elementarschwefel umgewandelt. Durch die umfangreiche Entschwefelung der Primärprodukte sind die Raffinerien zu bedeutenden Schwefellieferanten für die chemische Industrie (Schwefelsäure, Düngemittel etc.) geworden.

Der erreichbare Entschwefelungsgrad der Primärdestillate ist im wesentlichen vom Schwefelgehalt des Rohöls und von den ausgewählten Verfahrensbedingungen (Reaktionstemperaturen, Wasserstoffdruck) bestimmt. Der verbleibende Schwefelgehalt kann auf unter 1 ppm Schwefelanteil (d. i. 1 g in 1000 kg) bei Entschwefelung von Primärbenzin und bis auf 0,1% Schwefelanteil (d. i. 1 kg in 1000 kg) bei Vakuumdestillaten abgesenkt werden, wobei die Kosten bei scharfer Entschwefelung drastisch ansteigen. Bei Rückständen stößt die hydrierende Entschwefelung auf Schwierigkeiten (Deaktivierung des Katalysators durch Verunreinigungen und starke Koksbildung). Heizstoffe mit hohem Anteil an Rückständen (z. B. Heizöl Schwer) werden daher

vorrangig in Kraftwerksanlagen mit Rauchgasentschwefelung eingesetzt.

Der Energiebedarf der Raffinerie von etwa 600 t Dampf pro Stunde und rund 70 MW elektrischer Energie wird vor allem durch die Verfeuerung von schweren, bitumenähnlichen Rückständen mit einem Schwefelgehalt von 3–6% in zwei werkseigenen Kraftwerken gedeckt.

Zur Reinigung der Kraftwerksabgase, aber auch der Rauchgase der Prozeßöfen von Anlagen, wird eine Rauchgasentschwefelung nach dem Regenerativ-Verfahren (Wellman-Lord) angewandt.

Das SO_2 aus dem Rauchgasstrom wird durch ein geeignetes Lösungsmittel (z. B. Natriumsulfit) in einem Waschturm (Absorber) abgetrennt und über eine Regenerierstufe rein gewonnen. Das SO_2-Reichgas (= stark angereichertes Gas) wird in der Claus-Anlage durch Reaktion mit Schwefelwasserstoff in elementaren Schwefel umgewandelt. Die Raffinerie Schwechat ist die derzeit einzige Raffinerie Europas mit einer Rauchgasentschwefelungsanlage.

V.1.2.3. Anlagen zur Benzinveredelung

Das bei der Destillation des Rohöls anfallende Primärbenzin ist für die direkte Verwendung als Fahrbenzin nicht geeignet. Es hat eine Oktanzahl von 50–60 ROZ (ROZ = Research Oktanzahl; Maß für die Klopffestigkeit des Benzins). Zur Anhebung der Oktanzahl wird das Primärbenzin durch zwei katalytische Umwandlungsprozesse, das Isomerisieren und das Reformieren, zu hochwertigen Benzinmischkomponenten veredelt.

Zum Schutz der in diesen Verfahren eingesetzten teuren Edelmetallkatalysatoren (Platin u. a.) wird das Primärbenzin restlos von störenden Schwefel- und Stickstoff-Verunreinigungen befreit. Dies geschieht durch katalytische Behandlung mit Wasserstoff bei ca. 320° C und 40 bar Druck, wobei die Schwefelverbindungen in Schwefelwasserstoff, die Stickstoffverbindungen in Ammoniak umgewandelt und anschließend entfernt werden. Nachfolgend wird das entschwefelte Primärbenzin in eine Leichtbenzinfraktion, welche nur durch Isomerisierung veredelt werden kann, und in eine Schwerbenzinfraktion getrennt.

Leichtbenzinisomerisierung

Durch Isomerisierung werden die niedrigoktanigen C_5- und C_6-Normalparaffine des Leichtbenzins in hochoktanige, verzweigte Isoparaffine umgewandelt.

Mit diesem Verfahren wird die Oktanzahl des Leichtbenzins von 67 auf 79 angehoben.

Katalytisches Reformieren

Katalytisches Reformieren, auch Platformieren genannt, ist eines der wichtigsten Verfahren zur Herstellung von hochoktanigen Benzinkomponenten. Der Einsatz in den Reformer ist entschwefeltes Schwerbenzin mit einer Oktanzahl von 40–60. Ein Fahrbenzin dieser Qualität ist ungeeignet, weil es im Motor eine Frühzündung (Klopfen) verursachen würde. Die schlechten Kraftstoffeigenschaften werden durch kettenförmige, unverzweigte Molekülstrukturen (Normalparaffine) sowie ringförmige, wasserstoffreiche Cycloparaffine hervorgerufen. Durch die Reformerprozesse werden diese Moleküle weitgehend umgewandelt. Die Umwandlung erfolgt bei erhöhten Drücken und Temperaturen in mehrstufigen Reaktoren, die einen platinhältigen Katalysator enthalten. Als Ergebnis entstehen aus den linearen Ketten verzweigte (Isomere) und ringförmige Moleküle. Die im Einsatz vorhandenen und im Reformer neu gebildeten Cycloparaffine reagieren zu Aromaten, welche eine wesentlich höhere Oktanzahl als die Ausgangsstoffe aufweisen. Neben dem hochoktanigen Reformat (ROZ 98–101), fällt als Nebenprodukt Wasserstoff an, der für die Entschwefelungsanlagen der Raffinerie benötigt wird. Ein Teil des Wasserstoffgases wird gereinigt und als Reinstwasserstoff abgegeben.

V.1.2.4. Konversionsverfahren

Die aus dem Rohöl durch Destillation zu gewinnende Menge an Benzin und Gasöl reicht nicht aus, um den Bedarf des Mark-

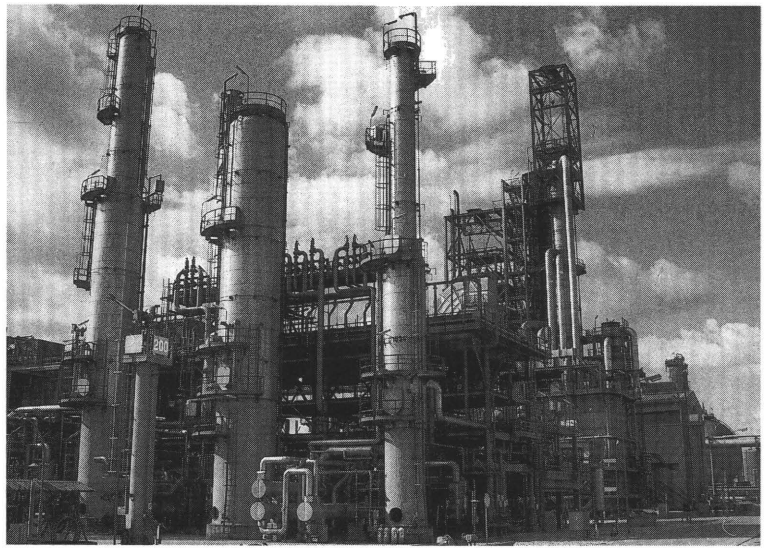


Abb. 205: Platformer 3-Anlage

tes an Kraftstoffen und leichten Heizstoffen zu decken. Dagegen fallen bei der Rohölverarbeitung zwangsläufig schwere Fraktionen (Rückstand) in größeren Mengen als benötigt an. Um aus den schweren Fraktionen leichte Produkte zu erzeugen, unterwirft man sie einer chemischen Umwandlung, dem Cracken (engl. to crack = spalten, zerbrechen). Diese Umwandlung erfolgt durch Anwendung hoher Temperatur (thermisches Cracken) und unter Mitwirkung eines Katalysators (katalytisches Cracken).

Katalytisches Cracken

Unter den verschiedenen Crackverfahren wird das FCC-Verfahren (FCC = Fluid Catalytic Cracking), ein katalytisches Cracken im Fließbett, weltweit am häufigsten angewendet.

Vakuumdestillate werden mit ca. 750° C heißem Katalysatorpulver, einem künstlich hergestellten Tonerdematerial oder Zeolith, in Kontakt gebracht; dabei cracken die langkettigen Moleküle des Einsatzes in kleinere Bruchstücke vom Benzin- und Gasöltyp. Die durch eine Vielzahl weiterer chemischer Umwandlungen entstehenden gasförmigen Reaktionsprodukte werden vom Katalysator abgetrennt und in einer Fraktionierkolonne, wie bei der Rohöldestillation, in Fraktionen aufdestilliert. Es

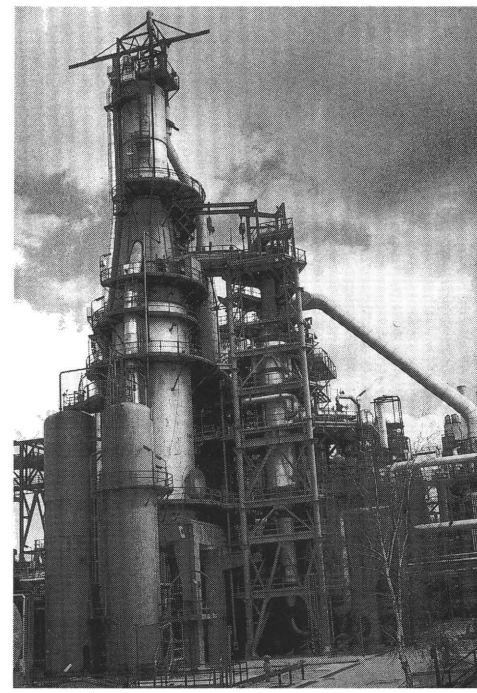


Abb. 206: FCC-Anlage

entstehen Crackgase, die nennenswerte Mengen Propylen und Butylene enthalten, sowie hochoktaniges Crackbenzin, Crackgasöl und Heizölkomponenten. Moderne Anlagen konvertieren über 85% des FCC-Einsatzes in wertvollere, leichte Produkte, wobei der Benzinanteil etwa 50% erreicht. Das FCC-Verfahren ist daher jene zentrale Konversionsanlage, die es in der Raffinerie gestattet, bei gleicher Rohölverarbeitung, durch Umwandlung von Heizölkomponenten den steigenden Mengenbedarf an Kraftstoffen zu decken.

Katalytische Entschwefelung und Entparaffinierung

Gasöle und Spindelöle von paraffinischen Rohölen enthalten hohe Anteile an langkettigen, wachsartigen Kohlenwasserstoffen. Diese Destillate scheiden bei Umgebungstemperatur Feststoffe (Paraffinkristalle) aus, welche Filter und Düsen von Dieselmotoren und Heizanlagen verstopfen können. Bei tieferen Temperaturen kann die gesamte Flüssigkeit einstokken, sodaß ein Verpumpen nicht mehr möglich ist.

Durch ein katalytisches Crack-Verfahren (Hydrocracken) wird mit Hilfe von Wasserstoff das störende Paraffin an einem Molsiebkatalysator selektiv in kleinere Bruchstücke gespalten. Die entparaffinierten Komponenten sind nun auch bei tiefen Temperaturen noch fließfähig (gutes Kälteverhalten) und werden zur Aufstellung von Spezial Winterdiesel und Heizöl Leicht eingesetzt.

Visbreakeranlage

Das Visbreaker-Verfahren benützt eine milde Form des thermischen Crackens mit dem Ziel, die Viskosität (Zähflüssigkeit) von Rückständen zu verringern. Durch teilweises Cracken des Vakuumrückstandes bei 450° C werden im begrenzten Maße leichte Anteile erzeugt, die bei der nachfolgenden Destillation als Gas und Benzin abgetrennt werden. Der verbleibende Visbreakerrückstand ist weniger viskos und ist Hauptkomponente für Heizöl Schwer.

V.1.2.5. Erzeugung petrochemischer Grundstoffe

Die Grundstoffe für die petrochemische Industrie, wie Ethylen, Propylen und Butadien werden heute nahezu ausschließlich durch thermisches Cracken von Erdölfraktionen hergestellt.

Ethylenerzeugung

In der Ethylenanlage wird eine breite Palette von Einsatzstoffen, wie Äthan, Propan, Butan, Primärbenzin und Gasöl, jeweils nach wirtschaftlicher Verfügbarkeit unter Zumischen von Verdünnungsdampf (Steamcracken) in kleinere Moleküle gespalten.

Dies erfolgt durch kurzzeitiges Erhitzen des Einsatzes in Spaltöfen auf etwa 850° C.

Das entstehende Spaltgasgemisch, das neben den gewünschten Komponenten Ethylen und Propylen noch einen C_4-Schnitt, eine hochoktanige Benzinfraktion und eine Pyrolyseölfraktion (Heizölkomponente) enthält, wird rasch abgekühlt, um eine weitergehende Zersetzung bzw. Polymerisation der Reaktionsprodukte zu vermeiden. Anschließend werden Heizöl- und Benzinkomponenten abgetrennt.

Die Gase werden komprimiert, von Schwefelwasserstoff gereinigt, getrocknet und unerwünschte Nebenprodukte (Acetylene) werden durch Selektivhydrierungen an Edelmetallkatalysatoren entfernt.

Die Auftrennung in die einzelnen Gaskomponenten erfolgt durch Tieftemperaturdestillation.

In der Anlage werden Temperaturen bis −150° C in der „Cold-Box“ (Kälteanlage) erzeugt, um die Trennung in Wasserstoff, Methan, Ethylen, Ethan, Propylen, Propan, Roh C_4 (Butenschnitt) von hoher Reinheit zu ermöglichen. Die Reinheit von Ethylen und Propylen beträgt ca. 99,9%.

Ethylen und Propylen werden in der PCD Polymere, einer 100% Tochtergesellschaft der ÖMV Gruppe, zu vorwiegend Polyethylen- und Polypropylengranulat weiterverarbeitet (siehe Kapitel V.3.).

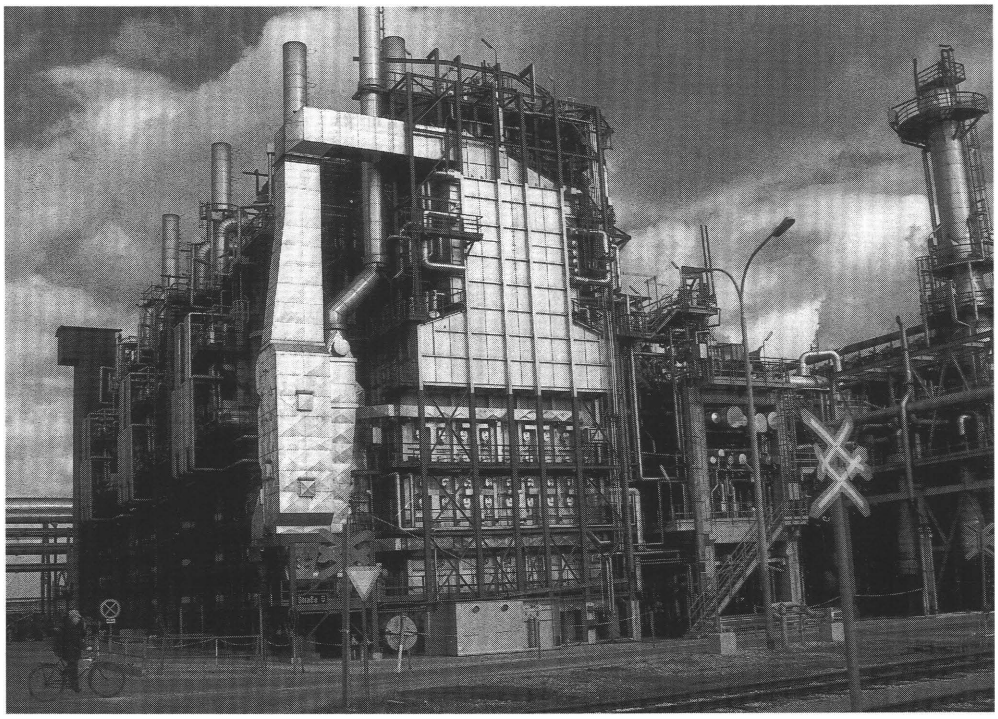


Abb. 207: Spaltöfen der Ethylenanlage

Butadien- und MTBE-Anlage

Der Roh-C_4-Schnitt der Ethylenanlage enthält als Hauptkomponente Butadien. Durch einen Extraktionsprozeß wird hochreines Butadien gewonnen, das in der chemischen Industrie zur Herstellung von synthetischem Kautschuk und für Kunststoffe verwendet wird.

Ein Teil der verbleibenden Butene und eine weitere C_4-Komponente aus dem FCC-Gas wird mit Methanol katalytisch zu MTBE umgesetzt. MTBE ist wegen seiner guten Klopfeigenschaften (ROZ ca. 120) eine Edelkomponente für die Herstellung bleifreier Fahrbenzine (siehe Seite 504).

V.1.2.6. Gastrennanlage

Die in der Raffinerie anfallenden Gasströme (Topgas, Strippergas, Crackgase der FCC, Fackelgas) werden in Aminwäschen von Schwefelwasserstoff befreit, komprimiert und in Trennanlagen destillativ aufgearbeitet. Die Fraktionierung erfolgt in mehreren hintereinandergeschalteten Druckkolonnen mit dem Ziel, die Verkaufsprodukte Propan, Butan und Propylen zu gewinnen. Erstere werden als Flüssiggas vertrieben (siehe Seite 503); Propylen wird polymerisiert oder als Chemierohstoff verwendet. Überschüssige Gasmengen werden in der Raffinerie als Einsatz der Ethylenanlage zugeführt bzw. als Heizstoff für Prozeßöfen und Kesselanlagen verwertet.

V.1.2.7. Schmierölveredelung

Die Herstellung von Grundölen erfolgt aus ausgewählten Rohölrückständen. Durch Vakuumdestillation werden Spindelöl-, Maschinenöl- und Zylinderöldestillate mit eng begrenzten Viskositätsbereichen hergestellt. In weiteren Raffinationsschritten, wie Solventextraktion (Aromatenentfernung), Entparaffinierung mit Lösungsmitteln (Paraffinentfernung) und hydrierende Nachbehandlung (z. B. Hydrierung), werden die Eigenschaften der Grundöle verbessert.

Alternativ dazu können durch einen speziellen Hydrierprozeß (Hydrocracken) Schmieröldestillate durch Behandlung mit Wasserstoff an geeigneten Kartalysatoren in edlere Schmierölkomponenten umgewandelt werden.

Die hochwertigen Schmieröle werden durch Mischung geeigneter Grundöle mit Zusatzstoffen, den sogenannten Additiven, erzeugt.

Additive sollen bestimmte Eigenschaften der Schmieröle verbessern oder überhaupt dem Öl neue Eigenschaften geben. Dazu zählen Zusatzstoffe zur Verbesserung der Viskositäts-/Temperatureigenschaften, Verschleißminderer u. a. m. (siehe Seite 507).

V.1.2.8. Bitumenerzeugung

Ausgangsmaterial für alle Bitumensorten sind Vakuumrückstände, hergestellt aus ausgewählten Rohölen. Maßgeblich für die Eignung ist ein hoher Anteil von Asphaltenen und das Vorhandensein von anwendungsbezogenen Eigenschaften, wie Haftverhalten an bestimmten Gesteinen, Elastizität und Kälteverhalten.

Man verwendet 3 unterschiedliche Herstellungsverfahren, um die gewünschten Produkteigenschaften zu erzielen.

Destillationsbitumen hat den größten Mengenanteil am Bitumenmarkt. Dazu zählen die weichen Bitumensorten, die im wesentlichen im Straßenbau als Bindemittel eingesetzt werden.

Die Eigenschaften des Destillationsbitumens, wie Viskosität und Erweichungspunkt, werden direkt durch geeignete Wahl der Verfahrensbedingungen (z. B. Temperatur) an der Vakuumdestillationsanlage eingestellt.

Härtere Bitumensorten, wie sie für Gußasphalte benötigt werden, werden durch Bitumenoxidation hergestellt. In diesem Verfahrensprozeß wird das Weichbitumen in Rührreaktoren mit Luftsauerstoff behandelt (Blasebitumen). Entsprechend der Reaktionstemperatur (240–260° C) und der Verweilzeit werden die Molekülstrukturen derart verändert, daß die gewünschten Eigenschaften (wie Härte, Viskosität etc.) resultieren. Diese Oxidationsbitumina werden vor allem in der Bautenschutzindustrie (Herstellung von Dachbahnen oder Isolierungen) verwendet.

Ein weiterer Schritt in Richtung der Verbesserung der Anwendungseigenschaften, wie Klebekraft, Haltbarkeit, Tragfähigkeit und Lärmdämmung, gelingt durch die Herstellung polymermodifizierter Bitumina. Bei diesem Verfahrensschritt werden geeignete Kunststoffe (Polymere) in die Bitumenmatrix eingearbeitet.

V.1.2.9. Mischanlagen

Die Hauptprodukte der Raffinerieproduktion sind Ottokraftstoffe, Dieselkraftstoffe, Destillatheizöl (Heizöl Extraleicht – vormals Ofenheizöl) und Rückstandsheizöle (siehe Kapitel V.1.2.–V.1.3.).

Die Verkaufsprodukte werden aus dem Komponentenangebot der Veredelungsanlagen in kontinuierlichen Misch- oder Blendinganlagen hergestellt. Dabei sind unterschiedliche Mischrezepturen anzuwenden, damit die geplanten Verkaufsmengen in der genormten Qualität auch bei der Verarbeitung verschiedener Rohölsorten erzeugt werden können.

Die Fertigprodukte werden laufend mit Prozeß-Analysengeräten überwacht. Abweichungen vom gewünschten Spezifikationswert der Produkte (z. B. Klopfverhalten, Dichte, Schwefelgehalt, Kälteeigenschaften) werden aufgezeigt und automatisch durch Änderung der Komponentenmengen ausgeglichen. Durch Einsatz computerunterstützter Verfahren werden in Zukunft die Mischprogramme, abhängig von der Spezifikation, der aktuellen Raffinerieerzeugung und dem saisonalen Marktbedarf, täglich auf wirtschaftlichste Erzeugung der Produkte hin optimiert.

V.1.3. Produkte

Die Produkte der Erdölverarbeitung sind für uns alle selbstverständliche Gebrauchsmittel des täglichen Lebens.

Flüssiggas dient in vielen Haushalten zum Kochen, Benzin und Diesel treiben das Auto, Ofenheizöl wärmt die Woh-

nung, die Tankstelle erinnert uns auch an den Ölwechsel, über die Bitumendecke rollt unser Auto. Sind es doch rund 700 Produkte, die in der Raffinerie erzeugt werden.

Doch gerade auf dem Energiesektor schreitet die technische Entwicklung rasant voran. In eigenen Forschungslabors werden die Erdölprodukte den neuen Anforderungen angepaßt, werden neue Produkte entwickelt (Abb. 208).

Besonders Energie- und Umweltprobleme werden auch in Zukunft Forschung und Produktentwicklung benötigen. Es sei an den Zusatz von Alkoholen zu den Kraftstoffen erinnert, an Wasserstoff als Kraftstoffalternative, oder an pflanzliche Öle als Dieselersatz.

Im folgenden werden nun die wichtigsten Produkte näher behandelt.

V.1.3.1. Flüssiggas

In unserer umweltbewußten Zeit sind die Flüssiggase von besonderem Interesse. Durch ihre schadstoffarme Verbrennung werden sie zum Beispiel als Treibstoff für Busse der Wiener Verkehrsbetriebe verwendet.

Für Heizungszwecke wurden die Flüssiggase allerdings schon vor dem ersten Weltkrieg benutzt. Und auch heute noch sind zumindest jedem Camping-Fan die Propangasflaschen bekannt.

Aber auch die Industrie verwendet Flüssiggase zu Heizzwecken in den verschiedensten Anwendungen, wie zum Beispiel in Trocknungsanlagen von Ziegel- und Papierfabriken, für Teerkocher, für Schweißgeräte und vieles andere.

Gaswerke vermischen Flüssiggas mit Luft, um sie den Brennereigenschaften der Kundengeräte anzupassen.

Allseits bekannt, wenn auch mengenmäßig nicht bedeutend, ist die Verwendung für Gasfeuerzeuge.

Interessant ist die Verwendung des Flüssiggases Butan zur Dampfdruckeinstellung des Vergaser-Kraftstoffes. Dadurch wird die Startfreudigkeit des Motors erhöht, weshalb im Winter mehr zugemischt wird als im Sommer.

Was ist nun dieses Flüssiggas für eine Substanz?



Abb. 208: Forschungslabor der ÖMV

Wenn man die in der Rohölverarbeitung anfallenden Gase Propan und Butan komprimiert, werden sie flüssig – auch bei normaler Zimmertemperatur! Die Mehrzahl der Gase muß vorher abgekühlt werden. Auch mit noch so hohem Druck können sie bei Zimmertemperatur nicht verflüssigt werden. Sie werden daher auch „permanente Gase" genannt. Andere Gase aber können bei Zimmertemperatur – je nach Druck – flüssig oder gasförmig vorliegen. Daher der Doppelname „Flüssiggas".

Diese Eigenschaft, unter Druck flüssig vorzuliegen, macht die Flüssiggase leicht transportierbar. Sie können wie Flüssigkeiten in Flaschen, Straßentankfahrzeugen, Kesselwagen und Schiffen bequem befördert werden.

Normalerweise wird unter „Flüssiggas" ein Gemisch von Propan und Butan verstanden. Von der Raffinerie Schwechat werden drei Produkte ausgeliefert:

- Propan
- Butan, kann bis zu 45% Butene enthalten
- Butan S, weist max. 10% Masse Butene auf.

In Tabelle 33 sind noch einige physikalische Eigenschaften der Flüssiggase angeführt.

Durch die bereits erwähnten günstigen Eigenschaften wird die Bedeutung der Flüssiggase in Zukunft sicher zunehmen.

V.1.3.2. Kraftstoffe

Die Kraftstoffe werden nach ihrer motortechnischen Verwendung in Ottokraftstoffe als Fahrbenzine (früher auch Vergaserkraftstoffe genannt), Flugturbinentreibstoffe und Dieselkraftstoffe unterteilt.

Bei einem in Österreich immer noch steigenden Bestand an Kraftfahrzeugen (1979: 3,320.000, 1991: 4,341.000) ist die Herstellung der Kraftstoffe von eminenter Bedeutung (siehe auch Seite 594).

Nachdem die Mineralölindustrie ursprünglich die Qualität der Kraftstoffe den immer anspruchsvolleren Motoren anpassen mußte, wird in jüngster Zeit vor allem dem erhöhten Umweltbewußtsein Rechnung getragen. Hand in Hand mit der Motorenindustrie werden Kraftstoffe entwickelt, die durch neue Formulierungen und vor allem durch das Zumischen speziell entwickelter Additive (Zusatzstoffe) eine möglichst schadstoffarme Verbrennung der Kraftstoffe ermöglichen.

Der erste wesentliche Schritt zur „Entgiftung" der Abgase war aber die Reduzierung des Bleigehaltes bei den Ottokraftstoffen. So wurde dieser Bleigehalt im Normalbenzin von 0,84 g/Liter (bis September 1971) stufenweise auf 0,013 g/Liter (ab April 1985) reduziert und das unverbleite Normalbenzin als neue Sorte eingeführt. Seit Oktober 1985 ist nur mehr eine unverbleite Normalbenzinsorte zu erhalten.

Analog wurde eine bleifreie Sorte Superbenzin eingeführt („Eurosuper 95"). Die nur mehr schwach verbleite Superqualität (0,15 g/Liter) ist noch erhältlich und soll ab 1. 2. 1993 durch eine unverbleite Sorte abgelöst werden. Um auch bei älteren Motortypen einen problemlosen Betrieb zu gewährleisten, werden statt der Bleiverbindungen spezielle Additive zugesetzt. Durch diese „Verschleißschutz-Additive" kann jedes Fahrzeug mit unverbleitem Benzin betrieben werden. Diese für ganz Europa vorbildliche Bleireduzierung ist in der Abb. 209 anschaulich dargestellt.

Im Detail wird die Qualität der Kraftstoffe durch österreichische Normen geregelt (siehe V.2.). Hier seien nur einige wichtige Begriffe erklärt.

Tabelle 33

	Summenformel	Siedepunkt bei 1 atm. °C	Dampfdruck 20° C bar	Verdampfungswärme kJ/kg	Gasdichte 0° C, 1 atm kg/Nm^3	Unterer Heizwert kJ/kg
Propan	C_3H_8	−42,1	8,3	427	1,96	46.380
i-Butan	C_4H_{10}	−11,7	3,0	369	2,67	46.630
n-Butan	C_4H_{10}	0,5	2,1	385	2,59	47.750
Luft					1,29	

Ottokraftstoffe

Klopffestigkeit: Klopfende Verbrennung bedeutet, daß das Kraftstoff-Luft-Gemisch im Zylinder wesentlich schneller verbrennt, als bei normaler Verbrennung, wodurch der Motor wesentlich höher beansprucht wird. Ein Maß für diese Klopffestigkeit ist die Oktanzahl. Jeder Motor ist nur für eine bestimmte optimale Oktanzahl ausgelegt. Das technisch einfachste Mittel zur genauen Einstellung der Oktanzahl waren nun gewisse organische Bleiverbindungen. Da diese Verbindungen nur mehr äußerst eingeschränkt verwendet werden, muß die Klopffestigkeit des Benzins anders erreicht werden. Möglichkeiten sind:

- schärferes Reformieren des Rohbenzins (vgl. Verarbeitung von Rohöl, Kapitel V.1.)
- Zusatz höheroktaniger Benzinkomponenten (Leichtbenzinisomerisierung, Seite 498)
- Zusatz von Kraftstoff-Alternativkomponenten (z. B. MTBE, Seite 501)

Alle drei Wege werden in der Raffinerie Schwechat beschritten, was zu hochqualitativen, umweltverträglichen Produkten führt.

Additive: Eine große Zahl von erwünschten Kraftstoffeigenschaften kann nur durch Zusatz von Additiven erreicht werden. Als Beispiel seien genannt:

- Vereisungsinhibitoren, verhindern die Kraftstoffvereisung im Vergaser
- Verbrennungsadditive, verbessern die Verbrennungseigenschaften (Klopfen!) und verhindern Ablagerungen
- Korrosionsschutzmittel u. a.

Flugturbinenkraftstoffe

Flugzeuge mit Kolbenmotoren, wie z. B. Sportmaschinen, werden mit hochoktanigen Benzinen betrieben. Die heute bei weitem wichtigeren Turbinenstrahltriebwerke benötigen aber einen eigenen Kraftstoff. Dieser Kraftstoff, Kerosin, wird international als JET A 1 bezeichnet. Er unterliegt besonders strengen Qualitätsanforderungen, die, durch den internationalen Markt bedingt, auch international festgelegt werden.

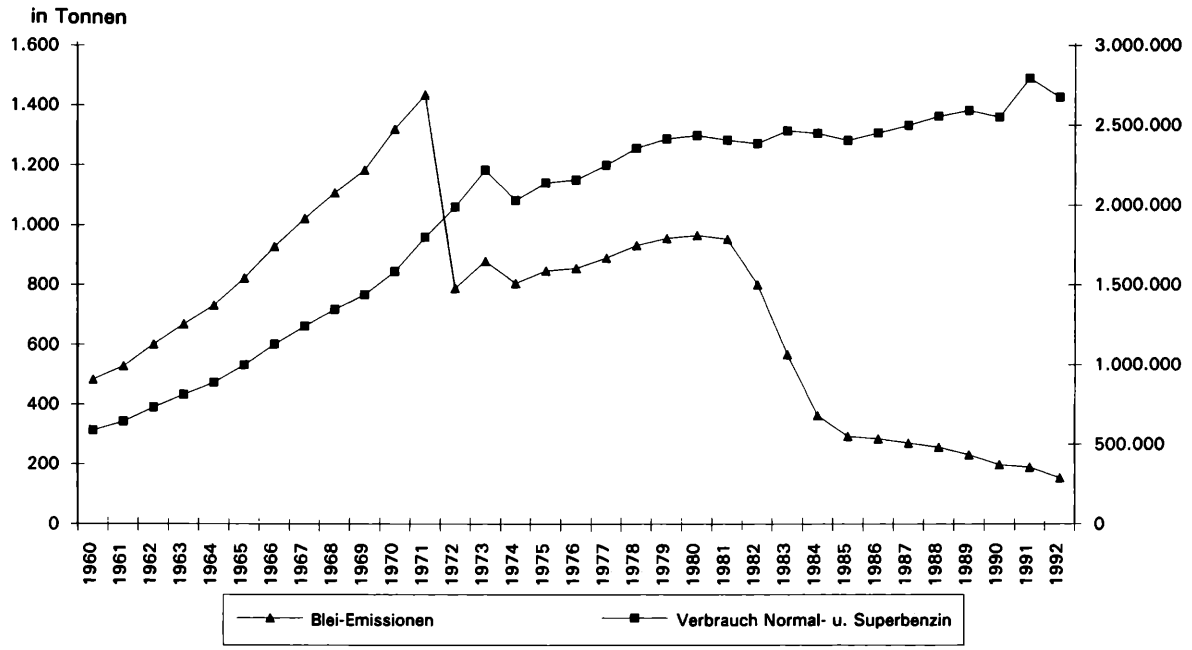


Abb. 209: Entwicklung der Bleiemissionen in Österreich aus dem Verbrauch von Ottokraftstoffen – seit 1. 2. 1993 werden in Österreich nur mehr unverbleite Ottokraftstoffe ausgeliefert.

Als Beispiel seien angeführt:

- keine Paraffinausscheidungen bis –50° C
  weitgehendst Wasserfreiheit (sonst Eiskristallbildung!)
  rußfreie Verbrennung
  Keimfreiheit (sonst Wachsen von Mikroorganismen)
  elektrisch leitend (um elektrische Aufladung und Funkenbildung zu verhindern)

Dieselkraftstoffe

Während der letzten Jahre hat der Dieselmotor stark an Bedeutung gewonnen. So hatten 1986 6,8% der bestehenden PKW-Flotte einen Dieselmotor, bei 16,2% der Neuzulassungen. 1987 hatte bereits jeder fünfte neuzugelassene PKW (21,1%) einen Dieselmotor.

Dies ist auch auf das Vertrauen der Autofahrer in den Winterdiesel zurückzuführen. Durch die Verwendbarkeit dieses Kraftstoffes bis –20° C ist auch ein Anspringen des Motors im Winter gewährleistet.

Auch der Dieselkraftstoff wird mit Additiven versehen, die seine Eigenschaften ähnlich dem Ottokraftstoff verbessern. An der Beseitigung des Rauchproblems können gegenwärtig Additive mithelfen, da die Entwicklung von Abgaskatalysatoren oder Filtern noch nicht abgeschlossen ist.

Als robuster Kraftstoff ist das Dieselöl besonders geeignet für Zumengungen alternativer Kraftstoffe. Sogar als Ersatz für Dieselkraftstoffe durch Raps-Methyl-Ester konnten an Traktoren interessante Ergebnisse erzielt werden.

Bezüglich der Emissionen ist in Österreich ein Schwefelgrenzwert im Kraftstoff von 0,15% seit dem 1. 1. 1986 gesetzlich verankert, womit Österreich an der Spitze Europas liegt. Vorrangig ist das Bestreben, die Cetanzahl zu erhöhen, die als Meßgröße zur Kennzeichnung der Zündwilligkeit von Dieselkraftstoffen herangezogen wird.

V.1.3.3. Heizöle

Für Hausbrand und Großindustrie sind Heizöle ein bequem zu handhabender und preisgünstiger Energieträger. Um den Markt bedarfsgerecht beliefern zu können, gibt es in Österreich eine größere Produktenpalette:

- Heizöl Extraleicht (HEL): Wird überwiegend in Zentralheizungsanlagen kleinerer bis mittlerer Größenordnung eingesetzt. Ebenso weitverbreitet ist die Verwendung für die Einzelraumheizung („Ölofen"). Es besteht nur aus Destillatkomponenten.
- Heizöl Leicht (HL): Für Feuerungsanlagen, ebenso wie die folgenden Sorten aus ausgewählten Rückstands- und Destillatskomponenten gemischt.
- Heizöl Mittel (HM): Anlage ab 500 kW (Industrieheizöl).
- Heizöl Schwer (HS): Für große Heizanlagen ab 2 MW.

Die für die Heizöle wichtigen Eigenschaften sind, auch als Einteilungskriterien, die Viskosität sowie Brenneigenschaften, Kälteverhalten (außer bei HS), Lagerstabilität und der Schwefelgehalt.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Schwefelgehalte der Heizöle, wie sie

Tabelle 34: Maximaler Schwefelgehalt in Mineralölprodukten. Grenzwerte laut ÖNORM

		in Masseprozenten
Ofenheizöl	ab 1. 07. 1970	0,8%
(ab 1. VII. 1989	ab 1. 04. 1981	0,5%
Heizöl Extraleicht)	ab 1. 01. 1983	0,3%
	ab 1. 04. 1989	0,2%
Heizöl Extraleicht	ab 1. 07. 1989	0,1%
Heizöl Leicht	ab 1. 06. 1968	1,5%
	ab 1. 10. 1982	0,75%
	ab 1. 02. 1984	0,5%
	ab 1. 04. 1989	0,3%
	ab 1. 07. 1989	0,2%
Heizöl Mittel	ab 1. 06. 1968	2,5%
	ab 1. 10. 1982	1,5%
	ab 1. 02. 1984	1,0%
	ab 1. 10. 1987	0,6%
Heizöl Schwer	ab 1. 06. 1968	3,5%
	ab 1. 01. 1983	3,0%
	ab 1. 02. 1984	2,5%
	ab 1. 07. 1984	2,0%
	ab 1. 10. 1987	1,0% *)
	ab 1. 01. 1992	1,0%

*) zusätzlich zur 2,0%-Sorte

durch die österreichischen Normen festgelegt wurden (Tabelle 34).

Mit dieser konsequenten Schwefelabsenkung in den Heizölen wurde ein wesentlicher Beitrag zur Besserung der Luftqualität in Österreich geleistet. Das ist für die Industrie sicher ein vorbildhaftes Verhalten.

Für die praktische Erprobung der neuen Heizölsorten steht seit kurzem auf dem Gelände der Raffinerie in Schwechat ein Prüfstand zur Verfügung, der die Entwicklung und Anwendung von neuen Brennstoffen ermöglicht (Abb. 210).

V.1.3.4. Schmierstoffe

Die Bedeutung der Schmierstoffe erfaßt man meist schnell, wenn es durch falsche oder ungenügende Schmierung zu einem Motorschaden gekommen ist. Aber auch für das Energiesparen – durch Reibungsminderung – ist die Schmierung von eminenter Bedeutung.

Nachdem die Schmierstofforschung zunächst synthetische Schmierstoffe entwikkelte, die höchsten Anforderungen entsprachen, wird jedoch besonders eine hohe Umweltverträglichkeit gefordert.

Die Entwicklung neuer Schmierstoffe hat damit einen neuen Höhepunkt erreicht. Wieder wird eine größere Anzahl von Additiven zugesetzt, um die Eigenschaften des Grundöls zu verbessern. Einige seien kurz genannt:

- Viskositäts-Index-Verbesserer
- Verschleißminderer
- Korrosionsinhibitoren
- Fließpunktverbesserer.

Nach der Entwicklung von neuen Schmierstoffen sind eingehende Prüfläufe nötig. Nach speziellen Prüfmethoden werden extreme Betriebsbedingungen simuliert. Dazu stehen einige Einrichtungen, wie etwa der Rollen- und Motorprüfstand der ÖMV Aktiengesellschaft, zur Verfügung.

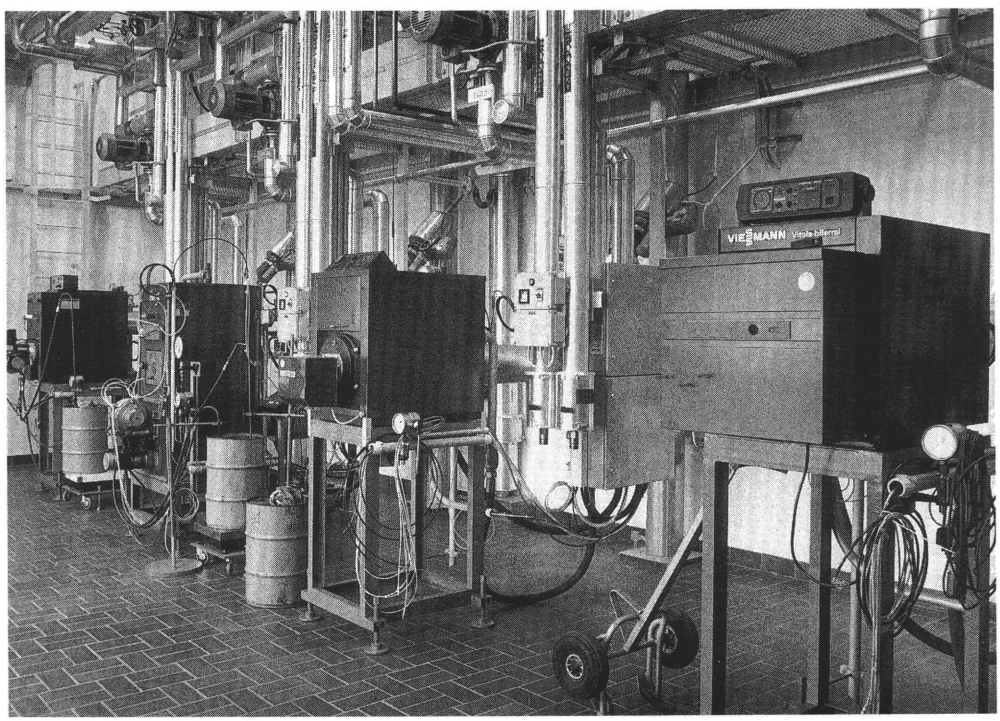


Abb. 210: Brennstoffprüfstand

Immer wieder werden neue Formulierungen getestet. Für einige der rund 600 Schmieröltypen wurden auch schon besonders umweltschonende Produkte entwickelt, so z. B. das biologisch abbaubare Schmieröl für Sägeketten von Motorsägen, bestehend aus Rapsöl-Raffinat. Sicher werden pflanzliche Öle für spezielle Anwendungen in Zukunft vermehrt gefragt sein.

V.1.3.5. Bitumen

Durch besondere Eigenschaften ausgezeichnet ist Bitumen ein wertvoller Baustoff. Es ist bei höheren Temperaturen dünnflüssig, bei Raumtemperatur wird es dickflüssig bis springhart – je nach Sorte. Es soll nicht mit Teer und Pech verwechselt werden, Produkte, die bei der Verkokung von Kohle entstehen. Asphalte wieder sind natürliche („Trinidadsee", siehe Kap. II.2.1.) oder technisch hergestellte Gemische aus Bitumen und Mineralstoffen („Zuschlagstoffe"). Das Bitumen bindet dabei die Mineralstoffe zusammen.

Mengenmäßig gehen etwa 90% des österreichischen Bitumenverbrauches in den Straßenbau. Wie bei den anderen Mineralölprodukten ist auch bei Bitumen in den letzten Jahren ein Trend zu hochwertiger Qualität festzustellen. Die Straßenbeläge sollen lange haltbar sein, Regenwasser gut ableiten und Verkehrsgeräusche dämpfen. Es wurden bereits Spezialbitumina entwickelt, die all dem entsprechen, und zwar durch den Zusatz von organischen Polymerverbindungen („polymermodifizierte Bitumina"). Diese neuen Sorten werden sicherlich in Zukunft vermehrt zur Anwendung kommen.

V.1.3.6. Spezialprodukte

Mengenmäßig nicht von großer Bedeutung, für bestimmte Anwendungen aber interessant, sind eine größere Anzahl von Spezialprodukten.

Genannt seien die Spezialbenzine (Testbenzin, Wundbenzin etc.), Wasserstoff und Schwefel aus den Entschwefelungsanlagen (Schwefelsäure, Düngemittel).

V.1.4. Der Betrieb der Raffinerie

Die Raffinerie ist ein Produktionsverbund aus zahlreichen technischen Großanlagen mit hohen Kolonnen, Öfen, Maschinen und technischen Einrichtungen. Sie bildet ein komplexes Netzwerk bestehend aus kilometerlangen Rohrleitungen, riesigen Tanks und den Verlade- und Versandeinrichtungen.

Die Anlagen der Raffinerie, aber auch die Versorgungs- (Tanklager, Kraftwerk) und Entsorgungseinrichtungen (Abwasseranlage, Fackelsystem), werden ganzjährig rund um die Uhr in Betrieb gehalten. Steuerung und Regelung aller Anlagen erfolgt zentral aus 5 Meßwarten, wobei der Prozeßablauf (fördern, trennen, umwandeln und mischen) in geschlossenen Systemen geschieht (hohe Sicherheit, Umweltschutz). Zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Produktion werden moderne Meß- und Regeleinrichtungen, sogenannte Prozeßleitsysteme, verwendet. Damit konnte die Bedienung der Anlagen von ursprünglich 15 auf 5 Meßwarten reduziert werden. Zusätzlich wird durch Einsatz von Computern (Prozeßrechner) die Fahrweise der Anlagen schrittweise optimiert. Die Vorteile sind vermehrte Ausbeuten an wertvollen Komponenten und Senkung des Energieverbrauches. Die entwickelten Anwendungen (Softwareprogramme) für die Regelung und Optimierung der Destillations-, Ethylen- und FCC-Anlage sind weltweit führend.

V.1.4.1. Planung der Raffinerieproduktion

Damit eine Raffinerie konkurrenzfähig arbeitet, wird der gesamte Produktionsprozeß optimiert. Die am Markt verlangten Produkte müssen mit der gegebenen Raffineriestruktur (Abb. 202) möglichst kostengünstig erzeugt werden.



Abb. 211. Ausschnitt aus der zentralen Meßwarte der Raffinerie.

Die Produktion von Mineralölprodukten ist eine Kuppelproduktion, d. h. bei der Herstellung einer gewünschten Komponente werden zwangsläufig gleichzeitig mehrere andere gewonnen. Wie in (Seite 492) dargestellt, ist Rohöl ein Gemisch verschiedener Fraktionen. Neben dem Benzinanteil gewinnt man je nach Sorte auch noch nennenswerte Mengen an Mitteldestillaten und Rückstand.

Die Destillation kann die Ausbeutestruktur nur geringfügig verschieben, Konversionsanlagen können dies aber sehr wohl (Seite 498). Sie werden daher in einer Zeit, in der mehr leichte, hochwertige Produkte (Ottokraftstoffe und Diesel) und weniger schwere, minderwertige Produkte (Heizöl Schwer) benötigt werden, immer bedeutender.

Maßnahmen zur Optimierung sind:

- ○ Rohölwahl – sie ist ein wesentlicher Einflußfaktor; Mengen und Qualität müssen den Erfordernissen angepaßt werden.
- ○ Fahrweiseänderungen – in gewissen Grenzen kann die Fahrweise von Raffinerie-Anlagen geändert und dem Marktbedarf angepaßt werden, wobei auf eine wirtschaftliche Nutzung der Konversionsanlagen Wert gelegt wird.
- ○ Änderung der Raffinerie Anlagenstruktur – ist mit den beiden vorherigen Methoden die Anpassung der Produkte an die Marktnachfrage nicht mehr möglich, wird durch Um- bzw. Neubau von Anlagen die Raffineriestruktur geändert.

Sehr früh hat es Bestrebungen gegeben, den Rohöleinkauf, die Verarbeitungsprozesse, die Mischprogramme und die Vertriebswege in Form von mathematischen Beziehungen (Modellen) abzubilden. In der Regel geschieht dies durch lineare Optimierungsprogramme oder Simulation. Dabei wird die Auswirkung mehrerer Parameter auf das Verarbeitungsgeschehen ermittelt und zwar für:

- Langfristige Produktionsplanung: berücksichtigt einen Zeitraum von 1–5 Jahren und liefert die
  - ○ Auswahl benötigter (importierter) Rohölqualitäten und -mengen.
  - ○ Abschätzung der Auswirkung von zukünftigen Produktqualitätsände-

rungen auf die Rohstoffauswahl und/oder Anlagenstruktur; z. B. hat die Bleireduktion im Ottokraftstoff in der Raffinerie Schwechat den Bau mehrerer zusätzlicher Anlagen erfordert (MTBE-Anlage, Platformer, Isomerisierungsanlage).

- ○ Bewertung neuer Markstrategien auf die Wirtschaftlichkeit der Verarbeitung.
- ○ Entscheidungsgrundlage für die Anpassung der Raffineriestruktur.

– Kurzfristige Produktionsplanung: erfolgt in Monats-, Wochen- und Tagesschritten.
Sie liefert
- ○ einen „Fahrplan" für die aktuelle Raffinerieverarbeitung. Das ist die Verarbeitungsfolge der unterschiedlichen Rohöle unter Berücksichtigung von Anlagenkapazitäten, Anlagenverfügbarkeit, Lagerraum und Verkaufssituation.
- ○ Mischrezepturen für Fertigprodukte (z. B. Ottokraftstoffe, Diesel, Heizöle) aus aktuell vorhandenen Komponenten.
- ○ Maßnahmen zur Überbrückung von Störungen im Anlagenbetrieb und bei Versorgungsproblemen mit Rohstoffen.

Diese Planungsmodelle gewährleisten in einem rasch wechselnden energie- und umweltpolitischen Umfeld die wirtschaftliche Herstellung von rund 700 Mineralölprodukten.

V.1.4.2. Entwicklung der Raffinerie

Aus kleinen Anfängen im Jahre 1938 (NOVA Raffinerie) hat nach Abschluß des Staatsvertrages ein konsequentes Ausbauprogramm seit 1958 zu einer modernen und komplexen Großraffinerie mit einer Rohölverarbeitungskapazität von heute 10 Millionen Jahrestonnen geführt. Derzeit (1992) sorgen etwa 1500 Mitarbeiter in einem kontinuierlichen Schicht- bzw. Regiebetrieb für eine jährliche Verarbeitung von mehr als 8 Millionen Tonnen Rohöl und Halbfabrikaten.

Der Raffinerie angeschlossen sind neben dem Standorttanklager noch Lagerbetriebe in Wien/Lobau und St. Valentin, NÖ, mit einer Gesamtlagerkapazität von 3,75 Millionen Kubikmetern. Eine Produktpipeline verbindet das Lager Lobau mit dem 172 km entfernten Lager St. Valentin.

Von allen drei Standorten aus erfolgt die Auslieferung der Produkte über moderne, automatisierte Verlade- und Versandeinrichtungen auf Straßentankwagen und Kesselwaggons, bzw. Schiffe (nur Lobau).

Mit der 1987 erfolgten Übernahme der Petrochemischen Raffinerie in Burghausen (Bayern, BRD) durch die ÖMV Aktiengesellschaft, wird die Rohölverarbeitungskapazität um 3,4 Millionen Jahrestonnen, die Erzeugungskapazität von Ethylen um 270.000 Jahrestonnen und die von Propylen um 130.000 Jahrestonnen erweitert.

Die Integration dieses Verarbeitungszentrums, mit Schwerpunkt der Erzeugung petrochemischer und chemischer Rohstoffe, wird die Struktur der Raffinerie Schwechat durch Ausnutzung des Zuganges zum EG-Markt und der Synergieeffekte in der Verarbeitung noch nachhaltig verändern.

Literaturauswahl für den Abschnitt V.I.:

BARTZ, W. J., DAMMEYER, D. & WALCH, J. 1980; BAUER, E. 1983; BAUER, E. & SCHWARZ, F. 1973; BAYER, M. 1983 und 1991; BERGER, B. D. & ANDERSON, K. E. 1979; BRUNER, I. 1985; BUCHSBAUM, A. 1987 und 1988; CSOKLICH, Ch. 1983a und 1983b; CSOKLICH, Ch. & HARTNER, O. 1986; Deutsche BP-Aktiengesellschaft 1989; ECKER, A. 1985, 1986, 1987a, 1987b und 1992; ECKER, A. & HEGER, F. 1989; ECKER, A., PASS, F., GREGOR, R. & HACKL, A. 1977; FABER, E. 1987; FLATSCHART, R. 1992a und 1992b; GOHN, M. 1983 und 1984; GOHN, M. & POLLAK, K. 1986; GUHSL, H. 1983; HARTNER, O. 1985, 1986, 1988 und 1989; HEGER, F. 1988, HEGER, F. & BUCHSBAUM, A. 1992; HÖFFERL, F. 1988 und 1989; HOFFMANN, J. P. 1983; HUBMANN, A. 1992; HUFNAGEL, J. 1984 und 1988; JANDA, H., BERAN, R. und HORRAK, H. H. 1989; JÄNICKE, W. 1992; KOCH, W., BAUER, R. & SCHWARZ, G. 1990; KOLLER, L., PASS, F., DROZDA, J., BRODNER, R. & SCHENK-SUDHOF, E. 1980; KRABIČKA, K. & ZAHORA, M. 1983; LANIK, A. 1986; LANIK, A. & CSOKLICH, Ch. 1984; LANIK, A. & RAITH, J. 1984; LEFFLER, W. L. 1979; LINSKESEDER, M., REICH-ROHRWIG, P. & SCHWARZ, G. 1991;

LUGER, F. 1987, 1988a, 1988b, 1988c und 1988e; MARHOLD, A. 1988; MEUSINGER, R. & SCHINDLBAUER, H. 1992; OFNER, M. & SANDAUER, Ch. 1975; ORTNER, P. 1985; PASS, F. 1982; POLLAK, K. 1986a, 1986b, 1989b und 1991b; POLLAK, K. & HEIDLER, E. 1985; PROBST, K. 1961; REICHEL, P., BAUER, E. & JANDA, H. 1987; REITER, K. & POLLAK, K. 1986; RUMPF, K. K. 1961; SCHENZ, R. & FRITSCH, W. 1986 und 1988; SCHEWE, J. H. & KOBEK, W. 1974; SCHINDLBAUER, H. & TLUSTOS, R. 1984; SCHRÖDER, L. & FRITSCH, W. 1987; SEIDL, E. 1989; STUMPAUER, M. & BAUER, R. 1988; TAUSCHER, W., VITOVEC, W. & RICHTER, G. 1991; TOMANCOK, R. 1989; WEITKAMP, J. 1982.

V.2. Normung bei Mineralölprodukten

von Gerhard RICHTER

Normen geben den Stand der Technik wieder und garantieren dem Konsumenten gleichbleibend hohe Qualität der Produkte.

Für Normen ist in Österreich – gesetzlich verankert – das Österreichische Normungsinstitut zuständig. In ständigem Kontakt mit Industrie und Behörde werden Gremien gebildet, die von Fachleuten der jeweils zu behandelnden Themen beschickt werden. Nach einem genau festgelegten Verfahren werden die Normvorschläge geprüft und dem Gremium zur Abstimmung vorgelegt. Nach erfolgreicher Abstimmung – im Normalfall einstimmig –, wird die Norm veröffentlicht und die der Norm entsprechenden Produkte können derart deklariert werden.

Die österreichischen Normen sind zunächst nur Empfehlungen. Die Norm oder Teile einer Norm (z. B. Schwefelgehalte von Heizölen) können aber dann auf dem Verordnungsweg oder vom Gesetzgeber festgelegt werden. Das kann unter Umständen zu verwirrenden Situationen führen, da gerade die Luftreinhaltung auch in den Kompetenzbereich der Ländergesetzgebung fällt. Trotzdem ist gute Qualität und entsprechende Gesetzgebung ohne Normenwerte nicht mehr denkbar.

Laufend ändern sich die Anforderungen, die an die Produkte gestellt werden. Auch die Erkenntnisse des Umweltschutzes müssen in der Normgebung berücksichtigt werden. Daher werden die Normen laufend auf Gültigkeit und Aktualität überprüft.

V.3. Petrochemie

von Werner RIEDER

Unter Petrochemie versteht man heute jenen Zweig der technischen Chemie, der sich mit der Herstellung von Grundchemikalien auf der Basis von Erdgas und Erdöl befaßt. Die Rohstoffsituation ist durch die erfolgreiche und weitgehend abgeschlossene Umstellung von der Kohletechnologie zur Erdöltechnologie gekennzeichnet. Von den Rohstoffen, die der Chemie durch die Erdölraffinerien zur Verfügung gestellt werden, ist in Europa Naphtha (Rohbenzin) das bei weitem wichtigste Produkt, in den USA wird noch überwiegend Flüssiggas eingesetzt.

Ethylen, Propylen und weitere Grundstoffe (z. B. Butadien), die durch thermisches Cracken von Erdölfraktionen auch in der Raffinerie Schwechat hergestellt werden, sind mengenmäßig die wichtigsten Grundchemikalien. Sie sind selbst wieder Ausgangsbasis für den überwiegenden Teil aller Petrochemikalien. Ethylen wird weltweit zu über 50 Prozent in der Polymerisation zu Polyethylen eingesetzt, bei Propylen beträgt dieser Anteil etwa ein Drittel.

In Österreich ist die PCD Polymere Ges. m. b. H. (PCD) als einziges Unternehmen auf dem Gebiet der Entwicklung und der Produktion von Polyolefinen tätig.

V.3.1. PCD Polymere Ges. m. b. H.

Entstanden ist die PCD aus dem Zusammenschluß der Petrochemie Schwechat Ges. m. b. H. und der Danubia Olefinwerke Ges. m. b. H. im Jahre 1984. Das Unternehmen beschäftigt heute annähernd 1.200 Mitarbeiter, unter Einbezug der Tochtergesellschaften etwa 1.700. Die PCD verfügt derzeit über zwei Standorte: Wien-Schwechat mit dem Sitz der Generaldirektion und den Produktionsanlagen; Marketing, Vertrieb, gemeinsam mit Forschung und Anwendungstechnik sind in Linz beheimatet.

Mit einer Produktionskapazität für Polyolefine von 530.000 Jahrestonnen (jato) ist das Unternehmen unter die führenden Polyolefinhersteller in Westeuropa einzuordnen. Die Produkte – DAPLEN-Polypropylen (PP) und -Polyethylen (PE) – sind in der internationalen Fachwelt wegen ihres hohen Qualitätsstandards ein Begriff. Sie werden zu über 80% im Ausland mit Schwerpunkt Westeuropa über eine Reihe von unternehmenseigenen Verkaufsgesellschaften und Verkaufsbüros abgesetzt. Die PCD beliefert aber auch Märkte im Nahen und Mittleren Osten sowie in Übersee.

V.3.2. PCD-Produktion

Die petrochemischen Anlagen der PCD, deren Aktivitäten als 100%ige Tochtergesellschaft der ÖMV Aktiengesellschaft (ÖMV) mit 31. 12. 1988 neu geordnet wurden, liegen direkt neben der ÖMV-Raffinerie Schwechat. Die PCD besitzt durch die räumliche Nähe zur Raffinerie Schwechat, mit der ein Energie- und Rohstoffverbund besteht, eine weitgehende Importunabhängigkeit beim Bezug der Rohstoffe Ethylen und Propylen.

Die Produktionsanlagen zur Erzeugung von Hochdruckpolyethylen (LDPE = low density polyethylene), Niederdruckpolyethylen (HDPE = high density polyethylene), von Propylenhomopolymeren und Propylencopolymeren werden von modernen, zentralen Meßwarten aus über Bildschirme überwacht und mittels Prozeßleitsystemen gesteuert.

V.3.2.1. Hochdruckpolyethylenanlagen

In den vier Produktionsstraßen der Hochdruckpolyethylenanlagen mit einer gemeinsamen Kapazität von 230.000 jato wird nach einem Verfahren der BASF AG Ethylen in zwei Stufen auf 2.500 bis 3.200 bar verdichtet und in Zusammenwirkung mit radikalbildenden Initiatoren und Kettenreglern bei ca. 300° C in Röhrenreaktoren zu Hochdruckpolyethylen polymerisiert. Die bei der Reaktion frei werdende Reaktionswärme wird zur Dampferzeugung genutzt. Das Polymere wird nach Druckentspannung von nicht umgesetztem Ethylen getrennt, das zur weiteren Polymerisation in den Prozeß rückgeführt wird. Das als Schmelze anfallende Polyethylen wird nach Zusatz von Stabilisatoren und Additiven granuliert. Haupteinsatzgebiet von Hochdruckpolyethylen ist der Foliensektor. Alle Hochdruckpolyethylentypen sind nach dem österreichischen Lebensmittelgesetz und den einschlägigen Bestimmungen für die Verpackung von Lebensmitteln zugelassen.

V.3.2.2. Niederdruckpolyethylenanlagen

Die Anlage zur Erzeugung von Niederdruckpolyethylen mit einer Kapazität von 80.000 jato arbeitet nach dem UNIPOL-Verfahren der UNION CARBIDE CORP. Ethylen und eventuelle Comonomere werden bei 20 bar und ca. 90° C nach Zugabe eines Katalysators und von Wasserstoff in einem Fließbett in einem Gasphasenreaktor zu Niederdruckpolyethylen polymerisiert. Die bei der Reaktion gebildete Wärme wird durch Kühlen des im Kreislauf geführten Ethylens abgeführt. Das aus dem Reaktor abgezogene Polymere wird durch Druckentspannung von nicht umgesetztem Ethylen getrennt, welches der Gasrückgewinnung zugeführt wird. Nach dem Zusatz von Stabilisatoren und Additiven wird das Polymere in einem Extruder

homogenisiert und granuliert. Durch den Einsatz von höheren Olefinen ist die Herstellung von LLDPE-Typen (linear low density polyethylene) möglich. Niederdruckpolyethylen wird zur Herstellung von Folien, Hohlkörpern und Spritzgußartikeln eingesetzt.

V.3.2.3. Polypropylenanlagen

Die drei Polypropylenanlagen besitzen eine gemeinsame Kapazität von 220.000 jato. Die beiden alten Polypropylenanlagen arbeiten nach Suspensionsverfahren der HIMONT INC. bzw. der MITSUI PETROCHEMICAL INDUSTRIES in Hexan bei 60–70° C und einem Druck von 9 bis 15 bar in Gegenwart hochaktiver, stereospezifischer Ziegler-Natta-Katalysatoren in hintereinander geschalteten Rühr-Reaktoren. Zur Regelung der Kettenlänge wird Wasserstoff eingesetzt.

Bei der Herstellung von Propylen-Ethylen-Copolymeren werden bei statistischen Copolymeren Propylen und Ethylen gemeinsam dem ersten Reaktor zugeführt. Bei der Synthese von Blockpolymeren wird Ethylen erst in einer zweiten Reaktorstufe eingesetzt. Unter den Reaktionsbedingungen wird als Hauptprodukt in Hexan unlösliches, isotaktisches Polypropylen (IPP, gekennzeichnet durch die regelmäßige Anordnung der Bausteine in der Polymerkette) gebildet. Die Abtrennung von IPP erfolgt durch Zentrifugieren. Nach Trocknung und Zusatz von Stabilisatoren und Additiven erfolgt eine Homogenisierung und Granulierung über einen Extruder. IPP dient als Ausgangspolymer für vielfältige Anwendungsgebiete. Fasern, Vliese, Bändchen, Folien, Spritzgußartikel, Hohlkörper und Rohre werden daraus hergestellt.

In der dritten Polypropylenanlage mit einer Nennkapazität von 80.000 jato wird nach dem Spheripol-Verfahren der HIMONT INC. die Polymerisation bei einem Druck von ca. 40 bar und einer Temperatur von ca. 80° C in flüssigem Propylen durchgeführt. Monomere, der hochaktive, stereospezifische Ziegler-Natta-Katalysator und Wasserstoff werden kontinuierlich einem Schleifenreaktor zugeführt, in dem eine Suspension aus flüssigem Propylen und pulverförmigem Polypropylen mit hoher Geschwindigkeit umgewälzt wird. Die bei der Polymerbildung freiwerdende Reaktionswärme wird über den Reaktormantel abgeführt. Nach der Entnahme der Suspension aus dem Reaktor wird nicht umgesetztes Propylen verdampft, in mehreren Stufen vom Polymer getrennt und unter neuerlicher Verflüssigung wieder dem Reaktor zugeführt. Das gebildete isotaktische Polypropylen wird nach Zugabe von Stabilisatoren und Additiven in einem Kneter aufgeschmolzen, homogenisiert und anschließend in einer Schneckenpresse zu Granulat verarbeitet (extrudiert).

V.3.2.4. Qualitätssicherung

Aufgrund der immer stärker werdenden Marktanforderungen wurde in der PCD ab dem Jahr 1988 ein Qualitätssicherungs-System aufgebaut und im Unternehmen durch die Einführung eines Qualitätssicherungs-Handbuches und durch den Aufbau einer Organisationsstruktur zur Qualitätssicherung umgesetzt. Als einzigem österreichischen Unternehmen der chemischen Industrie wurde von der Österreichischen Vereinigung zur Zertifizierung von Qualitätssicherungssystemen (ÖQS) das Qualitätszertifikat nach ISO 9001 erteilt. Damit zählt die PCD zu jenen ganz wenigen Gesellschaften, denen diese höchste Qualitätsauszeichnung zuerkannt wurde.

Die gleichbleibende und hohe Qualität der Polyolefine der PCD wird durch die laufende Analyse der Einsatzstoffe, durch die kontinuierliche Prozeßführung und die analytische Überwachung der Produkte in unternehmeseigenen Labors gewährleistet. Anwendungstechnische Untersuchungen stellen sicher, daß die Produkte typenspezifisch und fachgerecht zum Einsatz kommen. Zur Deckung kundenspezifischer Wünsche werden auch maßgeschneiderte Problemlösungen in enger Zusammenarbeit mit dem Endverarbeiter angestrebt.

Die Produkte selbst können nach der Verarbeitung für unterschiedlichste, umweltfreundliche Einsätze problemlos

einem Recycling zugeführt werden. Nicht mehr typengerechte Waren und alle Abfälle aus Polyolefinen können durch Verbrennung unter Nutzung der thermischen Energie, ohne Abgabe von umweltschädlichen Abgasen und ohne Anfall schädlicher Nebenprodukte entsorgt werden.

Dadurch unterscheiden sich die Polyolefine selbst und Produkte aus diesen grundlegend von den in letzter Zeit durch Diskussionen über die Erhaltung einer gesunden und lebenswerten Umwelt unter Zugzwang gekommenen Produkten aus Polyvinylchlorid (PVC). PVC wird neben dem Einsatz für Rohre, Dachplatten, Fassadenverkleidungen, Dachrinnen, Fensterstöcke und Fußbodenbeläge, Kunstfasern und Spielzeug auch in erheblichem Umfang in Form von Folien als Verpackungsmaterial eingesetzt. Bei der Verbrennung von Produkten aus PVC entstehen erhebliche Mengen an Salzsäure – etwa 50 Gewichtsprozent von PVC entfallen auf Chlor – die, werden die Abgase nicht einer Rauchgaswäsche unterworfen, wesentlich zum „sauren Regen" und somit zur Beeinträchtigung der Umweltbedingungen beitragen würden. PVC wird in der PCD nicht erzeugt.

V.3.3. PCD Forschung, Werkstoffprüfung und Anwendungstechnik

Auf der soliden Basis langjähriger Erfahrungen mit Polyolefinen wird an der laufenden Weiterentwicklung bewährter Polymerwerkstoffe und an der Entwicklung neuer Werkstoffe gearbeitet. Für diese Entwicklungsarbeiten wurde in den Jahren 1987 und 1988 am Standort Linz ein Werkstoffzentrum errichtet. Auf über 7.000 m^2 Arbeitsfläche stehen für 130 Beschäftigte Laboratorien für Polymerforschung und Analytik, Einrichtungen zur Werkstoffprüfung und Technikumsanlagen für neueste Verarbeitungsverfahren unter Einsatz moderner Anwendungstechnik zur Verfügung.

Die Forschung der PCD arbeitet auf den Gebieten Polymersynthese, Polymerentwicklung und Polymeranalytik. Die unterschiedlichen Produktionsverfahren, einschließlich Katalysatormodifikation werden in Versuchsanlagen – entsprechend den Erfordernissen und dem laufenden technischen Fortschritt – ständig verbessert und verfeinert. Die Zusammensetzung und der Aufbau der Polymere werden analytisch eingehend untersucht. Durch Zugabe unterschiedlicher Stoffe werden die mechanischen Eigenschaften der Entwicklungsprodukte modifiziert und die Produkte selbst gegen thermische Alterung und gegen den zersetzenden Einfluß von UV-Strahlung stabilisiert. Als verarbeitungsfähiges Kunststoff-Granulat verläßt das Versuchsprodukt die Forschungsabteilung. Der nächste Schritt ist die umfassende Prüfung der Eigenschaften. In fester Form wird das Produkt mikroskopisch und mit Ultraschall untersucht. Durch unterschiedliche rheologische Meßverfahren werden die Fließfähigkeit der Schmelze und die elastischen Eigenschaften bestimmt, aus denen Rückschlüsse sowohl auf den Molekülaufbau als auch auf die mechanischen Eigenschaften und die Verarbeitbarkeit gezogen werden. Bei der Bestimmung der mechanischen Eigenschaften werden die Belastungen für die Versuchsprodukte unter Bedingungen der praktischen Beanspruchung simuliert und die dabei auftretenden Verformungen und die dazu notwendigen Kräfte gemessen. Neben den elektrischen und optischen Eigenschaften – Transparenz und Glanz von Folien und Fasern – wird durch Langzeitprüfungen die Konstanz der Eigenschaften gemessen.

Im Technikum stehen Verarbeitungsmaschinen – Spritzgußanlagen, Extruder (Schneckenpresse) für Folien und Rohre, Pressen, Faserspinnmaschinen und unterschiedlichste Bearbeitungsgeräte zur Erprobung von rationellen Verarbeitungsbedingungen zur Verfügung. Die im Technikum erarbeiteten Formkörper und Werkstücke werden zur Kontrolle der Eigenschaften nochmals einer umfassenden Werkstoffprüfung unterzogen. Ein computerunterstütztes Service bietet den Kunden

Hilfestellung bei der Lösung technischer Probleme und bei der Konstruktion sowie beim Formenbau für Kunststoffteile.

Über die mit der Produktion und mit dem Vertrieb von Polyolefinen im engeren Zusammenhang stehenden Aktivitäten auf dem Gebiet von Forschung und Anwendungstechnik hinaus hat die PCD als voll integrierter Kunststoffkonzern auch Schwerpunkte auf zukunftsorientierten Entwicklungsgebieten gesetzt. Forschungsprojekte auf dem Gebiet von Hochtemperaturfolien, von modernen Verbundwerkstoffen, von Polymerlegierungen und von biologisch abbaubaren Kunststoffen wurden in Angriff genommen.

Folien für technische Anwendungen, bei denen hohe Dauergebrauchstemperaturen gefordert werden, bedingen den Einsatz neuer, unkonventioneller Polymerwerkstoffe. Moderne Verbundwerkstoffe werden als Konstruktionswerkstoffe der Zukunft angesehen. Polymerlegierungen von zwei oder mehreren thermoplastischen Polymeren ergeben neue Eigenschaftskombinationen, die von den Einzelkomponenten nicht erreicht werden. Besonders im Bereich der technischen Anwendung besteht für diese Werkstoffe große Nachfrage. Biologisch abbaubare Kunststoffe, durch Fermentation im Technikummaßstab hergestellt, erfüllen die heute geforderten Umweltbedingungen bei der Produktion und bei der Verwendung. Sie werden für spezielle Einsatzgebiete gezielt modifiziert.

V.3.4. Ausbau der petrochemischen Aktivitäten

Die in der PCD in Schwechat bestehenden Kapazitäten für Polyolefine von rund 530.000 jato erlauben auf Grund der vorhandenen Rohstoffkapazitäten für Ethylen in der Raffinerie Schwechat keine wesentlichen weiteren Expansionsmöglichkeiten. Die von der ÖMV AG im Herbst 1987 erworbene DEUTSCHE MARATHON PETROLEUM Ges. m. b. H. (DMP) mit der Raffinerie in Burghausen (Bayern) ermöglicht der Unternehmensgruppe ÖMV AG auf Grund verfügbarer Kapazitäten bei Olefinen die Errichtung weiterer Kapazitäten für Polyolefine. Die Firma wurde zu Jahresbeginn 1989 in DMP Mineralöl Petrochemie GmbH umbenannt.

Mitte 1988 wurde mit der Errichtung einer Polypropylenanlage auf dem Gelände der Raffinerie Burghausen begonnen. Die Anlage arbeitet nach dem Spheripol-Verfahren der HIMONT INC. und ist mit einer Kapazität von 120.000 jato Ende 1989 in Betrieb gegangen. Für die Herstellung von Niederdruckpolyethylen in einer Anlage in Burghausen mit 80.000 t Jahreskapazität wurde ein Verfahren der MITSUI PETROCHEMICAL INDUSTRIES wegen der nach diesem Verfahren hergestellten guten Eigenschaften der Polymere für Folien und Hohlkörper gewählt. DMP betreibt beide Anlagen, die Produkte werden von der PCD vertrieben.

Nach der Inbetriebnahme der Anlagen verfügt die Unternehmensgruppe ÖMV AG ab 1991 insgesamt über 730.000 jato Kapazität bei Polyolefinen und kann somit ihre Stellung unter den größten Polyolefinherstellern in Europa behaupten.

Literaturauswahl für den Abschnitt V.3.:

ANDERS, K., ERNST, S. & NOVAK, S. 1992; ASINGER, F. 1963; BATZER, H. 1984; BRODNER, R. & NARBESHUBER, F. 1977; GRIMM, L.-F. 1992; HORNICZEK, J. 1983; IRION, W. W., MARHOLD, A. & WEITKAMP, J. 1987; LEFFLER, W. L. & BURDICK, D. L. 1983; LEITNER, K.-H. 1983; SCHABEREITER, M. & BARDY, H. 1988; SCHINDLBAUER, H., PASS, F. & RECHBERGER, A. 1980; SCHMIDINGER, H. 1991; SPITZENBERGER, E. 1986; STERN, G. & KIRCHNER, G. 1991; ZORN, H. 1964.

V.4. Umweltschutz im Verarbeitungsbereich

von Peter VÖRÖS

Umweltschutz ist eine Aufgabe, die alle gesellschaftlichen Gruppen gemeinsam lösen müssen. Jeder Unternehmer weiß heute, daß die Sicherung der natürlichen Lebensgrundlagen durch konsequente Umweltschutzmaßnahmen ein wesentlicher Bestandteil der Zukunftssicherung auch des eigenen Betriebes ist.

Umweltschutz ist daher für die mineralölverarbeitende Industrie eine dauernde Herausforderung, sich jeweils mit konkreten Einzelfragen zu beschäftigen, ohne dabei das langfristige Ziel einer generellen Bewältigung aus den Augen zu verlieren.

Gemeinsam mit örtlichen, regionalen und nationalen Behörden wurden und werden daher Maßnahmen erarbeitet, durch deren Realisierung die Auswirkungen bei der Erzeugung und Verwendung von marktgerechten Mineralölprodukten auf die Umwelt so gering wie möglich gehalten werden können.

Beträchtliche finanzielle Aufwendungen waren erforderlich, um den heute erreichten Stand auf dem Gebiet des Umweltschutzes zu erreichen. Es ergibt sich ein beachtlicher jährlicher Betriebsaufwand zur Bewältigung der vorgegebenen Ziele.

V.4.1. Luftreinhaltung

Schon bei der Errichtung von Verfahrensanlagen wird darauf Bedacht genommen, daß die Umwelt durch das Betreiben derselben weitgehend unbelastet bleibt. Eine Reihe weiterer Maßnahmen reduziert die Ausbreitung von Luftschadstoffen, die bei der Manipulation mit Mineralölen entstehen. So wird beispielsweise bei der Lagerung des Rohöls und der daraus erzeugten Produkte mit niedrigem Siedepunkt darauf geachtet, nur Tanks mit Schwimmdach zu verwenden. Durch die Wahl dieser Konstruktion wird die Bildung von Kohlenwasserstoffdämpfen verhindert und sogenannte Atmungsverluste treten nicht auf.

Zur Senkung des Schwefeldioxidausstoßes bei der Verbrennung von Heizstoffen in einer Raffinerie werden entschwefelte Heizgase verwendet oder – hauptsächlich bei Großfeuerungsanlagen – schwefelhältige, flüssige Brennstoffe und die damit entstandenen Abgase in einer Rauchgasentschwefelungsanlage (REA) gereinigt. Der dabei entstehende Schwefel wird an die weiterverarbeitende Industrie verkauft.

V.4.2. Gewässerreinhaltung

Aus dem in einer Raffinerie anfallenden Abwasser werden vor Einleitung in den Vorfluter in Reinigungsanlagen die störenden Schadstoffe abgeschieden. Dies geschieht sowohl in mechanischen und chemischen Verfahrensstufen als auch in einem biologischen Verfahrensschritt. Gesammelt wird das Abwasser in einem sich über das ganze Raffinerieareal erstreckenden Kanalnetz, das für die getrennte Ableitung der verschiedenen Abwasserqualitäten aus mehreren Systemen besteht. Die einzelnen Abwasserströme werden je nach Beschaffenheit den Aufbereitungseinrichtungen zugeführt. Zwecks Verringerung des anfallenden Abwassers werden bestimmte Abwasserströme an den Anfallstellen einer Reinigung unterzogen und zur Wiederverwertung in verschiedenen Verfahrensabläufen eingesetzt.

V.4.3. Schutz des Bodens und des Grundwassers

Um zu verhindern, daß ausfließendes Rohöl oder daraus hergestellte Produkte in den Untergrund eindringen, werden in Raffinerien große Flächen öldicht befestigt. Weiters werden Behälter, in denen Rohöl oder Mineralölprodukte gelagert werden, grundsätzlich in öldichten Wannen, sogenannten Tankhöfen, aufgestellt, die im Falle einer Undichtheit am Behälter die austretende Flüssigkeit aufnehmen können und dadurch ein unkontrolliertes Ausbreiten im Lagerareal hintanhalten. Die vorgenannten Wannen werden entweder durch befestigte Erdwälle oder durch betonierte Mauern gebildet. Die platzsparendste Variante einer öldichten Wanne stellt der sogenannte Doppelmanteltank dar, wobei der eigentliche Tank von einer wenige Meter im Durchmesser größeren Tasse umgeben ist.

Zur Bestätigung der Sauberkeit des Grundwassers werden aus eigenen Beobachtungssonden in bestimmten Zeitabständen Proben entnommen und analysiert.

V.4.4. Lärmschutz

Praktisch alle Lärmerreger einer Raffinerie sind schon von ihrer Konstruktion so ausgebildet, daß eine Belästigung der Umgebung unterbunden wird. Bestimmte Maximalwerte werden vorgegeben und dürfen nicht überschritten werden. Kann aus bestimmten Gründen der gesetzliche Grenzwert nicht eingehalten werden, so werden die Lärmquellen durch Schallschutzboxen oder eigene Umhausungen umkleidet, wobei selbstverständlich auf die Zugänglichkeit für Wartungs- und Bedienungszwekke Bedacht genommen ist.

Die freiwillige Bestellung von Umweltschutzbeauftragten bzw. deren Tätigkeit mit der Hauptaufgabe der Kontrolle der Einhaltung sowohl der Behörden- als auch der internen Auflagen und Vorschriften auf dem Gebiet des Umweltschutzes ist eine weitere Maßnahme hinsichtlich der Vermeidung von Umweltbelastungen.

Die Mineralölindustrie ist sich ihrer Verantwortung für den Schutz der Umwelt voll bewußt, weshalb auch auf diesem Gebiet für künftige Maßnahmen entsprechende Forschungsarbeiten geleistet werden. Durch eine aktive vorausschauende Umweltpolitik wird es gelingen, auch in Zukunft tatkräftig Umweltschäden zu vermeiden.

Literaturauswahl für den Abschnitt V.4.:

ALTMANN, B.-R., LILIE, R.-H., NOWAK, K. E. & SCHULZ-BERENDT, V. 1989; ALTMANN, B.-R., RÜDDIGER, G. & LILIE, R.-H. 1988; BEHR, W. 1989 und 1991; BOMKE, E. & BORMANN, K. 1990; BRUNER, I. 1985 b; BUCHNER, M., HÄNGGI, U. J. & DRACK, H. 1990; BUCHSBAUM, A. 1989; DUBOWY, E. 1991; ELSTER, J., WIESE, J., RAMING, H. & WILLMANN, K.-H. 1991; FÖRSTNER, U. 1991; FRITSCH, W. 1989; FRITSCH, W. & BAUER, R. 1991; GOLWER, A. 1981; HACKL, A. 1993; HAMANN, R. 1975; HIMSL, L. & REICHEL, P. 1989 und 1991; HORNICZEK, J. 1989; HUBMANN, A. 1989; JANDA, H. 1983; KLAGER, R. 1989; KOVACIC, H., BRANDSTETTER, F. & KAUBA, H. 1988; KROLEWSKI, H. 1961; KRÜPER, M. & GOETHEL, G. F. 1992; KÜHN, W. 1983; KURKA, F. 1989 und 1991; LIPHARD, K. G. 1992; POLLAK, K. 1989a; PRAZAK-REISINGER, H. & ABED-NAVANDI, M. 1991; REICHEL, P. 1987; REICH-ROHRWIG, P. 1984; RICHTER, G. & GOHN, M. 1989; RÜDDIGER, G. 1987a und 1987b; SCHENZ, R. & FRITSCH, W. 1984; SCHÖPL, K. 1984; STRACKE, M. 1992; VÖRÖS, P. 1986, 1989, 1990 und 1992.

VI.
DIE BEDEUTUNG DER ERDÖLINDUSTRIE FÜR DIE NATURWISSENSCHAFTEN UND DIE TECHNIK

Übersicht:

Die österreichische Erdöl- und Erdgasindustrie hat zweifellos einen beträchtlichen Anteil an der Energie- und Rohstoffversorgung des Landes, worauf im Abschnitt VII.2. näher eingegangen wird. Darüber hinaus haben Teile der Naturwissenschaften und bestimmte technische Sparten ganz wesentliche Impulse durch die Aufsuchungs-, Bohr-, Förder- und Verarbeitungstätigkeit der nationalen und internationalen Erdölgesellschaften erfahren.

Mit der Abnahme der gegenwärtig bekannten Reserven an Erdöl und Erdgas wird der Wunsch nach besserer Ausnützung der eigenen Energievorkommen immer stärker. Dies bewirkt eine sehr intensive Forschungs- und Entwicklungstätigkeit der Geowissenschaftler und Techniker, besonders auf dem Gebiet des KW-Bergbaus.

Was den Verarbeitungssektor betrifft, so sind im Hauptabschnitt V. die wesentlichen Entwicklungen auf dem Gebiet des Raffineriewesens und der Petrochemie angegeben. Es ist unschwer vorherzusagen, daß eine bedeutend ökonomischere Verwertung von KW im petrochemischen Bereich (z. B. in der Kunststofferzeugung) liegen wird. Die Umwandlung des Energieinhaltes von KW in Bewegungs- oder Wärmeenergie mit einem gegenwärtigen Ausnützungseffekt von 20–40 % ist letztlich eine Energieverschwendung. Solange jedoch keine sinnvolleren und wirtschaftlicheren Alternativen in ausreichender Menge vorliegen, wird es wohl noch einige Zeit bei der Situation bleiben, wie sie am Ende des 20. Jahrhunderts besteht.

In den folgenden Abschnitten VI.1. (Geowissenschaften) und VI.2. (Technik und Computerwesen) wird anhand einiger Beispiele gezeigt, wie bestimmte Teilgebiete der Naturwissenschaften und der Technik direkt oder indirekt durch die Tätigkeiten der Erdölindustrie profitiert haben. Die großen Geldmittel, die weltweit und auch in Österreich bei der Prospektion und bei der Verarbeitung umgesetzt wurden und noch werden, haben Forschungs- und Entwicklungsarbeiten ermöglicht, die sonst kaum finanzierbar gewesen wären.

Im Hauptkapitel VI.1.1. „Geologie, Petrologie und Geophysik" von F. BRIX wird dargestellt, welche gewaltigen Informationsmengen in den betreffenden Wissensgebieten im Laufe der fast 70jährigen Tätigkeit (Stand 1992) in Österreich gewonnen wurden. Die Vorstellungen vom Bau, der Entstehungsgeschichte und der Schichtzusammensetzung der erdölhöffigen Gebiete Österreichs wurden sowohl durch die über 4000 Tiefbohrungen mit einer intensiven Bearbeitung der Bohrproben wie auch durch die detaillierte geophysikalische Meßtätigkeit wesentlichen Änderungen im Laufe obiger Zeitspanne unterworfen. Es ist auch gelungen, die Herkunft der Kohlenwasserstoffe und die Lagerstättenbildung weitgehend aufzuklären.

Im Hauptkapitel VI.1.2. „Paläontologie und Biostratigraphie – Einführende Bemerkungen" von E. THENIUS wird eine Reihe von grundlegenden Fachbegriffen einleitend erläutert und sodann aufgezeigt, daß besonders die Mikropaläontologie eine ganz bedeutende Hilfe bei der KW-Prospektion war und ist. Andererseits ist sowohl dieses Wissensgebiet wie auch die Sporen- und Pollenkunde (Palynologie) durch die wesentlich erweiterten Forschungsmöglichkeiten, wie sie Tiefbohrungen bieten, beträchtlich befruchtet und weiterentwickelt worden. So wurde z. B. erreicht, daß nicht nur die Faunen und Floren der jungtertiären Sedimente im Randbereich des Wiener Beckens erforscht werden konnten, sondern auch die faziellen und biostratigraphischen Änderungen im Beckeninneren vollständig erfaßt wur-

den. Damit konnte eine realistische Rekonstruktion der paläobiologischen Entwicklung wie auch der Beckenentstehung selbst in Raum und Zeit gewonnen werden.

Im Hauptkapitel VI.1.3. „Beispiele für die geologische Altersbestimmung mit Hilfe von Mikro- und Makrofossilien" von R. FUCHS werden die im vorhergehenden Hauptkapitel VI.1.2. geschilderten Möglichkeiten der biostratigraphischen und faziellen Aussagen mit Hilfe von Bohrkernen und Spülproben dargestellt, so wie diese im Wiener Becken und im Flysch-Beckenuntergrund erzielt werden konnten. Von besonderem Interesse ist, daß nicht nur Mikro- und Nannofossilien gefunden wurden, sondern auch Makrofossilien, wie z. B. Muscheln, Schnecken, Krebsreste, Seeigeln, Belemniten und Ammoniten in Bohrkernen entdeckt werden konnten. Dies ist sowohl der gewissenhaften und gründlichen Bohrkernbearbeitung der Bohrgeologen wie der Sachbearbeiter im Labor zu verdanken.

Im Hauptkapitel VI.1.4. „Geologische Altersbestimmung mit Hilfe von Nannofossilien, Sporen und Pollen" von H. STRADNER & I. DRAXLER wird auf die Bedeutung dieser Fossilien sowohl für erdölgeologische Prospektionsarbeiten wie auch für die paläogeographische Rekonstruktion der Ablagerungen bestimmter Zeiträume hingewiesen. Auch hier ist zu erkennen, wie bedeutsam sich die wechselseitige Unterstützung der wissenschaftlichen Forschung und der praktischen Erdölgeologie ausgewirkt hat. Sowohl die stratigraphische Feingliederung von Schichtkomplexen, z. B. von Flyschsedimenten, weiters die Rekonstruktion der klimatischen Verhältnisse bestimmter Zeitabschnitte der geologischen Vergangenheit, wie auch Anhaltspunkte für den Reifezustand von Muttergesteinen können teils mit Nannofossilien, teils mit Sporen und Pollen ermittelt werden.

Im Hauptkapitel VI.1.5. „Organische Geochemie" von H. BUCHTA wird dargestellt, welche Methoden und Meßgeräte bei der Untersuchung organischer Substanzen angewendet werden. Dabei ist hervorzuheben, daß bei diesen Untersuchungen auch Kombinationen verschiedener Methoden und Geräte zum Einsatz kommen, die speziell für die Anwendung in der Erdöl- und Erdgasindustrie adaptiert wurden. Es geht z. B. auch darum, nicht nur das organische Material in Gesteinen, Flüssigkeiten und Gasen zu analysieren, sondern auch Hinweise für die Herkunft und den Bildungsvorgang dieser organischen Substanzen zu bekommen. So kann man u. a. mit diesen speziellen Methoden Aussagen über den Reifezustand und die Art von KW-Muttergesteinen erhalten. Weiters wird es unter gewissen Voraussetzungen möglich, direkte Vergleiche der Kohlenwasserstoffe in Lagerstätten mit den dazugehörenden Muttergesteinen durch Erkennen von Chemofossilien anzustellen.

Im Hauptkapitel VI.1.6. „Mineralwässer und Geothermie" von K. O. H. LACHMAYER wird darauf eingegangen, welche Möglichkeiten für die Gewinnung und wirtschaftliche Nutzung von Mineralwässern und geothermaler Energie in Österreich gegeben sind. Die Rolle von Bohrungen für die KW-Prospektion, die in vielen Fällen zur Auffindung von Thermalwasservorkommen, z. B. in der Steiermark, in Niederösterreich, in Oberösterreich, in Wien und Salzburg geführt haben, wird diskutiert. Von Bedeutung ist, daß die in den Thermalwässern gespeicherte geothermale Energie nicht unerschöpflich, sondern jeweils von den speziellen geologisch-hydrologischen Verhältnissen abhängig ist. Die nutzbaren Thermen haben sich aber in den betreffenden Fundgebieten als wichtige Wirtschaftsfaktoren erwiesen.

Im Hauptkapitel VI.2.1. „Meilensteine der ÖMV-Tiefbohrtechnik" von H. SPÖRKER kommt der technische Teil zur Sprache. Ausgehend vom Altbestand an Bohranlagen bei der Übergabe der SMV an die ÖMV im August 1955 wird aufgezeigt, welche Modernisierungsarbeiten geleistet wurden, um die Bohranlagen und die Bohrmethoden dem internationalen Standard anzupassen. Dabei hatten die österreichischen Bohrtechniker in einigen Teilgebieten echte Pionierarbeiten geleistet. So wurde das von den damaligen sowjetischen Technikern übernommene Turbinen-

bohrverfahren so verbessert, daß seither die Fachleute der ÖMV zur Weltspitze in diesem Bereich gehören. Andere Beispiele sind die Weiterentwicklung spezieller Spülungsflüssigkeiten (z. B. der Ölbasisspülung), die Ermittlung der echten Belastbarkeit des Bohrgerüstes bei bestimmten Windgeschwindigkeiten, die Verbesserung des Richtbohrens, die Ermittlung der Ursachen von Ausspülungen des Bohrgestänges, die Entwicklung eines Doppelstoß-Gestängeverbinders, weiters von hochfestem Bohrgestänge und von speziellen Spülungsreinigungsgeräten. Den ÖMV-Bohrtechnikern ist es gelungen, die zumindestens bis 1993 tiefste KW-Bohrung außerhalb der USA niederzubringen: Zistersdorf ÜT2A mit 8553 m Endteufe.

Im Hauptkapitel VI.2.2. „Formationsauswertung" von E. STRAUCH & A. KREMSER werden moderne Entwicklungen im Bereich der Lagerstättentechnik und der Bohrlochgeophysik behandelt. Durch die Erdölindustrie sind die speziellen Methoden für die Auswertung und das Testen bestimmter KW-höffiger Gesteinskörper überhaupt erst entwickelt worden. Es geht dabei um die Möglichkeit sowohl in unverrohrten wie in verrohrten Bohrlöchern ausgewählte Horizonte auf das Vorhandensein von KW auf rationelle und aussagekräftige Weise untersuchen zu können. Von Bedeutung ist aber darüber hinaus, daß diese Verfahren nicht nur bei der KW-Prospektion, sondern auch bei der Suche nach anderen flüssigen oder gasförmigen Substanzen, wie z. B. Trinkwasser, Thermalwasser, Kohlendioxid angewendet werden können.

Im Hauptkapitel VI.2.3. „Rechnergestützte Datenverarbeitung im Explorationsbereich" von L. GAMSJÄGER wird die Rolle der EDV bei der Aufsuchung und Gewinnung übersichtsmäßig beschrieben. Die große Bedeutung sowohl für die Mitarbeiter wie die Unternehmensleitungen wird hervorgehoben. Der Einsatz der jeweils modernsten, leistungsfähigsten sowie sichersten Einrichtungen und Methoden ist dabei eine unabdingbare Notwendigkeit geworden. Wie die Praxis zeigt, zwingt das steigende Datenvolumen zu einer immer intensiveren Anwendung der rechnergestützten Datenverarbeitung. Dabei werden sowohl käuflich erwerbbare wie auch von den Spezialisten der Erdölfirmen geschaffene Programme eingesetzt.

Anmerkung: Die Literaturauswahl für die Hauptkapitel VI.1.1., VI.1.5., VI.1.6. und VI.2.1. bis VI.2.3. ist jeweils am Schlusse der Aufsätze angegeben. Für die drei Hauptkapitel VI.1.2. bis VI.1.4. (Paläontologie) ist die Literaturauswahl erst am Schluß von Hauptkapitel VI.1.4. zu finden.

VI.1. Geowissenschaften

VI.1.1. Geologie, Petrologie und Geophysik

von Friedrich BRIX

VI.1.1.1. Oberflächengeologie und seichte Bohrungen

Die verschiedenen, etwa ab 1925 in Österreich tätigen Erdölgesellschaften haben die Prospektionsarbeiten in ihren Konzessionsgebieten zumeist mit geologischen Oberflächenkartierungen begonnen (siehe die Hauptkapitel II.2.1. bis II.2.3.). Die jeweils vorliegenden geologischen Karten waren für erdölgeologische Zwecke sehr oft zu wenig detailliert, gingen auf bestimmte spezielle Fragestellungen nicht ein oder waren veraltet. So kam es zu umfangreichen geologischen Kartierungen z. B. im Wiener Becken und seinen Randzonen, in der Molassezone zwischen Inn und Thaya, in großen Teilen der Flyschzone und der Nördlichen Kalkalpen sowie in den pannonischen Randbecken.

Als überaus wertvolle Ergänzung dieser Geländearbeiten muß auch die große Zahl von sogenannten Counterflush-Bohrungen (CF-Bohrungen) erwähnt werden, die vorwiegend im östlichen Österreich gebohrt

wurden. Sie dienten zur geologischen Struktursuche, die Bohrtiefen lagen etwa zwischen 200 und 400 m. Das Counterflush-Bohrverfahren beruht darauf, daß die Bohrspülung durch den Ringraum zwischen Bohrgestänge und Gebirge nach unten und durch das Bohrgestänge dann nach oben gepumpt wird (Gegenstromprinzip). Von der Bohrlochsohle wird das durch den rotierenden Meißel gewonnene Gesteinsmaterial mit dem aufsteigenden Spülungsstrom zutage gebracht. Das CF-Verfahren erlaubt daher den fortlaufenden Gewinn von Bohrproben, die eine Art Mittelding von Spülproben und Bohrkernen sind. Der Durchmesser der Proben war allerdings etwa 2 bis 3 cm. Dieses Verfahren wird aber praktisch nicht mehr angewendet, da die geologische Struktursuche mit geophysikalischen Methoden (siehe Hauptkapitel II.2.4.) rascher, effizienter und daher oft kostengünstiger erfolgt.

Bei diesen CF-Bohrungen ist fast immer durchgekernt worden. Die Bohrprobenbeschreibungen sind vorhanden und bedeuten für die betreffende Gegend gemeinsam mit den Ergebnissen der geologischen Kartierungen hervorragende Daten, die nicht nur für erdölgeologische Zwecke nutzbar sind. Dazu kommen noch die weiter unten zu beschreibenden Daten von seismischen Schußbohrungen. Alle diese geologischen Informationen sind auch für andere Zielsetzungen einsetzbar: Hydrogeologie, Baugrunduntersuchungen, Aufsuchung und genauere Lozierung von Störungszonen, Kraftwerksbau, Kohlenprospektion, bodenkundliche Untersuchungen, Auffindung von Abbaumöglichkeiten für natürliche Baustoffe (Schotter, Kiese, Sande, Ziegelton, Kalk- und Dolomitgesteine, Sandsteine usw.).

Nun soll noch einiges über die schon erwähnten seismischen Schußbohrungen gesagt werden. Diese für die Schußseismik (siehe Kapitel II.2.4.2.) notwendigen Bohrungen werden meist bis maximal 50 m abgeteuft. Viele dieser Bohrungen sind auch geologisch bearbeitet worden, deren Ergebnisse konnten sehr nutzvoll in die Oberflächenkartierungen eingebunden werden. Sehr häufig ist der Bohrlochabstand etwa 300 m, es liegen daher bei der großen Anzahl schußseismischer Profile in Österreich wohl tausende solcher Daten vor.

Was nun die CF-Bohrungen und die seismischen Schußbohrungen betrifft, muß betont werden, daß die Ergebnisse dieser Bohrungen Eigentum der diese Bohrungen finanzierenden Gesellschaften oder deren Rechtsnachfolger sind. Wer diese zumeist unveröffentlichten Daten benützen will, muß sich daher an diese Firmen wenden.

Durch das Lagerstättengesetz 1947 sind alle Betreiber von Untergrunduntersuchungen (z. B. Bohrungen) verpflichtet, der Geologischen Bundesanstalt in Wien alle Ergebnisse mitzuteilen. Mit Zustimmung dieser Betreiber (z. B. der Erdölgesellschaften) dürfen diese Ergebnisse auch bei der Anfertigung der amtlichen geologischen Karten der Republik Österreich (1 : 50.000, früher 1 : 75.000) verwendet werden, was auch in vielen Fällen geschehen ist.

Es besteht also kein Zweifel, daß die Aktivitäten der Erdölgesellschaften und deren Ergebnisse in den genannten Arbeitsbereichen sehr wesentlich zur geologischen Erforschung Österreichs beigetragen haben und hoffentlich auch in Zukunft beitragen werden.

Literaturauswahl für das Kapitel VI.1.1.1.:

ABERER, F. 1962; ABERER, F., JANOSCHEK, R., PLÖCHINGER, B. & PREY, S. 1964; BRAUMÜLLER, E. 1959; BRIX, F. 1986; FRIEDL, K. 1930a; FUCHS, W. 1980a; GRILL, R. 1947 und 1962; JANOSCHEK, R. 1964; PREY, S. 1957; VETTERS, H. 1938b.

VI.1.1.2. Tiefbohrgeologie und Bohrlochgeophysik

Die Entwicklung der Tiefbohrtechnik (siehe die Hauptkapitel II.3.1. und VI.2.1.) hat auch eine entsprechende Entwicklung der geologischen Bohrungsbetreuung (siehe Hauptkapitel II.3.2.) mit sich gebracht. Dem Bohrgeologen stehen nun Geräte und Einrichtungen zur Verfügung, die eine wesentlich intensivere und diversifiziertere Erfassung geologischer und technischer Daten erlauben, als in

den Anfangsjahren der Bohrtätigkeit nach KW. Dies bewirkt auch, daß die Anforderungen an die Bohrgeologen bedeutend gestiegen sind, d. h. es werden viel mehr und viel präzisere Fragen über die durchbohrte Strecke zu beantworten sein. Das bedeutet aber auch, daß durch die ständige Weiterentwicklung auf dem Gerätesektor die damit arbeitenden Geologen nachgeschult werden müssen, um ihre Aufgaben optimal erfüllen zu können.

Die möglichst vollständige und überschaubare Darstellung aller geologischen und technischen Daten einer Tiefbohrung ist durch die kontinuierliche Anfertigung des „Geologs", bzw. bei Vorhandensein einer Data-Unit des „Geo-Data-Logs", gegeben. Neben dieser graphischen Wiedergabe der Daten während des Bohrvorganges ist das „Spülproben-Klebelog", das ebenfalls laufend angefertigt wird, eine sehr anschauliche Dokumentation der durchbohrten Strecke. Nach Beendigung einer Bohrung wird das „Lithologie-Log" als Beilage zum ausführlichen Abschlußbericht gezeichnet (siehe auch die Abbildungen 69, 86 und 87).

Diese umfassende Bohrbearbeitung und Bohrungsdokumentation hat natürlich auch bei Tiefbohrungen, die für andere Zielsetzungen abgeteuft werden, eine gewisse Vorbildfunktion. Die Methoden und Apparate, die für KW-Bohrungen entwikkelt worden sind, können dann, wenn auch z. T. mit einigen Adaptierungen, je nach Zweckmäßigkeit auch bei Bohrungen nach Wasser, Kohle, Erzen oder Forschungsbohrungen eingesetzt werden. Ein gutes Beispiel dafür ist die KTB (Kontinentale Tiefbohrung) in der Oberpfalz (BRD).

Eine ganz besondere Entwicklung hat die Bohrlochgeophysik genommen. Natürlich hat auch in diesem Fachgebiet die moderne Elektronik schon längst Einzug gehalten. Die Meßmethoden, die die Bohrlochgeophysik für geologische, petrophysikalische, lagerstättenkundliche und bohrtechnische Auswertungen anzubieten hat, sind sowohl an Zahl wie an Aussagekraft stark angestiegen (siehe die Hauptkapitel II.3.3. und II.3.4.). So ist es möglich geworden, die Lithologie der gemessenen Bohrstrecken auf 10 bis 20 cm genau durch die Kombination mehrerer voneinander unabhängiger Meßmethoden weitgehend zu erfassen, ebenso wie meist präzise Aussagen über Porosität, Wassersättigung und KW-Führung sowie über die tektonischen Daten (Lagerung und Lagerungsstörungen der durchbohrten Schichten) gemacht werden können. Die Raumlage und Form des Bohrloches selbst kann kontinuierlich dargestellt werden, was besonders bei stark von der Vertikalen abweichenden oder bei beabsichtigten Bohrungsabweichungen wichtig ist.

Ein Meßgerät mit ganz besonders aussagekräftigen Daten ist der „Formation Microscanner" (siehe Unterkapitel II.3.3.3.2.), der es u. a. gestattet, auch wenige Zentimeter dünne Lagen in einer färbigen, die ganze Bohrlochwand zeigenden Abbildung wiederzugeben. Dies kann man wohl als eine ganz gewaltige Informationssteigerung bezeichnen.

Diese eindeutig durch die KW-Prospektion herbeigeführte Entwicklung der Bohrlochgeophysik kommt ebenfalls allen anderen Fachbereichen zugute, die Tiefbohrungen benötigen. Hier sei beispielhaft die Prospektion auf Kohle, Salze, Trink-, Mineral- und Heißwasser genannt, bei der ein Großteil der im KW-Bergbau angewandten Meßmethoden übernommen werden können. Dies gilt aber auch für tiefe Baugrunduntersuchungen (Tunnelbau) sowie für die schon oben genannten wissenschaftlichen Forschungsbohrungen, durch die außerdem in einigen Spezialfällen durch die extremen Bohrlochverhältnisse die Bohrlochgeophysik eine weitere Entwicklung erfahren hat.

Literaturauswahl für das Kapitel VI.1.1.2.:

BACHMANN, G. & SCHMIDT-KALER, H. 1981; BERGER, W. 1959; BRIX, F. 1966 und 1990; BRIX, F. & GÖTZINGER, K. 1964; COLINS, E., NIEDERBACHER, P. & SAUER, R. 1990; DOHR, G. 1981; EBNER, F. 1988; GLOTH, H. & STRÖBL, E. 1992; HAGN, H. 1981; HAMILTON, W. 1989; HORVATH, Sz. 1984; HUF, W. 1963; KAPOUNEK, J., KÖLBL, L. & WEINBERGER, F. 1963; KÖLBL, L. 1967; KRAMER, H. & KRÖLL, A. 1979; KRÖLL, A. & HELLER, R. 1978; KRÖLL, A. & WESSELY, G. 1967 und 1973; KRUG, V., BAUM, G. WINDGASSEN, W.

1981; MÜLLER, M. 1985 und 1986; PIRSON, S. J. 1977; POLESNY, H. 1983; RINGHOFER, W. 1986; RUF, W. 1963; SCHOTT, W. 1984c; WAGNER, L., KUCKELKORN, N. & HILTMANN, W. 1986; WEBER, F. 1985a; WESSELY, G. 1974, 1983, 1988 und 1990.

VI.1.1.3. Stratigraphie, Fazies und Paläogeographie

Die Schichtenkunde der erdölhöffigen Sedimentgebiete Österreichs hat durch die KW-Prospektion eine sehr wesentliche Wissensvermehrung erfahren. Vorher waren zumeist nur jene Schichtglieder bekannt, die durch die Oberflächenkartierung, den Kohlenbergbau, Wasserbohrungen, tiefe Brunnen, den Tunnelbau usw. erschlossen worden sind.

Durch die rund 4000 Tiefbohrungen nach KW sind zwischen Anfang 1917 und Ende 1992 insgesamt 6,736.594 Bohrmeter abgeteuft worden. Das bedeutet eine gewaltige Menge an stratigraphischen Informationen, da, jeweils der Zeit entsprechend, lithologische und biostratigraphische Untersuchungen gemacht wurden und in den meisten Fällen auch noch greifbar sind. Weitere wichtige stratigraphische Ergebnisse wurden auch dadurch gewonnen, daß alle infrage kommenden sedimentären Bereiche, meist an mehreren Stellen bis zum kristallinen Grundgebirge durchbohrt worden sind, sodaß nun die kompletten Schichtfolgen dieser Bereiche durch die KW-Prospektion bekannt sind. Nähere Details sind im Kapitel VI.1.1.5. und in den Hauptkapiteln VI.1.2. bis VI.1.4. zu finden.

Die präzisere Bearbeitung der Schichtfolgen durch Geologen, Paläontologen, Sedimentologen und Geochemiker ermöglichte auch eine qualifiziertere Interpretation der bisher von der Oberfläche her bekannten Schichtglieder. Zahlreiche weitere Schichtglieder konnten durch die Bohrungen überhaupt erst nachgewiesen werden, da eben nicht alle stratigraphischen Elemente an der Erdoberfläche anstehen, wie z. B. das Aderklaaer Konglomerat im Wiener Becken, das Moosbierbaumer Konglomerat in der Molassezone und die ganze Schichtfolge des Autochthonen Mesozoikums unter der Molasse, der Flyschzone und den Nördlichen Kalkalpen von Salzburg bis zum Wiener Becken.

Mit der stratigraphischen Feingliederung der sedimentären Bereiche ging aber auch eine fazielle Feingliederung derselben einher. Diese ist natürlich nur dort möglich gewesen, wo eine entsprechende Bohrdichte besteht (siehe Unterkapitel III.1.2.1.2.). So konnten die ursprünglichen Ablagerungsräume und Ablagerungsbedingungen für fast alle erfaßbaren Schichtglieder in befriedigender Weise rekonstruiert werden. Dies ergab wieder wertvolle Anhaltspunkte für die Paläogeographie (siehe Kapitel VI.1.1.5.) und damit für die Entstehungsgeschichte der einzelnen sedimentären Bereiche.

Eine besondere Rolle kommt der Untersuchung und Bestimmung der Mikrofazies einzelner Schichtglieder zu. Diese Arbeits- und Forschungsrichtung ist besonders für Hartgesteine wertvoll, da sie bei Vorliegen der entsprechenden Komponenten (bestimmte Gesteinsbruchstücke, Mineralkörner, Fossilreste) eine Zuordnung zu bestimmten Faziesbereichen ermöglicht. Diese Methode hat sich für die KW-Prospektion als sehr nützlich erwiesen, weshalb sie von den Erdölfirmen sehr gefördert worden ist.

Unter Berücksichtigung der auch in anderen Ländern gewonnenen stratigraphischen und faziellen Ergebnissen konnte z. B. im Bereich des jungtertiären „Paratethys"-Meeres vom Mittelmeerraum über Slowenien, Österreich, Kroatien, Ungarn, Slowakei, Rumänien bis in die Ukraine eine paläogeographische Rekonstruktion der Verteilung von Land und Meer in den verschiedenen Zeitabschnitten des Jungtertiärs erarbeitet werden. Es besteht kein Zweifel, daß bei diesen Rekonstruktionen die Ergebnisse der in all diesen Ländern durch die KW-Prospektion gewonnenen Daten eine wesentliche Rolle gespielt haben.

Es sei vermerkt, daß zahlreiche Dissertationen an österreichischen Universitäten auch über stratigraphische, sedimentologische und paläontologische Themen mit wesentlicher Unterstützung der Erdölgesellschaften verfaßt werden konnten. Es

war dies für die Geowissenschaften Österreichs ein echter Forschungsfortschritt.

Somit kann gesagt werden, daß das am Anfang dieses Kapitels formulierte Postulat durchaus zu Recht besteht.

Literaturauswahl für das Kapitel VI.1.1.3.:

BACHMAYER, F., FUCHS, R. et al. 1977; BRAUMÜLLER, E. 1961; BRIX, F., KRÖLL, A. & WESSELY, G. 1977; FUCHS, R., GRÜN, W., PAPP, A., SCHREIBER, O. & STRADNER, H. 1980; FUCHS, R., WESSELY, G. & SCHREIBER, O. S. 1984; GRILL, R., KAPOUNEK, J. et al. 1968; GRÜN, W. 1984; FLÜGEL, H. W. & NEUBAUER, F. R. 1984; FREILINGER, G. 1963; JIŘIČEK, R. & SEIFERT, P. 1990; KAPOUNEK, J., KRÖLL, A., PAPP, A. & TURNOVSKY, K. 1965; KAPOUNEK, J., PAPP, A. & TURNOVSKY, K. 1960; KÖLBL, L. 1966; KREUTZER, N. 1986a; KREUTZER, N. & HLAVATÝ, V. 1990a; NACHTMANN, W. & WAGNER, L. 1987; NĚMEC, F. & KOCÁK, A. 1976; OBERHAUSER, R. 1980b; PAPP, A., GRILL, R., JANOSCHEK, R., KAPOUNEK, J., KOLLMANN, K. & TURNOVSKY, K. 1968; PAPP, A., KROBOT, W. & HLADECEK, K. 1973; PAPP, A. & STEININGER, F. 1973; PAPP, A. & TURNOVSKY, K. 1964; RÖGL, F. & STEININGER, F. F. 1983; THENIUS, E. 1983; WESSELY, G., SCHREIBER, O. S. & FUCHS, R. 1981.

VI.1.1.4. Tektonik

Nach langjähriger Erfahrung steht fest, daß ein erheblicher Teil der geologischen Strukturen, die zu Fallen für migrierende KW wurden, durch tektonische Vorgänge entstanden sind. Es handelt sich dabei um Faltungs-, Überschiebungs- und Absenkungsvorgänge, die für das betreffende Prospektionsgebiet von Bedeutung sein können. Es wird daher der Erforschung dieser tektonischen Vorgänge ein besonderes Augenmerk zugewandt (siehe auch Hauptkapitel III.1.4.).

Dort, wo es schon Tiefbohrungen gibt, haben sich die Schichtneigungsmessungen als sehr wertvolle Hilfe für die Aufklärung der tektonischen Verhältnisse erwiesen (siehe Hauptkapitel II.3.3. und II.3.4.), da diese Meßart sowohl die Schichtlagerung selbst (soweit vorhanden), wie auch Bruchdurchgänge, Überschiebungen, Diskordanzen, Verfaltungen meist deutlich erkennen läßt.

Eine der bedeutendsten Erkenntnisse der alpinen Tektonik, die durch die Prospektionstätigkeit gewonnen wurde, ist die glänzende Bestätigung der Deckenlehre, die vorher immer wieder angezweifelt worden ist. So wurde durch mehrere Bohrungen eindeutig nachgewiesen, daß die Flyschzone einschließlich des Helvetikums (im Osten Buntmergelserie) im Ostalpenraum viele Kilometer über die viel jüngeren Gesteine der Molassezone geschoben worden ist: Kirchham 1 bei Vorchdorf, Kürnberg 1 bei Steyr, Steinfelden 1 bei Viechtwang, Kirchdorf 1 bei Kirchdorf a. d. Krems, Texing 1 bei Mank, Perschenegg 1 bei Pyhra, Mauerbach 1a nordwestlich von Wien. Aber auch die Fernüberschiebung der Nördlichen Kalkalpen über die Flyschzone, das Helvetikum und die Molasse konnte eindrucksvoll belegt werden durch die Tiefbohrungen Grünau 1 im Almtal, Molln 1 NNE Windischgarsten, Urmannsau 1 bei Gaming und Berndorf 1 südlich Berndorf (NÖ).

Eine weitere prinzipielle Bestätigung fand die bisherige geologisch-tektonische Interngliederung der Flyschzone, des Helvetikums, der Klippenzone und der Nördlichen Kalkalpen, wie sie aufgrund von Kartierungsarbeiten und seichten Bohrungen erkannt worden ist. Darüber hinaus wurden durch die Tiefbohrungen neue Schichtglieder und tektonische Untereinheiten gefunden, wie dies z. B. in der Bohrung Urmannsau 1 im kalkalpinen Teil der Fall war.

Die Auffindung der Öllagerstätte Schönkirchen Tief im kalkalpinen Relief des Untergrundes des Wiener Beckens im Jahre 1962 war die Veranlassung dazu, auch den Internbau der Kalkalpen in diesem Bereich durch zahlreiche Bohrungen zu untersuchen. Es wurden dabei nicht nur weitere Öl- und Gaslagerstätten gefunden, sondern auch neue Erkenntnisse über den Internbau gewonnen (siehe Beilage 1). In vergleichbaren Obertagsgebieten der Nördlichen Kalkalpen wären diese Erkenntnisse über den tieferen Internbau durch bloße geologische Kartierung kaum erreichbar gewesen.

Die Tektonik der Beckenlandschaften Österreichs war zu Beginn der Erdölpro-

spektion in den Jahren nach dem Ersten Weltkrieg nur wenig bekannt. Niemand konnte sich z. B. vorstellen, daß es im Wiener Becken bei Schwechat und bei Hohenau Beckentiefen von 5000 bis 6000 m gibt. Die meisten Bruchsysteme waren nicht oder nur andeutungsweise bekannt.

Auf dem Wege der intensiven Erforschung des Wiener Beckens durch die Ölgesellschaften konnte unter Einsatz beträchtlicher finanzieller Mittel nach und nach ein kompliziertes System von Brüchen, flachen Aufwölbungen, ummantelten begrabenen Bergen des Beckenuntergrundes, Horsten und Gräben erkannt werden. Erst durch die Kombination von geologischen Kartierungen, Flachbohrungen (CF-Bohrungen), geophysikalischen Messungen und Tiefbohrungen konnten diese Ergebnisse zustande gebracht werden. Damit waren aber wertvolle Anhaltspunkte dafür gegeben, wie dieses Becken entstanden ist.

Die Molassezone zwischen Salzburg, Steyr, Stockerau und Laa an der Thaya ist sowohl durch Oberflächenkartierungen, wie auch durch zahlreiche Flach- und Tiefbohrungen sowie durch geophysikalische Untersuchungen in drei tektonisch unterscheidbare Bereiche geteilt worden und zwar in die Autochthone Molasse, die Gestörte Molasse und in die Subalpine Molasse mit ihrer Fortsetzung nach Nordosten, der Waschbergzone und der Steinitzer Zone (letztere schon in Südmähren). Einen Überblick gibt Beilage 5.

Das Autochthone Mesozoikum auf der Böhmischen Masse bzw. unter der Molassezone wurde, wie schon früher erwähnt, als tektonische und stratigraphische Einheit überhaupt erst durch die Aufschlußbohrung Staatz 1 im Jahre 1959 entdeckt. Inzwischen ist die räumliche Ausdehnung und die Mächtigkeit schon recht gut bekannt, wenn auch die Süd- und Ostbegrenzung noch nicht genau erfaßt ist. Im Gebiet des Gaskondensatfeldes Höflein nördlich von Wien ist durch die Bohrtätigkeit eine sehr ausgeprägte Bruchtektonik dieser Einheit erschlossen worden. Der Hangendteil dieses Autochthonen Mesozoikums ist an mehreren Stellen durch die tertiären Überschiebungsvorgänge verschuppt worden, wie z. B., die Bohrungen Mauerbach 1a und Fallbach 2 nachgewiesen haben.

Schließlich sollen noch dem Jungpaläozoikum auf der Böhmischen Masse einige Worte gewidmet werden. Wie die Bohrergebnisse gezeigt haben, befinden sich diese permischen Gesteine heute zumeist in tektonischen Gräben. So konnte sehr wahrscheinlich gemacht werden, daß die Fortsetzung der Boskowitzer Furche bis in den Raum Mailberg–Roggendorf reicht. Außerdem wurde an den Bohrkernen beobachtet, daß das Schichteinfallen um 45° beträgt, d. h., daß tektonische Bewegungen nach dem Rotliegenden und vor der Jurazeit stattgefunden haben müssen. Die Juragesteine, z. B. der Bohrung Altenmarkt i. Th. 1, sind vom Rotliegenden durch eine tektonische Diskordanz getrennt.

Die zunehmende Bedeutung der Plattentektonik hat nun auch bei der Interpretation der Entstehung des Wiener Beckens Eingang gefunden. Letzteres wird als „pull apart basin" verstanden, da nicht nur vertikale und horizontale, sondern auch laterale (seitliche) Bewegungen an verschiedenen Bruchsystemen zu verzeichnen sind (siehe auch die Kapitel II.1.9.2. und III.1.4.4.).

Diese Beispielen sollen zeigen, wie bedeutsam sich die Ergebnisse der KW-Prospektion auf die tektonische Erforschung in großen Teilen Österreichs ausgewirkt haben.

Literaturauswahl für das Kapitel VI.1.1.4.:

DICKINSON, W. R. & YARBOROUGH, H. 1977; FISCHER, A. G. & JUDSON, S. 1975; FRIEDL, K. 1960; HAMILTON, W., JIŘIČEK, R. & WESSELY, G. 1990; KEAREY, Ph. & VINE, F. J. 1990; KOCH, E. 1987; KÖLBEL, B. 1984; KRÖLL, A., FLÜGEL, H. W. et al. 1988; PÄTZ, H. 1982; PLACHY, H. 1981; ROYDEN, L. H. 1985; STEININGER, F. F., WESSELY, G., RÖGL, F. & WAGNER, L. 1986; STOWASSER, H. 1966; TOLLMANN, A. 1980 und 1985; TRÜMPY, R. 1985; VEIT, E. 1953; WESSELY, G. 1984b.

VI.1.1.5. Petrologie

Auf dem Sektor der Gesteinskunde sind im Zusammenhang mit der Suche nach Erdöl und Naturgas drei Bereiche besonders hervorzuheben: die Sedimentologie, Neufunde von Erstarrungsgesteinen und die Erweiterung der Kenntnisse über die Verbreitung der kristallinen Gesteine der Böhmischen Masse.

VI.1.1.5.1. Sedimentologie

Grundsätzliche Bemerkungen über dieses Thema sind auch im Kapitel III.1.2.1. zu finden.

In den Jahrzehnten ab Mitte des 20. Jahrhunderts fand eine geradezu explosive Entwicklung der Sedimentologie statt, die zu einem erheblichen Teil vor allem von den großen Erdölgesellschaften der ganzen Welt direkt oder indirekt initiiert und gefördert wurde. Dabei haben sowohl zahlreiche Universitäts- und Forschungsinstitute wie auch die jeweiligen firmeneigenen Forschungsabteilungen und Labors mitgewirkt.

Ab etwa 1960 sind mehrere wissenschaftliche Werke erschienen, die sich ausschließlich mit Sedimentgesteinen befassen. Später ist die Spezialisierung soweit gegangen, daß umfangreiche Monographien sogar über einzelne Sedimentgesteinsarten veröffentlicht wurden, wie z. B. über die Tone, Sandsteine und Karbonatgesteine.

Bei all den genannten Forschungsarbeiten wurde den rezenten (gegenwärtigen) Sedimenten verschiedener Ablagerungsräume besonderes Augenmerk zugewandt, da nur so das richtige Verständnis für die Entstehung der Sedimente in der geologischen Vergangenheit gefunden werden konnte (Aktualitätsprinzip).

Gleichzeitig wurde und wird auch das Studium der Bedeutung von Organismen für die Gesteinsbildung vorangetrieben. Damit ist die Möglichkeit gegeben, für die meisten rezenten Faziesbereiche Regeln ihrer gesteinsmäßigen sowie biologischen Verhältnisse und Zusammensetzungen zu geben und damit auch die schon erwähnten Rückschlüsse auf ähnliche Verhältnisse in der geologischen Vergangenheit zu machen. So kann man aus den mikrofaziellen Untersuchungen von Dünnschliffen von Sedimentgesteinen zumeist auf die Ablagerungsbedingungen und das Energieniveau schließen. Das heißt, daß man z. B. aussagen kann, ob es sich bei dem betreffenden Gestein um eine Bildung in Küstennähe mit hohem Energieniveau (Brandungsenergie der Meereswellen) oder um ein Sediment im Stillwasserbereich mit geringem Energieniveau handelt. Man kann auf diese Weise Riff- und Beckenfazies, Lagunenbildungen, Riffschutthalden am Kontinentalrand, Deltabildungen bei Flußmündungen usw. unterscheiden.

Alle diese für Fragen des Vorhandenseins von Speichergesteinen und abdichtenden Deckschichten so wichtigen Beobachtungen haben die Naturwissenschaften bedeutend bereichert, denn diese Beobachtungen ergaben wieder Hinweise für paläogeographische Rekonstruktionen zur Zeit der Entstehung der untersuchten Schichten und Gesteine.

Ein anderer Fortschritt betrifft die Systematik der Sedimentgesteine, die wesentlich verfeinert werden konnte. Die richtige und entsprechend differenzierte Zuordnung eines Gesteins aufgrund der Festlegung möglichst vieler typischer Merkmale ist ein wichtiges Anliegen der Erdölgeologie.

Ein weiterer Fragenkreis behandelt die Diagenese der Sedimente, d. h. die Umwandlung des unverfestigten Sediments in ein verfestigtes Ablagerungsgestein. Bei dieser Diagenese geht z. B. bei der Kompaktion von Sanden zumeist nutzbarer Porenraum verloren und die Speichereigenschaften verschlechtern sich. Ein anderer Vorgang, nämlich die Umwandlung eines Kalkgesteins in ein Dolomitgestein (Dolomitisierung), läßt Poren- und Feinklufträume neu entstehen und schafft so die Voraussetzung für neue Prospektionsziele. Die Diageneseforschung hat die Erkenntnisse über die Gesteinswerdung bedeutend erweitert.

Ein sehr wichtiger Arbeitsbereich der Sedimentologie mit bedeutenden Erkenntnissen für die Naturwissenschaften betrifft den Fragenkreis nach dem Herkunftsge-

biet der Sedimente, der Transportart, der Transportrichtung und der Transportweite. Auf diesen Überlegungen und spezifischen Laboruntersuchungen, wie z. B. Korngrößenbestimmungen, Abrollungsgrad und Form der Sedimentpartikel, Art der Gesteinskomponenten, Schwermineralanalysen sowie auf einer Interpretation der Bohrlochmessungen basiert die Konstruktion von Fazies-, Mächtigkeits- und Sandschüttungskarten für ein Gebiet mit einer genügenden Anzahl von Bohrungen (siehe auch Kapitel II.2.3.2.).

Für die Frage nach dem Vorhandensein sedimentärer Fallen für KW-Lagerstätten, z. B. an auskeilenden Sandlagen, ergeben sich aus obigen Untersuchungen und Überlegungen wertvolle Anhaltspunkte.

Auch diese Forschungsrichtung der Erdölgeologie hat die Kenntnisse von der paläogeographischen Entwicklung der sedimentären Serien in den KW-Hoffnungsgebieten, soweit schon Bohrungen vorhanden sind, wesentlich erweitert.

Literaturauswahl für das Unterkapitel VI.1.1.5.1.:

FRIEDMAN, G. M. & SANDERS, J. E. 1978; FÜCHTBAUER, H. & MÜLLER, G. 1977; GRIM, R. E. 1968; KURZWEIL, H. 1973; LARSEN, G. & CHILINGAR, G. V. 1979; PETTIJOHN, F. J., POTTER, P. E. & SIEVER, R. 1973; RAMMEL, M. 1989; REINECK, H.-E. & SINGH, I. B. 1980; WIESENEDER, H. 1952, 1958, 1960a, 1960b, 1962a, 1962b, 1967 und 1968; WIESENEDER, H. & MAURER, I. 1958; WILSON, J. L. 1975; WOLETZ, G. 1967; ZIMMERLE, W. 1979.

VI.1.1.5.2. Neufunde von Erstarrungsgesteinen

Die große Anzahl von Tiefbohrungen in den verschiedenen Aufsuchungsgebieten Österreichs hat auch mehrfach zur Auffindung bisher verborgener Erstarrungsgesteine geführt, von denen einige Beispiele hier genannt werden.

Im Wiener Becken wurde im Jahre 1947 in der Bohrung Linenberg 1 bei Zistersdorf zwischen 37,2 und 37,6 m Bohrtiefe ein Glastuffit rhyolitischer oder dazitisch-andesitischer Zusammensetzung im Unteren Badenien gefunden. Es ist wahrscheinlich, daß das Material damals durch Lufttransport hierher gelangt ist.

Ein zweiter Fund eines vulkanischen Gesteins wurde in der 1968 bis 1969 abgeteuften Bohrung Orth 1 im Marchfeld knapp nördlich der Donau gemacht. Inmitten pelitischer Sedimente des Karpatiens wurden von 3105 bis 3138 m Bohrteufe Andesite, Andesittuffe und Trachyandesittuffe (Latite) angetroffen.

Im Untergrund des Wiener Beckens wurde von einer Gruppe von Bohrungen im Raum Raggendorf – Bockfließ Pikrite in Oberkreideschichten des Klippenhüllflysches durch mehrere Bohrkerne nachgewiesen. Die Kerne stammen aus dem Bereich zwischen 1896 und 2326 m Bohrteufe. Pikrit ist eine Abart der Diabas – Basaltreihe, Olivin ist das vorherrschende Mineral. Pikrite sind vom Westrand des Wiener Beckens aus Obertagsaufschlüssen des Klippenhüllflysches des Lainzer Tiergartens und von anderen Stellen des Wiener Stadtgebietes bekannt. Diese Pikritzone liegt knapp nördlich der Kalkalpen und setzt sich im abgesenkten Beckenteil mindestens bis unter das Ölfeld Matzen fort. Eine weitere Fortsetzung nach NNE bis zu den Kleinen Karpaten ist wahrscheinlich.

Unter der Molassezone konnten in den Bohrungen Porrau 2 (1960/1961) im Bereich von 1745 und 2012 m Bohrteufe und in der Bohrung Roggendorf 1 (1962) im Bereich von 1008 bis 1342 m Bohrteufe Vulkanite angetroffen werden. In Porrau 2 entfallen auf die Gesamtmächtigkeit von 267 m insgesamt 164 m anchimetamorpher Diabas (Metadiabas) in 6 Lagen und einer Tuffitlage. Zwischen diesen Lagen befinden sich Sedimentgesteine und zwar Schiefertone, Sandsteine, Konglomerate, Breccien und im tieferen Teil auch Kohlentone. Ein Diabas ist ein älteres Ergußgestein, das hier vorwiegend aus kalkreichen Feldspäten (Plagioklasen), Chlorit, Serizit und Augit besteht.

In Roggendorf 1 liegt im genannten Bereich eine Wechsellagerung von kieseligen Grauwacken bis Quarziten sowie Tonsteinen einerseits mit Quarzporphyriten, Metadiabasen, Tuffiten und Eruptivbreccien andererseits vor. Diese Serie ist aber nicht durchbohrt worden, da die Bohrung bei

1342 m eingestellt wurde. Bei der Bohrung Porrau 2 konnte das Alter der vulkanischen Tätigkeiten durch Fossilfunde auf Dogger eingeengt werden. Bei Roggendorf 1 dagegen wurde außer einem Farnrest keine weiteren Fossilien gefunden. Die genannte Wechsellagerung wurde daher in das Jungpaläozoikum gestellt, obwohl die Eruptivgesteine von Porrau 2 und Roggendorf 1 eine gewisse Ähnlichkeit miteinander haben.

Ein besonderer Fund wurde in der Bohrung Grünau 1 im Almtal gemacht, die von 1985 bis 1987 abgeteuft wurde. In der von den Nördlichen Kalkalpen (Höllengebirgsdecke) überschobenen Klippenzone wurde nach einer schmalen Mylonitzone (1960 bis 1969 m Bohrtiefe) ab 1969 m bis 2490 m Bohrtiefe ein gewaltiges Serpentinitvorkommen erbohrt. Dieses 521 m mächtige Vorkommen wird von der Mergelkalkserie des Malm und von grobkörnigen Gesteinen in Grestener Fazies unterlagert. Darunter folgen allochthone Gesteine des Helvetikums mit eingeschuppter Molasse. Dann kommen die Gesteine der Autochthonen Molasse und des Autochthonen Mesozoikums über dem Kristallin der Böhmischen Masse. Der Serpentinit mit seiner allochthonen Unterlagerung ist also ein Schubkörper aus dem Süden. Ein Serpentinit ist ein metamorphes Gestein, das vorwiegend aus dem Mineral Serpentin zusammengesetzt ist.

Literaturauswahl für das Unterkapitel VI.1.1.5.2.:

HERITSCH, H. 1966 und 1979; KAPOUNEK, J. & PAPP, A. 1969; KOLLMANN, K. 1965; WIESENEDER, H. 1965b.

VI.1.1.5.3. Die Verbreitung kristalliner Gesteine der Böhmischen Masse

Es gibt zahlreiche Publikationen, die alle jene Bohrungen anführen, die das Kristallin der Böhmischen Masse erbohrt haben. Inzwischen ist die Zahl dieser Bohrungen beträchtlich gestiegen. Es ist hier nicht beabsichtigt, eine vollständige Liste über dieses Thema zu machen. So viel soll gesagt werden, daß sowohl Gesteine des Moldanubikums wie des Moravikums angetroffen wurden.

Von Bedeutung für die geologische Erforschung Österreichs ist nicht nur die Petrologie der Kristallingesteine, sondern auch die Verbreitung nach Süden und die Tiefenlage, wo diese Gesteine erbohrt wurden. Über eine ganze Anzahl von Bohrungen aus der niederösterreichischen Molassezone sind die betreffenden Daten in einigen Listen, die den Unterkapiteln III.4.4.2.1. und III.4.4.3.1. beigegeben sind, enthalten.

Es soll nun ein Beispiel für die Reliefunterschiede der Kristallinoberfläche in einem etwa von Norden nach Süden verlaufenden Schnitt von der Bohrung Goggendorf 1 (NW Hollabrunn) bis zur Bohrung Berndorf 1 (südlich Berndorf in Niederösterreich) gegeben werden. Die genannten Teufenwerte sind Absolutwerte, d. h. bezogen auf Adrianull, gerundet auf volle Meter. Die Verkürzungen der Teufen durch Bohrlochabweichungen sind berücksichtigt. Der Schnitt läuft über 12 Bohrungen, ist mehrfach geknickt und ungefähr 85 km lang:

Goggendorf 1	+15
Niederrußbach 1	–806
Absdorf 3	–467
Moosbierbaum K1	–226
Moosbierbaum K2	–936
Großgraben K1	–549
Raipoltenbach 1	–508
Neulengbach 1	–887
Getzwiesen 1	–1386
Manzing 1	–1958
St. Corona 1	–1606
Berndorf 1	–5575

Bei den hier angegebenen Werten handelt es sich um die Oberkante Kristallin und nicht um die Endteufe.

Für die Geologie der Ostalpen ist von Bedeutung, daß die Böhmische Masse nachweislich bis weit unter die Nördlichen Kalkalpen reicht. Die beiden südlichsten Bohrungen (1992) im kalkalpinen Raum, die das Kristallin der Böhmischen Masse erreicht haben, sind Molln 1 (N Windischgarsten, SE von Molln, OÖ) und Berndorf 1 (S Berndorf NÖ).

Berndorf 1 wurde 1978/79 gebohrt, hat eine Geländehöhe von 362 m und eine Endteufe von 6028 m. Das Kristallin wurde bei der absoluten Teufe von –5575 m erreicht. Die Bohrung liegt ca. 20 km südlich des Nordrandes der Kalkalpen und ca. 40 km südlich des Nordrandes der Flyschzone (siehe auch Unterkapitel III.4.4.3.1.).

Molln 1 wurde 1987 bis 1989 gebohrt und hat eine Geländehöhe von 589 m. Nach mehrfachen Ablenkungen hat Molln 1d (Endteufe 5619 m) das Kristallin bei einer absoluten Teufe von –4974 m angetroffen. Die Bohrung liegt etwa 10 km S der Kalkalpennordgrenze und etwa 16 km S der Flyschnordgrenze.

Es ist zu vermuten, daß die Südgrenze der Böhmischen Masse ungefähr unter dem heutigen Südende der Nördlichen Kalkalpen liegen könnte.

Literaturauswahl für das Unterkapitel VI.1.1.5.3.:

FREILINGER, G. 1963; GRILL, R. & WALDMANN, L. 1950; KITTLER, G. 1971; TSAMBOURAKIS, G. 1974; WIESENEDER, H. 1966; WIESENEDER, H., FREILINGER, G., KITTLER, G. & TSAMBOURAKIS, G. 1976; WIESENEDER, H. & SCHARBERT, S. 1970; WIESENEDER, H. & ZIRKL, E. 1956 und 1957.

VI.1.1.6. Geochemische Prospektion

Die Ansammlung organischer Substanzen in der geologischen Vergangenheit, die Umwandlung dieser Substanzen in Kerogen, die Bildung von KW durch Wärmeeinfluß, die Migration vom Muttergestein in die Speichergesteine sind wichtige Stadien der KW- und Lagerstättenbildung (siehe auch Abschnitt II.1.). Diese geochemischen Vorgänge sind daher unabdingbare Voraussetzungen für die Beurteilung eines Aufsuchungsgebietes. Die Erforschung dieser Vorgänge ist eine der Aufgaben der geochemischen Prospektion (siehe auch Hauptkapitel II.2.6.).

Die Absenkungstiefe von Beckensedimenten mit Muttergesteinen und damit deren Aufheizungsgeschichte ist eine zentrale Frage. Es geht dabei um die Mobilisierung von Kerogen als der wichtigsten Muttersubstanz für KW. Als zusätzliches Resultat dieser Untersuchungen fallen nun Forschungsergebnisse an, die auch für andere Sparten von Bedeutung sind: Informationen über die geothermische Tiefenstufe, über unterirdische Wasserkreisläufe und die damit zusammenhängenden Wärmetransporte, über Wärmeanomalien und allgemeine Wärmestrommessungen, über die Entdeckung von Migrationswegen über Kluftsysteme, poröse Gesteinslagen oder tektonische Störungszonen und schließlich über die kartenmäßige Verteilung bestimmter Spurenelemente und KW-Spuren in der obersten Bodenzone.

Literaturauswahl für das Kapitel VI.1.1.6.:

ALLEN, Ph. A. & ALLEN, J. R. 1990; ERNST, W. 1970; HALBOUTY, M. T. et al. 1970; KIESL, W., KOEBERL, C. & GÖTZINGER, M. A. 1990; KRALIK, M. 1983; KRATOCHVIL, H. & LADWEIN, H. W. 1984a und 1984b; KREJCI-GRAF, K. 1966; LADWEIN, H. W. 1988; LADWEIN, H. W., SEIFERT, P. & SCHMIDT, F. 1989; LADWEIN, W., SCHMIDT, F., SEIFERT, P. & WESSELY, G. 1991; MASON, B. & MOORE, C. B. 1985; POTTER, P. E. & PETTIJOHN, F. J. 1977; SACHSENHOFER, R. F. 1991 und 1992; SASSEN, R. 1985; SIEGEL, F. R. 1974; SOKOLOW, W. A. 1955; SZALAY, A. & HORVÁTH, F. 1989; WELTE, D. H. & YALCIN, M. N. 1988; WIESENEDER, H. 1973.

VI.1.1.7. Laborarbeiten

Pro Tiefbohrung fallen oft mehrere hundert Spülproben (Cuttings), dann Bohrkerne, Seitenwandkerne und Spülungsproben an. Dazu kommen Gas- und Flüssigkeitsproben, die sowohl während des Bohrvorganges als auch durch Tests und Stimulationsarbeiten gewonnen werden. Bei Fördersonden sind laufend Zuflußmaterialien (Öl, Gas, Wasser) zu untersuchen. Einpreßwässer müssen immer wieder auf ihre bakteriologische Eignung überprüft werden (siehe auch Hauptkapitel II.3.5.).

Die Laborarbeiten stehen bei diesen Arbeiten nicht nur unter Zeitdruck, es werden auch hohe Anforderungen an die Qualität der Ergebnisse gestellt, da häufig wichtige Entscheidungen über Bohr-, Förder- oder Einpreßprojekte davon abhängen.

Als Beispiel soll das „Labor für Aufschluß und Produktion" der ÖMV AG in Wien-Gerasdorf genannt werden, das mit der Durchführung obiger Aufgaben betraut ist. Für eine ganze Reihe von Untersuchungen, die spezielle Hochleistungsgeräte oder Fachleute benötigen, werden fallweise auch andere Institutionen herangezogen, wie z. B. einige Universitätsinstitute, das Naturhistorische Museum, die Bundesversuchs- und Forschungsanstalt Arsenal, die Geologische Bundesanstalt.

Bei dem Massenanfall von Untersuchungsmaterial wurden zeit- und geldsparende Methoden entwickelt, die aber den gestellten Anforderungen gerecht werden mußten. Von besonderer Wichtigkeit sind alle jene Untersuchungen, die sonst gar nicht oder selten woanders routinemäßig und kostengünstig in Österreich ausgeführt werden können. Dazu gehören Bestimmungen der Porosität, Permeabilität und Wassersättigung von Bohrkernen, Porengasanalysen von Spülproben und Kernen, die Untersuchung der chemischen und physikalischen Eigenschaften von Bohrspülungen, Fluoreszenzuntersuchungen von Flüssigkeiten und Gesteinen, Druck-Volumen-Temperaturbestimmungen von Lagerstätten usw. Dazu kommen spezielle sedimentologische Analysen, chemische Untersuchungen von Öl-, Gas- und Wasserproben, bakteriologische Untersuchungen sowie die Herstellung von Dünnschliffen und die Ausführung von Sieb-Schlämmanalysen für mikropaläontologische Untersuchungen. Weiters müssen immer wieder Nannofossilpräparate und Anschliffe von Bohrkernen verfertigt werden.

Diese unvollständige Aufzählung der Aufgabenbereiche eines großen Labors zeigt schon, wie mannigfaltig und umfangreich die Tätigkeiten sind. Von Zeit zu Zeit werden im Rahmen geologischer, paläontologischer, mineralogischer und lagerstättenkundlicher Veröffentlichungen die Ergebnisse dieser Laborarbeiten bekannt gemacht. Gerade ein so vielseitig wirkendes Labor ist daher für die Weiterentwicklung der Naturwissenschaften in Österreich von ganz besonderer Bedeutung.

Literaturauswahl für das Kapitel VI.1.1.7.:

BRIX, F. 1984; KÜHN, W. & BARTMANN, W. 1980; LADWEIN, H. W. 1983b; PETERSS, K. 1980b; PETTERS, V. 1936; SCHMIED, H. 1984; SCHÖNBERGER, K. 1982; WIESENEDER, H. 1971 und 1977.

VI.1.1.8. Oberflächengeophysik

VI.1.1.8.1. Nichtseismische Verfahren

Die Magnetik oder Magnetometrie, als ältestes geophysikalisches Verfahren, hat unzweifelhaft durch die KW-Prospektion eine sehr wesentliche Förderung erfahren (siehe Unterkapitel II.2.4.5.2.). Die sehr rationelle Aeromagnetik erlaubt die Aufnahme großer Flächen vom Flugzeug oder Hubschrauber aus mit relativ hoher Genauigkeit. Weiträumige Anomalien des erdmagnetischen Feldes werden gut erfaßt. Für kleinräumige Detailvermessungen eignet sich eher die Bodenmagnetometrie als ideale Ergänzung zur Luftvermessung. Das von der Universität Wien und der Geologischen Bundesanstalt verfertigte aeromagnetische Kartenwerk der Republik Österreich wurde auch von der Erdölindustrie unterstützt.

Die Magnetik ist in ihrem Wirkungsbereich theoretisch teufenmäßig unbegrenzt. Das bedeutet, daß nicht nur die Bereiche erfaßt werden, die erdölgeologisch interessant sind, sondern auch die darunter liegenden Bereiche, die zumeist schon dem kristallinen Grundgebirge zugehören. Wichtig ist, daß ebenso Gebiete mit nur geringer sedimentärer Bedeckung untersucht wurden. Die hier gefundenen magnetischen Werte können gegebenenfalls Aufschluß z. B. über Erzvorkommen ermöglichen, die durch ihre relativ geringe Tiefenlage auch bergmännisch von Bedeutung sein können. Erkannte Gräben, die in Kristallingesteine eingesenkt sind, wären geologisch auf eventuelle Kohlenablagerungen zu untersuchen.

Durch die sogenannte Störkörperberechnung können unter günstigen Voraus-

setzungen mit Hilfe magnetischer Messungen Modelle über die Tiefe und das Relief des Grundgebirges, über markante tektonische Störungen sowie über durch Sedimente verdeckte Vulkanitkörper erstellt werden.

Es ist nun zu bemerken, daß magnetische Messungen grundsätzlich vieldeutig sind und daher nach Möglichkeit gemeinsam mit anderen geophysikalischen Methoden kombiniert ausgewertet werden, z. B. mit gravimetrischen, tellurischen, geoelektrischen, radiometrischen und seismischen Methoden. Die Magnetik kann also sowohl für die Erdöl- und Erdgasprospektion wie auch für die Suche nach anderen Lagerstätten und Strukturformen ein wichtiges Hilfsmittel sein.

Einen höheren Stellenwert bezüglich der geologischen Aussagekraft hat die Schweremessung (Gravimetrie; siehe auch Unterkapitel II.2.5.4.1.).

Durch die großräumige gravimetrische Vermessung der erdölhöffigen Gebiete Österreichs konnte ein sehr brauchbares dreidimensionales Bild dieser Gebiete gewonnen werden. Es kam dabei vor allem auf die räumliche Trennung der Sedimentkörper mit geringerem Raumgewicht vom kristallinen Grundgebirge mit höherem Raumgewicht an.

Mit dem Anwachsen der Bohrungsdichte konnten immer präzisere Daten für die Raumgewichte aus Bohrkernen gewonnen werden, so daß die gravimetrischen Modellvorstellungen über die Tiefenlagen des Grundgebirges wesentlich realistischer wurden. Neben der Ermittlung der Beckentiefen waren auch gute Anhaltspunkte für den Verlauf der Beckenränder und von Störungszonen zu gewinnen. Diese Modellvorstellungen waren dann die Grundlagen zur Erstellung der nachfolgenden seismischen Profilverläufe.

Die den gravimetrischen Messungen vorangehenden oder mit diesen Messungen gleichzeitig ausgeführten magnetischen Messungen haben dazu beigetragen, die Interpretationsmöglichkeiten der Gravimetrie einzuengen und zwar besonders dort, wo noch keine Bohrungen vorlagen. Gravimetrische Anomalien, die offenbar vom Grundgebirge her stammten, konnten durch die Magnetik leichter gedeutet werden.

Es soll nochmals hervorgehoben werden, daß, zumindestens aus heutiger Sicht, die frühen gravimetrischen Messungen, die noch vor der Durchführung der Seismik und vor dem Abteufen von Bohrungen erstellt wurden, schon ein relativ brauchbares Bild der Beckenlandschaften Nord- und Ostösterreichs geliefert haben. So war es möglich, daß die im Untergrund dieser Becken liegenden Hoch- und Tiefzonen erkennbar waren, wenn auch die Teufenlagen nur größenordnungsmäßig oder in grober Annäherung ermittelt werden konnten.

Dies hat sich einerseits durch die Entwicklung wesentlich verbesserter Schweremeßgeräte (Gravimeter) und andererseits durch sehr differenzierte Auswerteverfahren bedeutend verändert. Es ist nun unter bestimmten Voraussetzungen möglich, realistische Tiefenangaben mit relativ geringen Schwankungsbreiten zu machen sowie auch kleinere geologische Strukturen und Störungszonen zu erfassen. Dieser Fortschritt war auch, wie erwähnt, dadurch möglich, weil in weiten Gebieten die berechneten Werte durch Raumgewichtsbestimmungen kontrolliert und angepaßt werden konnten.

Die Gravimetrie hat also durch die KW-Prospektion in den sedimentären Bereichen eine wirklich bedeutende Entwicklung erfahren. Diese Entwicklung wirkt sich auch bei anderen Forschungs- und Prospektionsvorhaben sehr nutzbringend aus. So kann man z. B. die Gravimetrie für die Begrenzung kohlenführender Bekken zum kristallinen Grundgebirge anwenden, ebenso durch Ermittlung der Beckentiefen für hydrogeologische Erkundungen oder der Prospektion nach geothermaler Energie. Die Lozierung von durch jüngere Sedimente verdeckten Aufragungen des Grundgebirges oder von Vulkanitkörpern ist auf gravimetrischem Wege durchaus möglich.

Als ein sehr interessantes Beispiel für die Erkennung einer unterirdischen Aufragung

soll das gravimetrische Hoch von Aderklaa (NE von Wien) genannt werden, das schon lange durch Drehwaagenmessungen bekannt war. Im Raum von Aderklaa existiert zwar eine Hochzone im Jungtertiär des Wiener Beckens, diese konnte aber die gravimetrische Anomalie nicht hinreichend erklären. Erst durch die Tiefbohrung Aderklaa Ultratief 1 wurde festgestellt, daß hier das Kristallin der Böhmischen Masse mit einer absoluten Teufe von –6092 m eine markante Hochzone darstellt. Zum Vergleich sei angeführt, daß bei der Bohrung Zistersdorf ÜT2A das Kristallin bei –8374 m Teufe noch nicht erreicht worden war.

Die Entwicklung der Tellurik ist zu einem guten Teil der Erdölindustrie, z. B. in Frankreich, zu verdanken. In Österreich wurden tellurische Messungen vor allem in der Molassezone Niederösterreichs ausgeführt.

Die natürlichen tellurischen Ströme in der Erdkruste verdanken ihre Existenz der elektrischen Leitfähigkeit der Gesteine. Die meisten Sedimentgesteine führen im Poren- oder Feinkluftraum mehr oder weniger mineralisiertes Wasser, das eine gute Leitfähigkeit hat, wogegen die Gesteinskomponenten selbst (z. B. Quarz, Kalkspat, Glimmer, Feldspate) fast immer Nichtleiter sind. Sedimentgesteine ohne Poren- oder Feinklufträume ebenso wie fast alle Kristallingesteine (z. B. Granit, Gneis, Amphibolit) führen kein oder fast kein mineralisiertes Wasser, sind also ebenfalls Nichtleiter.

Die Tellurik stellt nun von der Erdoberfläche her durch Messungen der elektrischen Stromdichten fest, in welchen Bereichen leitfähige Gesteine sind und wo Nichtleiter auftreten. Angaben über die Beckentiefen sind nur in relativen Größenordnungen möglich. Weitere Angaben sind dem Unterkapitel II.2.4.5.3. zu entnehmen.

Der Autor hat im Zusammenhang mit der geologischen Betreuung tellurischer Messungen zwei wichtige Erfahrungen gemacht. Bei der Annäherung an das Kristallingebiet des Dunkelsteiner Waldes südlich Krems/Donau von Osten her, wurden plötzlich die Werte für das Grundgebirge unter der Molassezone extrem groß, anstelle sich zu verringern. Nachforschungen ergaben, daß hier im Kristallin Graphitvorkommen vorhanden sind. Reiner Graphit hat eine elektrische Leitfähigkeit fast wie Kupferdraht. Damit war die Anomalie aufgeklärt. Die zweite Erfahrung wurde dann gemacht, als die Messungen bis in den Dunkelsteiner Wald vorgedrungen waren. Obwohl an der Erdoberfläche, in mehreren Steinbrüchen weithin sichtbar, Kristallingesteine anstehen, war immer noch eine gewisse Leitfähigkeit vorhanden. Durch eine geoelektrische Tiefensondierung auf der Hochfläche westlich der Orte Meidling und Hörfarth wurde ermittelt, daß die dort anstehenden Granulite etwa 80 bis 100 m tiefgründig verwittert sind und durch das in dieser Verwitterungszone vorhandene leicht mineralisierte Wasser eben eine Leitfähigkeit besitzen.

Die Tellurik ist also nur mit bestimmten Einschränkungen anwendbar, wie obige Erfahrungen zeigen. Dennoch konnten durch die Messungen die Begrenzungen der jüngeren sedimentären Teilbecken der Molassezone grob erfaßt werden. Die Sedimente des Autochthonen Mesozoikums jedoch waren nur dann zu erkennen, wenn im Untergrund keine dichten Gesteine (wie z. B. dichte Kalksteine des Jura) die Oberfläche bildeten. In so einem Fall erschienen diese dichten Gesteine, als ob sie die Kristallinoberfläche wären.

Die moderne Weiterentwicklung der Tellurik ist die Magnetotellurik, für die es in Österreich noch wenig Erfahrungen gibt.

Geoelektrische Tiefensondierungen sind für die KW-Prospektion auf Grund gemachter Erfahrungen aus verschiedenen Meßkampagnen wenig erfolgversprechend. Diese Messungen können aber mit gutem Erfolg z. B. bei der Prospektion nach seichteren Grundwasserkörpern eingesetzt werden.

Die Radiometrie ist für die KW-Prospektion grundsätzlich anwendbar, wenn auch viele Einschränkungen gemacht werden müssen. Letztere betreffen die Beeinflussungen der Meßergebnisse z. B. durch Niederschläge, Wind, Geländeformen,

Mächtigkeit und Beschaffenheit der obersten Bodenzone und des Mutterbodens. Dazu kommen noch anthropogene (d. h. durch den Menschen verursachte) Einwirkungen, wie Kalidünger, Atombombenversuche, Kernkraftwerke (Tschernobyl).

Spezielle Untersuchungen des Autors mit einem empfindlichen Szintillometer haben gezeigt, daß in einigen Fällen Störungszonen deutlich erkennbar waren (z. B. Steinbergbruch, Badener Hauptbruch). In einem anderen Fall war die Umgrenzung des Ölfeldes Mühlberg (bei Altlichtenwarth, NÖ) klar zu ermitteln.

Es sei bemerkt, daß die Radiometrie sehr vorteilhaft durch geochemische Methoden, z. B. der Bodengasmessung oder der Untersuchung gewisser Spurenelemente aus Feststoffproben, ergänzt werden kann. Ebenso kann eine Auswertung von Satellitenbildern bei der Erkennung von Störungszonen sehr nützlich sein. Die Radiometrie ist eine Methode, die bei Beachtung einiger Grundregeln vor allem bei der Untersuchung radioaktiver Zerfallsprodukte in Luft, Boden und Grundwasser heranzuziehen ist, wobei die oben gemachten Erfahrungen nicht außer Acht gelassen werden sollten.

Literaturauswahl für das Unterkapitel VI.1.1.8.1.:

BÖCKH, H. v. 1917; BRIX, F. 1959; DONOVAN, T. J., FORGEY, R. L. & ROBERTS, A. A. 1979; DÜRBAUM, H.-J. 1984; DÜRBAUM, H.-J. & FRITSCH, J. 1985; FRIEDL, K. & KANTAS, K. 1959; GUTDEUTSCH, R. & SEIBERL, W. 1987; HARK, H.-U. 1972; KANTAS, K. 1961; KUNETZ, G. 1958; LINDNER, H. & SCHEIBE, R. 1975; LINDNER, H. & WRUCK, K. 1978; LOSECKE, W., KNÖDEL, K. & MÜLLER, W. 1982; MILITZER, H., SCHEIBE, R. & SEIBERL, W. 1984; MUNDRY, E. et al. 1985; PIRSON, S. J. 1982; PORSTENDORFER, G. 1980; SACHS, B., GUTDEUTSCH, R., ZYCH, D., SEIBERL, W. & STRAUSS, U. 1989; SCHUMANN, R. 1923; SENFTL, E. 1968; SIEMENS, G. 1940; STEINHAUSER, P., SEIBERL, W., ZYCH, D. & RUESS, D. 1980; THOMASSON, M. P., SANDY, J., REEVES, R. G., LUCAS, J. R., EHNI, B. & PROKOP, B. F. 1984; VOZOFF, K., ELLIS, R. M. & BURKE, M. D. 1964; WEBER, F. 1972 und 1980; ZYCH, D. 1969 und 1988.

VI.1.1.8.2. Seismische Verfahren

Bei den seismischen Verfahren hat vor allem die Reflexionsseismik eine bedeutende Entwicklung erfahren. Diese Methode ist die bei weitem effizienteste zur Auffindung erdölhöffiger geologischer Strukturen (siehe auch die Kapitel II.2.4.1. und II.2.4.2.).

Eine Entwicklungsrichtung betraf die Energieaussendung von der Erdoberfläche her in Form der Vibrationsseismik als Alternative zur Schußseismik. Eine weitere Entwicklung war bezüglich der Anordnung der Erregungspunkte zu verzeichnen, nämlich die Einführung der 3D-Seismik. Dieser Methode ist z. B. die Entdeckung des Gaskondensatfeldes Höflein nördlich von Wien zu verdanken. Durch raffinierte Meßkombinationen gemeinsam mit speziell entwickelten Geräten konnte sowohl das Nutz-Störverhältnis der registrierten seismischen Wellen bedeutend verbessert werden, wie auch die Korrelationsmöglichkeiten innerhalb eines Meßgebietes.

Ganz wesentliche Verbesserungen im Bereich der Datenverarbeitung und der geologischen Auswertungsmöglichkeiten sind durch den Einsatz von sehr leistungsfähigen Rechenanlagen mit den entsprechenden Programmen gelungen (Processing).

Diese außerordentlichen Fortschritte in Meßtechnik und Auswertung der Reflexionsseismik haben bei der geologischen Erforschung vor allem der tieferen Teile der erdölhöffigen Sedimentgebiete Österreichs sehr große Bedeutung erlangt. So ist es möglich, die räumlichen Lücken zwischen Tiefbohrungen durch die Konstruktion von schon weitgehend verläßlichen seismischen Strukturkarten ausgewählter Bezugshorizonte zu füllen. Die Bohrdaten erlaubten dann die Umwandlung der seismischen Daten in echte Tiefenlinienkarten definierter geologischer Horizonte. In Gebieten ohne oder mit nur vereinzelten Bohrungen können sehr wohl bohrwürdige Strukturen sowie Störungszonen aufgefunden werden und zwar besonders dann, wenn mit Hilfe geologischer, magnetischer, gravimetrischer und, soweit vorhanden,

tellurischer Vorarbeiten eine gute Übereinstimmung mit den seismischen Informationen vorliegt (Komplexinterpretation). Auch eine tektonische und bis zu einem gewissen Grad lithostratigraphische Gliederung eines Meßgebietes wird möglich. Unter besonders günstigen Voraussetzungen kann auch eine Prognose über den Höffigkeitsgrad einer Struktur gegeben werden.

Die Prospektion unter der Flyschzone und den Nördlichen Kalkalpen auf Strukturen in der überschobenen Molassezone (Subalpine Molasse) und dem Autochthonen Mesozoikum waren eine besondere Herausforderung für die Geophysiker. Wie schon erwähnt, ist eine wichtige Vorarbeit für die Anlage der seismischen Profillinien (2D-Seismik) eine verläßliche gravimetrische Karte des Meßgebietes. Die gravimetrischen Arbeiten in den Alpen wurden, um ein Grundnetz zu erhalten, zunächst in leichter zugänglichen Gebieten ausgeführt. Die Gebirgszüge verursachten durch die Massenwirkung große Probleme bei der sogenannten Geländekorrektur der Meßwerte. Es war deshalb schon von vornherein klar, daß das Meßnetz auch auf die Gipfelregionen ausgedehnt werden mußte. Mit Hilfe von Hubschraubern ist es gelungen, schwer zugängliche Berggipfel meßtechnisch zu erfassen und damit die gewünschte gravimetrische Meßdichte wenigstens annähernd zu erreichen.

Nach diesen gravimetrischen Vorarbeiten begann man mit der Durchführung der reflexionsseismischen Arbeiten in den Nordalpen. Auch hier wurde zunächst in den Talregionen gemessen. Die Geräte für die Vibrationsseismik konnten auch die steilen Bergstraßen und Forstwege befahren, sodaß es möglich war, ein relativ dichtes Meßnetz vor allem in den Nördlichen Kalkalpen zu schaffen.

Diese mühsamen und kostenaufwendigen Arbeiten im Gebirge haben jedoch dazu geführt, daß einige Strukturen aufgefunden werden konnten. Als Beispiele sollen die Strukturen von Molln und von Grünau angeführt werden. Die Bohrung Molln 1 hat im tieferen Teil der Kalkalpen ein Gasvorkommen erschlossen, die Bohrung Grünau 1 im Autochthonen Mesozoikum unter den Kalkalpen ein Ölvorkommen. Es ist zwar in beiden Fällen die Wirtschaftlichkeit nicht gegeben, was u. a. auch eine Frage des Öl- und Gaspreises ist. Diese Beispiele zeigen aber, daß es grundsätzlich richtig ist, auch in den Alpen zu prospektieren (siehe auch die Abschnitte IV.5. und IV.6.).

Die geophysikalischen Meßmethoden, allen voran die Reflexionsseismik, haben also für die geologische Erforschung Österreichs ganz bedeutende Beiträge geleistet. Sowohl der großtektonische Baustil von Flyschzone und der Nördlichen Kalkalpen wie die Mächtigkeiten der Beckensedimente mit deren strukturellen Elementen und das Untergrundrelief konnten zu einem erheblichen Teil aufgeklärt werden.

Die Methoden der Reflexions- und Refraktionsseismik (siehe Kapitel II.2.4.2. und II.2.4.3.) können außer bei der KW-Prospektion überall dort eingesetzt werden, wo Auskünfte über den seichteren oder tieferen Untergrund benötigt werden. Voraussetzung ist, daß möglichst durchgehende und für das Problem repräsentative Reflektoren vorhanden sind. Dies kann z. B. auf die Prospektion nach Kohle, Steinsalz und Wasser zutreffen, ebenso wie beim Bau von Talsperren und sonstigen tieferen Baugrunduntersuchungen.

Literaturauswahl für das Unterkapitel VI.1.1.8.2.:

ARNETZL, H. 1980; BADING, R. 1980; BERKHOUT, A. J. 1985; BOCHMANN, H.-G. 1979; DOHR, G. 1989; DRESEN, L. et al. 1985; DÜRSCHNER, H. 1984; ENGELHARD, L. & STRÖBL, E. 1992; FORKMAN, B., SCHEIBE, R.-D. & SEITZ, R. 1981; FRICKE, D. & HOFFMANN, H. 1985; GEUTEBRÜCK, E. et al. 1984; HOUDRY, P. & LANG, D. G. 1983; KRÖLL, A. 1964; KRÖLL, A., SCHIMUNEK, W. & WESSELY, G. 1981; KUNZ, B. 1966; MAUVE, K. 1965; MEYER, H. G. 1985; PATZER, U. 1982; REICH, H. 1960; RISTOW, D. 1984; ROBINSON, D. & ZIMMER, W. 1989; SCHIMUNEK, K. 1978 und 1979; SCHIMUNEK, K. & WINKLER, G. 1983; STRÖBL, E. HERNDLER, E. & SCHIMUNEK, K. 1988; VERM, R. W., WADE, Ch. J. & MATER, J. L. 1985; WATZKE, H. 1971.

VI.1.2. Paläontologie und Biostratigraphie – Einführende Bemerkungen

von Erich THENIUS

VI.1.2.1. Paläontologie

Die Paläontologie ist die Wissenschaft von den Lebewesen der Vorzeit, worunter die Zeit vor der geologischen Gegenwart (Holozän) verstanden wird. Untersuchungsobjekte der Paläontologie sind Fossilien, die zumeist als Versteinerungen erhalten sind (siehe auch die Hauptkapitel III.1.3., VI.1.3. und VI.1.4.). Fossilien sind häufig nur als Hartteile von Tieren, z. B. Knochen und Zähne von Wirbeltieren, Schalen von Muscheln und Schnecken sowie von Pflanzen, z. B. Blätter und Hölzer, Früchte und Samen, überliefert. Die Fossilien finden sich fast ausschließlich in lockeren oder verfestigten Ablagerungsgesteinen, die vom eiszeitlichen Löß bis zu Tiefseesedimenten reichen können.

Nach der Größe der Fossilien und der Art ihrer Untersuchung unterscheidet man Makrofossilien (Großfossilien), Mikrofossilien (Kleinfossilien) und Nannofossilien (Kleinstfossilien). Mikrofossilien werden mit dem Mikroskop oder einem Binokularmikroskop untersucht, bei Nannofossilien ist zumeist der Einsatz z. B. eines Raster-Elektronenmikroskops nötig.

Für die Erdölindustrie sind vorwiegend die Mikrofossilien von Bedeutung. Diese Arbeitsrichtung wird als Mikropaläontologie bezeichnet, die seit 1916 auch Unterrichtsfach an Universitäten ist. Als Begründer der Mikropaläontologie gilt zwar C. G. EHRENBERG (1795–1876) durch seine 1854 veröffentlichte „Mikrogeologie", doch kam es bereits vorher zur wissenschaftlichen Untersuchung und Beschreibung von Mikrofossilien, so etwa durch A. d'ORBIGNY (1846) über die Foraminiferen des Jungtertiärs des Wiener Beckens. Foraminiferen sind Einzeller (Protozoa) mit einem ein- bis mehrkammerigen Kalkgehäuse. Weitere Standardwerke stammen von L. von FICHTEL & J. P. C. von MOLL (1798) sowie von F. KARRER (1877), die auch fossile Foraminiferen aus dem Wiener Becken berücksichtigten. Diese Untersuchungen beruhen hauptsächlich auf Oberflächenaufsammlungen. Bereits 1874 erfolgte durch W. DAMES & L. G. BORNEMANN erstmals die praktische Auswertung von Mikrofossilien aus Bohrproben in Form einer stratigraphischen Deutung.

VI.1.2.2. Stratigraphie

Die Stratigraphie oder Schichtenkunde befaßt sich mit der Beschreibung und altersmäßigen Einstufung von Schichtgesteinen. Die Biostratigraphie als Teildisziplin versucht mit Hilfe von Leitfossilien eine relative Altersdatierung bestimmter Zonen, Stufen oder Epochen (siehe Abb. 212). Leitfossilien sind Fossilien, die erfahrungsgemäß für einen bestimmten Zeitabschnitt kennzeichnend sind (siehe auch Hauptkapitel VI.1.3.).

Der Gegensatz zur relativen Altersbestimmung ist die absolute Altersbestimmung. Darauf wird im Hauptkapitel III.1.1. eingegangen.

Das Grundprinzip der Stratigraphie ist das erstmals von N. STENO 1669 formulierte Lagerungsgesetz, demzufolge bei ungestörter Schichtabfolge die ältesten Sedimente stets an der Basis liegen. Ausgehend von diesem Prinzip und der von M. LISTER (1638–1711) erstmals erkannten Tatsache, daß bestimmte Fossilien für bestimmte Schichthorizonte kennzeichnend sind, wurden, beginnend mit der ersten praktischen Anwendung durch W. SMITH im Jahre 1799, im 19. Jahrhundert die Grundzüge der biostratigraphischen Gliederung Europas geschaffen. Das zeitlich begrenzte Vorkommen von Leitfossilien wurde ursprünglich, wie etwa durch G. CUVIER und A. d'ORBIGNY, durch Katastrophen und wiederholte Schöpfungen erklärt. Erst mit dem Durchbruch der Abstammungstheorie von Ch. DARWIN (seit 1859) setzte sich die Erkenntnis von der Evolution (Entwicklung) der Lebewesen im Laufe der Erdgeschich-

te durch. Diese Evolution führte zu Veränderungen im Aussehen der Lebewesen und damit zur Möglichkeit, bestimmte „Arten" als Leitfossilien zu erkennen und zu definieren. Leitfossilien ermöglichen neben der relativen Altersdatierung der Fundschichten auch eine Parallelisierung (Gleichsetzung) mehrerer Schichthorizonte obertags in Aufschlüssen (Aufgrabungen, Sand- und Ziegelgruben, Steinbrüche) oder untertags in Bohrungen durch Bohrkerne und Spülproben.

Diese Parallelisierungsmöglichkeit bedeutet aber, daß sich durch die Datierung der Schichtfolgen verschiedener Bohrungen, z. T. in Kombination mit obertags anstehenden Schichten, in einem bestimmten Ablagerungsbereich (z. B. dem Wiener Becken) über eventuelle geologische Strukturen Aussagen machen lassen. Solche Strukturen können Abschiebungsbrüche, Antiklinalen (Aufwölbungen) oder Diskordanzen sein, die gegebenenfalls als Erdöl- oder Erdgasfallen fungieren können.

Die Biostratigraphie an sich ermöglicht weder direkte Rückschlüsse auf etwaige Erdöl- oder Erdgasvorkommen noch auf KW-Muttergesteine. Im Rahmen der KW-Prospektion ist die Biostratigraphie vorrangig ein Hilfsmittel zum Erkennen geologischer Strukturen in Sedimentgesteinen, wie sie oben kurz erwähnt wurden.

Voraussetzung zur erfolgreichen Auswertung der Leitfossilien ist deren autochthones Vorkommen. Autochthon bedeutet bei Fossilien, daß der einstige Lebensraum auch dem Grabesraum entspricht. Oft kommt es jedoch durch Erosion, das ist die Schichtabtragung an der Erdoberfläche durch fließendes Wasser, zur Umlagerung von Sedimentpartikeln und Fossilien in jüngere Schichten (allochthones Vorkommen). Auch in Bohrungen können Spülproben durch Nachfall aus der unverrohrten Strecke verunreinigt werden (siehe Hauptkapitel II.3.2.). So kann es vorkommen, daß Material aus hangenden, jüngeren Schichten mit den frisch erbohrten Spülproben vermischt werden, worauf sowohl der Bohrgeologe wie der bearbeitende Mikropaläontologe besonders zu achten haben.

Erdöl und Erdgas sind Umwandlungsprodukte einstiger Lebenwesen, deren organische Substanz durch Mangel an Sauerstoff nicht völlig zersetzt wurde. Im Sediment bildet sich aus dieser organischen Substanz Kerogen, in dem bestimmte Molekularstrukturen erhalten geblieben sein können. Diese Reste werden als Chemofossilien bezeichnet und sind für die Beurteilung von Herkunft und Bildungsbedingungen von Muttergesteinen wichtig (siehe Hauptkapitel II.1.1.).

VI.1.2.3. Mikropaläontologie

Die mikropaläontologische Gliederung der Ablagerungen des Wiener Beckens und der Molassezone erfolgte erstmalig durch R. GRILL (1941, 1943) unter Heranziehung der damaligen Tiefbohrungen. Diese Gliederung hat auch heute noch Gültigkeit. R. GRILL erkannte, daß verschiedene Foraminiferenfaunen für die marinen, d. h. unter Meeresbedingungen entstandenen Ablagerungen des Wiener Beckens kennzeichnend und für die Alterseinstufung und damit für die Gliederung in verschiedenen Zonen heranziehbar sind. Später haben A. PAPP & K. TURNOVSKY (1953) eine Gliederung mit Hilfe von Mikro-Leitfossilien versucht und zwar durch Auswertung von inzwischen abgeteuften SMV-Bohrungen. Als Mikro-Leitfossilien haben sich damals verschiedene Arten der Foraminiferengattung *Uvigerina* angeboten, das sind am Meeresboden lebende, d. h. benthonische Formen mit mehrkammerigen Gehäusen. Diese Gliederung wurde später allerdings etwas revidiert (A. PAPP & M. E. SCHMID 1978) und ist immer noch Gegenstand weiterer Untersuchungen. Die Gliederung nach Uvigerinen (siehe auch Kapitel VI.1.3.2.) entspricht echten Biozonen. Eine Biozone ist eine biostratigraphische Grundeinheit, die durch die Lebensdauer einer Art definiert wird.

In diesen Jahren wurden dann auch Nannofossilien, wie z. B. Coccolithen und Silicoflagellaten mit Erfolg zur Gliederung herangezogen (siehe auch Hauptkapitel VI.1.4.). Coccolithen sind winzige Kalkkörperchen von Algen (Coccolithophorida)

mit 0,002 bis 0,01 mm Durchmesser. Silicoflagellaten sind Kieselalgen. Diese Ergebnisse wurden von A. PAPP & H. STRADNER publiziert (1961a und 1961b). Die Nannofossilien sind als Reste einstiger planktonischer Lebewesen meist weltweit verbreitet und damit auch für die interkontinentale Korrelation, d. h. für die Parallisierung von Ablagerungen verschiedener Kontinente, wichtig. Planktonische Lebewesen sind Schweborganismen des Meeres.

Für die Veränderungen der Mikrofaunen im Jungtertiär des Wiener Beckens spielt nicht nur die Zeit, sondern auch der wechselnde Gesamtsalzgehalt (Salinität) des Gewässers eine Rolle. Zum Vergleich sei angegeben, daß der Durchschnittswert der rezenten (gegenwärtigen) Weltmeere 35‰, bei einer Schwankungsbreite von etwa 30–37‰, beträgt. In randlichen Nebenmeeren ist die Schwankungsbreite noch wesentlich höher.

Im Badenien ist, was den Salzgehalt des Meeres zu dieser Zeit betrifft, mit vollmarinen (euhalinen) Bedingungen zu rechnen (Salinität 40–30‰). Die Makro- und Mikrofauna entspricht diesen Verhältnissen. Gegen Ende des Badeniens (Rotalienzone) nimmt der Salzgehalt schon etwas ab. Im Sarmatien treten vorwiegend artenarme, aber individuenreiche Foraminiferenfaunen, vorwiegend Elphidien, auf. Die Salinität wird mit 30–18‰ als brachyhalin oder polymixohalin bezeichnet. Im Pannonien sind die marinen Foraminiferen fast völlig verschwunden. Dafür sind nunmehr Ostracoden (Muschelkrebschen) als Mikrofossilien häufig. Die Salinität erreicht Werte zwischen 18 und 5‰ und wird als brackisch bezeichnet. Im Pontien tritt in den verbleibenden Seen eine Aussüßung ein, die Salinität schwankt nur mehr zwischen 5 und 0‰. Für diesen limnischen Bereich sind Reste von Characeen (Armleuchteralgen) und Otolithen (Gehörsteinchen von Knochenfischen) typisch, dazu kommen noch Pollen und Sporen von Landpflanzen.

Pollen, das ist der Blütenstaub von Samenpflanzen, und Sporen, das sind winzige verschiedenartige Fortpflanzungskörper von Farnen, Moosen und Schachtelhalmen (Pteridophyten), sind dank ihrer widerstandsfähigen Hüllen fossil erhaltungsfähig. Sie sind auch als Leitfossilien verwendbar. Besondere Bedeutung haben fossile Pollen und Sporen bei der altersmäßigen Parallelisierung von marinen und kontinentalen Sedimenten erlangt. Pollen und Sporen (besonders von Windblütlern) können vom Wind über weite Strecken verweht werden und daher nicht nur in Sedimenten von Seen und Lagunen, sondern auch von solchen in Ozeanen eingebettet und fossil werden. Die Wissenschaft von den Pollen und Sporen sowie anderer Streukörper nennt man Palynologie (siehe auch Hauptkapitel VI.1.4.).

VI.1.2.4. Fazies

Die Begriffe marin, brackisch und limnisch führen zum Begriff „Fazies". Unter Fazies versteht der Paläontologe und der Geologe das Ablagerungsmilieu, das etwa im aquatischen (Wasser-) Bereich nicht nur durch den Salzgehalt, sondern auch durch die Wassertemperatur, die Wassertiefe und -bewegung, das Sonnenlicht und das Sauerstoffangebot beeinflußt wird. Die einstige Fazies eines Sediments läßt sich nach dem Aktualitätsprinzip durch die gesteinsmäßige Beschaffenheit (Lithofazies) und den biologischen Inhalt (Biofazies) beurteilen. Das Aktualitätsprinzip besteht in der Erklärung des erdgeschichtlichen Geschehens, also der geologischen Vergangenheit, durch Vorgänge ähnlich den heutigen.

Unter Mikrofazies werden der gesteinsmäßige Charakter und die im Gestein enthaltenen Mikrofossilien verstanden. Die Untersuchung und Beurteilung erfolgt mit Hilfe von Gesteinsdünnschliffen. Manchmal ist es fraglich, welche ökologischen Faktoren für eine bestimmte fazielle Entwicklung ausschlaggebend sind. Unter Ökologie versteht man die Beziehungen der Lebewesen zur Umwelt und untereinander. Alle Fragen, welche die Umwelt in der geologischen Vergangenheit betreffen, sind Arbeitsgebiet der Pal(äo)ökologie. Diese bildet nicht nur die Grundlage für die fazielle Rekonstruktion des einstigen Lebensraumes (auch hier sind autochthone Bedingungen Voraussetzung), sondern

ebenso für die Paläogeographie, von der schon im Hauptkapitel III.1.6. die Rede war.

Wie wichtig die Rekonstruktion der paläogeographischen Gegebenheiten ist, hat u. a. die Auffindung des Autochthonen Mesozoikums unter den Molassesedimenten gezeigt. Dieses Autochthone Mesozoikum besitzt sowohl Muttergesteine wie Speichergesteine, sodaß hier gute Bedingungen für die Entstehung und Ansammlung von KW vorliegen.

Paläontologie und Biostratigraphie haben somit der Erdölindustrie wertvolle Dienste geleistet. Aber auch umgekehrt hat sich die Erdölindustrie befruchtend auf diese angewandten Erdwissenschaften ausgewirkt.

VI.1.2.5. Tiefbohrungen

Entscheidende Bedeutung kommt den Tiefbohrungen zu, welche durch die fast lückenlose Aufeinanderfolge der Dokumentation aus geologischen Bohrdaten und Gesteinsproben die dritte Dimension erschlossen haben. Auch wenn Schichtlücken vorhanden sind, so ist der Informationsgehalt besonders in bezug auf Mikrofossilien bedeutend größer, als durch die örtlich meist begrenzten Obertagsaufschlüsse. Einerseits sind genauere Aussagen über die einstige Faziesverteilung, andererseits über die Evolution von Mikroorganismen möglich. Dazu kommt, daß Mikrofossilien – im Gegensatz zu Makrofossilien – in Bohrproben oft massenhaft vorhanden sind und dadurch biometrisch und statistisch ausgewertet werden können. Die Biometrie befaßt sich u. a. mit der mathematischen Auswertung von Körpermaßen und Variabilitäten von Lebewesen. Die Ergebnisse dieser Auswertungen haben F. BETTENSTAEDT (1968) zur Etablierung der Fossilgenetik angeregt. Das ist ein Arbeitsgebiet, das an Hand von „Populationen" von Mikrofossilien Aussagen über die Art und Weise der Evolution ermöglicht. Die Population einer bestimmten Fossilienart umfaßt im paläontologischen Sinn nicht nur die gleichzeitig lebenden Individuen, sondern berücksichtigt auch die Entwicklung dieser Fossilien im Lauf der Zeit. Die Art und Weise der Evolution (Entwicklung) umfaßt z. B. die Artbildung, die Evolutionsgeschwindigkeit und die Mutationsrate (plötzliche Änderung der Erbfaktoren). Die oben genannte Fossilgenetik hat zur Bestätigung der Mendel'schen Vererbungsgesetze geführt. F. BETTENSTAEDT und seine Mitarbeiter haben dadurch eine Verknüpfung zwischen der angewandten Paläontologie und der Grundlagenforschung zustande gebracht, die seither noch ausgebaut wird. Durch die Auswertung von Fossilpopulationen in eng aufeinanderfolgenden Bohrproben konnte wahrscheinlich gemacht werden, daß die Evolution – zumindestens in den untersuchten Fällen – schrittweise und nicht sprunghaft verlaufen ist.

VI.1.3. Beispiele für die geologische Altersbestimmung mit Hilfe von Mikro- und Makrofossilien

von Reinhard FUCHS

VI.1.3.1. Einleitung

Beim Abteufen von Bohrungen ist die Kenntnis des geologischen Baues der angetroffenen Gesteinsformationen von vorrangiger Bedeutung. Das während des Bohrvorganges anfallende Gesteinsmaterial (Bohrkerne und Spülproben) führt häufig Versteinerungen mit sich, die für bestimmte erdgeschichtliche Zeiträume charakteristisch sind und über die Aufeinanderfolge der geologischen Formationen Auskunft geben können. Mit diesen Fossilien beschäftigt sich die Wissenschaft der Paläontologie (siehe auch Hauptkapitel VI.1.2.).

Wesentliche Aufgaben der Paläontologie in der Erdölpraxis sind die Schichtkorrelation, d. h. die Verfolgung altersgleicher Ab-

lagerungen von Bohrung zu Bohrung sowie die Beurteilung der Sedimentationsbedingungen (Fazies, Ökologie) zum Zeitpunkt des Absterbens der Organismen. Meist ist der Geologe oder Paläontologe auf Spülproben, die an der Bohrung laufend anfallen, angewiesen. In diesem Fall sind Mikrofossilien, die stellenweise massenhaft vorkommen, die wichtigsten Indizien für eine geologische Altersbestimmung. Die geringe Größe dieser Mikrofossilien, die nur bei stärkerer Vergrößerung (40 bis 100fach) erkennbar werden, ist von großem Vorteil, da schon kleine Mengen an Ausgangsmaterial genügen, um gute Ergebnisse zu erzielen. Zur Gewinnung von Mikrofossilien sind spezielle Labormethoden notwendig (siehe Kapitel II.3.5.2.), wobei die Schwierigkeiten mit der Härte des Gesteins zunehmen. Bei weicheren Gesteinen genügt im allgemeinen einfaches Aufschlämmen mit Wasser und anschließendes Sieben mit verschiedenem Maschendurchmesser (Schlämmen).

Nun soll etwas näher auf den Begriff Mikrofossilien eingegangen werden. Es handelt sich in erster Linie um die Reste kleiner Organismen, von denen einige schon in den Kapiteln VI.1.2.1. und VI.1.2.3. beschrieben wurden: Foraminiferen, Ostracoden, weiters um Radiolarien (marine, einzellige Tiere mit einem Skelett aus Kieselsäure oder Strontiumsulfat), Reste von Bryozoen (koloniebildende Tiere mit überwiegend kalkigem Außenskelett), Otolithen, Fischschuppen, Schwammnadeln, Seeigelstacheln und einiges mehr. Aus dem Pflanzenreich kommen noch Diatomeen (Kieselalgen), Rotalgen, Characeen, Grünalgen und andere hinzu. Selbst fossiler Blütenstaub und Sporen (z. B. von Pilzen) können mit komplizierten Methoden aus dem Gestein gelöst, aufbereitet und zur Altersbestimmung eingesetzt werden (siehe Kapitel II.3.5.2. und Hauptkapitel VI.1.4.). In letzter Zeit sind sogenannte Dinoflagellaten (einzellige, marine, planktonische Flagellaten unsicherer systematischer Stellung mit Zellkern und selbständiger Beweglichkeit mit Hilfe von Geißeln) zu größerer Bedeutung für die Alterseinstufung gelangt.

Das noch viel kleinere kalkige Nannoplankton (kleiner als 0,05 mm) hat etwa ab 1960 für die Alterseinstufung von Kreide- und Tertiärablagerungen eine enorme Bedeutung erlangt und erwies sich vor allem bei der Auswertung von Bohrproben als unentbehrliche Hilfe (siehe auch Hauptkapitel VI.1.4.).

Worauf beruht nun die Alterseinstufung von Gesteinen? Die Versteinerungen in einer Ablagerung sind ein Spiegelbild einer ganz bestimmten geologischen Zeitspanne. Einige Fossilien der nächstfolgenden Schicht zeigen aber bereits Veränderungen, die wiederum für diese Zeit charakteristisch sind. Durch Vergleiche der Fossilvergesellschaftungen miteinander ist es daher möglich, Unterschiede (Evolutionsschritte, Umformungen der Organismen) zwischen erdgeschichtlich verschieden alten Arten festzustellen. Wenn gewisse Formen für einen geologischen Horizont typisch sind, spricht man von Leitfossilien, wie sie in Abbildung 212 beispielhaft zu sehen sind (siehe auch Kapitel VI.1.2.2.).

Die reiche Tier- und Pflanzenwelt der geologischen Vergangenheit ist oft auch fossil in verschiedenen Sedimentgesteinen erhalten. Sie läßt durch ihre sehr große Vielfalt nicht nur Schlüsse auf das Entstehungsalter der Gesteine, in der sie vorkommt, zu, sondern gewährt auch einen faszinierenden Einblick in die erdgeschichtlichen Umweltbedingungen, in die Veränderungen des Klimas oder die Verteilung von Land und Meer vor Jahrmillionen (Paläogeographie).

VI.1.3.2. Biostratigraphische Gliederung im Wiener Becken

Gegen Ende des 18. und in verstärktem Maße im 19. Jahrhundert entdeckten Geologen und Paläontologen den Fossilreichtum der Ablagerungen des Wiener Bekkens. Umfangreiche Monographien über Schnecken und Muscheln sowie bereits sehr gründliche Studien über Mikrofossilien wurden verfaßt (siehe Kapitel VI.1.2.1.). Die fortschreitende Entwicklung der Vergrößerungsmöglichkeiten (Mikroskop und Binokularmikroskop) brachte immer mehr Erkenntnisse über Faunenver-

änderungen und somit Möglichkeiten zur genaueren geologischen Gliederung des erst im Jungtertiär abgesunkenen Wiener Beckens. Der Bau der „Kaiser Franz Josef Hochquellen-Wasserleitung" vom Rax-Schneeberggebiet nach Wien (Eröffnung 1873) bot zum ersten Mal auf einer Länge von etwa 70 km einen großräumigen Einblick in die Geologie und Paläontologie im Südlichen Wiener Becken (F. KARRER, 1877). Die Gesamtlänge der Wasserleitung beträgt rund 90 km.

Erst gegen Mitte des 20. Jahrhunderts erfolgt auf Grund der intensivierten Erdölsuche eine genauere Feingliederung der Ablagerungen des Wiener Beckens mit Hilfe von Mikrofossilien. Die miozänen Schichten werden in 8 verschiedenen Stufen unterteilt: Egerien (der tiefste Anteil), Eggenburgien, Ottnangien, Karpatien, Badenien, Sarmatien, Pannonien und Pontien als jüngstes Schichtglied. Einige Beispiele für die biostratigraphische Gliederung werden im folgenden dargestellt (siehe auch Abb. 212 und 213).

Die Stufe des Badenien ist eine der interessantesten im Jungtertiär. Im Wiener Becken erfolgte eine weitreichende Meeresüberflutung (Transgression) vom Süden her, wodurch eine direkte Verbindung zum damaligen Mittelmeer entstand und eine mannigfaltige Warmwasserfauna in unsere Gegend einwanderte.

Neben vielen Schnecken und Muscheln verbreiteten sich Tintenfische, Krebse, Haie, Schildkröten, Robben, Seekühe und Wale. An seichteren Stellen des Beckens entstanden sogar kleine Korallenriffe, welche auf warme Wassertemperaturen (nie unter 20° C) bzw. angenehm warmes subtropisches Klima hinweisen. Man kann auf Verhältnisse ähnlich wie im heutigen Mittelmeergebiet schließen. Die Wälder wurden von Nashörnern, Rüsseltieren *(Mastodon)*, dreizehigen Pferden, Antilopen, Wildschweinen, Wildkatzen und Affen bevölkert.

Die Mikrofauna zeigt den größten Formenreichtum in den Sedimenten des Wiener Beckens. Neben zahlreichen planktonischen Arten findet sich eine Vielzahl von benthonischen (am Boden lebenden) Formen, denen, wie schon erwähnt, für

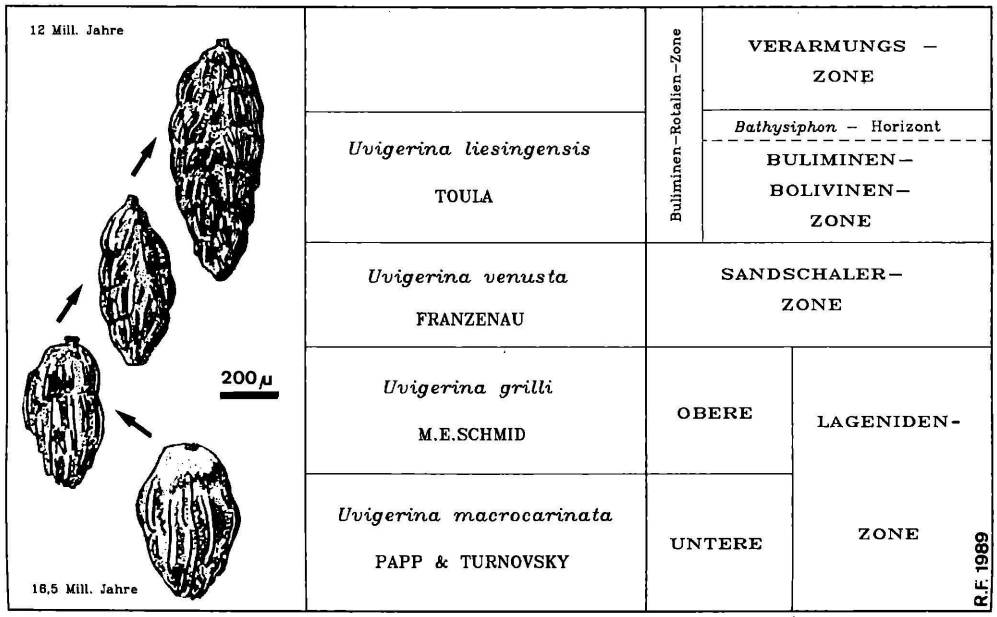


Abb. 212: Zonengliederung im Badenien des Wiener Beckens (nach R. GRILL, A. PAPP, K. TURNOVSKY, ergänzt von R. FUCHS) sowie die Uvigerinenentwicklung in den einzelnen Biozonen. Beachte die Größenentwicklung der Uvigerinen sowie die Zunahme der Kammeranzahl und der Rippen im Zuge der Evolution.

die Alterseinstufung der Schichten große Bedeutung zukommt. An Hand von Bohrprofilen können die vielfältigen Sedimente des Badenien nach R. GRILL (1941 und 1943) in verschiedene Faunen- bzw. Biozonen unterteilt werden. Diese stellen sogenannte „Leithorizonte" dar, die quer durch das Wiener Becken verfolgbar und für die feinstratigraphischen Untersuchungen des Mikropaläontologen von großem Interesse sind (siehe Abb. 212). Auf Grund der stammesgeschichtlichen Entwicklung (Evolution) von Foraminiferen konnten im Badenien des Wiener Beckens diese einzelnen Faunenzonen sehr gut bestätigt werden. Foraminiferen sind meist einzellige Lebewesen aus der Verwandtschaft der Amöben, die sich aber durch den Besitz von Gehäusen – meistens aus Kalk – auszeichnen. So lassen z. B. die Entwicklungstendenzen der am Meeresboden lebenden, bananenbüschelförmigen Uvigerinen im unteren Badenien gedrungene, mit kräftigen Rippen versehene Formen erkennen *(Uvigerina macrocarinata* P. & T.), während im mittleren und höheren Badenien eine Tendenz zu längergestreckten Formen mit mehreren, aber kleineren Kammern mit vielen dünnen Rippen typisch sind (*Uvigerina grilli* SCHMID – *Uvigerina venusta* FRANZENAU – *Uvigerina liesingensis* TOULA) (siehe Abb. 212).

Die ältesten Schichten des Badenien führen die reichsten Foraminiferenfaunen, in denen die Familie der kalkschaligen Lageniden dominiert; von diesen stammen die Bezeichnungen Untere und Obere Lageniden-Zone. Man findet hier typische hochmarine Vertreter der Gattungen *Stilostomella, Dentalina, Nodosaria, Lenticulina* und vieler weiterer.

Am besten sind diese Mikrofaunen im sogenannten Badener Tegel, einem typischen Beckensediment (Stillwasserablagerung) erhalten, während am Beckenrand bzw. an seichteren Stellen Leithakalke mit Kalkalgen (= Lithothamnien bzw. Nulliporen), Muscheln, Korallen, Bryozoen und Seichtwasserforaminiferen zur Ablagerung kamen. Diese unterschiedliche fazielle Ausbildung ist nicht nur am Leithagebirge im Süden, am westlichen Beckenrand bei Baden und Vöslau oder am Steinberg bei Zistersdorf im Nördlichen Wiener Bekken zu beobachten, sondern wurde auch in Bohrungen immer wieder angetroffen.

In den darüberfolgenden (hangenden) Schichten sind Mikrofaunen aus der Gruppe der Sandschaler sehr häufig. Diese „agglutinierenden" Foraminiferen bauen ihr Gehäuse aus feinem Sand auf und verkleben diesen mit Kalkzement. Als Beispiele sind die Gattungen *Spiroplectammina, Cyclammina, Bathysiphon, Textularia* zu nennen. Von diesen Formen leitet sich die Bezeichnung Sandschaler-Zone ab. Zu dieser Zone gehört auch der Hauptölträger im Wiener Becken, der Matzener Sand, der auch nach der früheren Formationsbezeichnung als 16. Tortonhorizont bezeichnet wird. In der Sandschalerzone, die bereits erste Tendenzen zur Fossilverarmung zeigt, erhält das Wiener Becken seine eigentliche Gestalt. Ab nun ist das gesamte Becken vom Meer überflutet.

In der Buliminen-Bolivinen-Zone des höheren Badeniens, ebenfalls benannt nach sehr häufig vorkommenden Foraminiferengattungen, schreitet die Faunenverarmung weiter fort, die Artenzahl wird reduziert, die Fossilien werden kleiner und spärlicher. Dies alles ist eine Reaktion auf den abnehmenden Salzgehalt des Meeres. In der jüngeren Buliminen-Bolivinen-Zone treten sporadisch sandschalige Foraminiferen der Gattungen *Bathysiphon* und *Cyclammina* auf. Sie sind für einen weiteren Leithorizont, dem Bathysiphon-Horizont, charakteristisch.

Die nur in Bohrungen aufgeschlossene Verarmungszone führt eine monotone Mikrofauna, vor allem mit *Ammonia beccarii,* eine Form, die früher *„Rotalia beccarii"* genannt wurde. Deswegen werden auch die beiden jüngsten Zonen des Badeniens als Buliminen-Rotalien-Zone zusammengefaßt.

Im höheren Badenien reißt die Verbindung mit dem Mittelmeer ab, andere Meeresarme im Südosten entstehen. In weiterer Folge wird die Verbindung des Wiener Beckens zu den Weltmeeren gänzlich unterbrochen, d. h. es wurde zu einem Binnenmeer. Dies führte durch den Süßwasserzustrom der Flüsse zu einer fortschrei-

GEOLOGISCHER SCHNITT MAUSTRENK – ZISTERSDORF / NÖ

(Nach G. WESSELY, umgezeichnet von R. FUCHS, 1989)

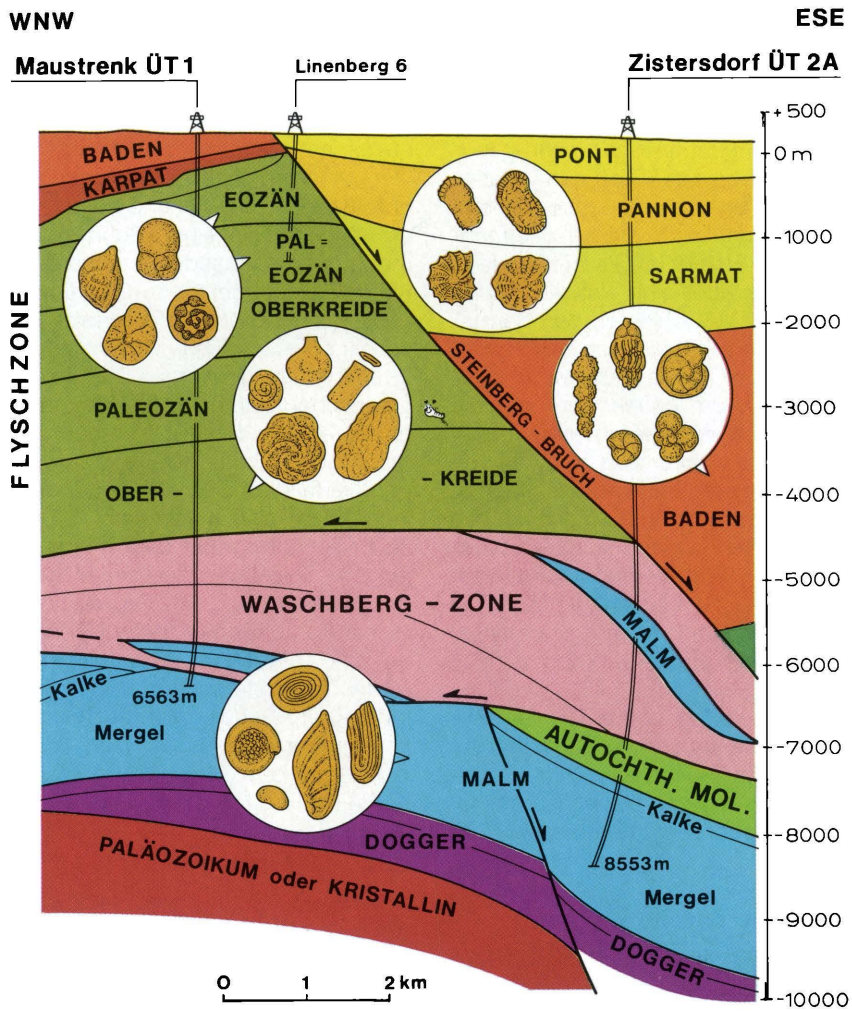


Abb. 213. Geologischer Schnitt Maustrenk–Zistersdorf, Vergrößerung siehe Maßstab; Mikrofaunen (Foraminiferen und Ostracoden), Fossilnamen von links oben im Uhrzeigersinn

PANNON und SARMAT:

Cyprideis sp.
Hemicythere brunnensis
Elphidium (Porosononion) granosum

BADEN:

Siphonodosaria hispida
Uvigerina grilli
Lenticulina cultrata
Globigerina bulloides
Pullenia bulloides

MALM:

Trocholina solacensis
Spirillina tenuissima
Lenticulina (Vaginulinopsis) tenuicostata
Vaginulina ex gr. *truncata*
Spongienrhaxe (Typ *Sterraster*)

Vergrößerung der Mikrofossilien: 14fach

FLYSCH: OBERKREIDE

Glomospira charoides
Hormosina ovulum
Bathysiphon sp.
Trochamminoides contortus
Globotruncana arca

FLYSCH: PALEOZÄN und EOZÄN

Morozovella aragonensis
Globigerina triloculinoides
Recurvoides sp. (Schnitt)
Haplophragmoides sp.

tenden Abnahme des Salzgehaltes (siehe auch Kapitel VI.1.2.3.). Daher muß man für die folgende Stufe des Sarmatiens schon brachyhaline Verhältnisse annehmen. Gleichzeitig mit der Abnahme des Salzgehaltes änderte sich natürlich auch die Faunenzusammensetzung. Viele Tiere konnten dem einschneidenden Wechsel der Lebensbedingungen nicht mehr standhalten und starben aus. Die Fauna dieses brachyhalinen Sarmatiens unterscheidet sich daher grundsätzlich von der des marinen Badeniens. Es gibt im Sarmatien weniger Artenvielfalt, aber eine enorme Anzahl von Individuen. Die Schichten des Sarmatiens lassen sich mit typischen Seichtwasser-Foraminiferen in die *Elphidium reginum-*, die *Elphidium hauerinum-* und die *Elphidium granosum*-Zone untergliedern.

Im Pannonien kommt es zu einer weiteren Abnahme der Salinität. Die Faunen und Floren verarmen noch mehr. Neben der Muschelgattung *Congeria,* die man gelegentlich auch in Bohrkernen finden kann, sind im Unteren Pannonien glattschalige Ostracoden und im höheren Pannonien kleinere, teilweise verzierte Arten typisch (siehe Abb. 213).

Im Pontien verlandet das Wiener Bekken zum Großteil, es verbleiben nur kleine Restseen. Durch Bäche und Flüsse beginnt die Abtragung des Beckens und der Abtransport großer Sedimentmassen gegen Südosten.

VI.1.3.3. Die Flyschzone

Die Flyschzone ist die nördlichste tektonische Einheit der Alpen und baut einen großen Teil des Wienerwaldes auf, wie man in den sanften Hügeln und Bergen nördlich und westlich von Wien beobachten kann. Das einstige Flyschmeer hinterließ eintönige Gesteinsfolgen, die zumeist aus Sandsteinen, Kalksandsteinen, Tonmergeln und Tonen bestehen. Deshalb wurde diese Zone früher „Wiener Sandsteinzone" genannt. Die Armut an Fossilien hat lange Zeit den Geologen und Paläontologen viele Probleme bei der Alterszuordnung der einzelnen Schichtglieder bereitet. Die Flyschsedimente wurden in größerer Tiefe abgelagert und führen daher nur bestimmte Mikrofossilien, wie sandschalige Foraminiferen, gewisse Planktonarten und Nannofloren. Die durch untermeerische Gleitung und Trübeströme (Turbidite) entstandenen Schichten sind dann durch gebirgsbildende Bewegungen gehoben, verfaltet und übereinander geschoben worden, so daß man heute in Bohrungen im Flyschuntergrund des Wiener Beckens jüngere Flyschgesteine unter älteren findet (siehe Abb. 213). Bei der Aufklärung dieser komplizierten tektonischen Vorgänge sind die Mikropaläontologie mit der Nannofossiluntersuchung und die Mineralogie mit Schwermineral-Bestimmungen von großer Bedeutung (siehe die Kapitel II.3.5.1. und II.3.5.2. sowie Hauptkapitel VI.1.4.).

VI.1.3.4. Makrofossilien

Tausende Bohrungen, die etwa ab 1930 auf dem Gebiet der Republik Österreich abgeteuft worden sind, erbrachten zehntausende Meter von Bohrkernen. Diese

---

Abb. 214. Bohrkerne mit Makrofossilien (Photos von Harald MALI (ÖMV-AG))

Fig. 1 Irregulärer Seeigel aus dem Badenien (Sandschaler-Zone) des Wiener Beckens. Bohrung Bockfließ 105, 1617–1625,5 m; größter Durchmesser des Seeigels: 4,5 cm.

Fig. 2 Doppelklappige Erhaltung einer Muschel *(Rzhehakia* sp.) in den Bockfließer Schichten (Mittelmiozän) des Wiener Beckens. Beispiel für die Einbettung in das Sediment gleich nach dem Absterben. Bohrung Bockfließ 78, 1958–1962 m. Länge der Muschel: 1 cm.

Fig. 3 Krabbenpanzer mit Extremitäten in den Bockfließer Schichten. Bohrung Bockfließ 90, 1840,2–1846,3 m; Größe von Carapax und Extremitäten: 3,2 cm.

Fig. 4 u. 5 Ammoniten aus der Bohrung Haselbach 1, Kern 2321–2326 m: Höherer Dogger.

Fig. 4 *Oecotraustes decipiens;* Durchmesser 3,8 cm.

Fig. 5 *Oecotraustes nivernensis;* Durchmesser 5 cm.


1
2
3
4
5

aus fast allen geologischen Bereichen gewonnenen Bohrkerne führten zu einer gewaltigen Erweiterung des Wissens sowohl über schon bekannte, aber auch über bisher unbekannte Gesteinsserien. Bohrkerne mit einem Durchmesser von meist 10 cm und einer Länge bis 9 m geben die Möglichkeit, die betreffenden Gesteinsserien in allen Details zu untersuchen. Wenn man Glück hat, finden sich in den Bohrkernen auch Reste von Makrofossilien (Großfossilien), die über den ehemaligen Ablagerungsraum und auch über das Alter der Schichten Auskunft geben können.

Nun sollen einige Beispiele für solche Glücksfälle genannt werden. In Bohrungen, die das unter den Molasseschichten in Niederösterreich liegende Autochthone Mesozoikum durchörterten, wurden im Dogger (mittlerer Jura) und im Malm (oberer Jura) zahlreiche Ammoniten gefunden, die für die stratigraphische Einstufung von großem Nutzen waren (siehe Abb. 214, Fig. 4 und 5).

Ammoniten sind am Ende der Kreidezeit ausgestorbene Kopffüßer *(Cephalopoda;* Verwandte der Tintenfische), die ein eingerolltes, meist bilateral-symmetrisches Gehäuse besitzen. L. KRYSTYN (Universität Wien) bearbeitete diese Fauna. Die Art *Sphaeroceras brogniarti* (Bohrung Staatz 1) ist für den unteren Dogger typisch. *Oxyceratites yeovilensis, Oecotraustes decipiens* und *Proceratites* cf. *schloenbachi* sprechen für den höheren Dogger (Haselbach 1). In der Mergelkalkserie wurden *Cardioceras* sp., *Lissoceras* sp. (Hagenberg 1) sowie *Neochetoceras* sp. (Laa 1) gefunden, die in den hohen Malm (Kimmeridge/Tithon) gehören. Unterstes Untertithon (= hoher Malm) ist durch *Hybonoticeras hybonotum* (Falkenstein 1) belegt. Diese reiche Fauna aus dem Autochthonen Mesozoikum wird noch durch Funde in anderen Bohrungen ergänzt und wäre nie entdeckt worden, hätte man sich damals nicht entschlossen, in relativ dichter Folge Kerne zu ziehen. Die Ammoniten wären zerbohrt und damit zerstört worden.

Bruchstücke anderer Makrofossilien, meist Muscheln und Schnecken, werden in den verschiedenen geologischen Formationen in Bohrkernen immer wieder gefunden und sind manchmal von einigem stratigraphischen Wert. Interessant sind aber auch Einzelfunde von anderen Großfossilien hinsichtlich der Beurteilung des Milieus im ehemaligen Ablagerungsraum. So konnten z. B. in der Sandschalerzone des Badeniens im Wiener Becken Reste von irregulären Seeigeln gefunden werden (Bohrung Bockfließ 105), welche im Meeresboden eingegraben lebten und sich bei der Nahrungssuche durch das Sediment hindurchfraßen (Abb. 214, Fig. 1). Ein anderes Beispiel ist aus den feinsandigen Tonmergeln der Bockfließer Schichten des Zentralen Wiener Beckens anzuführen, wo neben diversen Muscheln *(Rhzehakia)* gut erhaltene Panzer von Krabben entdeckt wurden. Diese Tiere bevölkerten einst in Schwärmen den Meeresboden und sind nur durch eine dichte Bohrkernentnahme gefunden und zutage gebracht worden (Abb. 214, Fig. 2 und 3).

Die oben aufgezählten wenigen Beispiele sollen veranschaulichen, wie sehr Mikro- und Makrofossilien zur Klärung des geologischen Alters einer Ablagerung beitragen können. Die Alterseinstufung von Schichten ist für die Korrelation von Bohrungen nötig und trägt damit zur Auffindung geologischer Strukturen bei. Deshalb ist die Entnahme und sorgfältige Bearbeitung von Spülproben und Bohrkernen für die KW-Exploration besonders wichtig.

VI.1.4. Geologische Altersbestimmungen mit Hilfe von Nannofossilien und Palynomorphen

von Herbert STRADNER und Ilse DRAXLER

Die Sedimentgesteine bestehen aus verschiedenen Komponenten von anorganischen und organischen Stoffen. Die letzteren wurden von lebenden Organismen abgeschieden; sie sind z. T. als geformte Partikel erhalten geblieben und haben zur Se-

dimentbildung beigetragen. Absatzgesteine, deren Masse vorwiegend aus Resten pflanzlicher Organismen besteht, nennt man Phytolithe. Nach der chemischen Zusammensetzung dieser Bildungen unterscheidet man kalkige, kieselige und brennbare Phytolithe (Kohle, Torf). Auch das in Absatzgesteinen entstandene Erdöl und Erdgas verdankt einen beträchtlichen Teil seiner organischen Kohlenstoff-Verbindungen der Lebenstätigkeit von pflanzlichen Organismen, wie z. B. dem Phytoplankton (siehe auch die Hauptkapitel II.1.1. und II.1.2.).

Im folgenden sollen zwei für die Altersbestimmung der marinen und terrestrischen Absatzgesteine wichtige Gruppen von mikroskopisch kleinen Fossilien pflanzlicher Herkunft näher beschrieben werden: Meeresgeißler (marine Flagellaten) und fossile Sporen und Pollen höherer Landpflanzen.

Kalkflagellaten sind freischwimmende Einzeller (Protisten) mit photosynthetischem Pigment und Geißeln. Sie stellen wegen ihres massenhaften Vorkommens im oberflächennahen, lichtdurchfluteten Bereich des Meeres, gemeinsam mit einzelligen Schwebealgen, die Hauptnahrung für die pflanzenfressende Kleintierwelt des Meeresplanktons dar. Wegen ihrer geringen Zellgröße von nur wenigen Tausendstel eines Millimeters werden die Kalkgeißler zum Nannoplankton gereiht, also zu der aus kleinsten Lebensformen zusammengesetzten Schwebewelt der Ozeane. Diese Schwebeorganismen stellen das erste Glied der Nahrungskette des Meeres dar. Die von diesen Kalkgeißlern abgeschiedenen Kalkschuppen bestehen aus biogenem, d. h. von lebenden Organismen abgeschiedenen Kalk, sie überdauern das kurze Leben des Einzellers und werden am Meeresboden abgelagert. Solche winzige Kalkschuppen, auch Nannolithe (Zwergsteine) oder meist Coccolithen genannt, werden und wurden seit dem Beginn des Erdmittelalters in so gewaltigen Massen abgeschieden (Abb. 215), daß sie sogar gesteinsbildend auftreten können (C. W. GÜMBEL 1870 und E. KAMPTNER 1931).

Da die oft sehr kunstvoll geformten Coccolithen im Laufe der Erdgeschichte seit ihrem ersten Auftreten in der Triaszeit, so wie alles Lebendige, einen Wandel der Formen erkennen lassen, sind sie für die Biostratigraphie (siehe Kapitel VI.1.2.2.) verwendbar. Einzelne Arten und Gattungen haben in der Geschichte der Meeressedimente eine bestimmte stratigraphische Reichweite von ihrem Erstauftreten bis zum Aussterben. Auch bei den pflanzlichen Kalkgeißlern können wir nicht nur eine Artenabfolge, sondern ebenso eine Entwicklung (Evolution) jüngerer Arten aus älteren erkennen. Mit Hilfe solcher Nannofossil-Leitarten werden derzeit (1992) bereits mehr als 90 verschiedene Nannoplankton-Zonen unterschieden, welche aufgrund ihres besonderen Nannofossil-Inhaltes einem bestimmten Zeitabschnitt der mittleren oder jüngeren Erdgeschichte (Jura bis Holozän) zugeordnet werden können. Das geologische Profil z. B. der Tiefbohrung Linenberg 2 der ÖMV AG zeigt

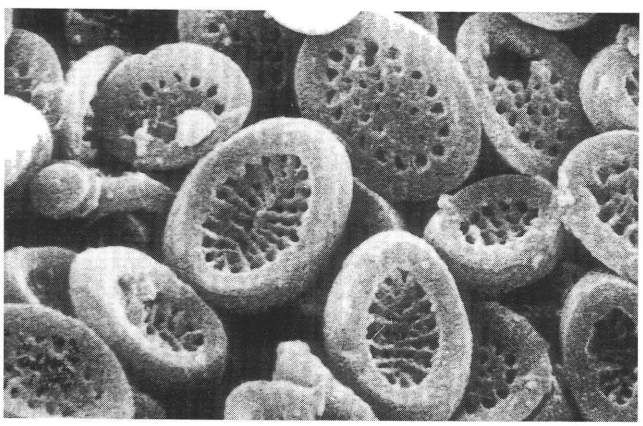


Abb. 215. Massenvorkommen von *Pontosphaera enormis* (LOCKER) PERCH-NIELSEN im oberoligozänen Bändermergel der Tiefbohrung Eggerding W 1, Ob. Österr. (RAG). Vergr.: 3.000×. Rasterelektronenmikroskopische Aufnahme aus dem Elmi-Labor der Geol. Bundesanstalt Wien.

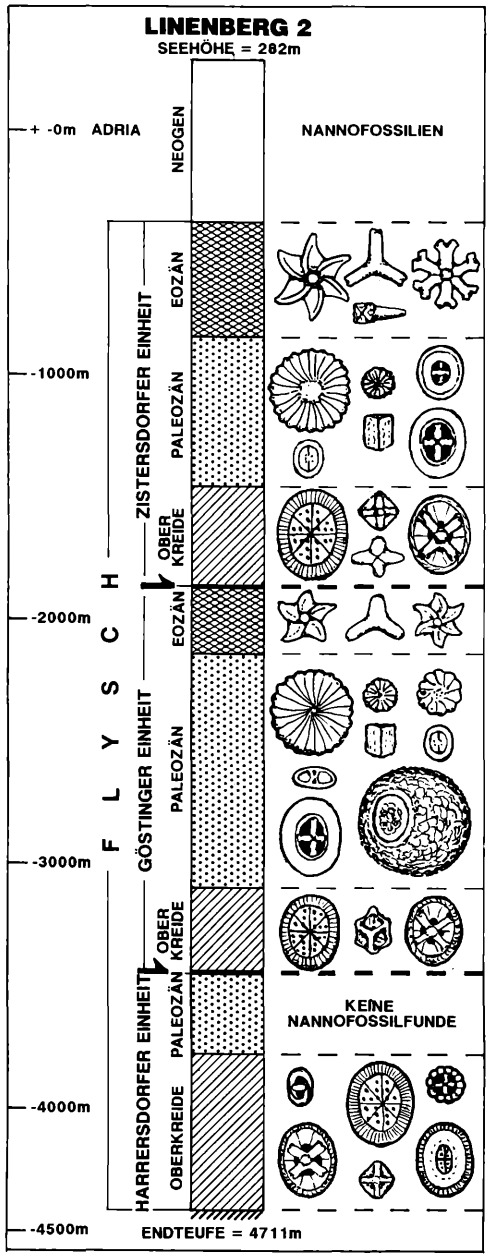


Abb. 216. Gliederung der in der Tiefbohrung Linenberg 2, Nied. Österr. (ÖMV AG), durchteuften Flyschdecken mit Hilfe von Nannofossil-Vergesellschaftungen. Vergrößerung der halbschematisch dargestellten Nannofossilien, ca. 1000 ×

die dort angefahrenen Nannoplanktonzonen und ihre charakteristischen Leitarten (Abb. 216). Durch die Auffindung und Bestimmung von solchen Kleinstfossilien können also Aussagen über das geologische Alter der durchteuften Schichten gemacht werden. Das gleiche gilt natürlich auch für Oberflächenproben (F. BRIX 1961, H. STRADNER 1963 und 1964). Die in den Sedimentgesteinen vorkommenden Nannofossilien werden daher zu einer detaillierten Gliederung von Schichtfolgen verwendet, was besonders bei Erdöltiefbohrungen für die bearbeitenden Geologen und Paläontologen eine bedeutende Hilfe darstellt.

Die weltweiten Prospektionsarbeiten nach KW haben die Entwicklung dieser Sparte der Paläontologie wesentlich beschleunigt und erweitert. Die Kenntnis der oben genannten über 90 Nannoplankton-Zonen und ihre stratigraphische Verwertbarkeit ist ganz bedeutend sowohl durch Tiefbohrungen wie durch Meeresbodenuntersuchungen, z. B. durch das US-Forschungsschiff Glomar Challenger, ermöglicht worden.

Ähnlich wie Nannofossilien werden auch die aus hochmolekularen, organischen Verbindungen aufgebauten Zellgehäuse der Dinoflagellaten, Chitinozooen, Acritarchen und Tasmaniten für die biostratigraphische Einstufung von Bohrkernen verwendet. Die Aufbereitung der Gesteine zur Untersuchung von Dinoflagellaten etc. ist ähnlich der für Pollen und Sporen verwendeten, nämlich eine chemische, bei der die anorganischen Sedimentanteile mit scharfen Säuren weggelöst werden. Die aus organischem Material aufgebauten Teile bleiben hiebei erhalten.

Die Wissenschaft von den säureresistenten Mikroorganismengruppen („Palynomorphae") in Grundlagenforschung und Anwendung wird Palynologie i. w. S. genannt.

Pollen und Sporen der höheren Pflanzen sind als Träger von Erbsubstanz durch eine besonders widerstandsfähige Hülle aus der hochmolekularen Verbindung Sporopollenin geschützt, die sowohl weiten Transport, als auch eine Erhaltung über Jahrmillionen ermöglicht und die einer

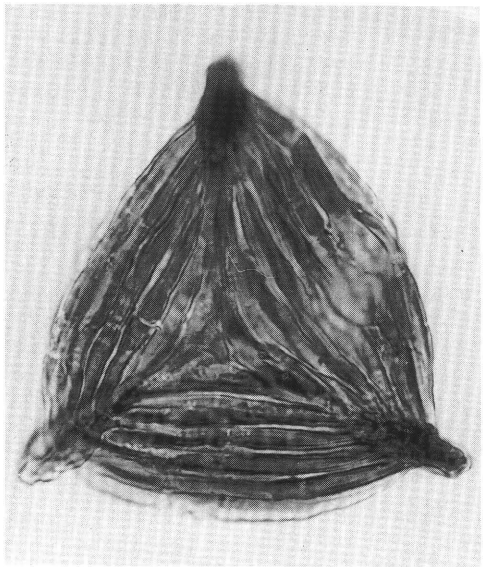


Abb. 217. *Appendicisporites stylosus* (THIERG.) DEÁK 1963, 830-fach vergrößert. – Roßfeldschichten, Neokom. – Gartenau bei Hallein, Salzburg.

chemischen Zerstörung bei der Weglösung der anorganischen Sedimentanteile mit aggressiven Säuren standhält (Abb. 217).

In bestimmten Abschnitten der Erdgeschichte waren weite Teile des Festlandes mit üppigen Wäldern bedeckt, die große Mengen von Pollen und Sporen lieferten. Hauptsächlich mit dem Wind oder auch im Wasser wurden und werden Sporen und Blütenstaub (Pollen) über weite Entfernungen vom Festland bis in die Ozeane transportiert und abgelagert. So ist es möglich, mit Hilfe dieser Fossilien räumlich weit auseinanderliegende Ablagerungen, sowohl Meeres- als auch Süßwasserschichten, zu vergleichen und deren Alter zu bestimmen (W. KLAUS 1960 und 1963).

So wie sich die artliche Zusammensetzung der Wälder im Laufe der Erdgeschichte verändert hat, spiegelt sich dieser Wandel der Vegetation in der Zusammensetzung der fossilen Pollen- und Sporenvergesellschaftungen wider. Da auch in der geologischen Vergangenheit die Vegetation vom Klima abhängig war, können mit Hilfe von Pollen- und Sporenuntersuchungen auch Aussagen über das Klima, das zur Zeit der Ablagerung der Sedimente herrschte, gemacht werden (G. von der BRELIE 1967). Weiters können Pollen und Sporen zu Maturitätsuntersuchungen verwendet werden, um festzustellen, wie weit der Reifungszustand (Maturität) eines Erdöl- oder Erdgasmuttergesteins fortgeschritten ist. Die Fluoreszenzfarbe der organischen Substanz dieser Pollen und Sporen im ultravioletten Licht gibt Auskunft darüber, wie sehr sie bestimmten Temperatur- und Druckverhältnissen in der geologischen Vergangenheit unterworfen gewesen sind. Aus dieser Fluoreszenzfarbe kann dann auf die Bedingungen geschlossen werden, die zur Entstehung von Öl und Gas geführt haben (M. TEICHMÜLLER & K. OTTENJAHN 1977).

Literaturauswahl für die Hauptkapitel VI.1.2. bis VI.1.4.:

AUBRY, M.-P. 1984 und 1988; BACHMANN, A., PAPP, A. & STRADNER, H. 1963; BENDA, L. et al. 1981; BERGER, W. 1954 und 1969; BETTENSTAEDT, F. 1968; BITTNER, A. 1890; BRELIE, G. von der 1967; BRIX, F. 1961; BRIX, F. & FUCHS, R. 1984; CERNAJSEK, T. 1974; DAXNER-HÖCK, G. 1980; DIENER, C. 1926; d'ORBIGNY, A. 1846; EHRENBERG, C. G. 1854; FICHTEL, L. v. & MOLL, J. P. C. v. 1798; FLÜGEL, E. 1982; FLÜGEL, E., LEIN, R. & SENOWBARI-DARYAN, B. 1978; FRIEDL, K. 1937e; FUCHS, R. 1985; FUCHS, R., GRÜN, W., PAPP, A., SCHREIBER, O. &. STRADNER, H. 1980; FUCHS, R. & STRADNER, H. 1977; FUCHS, R., WESSELY, G. & SCHREIBER, O. S. 1984; GRILL, R. 1941, 1943 und 1960; GÜMBEL, C. W. 1870; HEKEL, H. 1968; HOCHULI, P. 1978; HOHENEGGER, J. & LEIN, R. 1977; HOHENEGGER, J. & LOBITZER, H. 1971; KAMPTNER, E. 1931, 1948 und 1953; KAPOUNEK, J., PAPP, A. & TURNOVSKY, K. 1960; KARRER, F. 1867 und 1877; KLAUS, W. 1960, 1963, 1964, 1972, 1984 und 1987; KOLLMANN, K. 1960; KOVAR, J. 1982; KOZUR, H. & MOSTLER, H. 1972; KRISTAN-TOLLMANN, E. 1964; KRISTAN-TOLLMANN, E. & TOLLMANN, A. 1982; KRYSTYN, L. 1971, 1973 und 1980; KÜHN, O. & TRAUB, F. 1967; KÜPPER, H. 1959; KÜPPER, I. 1961; KÜPPER, K. 1956; MARESCH, O. 1966; MARTINI, E. 1971; MOSTLER, H. 1972a und 1972b, 1976 und 1977; MOTTL, M. 1970; OBERHAUSER, R. 1963; OTT, E. 1974; PAPP, A. 1953, 1954, 1955, 1956a, 1958, 1959 und 1978; PAPP, A., KROBOT, W. & HLADECEK, K. 1973; PAPP, A. & KÜPPER, K

1952; PAPP, A., RÖGL, F. & SENEŠ, J. 1973a; PAPP, A., RÖGL, F. & STEININGER, F. 1970; PAPP, A. & SCHMID, M. E. 1971 und 1978; PAPP, A. & STRADNER, H. 1961a und 1961b; PAPP, A. & TURNOVSKY, K. 1953, 1964 und 1970; PERCH-NIELSEN, K. 1985; PIA, J. & BÄUML, E. 1937; RABEDER, G. & DAXNER-HÖCK, G. 1970; RESCH, W. 1979; RÖGL, F. 1969a und 1969b; RÖGL, F. & STEININGER, F. 1983 und 1984; RUPP, Ch. 1986; RZEHAK, A. 1888 und 1891; SCHMID, M. E. 1962 und 1967; SCHUBERT, R. J. 1903; SCHULTZ, O. 1971 und 1978; SCHÜTT, H. 1967; SEIFERT, P., STRADNER, H. & SCHMID, M. E. 1978; SIEBER, R. 1953a, 1953b, 1955, 1958a, 1958b, 1958c und 1958d; SPIEGLER, D. & RÖGL, F. 1992; SPILLMANN, F. 1969; STEININGER, F. 1963b; STEININGER, F. F., BERNOR, R. L. & FAHLBUSCH, V. 1990; STEININGER, F., RESCH, W. et al. 1982; STEININGER, F. F. & RÖGL, F. 1984 und 1985; STEININGER, F. F., RÖGL, F. & MARTINI, E. 1976; STEININGER, F., SENEŠ, J. et al. 1971; STRADNER, H. 1958, 1959, 1960, 1961a, 1961b, 1962a, 1962b, 1963, 1964, 1969a, 1969b und 1978; STRADNER, H. & ADAMIKER, D. 1966; STRADNER, H. & FUCHS, R. 1978 und 1980; STRADNER, H. & PAPP, A. 1961; TEICHMÜLLER, M. & OTTENJAHN, K. 1977; THENIUS, E. 1950, 1960a, 1960b, 1967, 1970, 1976, 1980 und 1981; TOLLMANN, A. 1960; TURNOVSKY, K. 1948, 1963, 1976a und 1976b; URLICHS, M. 1973; VACEK, M. 1901; VAVRA, N. 1978 und 1979; WEINFURTER, E. 1950 und 1967; WEISS, W. 1977; WENZ, W. 1928; WENZ, W. & EDLAUER, Ae. 1942; WIEDMANN, J. 1972; WIESBAUER, J. 1874; WILLE, U. 1968; ZAPFE, H. 1949, 1964, 1967, 1969 und 1973.

VI.1.5. Organische Geochemie

von Harald BUCHTA

VI.1.5.1. Einleitung

Seit Beginn der KW-Suche in Österreich werden geochemische Untersuchungsverfahren angewendet. Dabei sind im Laufe der Zeit verschiedene Analysenmethoden eingesetzt oder speziell für die Geochemie der Kohlenwasserstoffe adaptiert worden.

War es anfangs alleiniges Ziel, KW zu finden, ohne sich dabei wesentliche Gedanken über Reifung und Herkunft der Öle und Gase zu machen, so zählen heute geochemische Untersuchungen zum Routineprogramm bei der Auswertung der Bohrergebnisse. Die geochemischen Untersuchungen tragen bei zur Erkennung von Reife- und Höffigkeitsanzeigen potentieller Muttergesteine, zur Klärung von Fragen über Migrationswege sowie zur Klärung der Herkunft von Erdölen und Erdgasen (siehe auch Abschnitt II.1.).

Aus dem Spektrum vielseitiger geochemischer Analysenmethoden zur Untersuchung von Kohlenwasserstoffen sowie von Bitumina und Kerogensubstanzen in Sedimenten sollen einige herausgegriffen werden, die für die Prospektion nach Erdöl und Erdgas in Österreich Verwendung finden.

VI.1.5.2. Gaschromatographie

Dieses chemisch-analytische Meßverfahren beruht auf einer Trennung von Stoffgemischen, die gasförmig vorliegen oder vollständig verdampft werden können. Das dazu verwendete Gerät, ein Gaschromatograph, ermöglicht eine qualitative und quantitative Aufschlüsselung der Komponenten. Die graphische Darstellung des Analysenergebnisses nennt man ein Gaschromatogramm.

Leichtflüchtige KW bis zur Molekülgröße von 8 KW-Atomen sind weit verbreitete Spurenbestandteile von Sedimentgesteinen, die organisches Material in feiner Verteilung führen. Aus den Spülproben und Bohrkernen der zu untersuchenden Bohrungen werden diese Gase durch Erwärmen oder Unterdruck ausgetrieben und in einem Gaschromatographen entsprechend ihrer Molekülgröße aufgeschlüsselt. Zur Interpretation der Gasqualität ist eine Bewertung von Mengenrelationen zweckmäßig. Diese Daten geben dann Hinweise auf Erdölbegleitgase oder auch auf Trokkengase. Außerdem kann das Auftreten dieser Verbindungen als ein Zeichen des thermischen Abbaus des organischen Materials angesehen werden. Damit läßt sich

im weiteren Art und Ausmaß der Kohlenwasserstoffgenese in Muttergesteinen festlegen. Im Sinne einer übersichtlichen Darstellung der Resultate werden die Meßergebnisse zusammen mit Daten aus der Lithologie im Bohrprofil graphisch abgebildet.

Geeignet für gaschromatographische Messungen sind neben gasförmigen Kohlenwasserstoffen auch jene, die bei Raumtemperatur als flüssige oder feste Produkte vorliegen. Selbst KW, die zu den Festparaffinen zählen und deren Siedepunkt über 500° C liegt, können im Analysengerät in die für eine Untersuchung geeignete Dampfform gebracht werden.

Aus einer Gesteinsprobe wird nach einem standardisierten Extraktionsverfahren zunächst die gesamte lösliche organische Substanz gewonnen, diese über eine chromatographische Trennmethode in Kohlenwasserstoffe und organische Begleitverbindungen aufgeschlüsselt. Die KW-Fraktion wird dann gaschromatographisch analysiert. Auch durch direktes Erhitzen des Gesteinspulvers kann die fein verteilte organische Substanz aus der Probe ausgetrieben werden.

VI.1.5.3. Infrarotspektroskopie

Ausgedehnt auf die Untersuchung der organischen Substanz in Oberflächengesteinsproben kann auch die Infrarotspektroskopie herangezogen werden. Dies ist ein physikalisches Verfahren, das das Absorptionsverhalten von Stoffen gegenüber infraroter Strahlung untersucht. Mit dieser Methode läßt sich klären, ob erdölähnliche Substanzklassen vorliegen oder ob das extrahierte Material überwiegend erdölfremden Verbindungen zuzuordnen ist. Typische erdölfremde Substanzen sind Terpene, Wachsalkohole, Kopal, Bernstein und Kolophoniuminhaltsstoffe. Zumeist erweist sich bei organisch – chemischen Untersuchungen die Kombination von Infrarotspektroskopie und Gaschromatographie von Vorteil. Gibt das Infrarotspektrum Auskunft über die KW-Gruppenverteilung, so lassen sich über gaschromatographische Analysen Aussagen über ganz spezielle Einzelkohlenwasserstoffe treffen.

VI.1.5.4. Analyse von biologischen Markierern (Chemofossilien)

Die Untersuchung von Substanzen, deren biogene Grundstruktur bei der KW-Bildung im Sediment weitgehend erhalten geblieben ist, dient zum Nachweis der Herkunft von Erdölen und Erdgasen sowie zur Bestimmung der Temperaturgeschichte des organischen Materials. Wir nennen diese Substanzen biologische Markierer oder Chemofossilien. Sie zählen zur Gruppe der Sterane und Triterpane. Verwendet wird für diese Untersuchungen ein Gaschromatograph, der mit einem Massenspektrometer gekoppelt ist, welches wiederum von einem Datensystem gesteuert wird. Im Massenspektrometer werden durch hohe Energieeinstrahlung Molekülbruchstücke erzeugt. Die aufgeladenen Teilchen werden entsprechend ihrem Masse–Ladungsverhältnis geordnet. Das so gewonnene Massenspektrum wird aus Spektren reiner Substanzen auf die Zusammensetzung der Probe umgerechnet.

Im Gaschromatographen wird zunächst die Fraktion der gesättigten KW aus Erdölen oder Erdölmuttergesteinen weitgehend aufgetrennt. Ein- bis zweimal pro Sekunde wird dann von dem aus dem Gaschromatographen kommenden Material ein Massenspektrum aufgenommen und im Datensystem gespeichert. Die Sterane und Triterpane zeigen in ihren Massenspektren charakteristische Molekül- und Bruchstückionen. Wir erhalten schließlich eine typische „Fingerprint"-Aufnahme, die zur Korrelation von Ölen untereinander oder von Öl zum potentiellen Muttergestein herangezogen werden kann.

VI.1.5.5. Charakterisierung des unlöslichen organischen Materials

In den Sedimentgesteinen, besonders in den Erdölmuttergesteinen, befindet sich in feinverteilter Form, als Überrest aus biologischer Produktion, organisches Material. Dieses in organischen Lösungsmitteln unlösliche organische Material bezeichnet man als Kerogen. Es beginnt ab etwa 50 bis 70° C zu reagieren und bildet dabei Kohlenwasserstoffe.

Dieser Prozeß läuft außerordentlich langsam ab und führt nur in geologischen Zeiträumen zu meßbaren und wirtschaftlich interessanten KW-Mengen. Die natürliche KW-Bildung kann nun im Labor durch Pyrolyseexperimente nachgeahmt werden. Unter Pyrolyse versteht man die Aufspaltung („Cracken") chemischer Verbindungen durch höhere Temperaturen. Aus unlöslichem Kerogen bilden sich z. B. bei Temperaturen zwischen 200 und 300° C Kohlenwasserstoffe, wie sie auch im Erdöl gefunden werden.

Im Zuge dieser Pyrolyseuntersuchungen mit gezieltem Aufheizen lassen sich außerdem die leichtflüchtigen, die mobilisierbaren flüssigen und die pyrolysierbaren KW im Gestein feststellen. Eine detaillierte Charakterisierung dieser Produkte erfolgt durch gekoppelte Pyrolyse – Gaschromatographie. Die freigesetzten gasförmigen KW werden an Quarz-Kapillarsäulen getrennt und mittels eines Flammenionisationsdetektors gemessen. Letzterer bewirkt eine gezielte Verbrennung der isolierten KW-Gase. Dabei tritt eine Erhöhung der Ionisation der Flamme gegenüber einem Trägergas auf; die elektrische Leitfähigkeit nimmt zu. Diese Veränderungen werden gemessen und ergeben spezifische Anhaltspunkte für die Zusammensetzung der Gasprobe. Die relativen und absoluten Anteile an KW erlauben auch Rückschlüsse auf die Art und Reife des organischen Materials sowie auf Migrationsprozesse.

VI.1.5.6. Isotopengeochemie

Ein weiterer Beitrag zur Suche nach Erdöl und Erdgas ist von der Isotopengeochemie zu erwarten. Über die Bestimmung des Isotopenverhältnisses zwischen C-13 und C-12 Kohlenstoffatomen im Massenspektrometer lassen sich Aussagen über Reife und Typ der Muttersubstanzen, aus denen sich KW gebildet haben, treffen. In Verfeinerung dieser Isotopentechnik können Bodenproben, die bei der Entgasung je Kilogramm nur etwa ein 20millionstel Gramm Methan (CH_4) liefern, einwandfrei untersucht werden. Solche Proben können aus Oberflächensedimenten, aus Bohrkernen oder aus Spülproben von Bohrungen während des Abteufens gewonnen werden.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel VI.1.5.:

EGLINTON, G. & MURPHY, M. 1969; FABER, E. 1987; FLATSCHART, R. 1985; GRASSHOFF, K. 1983; GUNDLACH, H., van den BOOM, G. & KOCH, W. 1981; HOLLERBACH, A. 1985; HUBER, L. 1984; KHARAKA, Y. 1985; MEINHOLD, R. 1979; OSTROFF, A. 1979; SCHROLL, E. 1976; SOFFER, Z. 1984; STAHL, W. & FABER, E. 1983; STRNAD, M. 1973; TEICHMÜLLER, M. & OTTENJANN, K. 1977; TISSOT, B. & WELTE, D. 1984; WAPLES, D. 1985.

VI.1.6. Mineralwässer und Geothermie

von Konrad O. H. LACHMAYER

Bei der Prospektion auf Kohlenwasserstoff (KW) werden stets auch wasserführende Schichten angetroffen. Im günstigen Fall kann ein derartiger Wasserträger von Temperatur, Ergiebigkeit und Mineralisation her für die eine oder andere Verwertung von Interesse sein. Unter Mineralisation wird hier der Anteil an gelösten Stoffen im Wasser, angegeben in Milligramm pro Liter, verstanden.

VI. 1.6.1. Historisches

Schon in frühgeschichtlicher Zeit waren heiße Quellen bekannt. Bald hatten die Menschen gelernt, die Heilwirkungen so mancher heißer, warmer oder auch kalter Quellen zu schätzen. Für die Heilwirkung vieler dieser Quellen gibt es auch medizinische Begründungen.

Auf österreichischem Gebiet sind heute über 200 Orte bekannt, an denen Heil-, Thermal-, Mineral- oder Tafelwässer auftreten, von denen eine ganze Reihe im Zuge der KW-Exploration aufgeschlossen wurden. Von diesen 200 Orten werden über 120 wirtschaftlich genützt, davon sind wiederum etwa 15 Thermen mit einer Auslauftemperatur von über 20° C zu ver-

zeichnen. Mineralwässer werden solche genannt, die in Summe mindestens 1000 mg (= 1 g) pro Liter gelöste Stoffe enthalten, während Tafelwässer eine geringere Mineralisation aufweisen.

Wo natürlich austretende Wässer entsprechend hohe Temperaturen zeigten oder sogar als Dampf vorkamen, haben sie schon in historischer Zeit auch zu Heiz- und Kochzwecken gedient. In Larderello, Italien, wird seit 1827 heißer Dampf aus Fumarolen (Austrittstellen vulkanischer Gase und Dämpfe) zum Erhitzen von Eindampf-Kesseln verwendet, seit 1904 auch zur Erzeugung von elektrischem Strom. Heute werden weltweit über 6000 Megawatt an elektrischer Energie aus Heißdampf geothermischer Herkunft gewonnen, vor allem in den USA, auf den Philippinen, in Mexiko, Italien, Japan, Neuseeland und anderen Ländern (HUTTRER, G. W. 1990). In großem Maßstab wird geothermische Energie zum Heizen in Island und Ungarn verwendet. Für diese industrielle Nutzung werden Dampf und Heißwasser, ähnlich wie die Kohlenwasserstoffe, aus Bohrlöchern gefördert.

VI.1.6.2. Herkunft der Erdwärme

Rund 60 bis 70% der Erdwärme entstehen durch natürlichen radioaktiven Zerfall von Isotopen des Urans, Thoriums und Kaliums. Diese Elemente sind besonders in den Gesteinen der Granitreihe konzentriert. Wo große Granitkörper nahe der Erdoberfläche liegen, ist die Wärmeabgabe deutlich erhöht und zwar umso mehr, je jünger dieser Granitkörper, geologisch gesehen, ist. Eine weitere, besonders intensive (aber meist lokale) Wärmequelle gibt es in Regionen mit jüngerem Vulkanismus. Ebenso entsteht Wärme in der Tiefe der Erde durch Kompaktion in absinkenden Beckenteilen und durch die Reibung bei tektonischen Vorgängen (Verfaltungen, Überschiebungen) sowie bei gewissen geochemischen Prozessen, bei denen Wärme frei wird. Bei dem erwähnten jüngeren Vulkanismus können in 500 bis 1000 m Tiefe Temperaturen bis zu 250° C auftreten. Zum Vergleich sei angeführt, daß z. B. im Nördlichen Wiener Becken in 1000 m Tiefe die Temperatur im Durchschnitt etwa 40° C beträgt.

VI.1.6.3. KW-Bergbau und die unterirdischen Temperaturverhältnisse

Bei der Prospektion auf KW werden durch die oft tiefreichenden Bohrungen die Verhältnisse untertage registriert. Gemessen werden z. B. Drücke, Temperaturen, das Fließverhalten von Öl, Gas und Wasser in den Gesteinsporen und -klüften. Dabei wird auch dort, wo keine KW in nutzbaren Mengen entdeckt worden sind, den ungewöhnlichen Erscheinungen, wie z. B. hoher Temperatur oder chemisch außergewöhnlichen Wässern, entsprechende Aufmerksamkeit geschenkt.

Ganz allgemein interessieren die unterirdischen Temperaturverhältnisse aus folgenden Gründen:

- Aus der Temperaturverteilung können gewisse Schlüsse auf den geologischen Aufbau eines Gebietes gezogen werden, eventuell auch auf die Chancen, KW-Vorkommen zu finden.
- Durch Rückschlüsse und Kombination mit anderen geophysikalischen Verfahren können Vorstellungen über tiefere, technisch derzeit noch nicht erschlossene Stockwerke der Erdkruste gewonnen werden.
- Die Möglichkeit, geothermisch nutzbare Energie zu finden, ist natürlich zu allererst von den Temperaturverhältnissen abhängig.

VI.1.6.4. Prospektion geothermischer Energiequellen

Zur systematischen Suche nach geothermischen Energiequellen gehören geologische und hydrologische Vorarbeiten, Infrarotaufnahmen vom Flugzeug aus, geochemische und geophysikalische Untersuchungen und letztendlich dann Tiefbohrungen.

Nutzbare – weil konzentrierte – geothermische Energie kann in Form von Trockendampf, Naßdampf und Heißwasser vorliegen. Darüber hinaus gilt es noch den Geo-Druckzonen-Typ, bei welchem überhitztes Wasser mit hohem Druck (nutzbare Ener-

gie!) und fast immer mit gelösten, brennbaren Gasen anfällt.

Die Verwendungsmöglichkeit ist mannigfaltig, jedoch von der Art des Vorkommens abhängig. Zur Erzeugung von elektrischem Strom eignen sich vor allem Trockendampf-Vorkommen, jedoch auch solche mit Naßdampf. Heißwasser wird zumeist zur Heizung von Gebäuden, Gewächshäusern, Fischzuchtanstalten, aber auch in der Industrie (z. B. bei der Papier-Erzeugung) und für Klimaanlagen (Kühlung nach dem Eisschrankprinzip) verwendet.

Im Versuchsstadium (USA und BRD) befindet sich die Energiegewinnung durch Zirkulieren von Obertagewässern durch mindestens zwei Bohrungen, die durch künstlich geschaffene Fließwege in ursprünglich dichtem Gestein hoher Temperatur miteinander verbunden sind (Hot-dry-rock-System).

Geothermische Energie ist nicht unerschöpflich. Entweder kommt es durch die ständige Entnahme von Dampf und/oder Heißwasser zur Druckabsenkung und damit zu abfallender Produktionsmenge; oder, falls das abgekühlte Wasser zur Druckerhaltung wieder eingepreßt wird, zu Abkühlungseffekten, somit zu verringertem Energieanfall, da die Erdwärme i. a. aus der Tiefe langsamer nachströmt, als Wärmeenergie entnommen wird.

VI.1.6.5. Geothermische Wärmegewinnung in Österreich

In Österreich ist die Erschließung warmer oder heißer Wässer an die Sedimentbecken am Rande der Alpen gebunden, die auch Hoffnungsgebiete für die KW-Prospektion sind. Diese Becken liegen im Burgenland, in der Steiermark, in Nieder- und Oberösterreich sowie in Vorarlberg.

Versuche im Nördlichen Wiener Becken (ÖMV – Bohrung Aspern 1) zeigten, daß hier nur geringe Energiemengen in Form von Heißwasser zutage gebracht werden konnten. Dazu kam, daß durch den sehr hohen Anteil an gelösten Stoffen (150.000 mg = 150 g pro Liter) dieses Wasser zudem nicht entsorgbar war. Der Versuch wurde daher abgebrochen.

Schon zu Beginn der Dreißigerjahre wurden durch die Firma Eurogasco im Südlichen Wiener Becken, im Bereich von Oberlaa am südlichen Stadtrand von Wien, beim Aufschließen seichter Gasvorkommen hochgespannte Wässer (Wässer mit hohem Druck) mit relativ hohen Temperaturen erbohrt. 1965 ließ die Gemeinde Wien eine Bohrung auf das Rothneusiedler Konglomerat abteufen, die später die Basis für das Kurzentrum Oberlaa wurde. Täglich werden hier etwa 2500 m^3 Wasser mit rund 45° C dem Thermalbad zugeführt, das sind etwa 30 Liter pro Sekunde.

Im oberösterreichischen Molassebecken wurde durch die RAG-Bohrung Geinberg 1 in rund 2800 m Tiefe Heißwasser mit 95° C erschlossen, welches für Heizungs- und Kühlzwecke Verwendung findet (J. E. GOLDBRUNNER 1987).

Im Kalkalpenbereich Salzburgs traf die KW-Aufschlußbohrung Vigaun 1 der ÖMV südlich Hallein im Salzachtal zwischen 1300 und 1400 m Bohrteufe auf hochgespanntes Wasser mit einer Temperatur von 40° C. Das Wasser dringt mit Eigenenergie an die Oberfläche, wo es in einer Kur- und Badeanlage genützt wird.

Relativ häufig gibt es nutzbare geothermische Energie im Bereich des südburgenländischen-oststeirischen Beckens. Zwei Bohrungen der RAG, nämlich Waltersdorf 1 und Binderberg,1, sind statt auf die erhofften KW-Vorkommen auf heißes Wasser gestoßen. Da die benachbarten Gemeinden für die Nutzung dieser Energiequellen Interesse gezeigt und mit ihren Projekten wirtschaftlichen Erfolg gehabt hatten, begannen andere Gemeinden von sich aus mit der Erschließung heißer Wässer. 1992 wurden in Fürstenfeld, Loipersdorf (Binderberg), Radkersburg, Bad Tatzmannsdorf und Waltersdorf täglich insgesamt an die 9000 m^3 heißes Wasser aus 700 bis 1900 m Tiefe mit Temperaturen im Bereich von 38 bis 79° C gefördert.

Am weitesten gediehen sind der Ausbau der Therme Loipersdorf (Bade- und Kuranstalt) sowie die Nutzung in Waltersdorf zur Beheizung der Schule, eines Wohnauses, des Thermalbades und letztlich von Glas- und Folienhäusern (J. E. GOLDBRUNNER 1987).

VI.1.6.6. Ausblick

Die Aspekte der Nutzung geothermischer Energie in Österreich sind eher gering. Im Hinblick auf die zu erwartenden Temperaturverhältnisse ist am ehesten an Raumheizung, Warmwasserbereitung und landwirtschaftichen Gebrauch zu denken. Eine große Rolle spielt die Frage der Wirtschaftlichkeit (Energiepreis!). Sie wird beeinflußt vor allem durch die Kosten der Erschließung in Abhängigkeit von der Bohrtiefe, weiters durch die Entfernung zwischen Vorkommen und Verbrauchern, durch die Möglichkeit kombinierter Verwendung und durch die Wasserqualität (Abwasserproblem, Korrosionsschäden). Was die genannte kombinierte Verwendung betrifft, so ist hier z. B. an den Einsatz für Trocknungsprozesse, danach an Raumheizung, Warmwasserbereitung, Flächenheizung und zuletzt an Fischzucht oder Schwimmbad zu denken.

Nur bei weiterem Ansteigen des Energiebedarfes und gleichzeitigem Angebots-Rückgang der heute genützten Energieträger (Erdöl, Naturgas etc.) könnte in Österreich die geothermische Energie eine gewisse, wenn auch bescheidene Rolle spielen.

Es ist, bei Beteiligung vieler Institutionen, letzten Endes die Erdöl-Industrie, die durch ihr weitgespanntes Netz von Bohrungen, denen intensivste geologisch-geophysikalische Bearbeitung vorausgeht, alle jene Daten und Erkenntnisse herbeischafft, welche zur Prospektion auf Wasser notwendig sind. Die Erdöl-Industrie besitzt auch das nötige „Know-how" und die technischen Voraussetzungen, die zur Erschließung und allenfalls Ausbeutung in industriellem Maßstab benötigt werden. Prospektion – Erschließung – Förderung sind die drei Stufen, die bei der Suche nach Energie von Untertage, unabhängig von der Art dieser Energie, das Gemeinsame darstellen, das zum allgemeinen Nutzen führen soll.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel VI.1.6.:

BOLDIZAR, T. 1968; BRIX, F. 1981b; Bundesministerium für Wissenschaft und Forschung 1976; BUNTEBARTH, G. 1973; CLARK, S. P. 1961; EBNER, F. & SACHSENHOFER, R. F. 1989; ERNST, P. & HIEBLINGER, J. 1979; GATTINGER, T. & KÜPPER, H. 1964; GIESE, P. 1970; GOLDBRUNNER, J. E. 1987; GOLDBRUNNER, J. E. & SEITINGER, P. 1991; GOLDBRUNNER, J. E. & ZÖTL, J. 1985 und 1987; GRILL, R. 1952; HAENEL, R. 1976; HAENEL, R. & ZOTH, G. 1973; HEDEMANN, H. A. 1968; HERTWIG, G. & HEINZ, L. 1990; HUTTRER, G. W. 1990; JANSCHEK, H. 1975; KAPPELMEYER, O. 1982 und 1985; KAUFMANN, A. 1977; KRUGER, P. & OTTE, C. (ed.) 1973; KÜHN, P. & DIENER, I. 1983; KUNZ, B. 1978; KÜPPER, H. 1964, 1977a und 1977b; KÜPPER, H., FUCHS, G., PRODINGER, W. & WEINHANDL, R. 1962; KÜPPER, H. & WIESBÖCK, I. 1966; LACHMAYER, K. 1976; LEDITZKY, H. & ZOJER, H. 1984; LUDWIG, E., PANZER, Th. & ZDAREK, E. 1906; OELSNER, Ch. 1991; OELSNER, Ch. & RÖSLER, R. 1981; PENNEY, T. R. & BHARATHAN, D. 1987; REISS, J. & MÜNCH, H.-G. 1990; RONNER, F. 1974 und 1980; RUMMEL, F. 1984; SCHAUBERGER, O. 1979; SCHMIDT, W. J. 1979; SLEZAK, P. 1975; SCHOEPPEL, R. J. & GILARRANZ, S. 1966; STANEK, N. 1976; STEHLIK, A. 1966; STINI, J. 1953 und 1954; VENDEL, M. 1963; WAAGEN, L. 1914; WEIGL, M. 1978; ZOJER, H. 1977 und 1984; ZÖTL, J. 1981 und 1983.

VI.2. Technik und Computerwesen

VI.2.1. Meilensteine der ÖMV-Tiefbohrtechnik

von Hermann SPÖRKER

Die Bedeutung von Tiefbohrungen ist für die Naturwissenschaften fraglos gegeben. Die in den geologischen und geophysikalischen Artikeln dieses Buches geschilderten Entdeckungen und Erfolge wären ohne den Tiefenaufschluß nicht möglich gewesen. Über die Bedeutung für die Technik wird einiges im nachfolgenden Aufsatz berichtet. Über die Technik des Bohrens selbst unterrichtet Hauptkapitel II.3.1.

VI.2.1.1. Der Altbestand an Bohranlagen

Bei der Übergabe der Betriebe der Sowjetischen Mineralölverwaltung an die Republik Österreich am 13. August 1955 befanden sich im Stand des Bohrbetriebes 45 Bohranlagen, von denen aber nur 34 einsatzbereit waren. Auch diese Zahl von einsatzbereiten Bohranlagen entsprach nicht ganz den tatsächlichen Gegebenheiten: 4 waren in Reparatur, 4 in Reserve und 3 konserviert, was immer das bedeuten sollte. Von den ausgewiesenen 45 Bohranlagen konnten 36 typenmäßig agnosziert werden:

1 Wirth 506, sicherlich noch aus der Kriegszeit
1 russische Uralmasch 5D (USTM-5D)
4 Trauzl FR4 und
30 Trauzl LS 30-3 1/2.

Während der Zeit der Sowjetischen Mineralölverwaltung (SMV) wurden überwiegend Bohranlagen von der Firma Mannesmann-Trauzl in Wien-Strebersdorf bezogen, da es sich, als früheres deutsches Eigentum, um einen sowjetischen „USIA"-Betrieb handelte. Dennoch wurden nach der Entdeckung des großen Ölfeldes Matzen-Auersthal (1949) auch Bohranlagen aus der damaligen UdSSR nach Österreich gebracht und zwar 8 Uralmasch 5D, von denen insbesondere die Spülpumpen U-8-3 mit einer Eingangsleistung von 470 PS später für die Turbinenbohrungen von Bedeutung waren, weiters 5 IDECO PR 1350, die als US-Pacht- und Leihlieferungen über Sibirien angeliefert wurden.

Von den vorgenannten US-amerikanischen Bohranlagen erlebte keine die ÖMV-Zeit, sie wurden aus Ersatzteilmangel rasch ausgeschieden, die eine und die andere fiel auch Gasausbrüchen zum Opfer. Nur die IDECO-CLARK Triplexspülpumpen wurden kurze Zeit bei einigen „Umbauanlagen" in den frühen 60er Jahren verwendet, die mitgelieferten hydraulischen Preventer Cameron QRC waren jedoch, nach Beschaffung der notwendigen Druckspeicheranlagen, noch viele Jahre im Einsatz. Die russischen Bohranlagen waren ihres großen Gewichtes und ihrer Reparaturanfälligkeit wegen bei den österreichischen Bohrtechnikern nicht sehr beliebt. Eine dieser Bohranlagen war zum Übergabedatum 13. August 1955 noch in Verwendung, sie wurde aber nach Beendigung der Turbo-Schrägbohrung Bockfließ 68 am 9. Oktober 1955 stillgelegt.

Die mit den USTM-5D-Bohranlagen mitgelieferten Spülpumpen wurden weiterhin bei den Trauzl-Bohranlagen eingesetzt, wenn diese Richtbohrungen niederzubringen hatten. Die mit den US-amerikanischen IDECO-Bohranlagen gelieferten IDECO-CLARK Triplex-Spülpumpen wurden genau so konserviert wie die hydraulischen CAMERON QRC-Preventer, für die es weder Verständnis, noch die notwendigen Druckspeicheranlagen gab.

Die bei der Übergabe an die Republik Österreich bzw. an die eingesetzte öffentliche Verwaltung vorhandenen Bohranlagen waren in ihrer technischen Konzeption international dem Stand der Zwischenkriegszeit zuzuordnen.

VI.2.1.2. Die Turbinen-Richtbohrtechnik

Die SMV-Zeit hat den Österreichern Zugang zu einer wesentlichen Entwicklung ermöglicht: zur Turbinen-Richtbohrtechnik.

Diese Entwicklung ist einer Katastrophe zu verdanken. Am 15. März 1952 kam es bei der Aufschlußbohrung Zwerndorf 1 (nahe dem Marchfluß) zu einem gewaltigen Gasausbruch. Spätere Berechnungen ergaben, daß während des rund 11 Monate dauernden Ausbruches etwa 1 Milliarde m^3 Erdgas entströmten. Durch die Gewalt des Ausbruches wurde die Bohranlage zerstört und versank im gebildeten Krater. Damit war eine direkte Bekämpfung nicht mehr möglich und es mußte eine Entlastungsbohrung angesetzt werden, durch die das sogenannte „Totpumpen" erfolgen sollte. Damit sollte der Ausbruch in der Tiefe, im Bereich der Gaslagerstätte, zum Stillstand gebracht werden. Diese Bohrung Zwerndorf 5 wurde am 5. Oktober 1952 begonnen und nach Setzen von 18 Richtkeilen (Whipstocks, zur Ablenkung) in einer Teufe von 1530 m zum Totpumpen fertiggestellt. Das Einpressen von großen Wassermengen brachte jedoch nicht den erhofften Erfolg, der Ausbruch ging weiter.

Aufgrund dieses Mißerfolges entschloß sich die SMV aus der Sowjetunion Spezial-Richtbohrbrigaden anzufordern. So kamen die ersten sowjetischen Bohrturbinen nach Österreich. Drei Turbo-Richtbohrungen wurden angesetzt und zwar Zwerndorf 7, 9 und 10. Die in einem Abstand von 160 m von der Ausbruchstelle angesetzte Bohrung Zwerndorf 7 erreichte nach etwa drei Monaten Bohrzeit das Ziel bei einer Teufe von 1295 m. Das anschließende Totpumpen beendete diesen spektakulären Gasausbruch.

Schon während der Richtbohrarbeiten haben die sowjetischen Richtbohr-Fachleute österreichische Bohrmeister zugezogen und eingeschult. Letzere haben später weitere Richtbohrungen im Feld Matzen-Auersthal durchgeführt.

Die russische Technik der Richtbohrungen war äußerst „einfach". Das Einvisieren des Bohrgestänges, das während des Bohrens nicht rotierte, da die Turbine durch Spülungsdruck angetrieben wurde, erfolgte mit Hilfe eines Theodoliten (geodätisches Winkelmeßgerät), die Neigung des Bohrloches wurde durch das Bohrgestänge mittels Säureflaschen-Messungen ermittelt. Sehr häufig mußten zusätzliche Abweichungsmessungen durch die Bohrlochgeophysik (System Schlumberger) ausgeführt werden. Deshalb war während des Richtbohrens dauernd ein Bohrlochmeßwagen am Bohrplatz anwesend.

Wenn auch die im August 1955 übernommene sowjetische Bohrtechnik bei weitem nicht dem westlichen Standard entsprach, so war sie jedoch in der Turbinenbohrtechnik weltweit führend. Nach der Übernahme der Aktivitäten duch die österreichische Verwaltung wurde zunächst die Turbinen-Richtbohrtechnik verbessert. In Zusammenarbeit mit der Firma EASTMAN erfolgte unter erstmaliger Verwendung einer antimagnetischen Schwerstange die Einrichtung der Turbine vor Ort, d. h. knapp über der Bohrlochsohle. Das früher verwendete „gebogene Single", das ist die unterste Bohrstange über der Turbine, wurde durch einen exakt geschnittenen Schrägübergang ersetzt. So entstand die moderne Turbinen-Richtbohrtechnik, bei der die Fachleute der ÖMV Weltspitze waren.

Als die deutsche SALZGITTER AG mit den Sowjets einen Vertrag über die Herstellung und den Vertrieb russischer Bohrturbinen abschloß, wurden die Mitarbeiter der deutschen Firma bei der ÖMV geschult. Die Richtbohrungen im Feld Kafji der ARABIAN OIL CO. wurden jahrelang von Fachleuten der ÖMV durchgeführt. Turbinenbohrmeister der ÖMV waren auch in Brasilien und Südafrika tätig. Als die US-Atombehörde von der inzwischen österreichischen Firma TRAUZL, die Bohrturbinen nach russischem Vorbild baute, solche Geräte kaufte, um sie im Raum Los Alamos einzusetzen, wurde sie von österreichischen Spezialisten beraten.

Noch einen Vorteil hatten die russischen Turbo-Anlagen. Die Spülpumpen mit etwa 500 PS waren auch bestens geeignet, um Düsenmeißel einzusetzen, da diese einen besonders hohen Spülungsdruck benötigten. Die sowjetische Industrie war damals noch nicht in der Lage, solche Meißel herzustellen. Mit dem Staatsvertrag von 1955 war jedoch für Österreich der westliche Markt offen und es wurden die ersten Düsenmeißel getestet. Die Erfolge waren erwartungsgemäß ausgezeichnet und beeinflußten wesentlich die Philosophie der weiteren Bohranlagenkäufe der ÖMV.

VI.2.1.3. Neue Bohranlagen

Bald zeigte es sich, daß die vorhandenen Bohranlagen nicht im notwendigen Ausmaß modernisiert werden konnten und nur Neuanschaffungen einen technologischen Anschluß an den westlichen Standard ermöglichen würden. Zunächst wurde dennoch in den Jahren 1957 und 1958 je eine neue Bohranlage von den Firmen TRAUZL und SCHOELLER-BLECKMANN angekauft. Am 7. November 1957 war Bohrbeginn für die SBS SB 30 auf der Lokation Pirawarth 2, die Anlage TRAUZL R 33 V begann die Bohrung Staatz 1 am 11. Dezember 1958. Beide Bohranlagen zeigten jedoch, daß sie nicht dem gewünschten westlichen Standard entsprachen. Dies führte dazu, daß TRAUZL eine Lizenz der US-Firma CARD-

WELL und SCHOELLER-BLECKMANN eine solche von DRESSER-IDECO (USA) für die Herstellung von Bohrgeräten erwarben. Damit waren die Voraussetzungen für die großzügige Modernisierung des ÖMV-Bohranlagenparkes geschaffen.

Zwischenzeitlich wurden auch zwei CARDWELL Bohranlagen L 350 mit LEE C. MOORE-Klappmasten direkt aus den USA bezogen. Die erste hatte am 25. April 1958 Bohrbeginn auf der Lokation „Prottes 81", die zweite auf der „Althöflein 1" am 14. Januar 1959. Einerseits waren diese Anlagen so modern, daß sie die Einführung neuester Umbaumethoden erzwangen, andererseits entsprachen sie nicht modernster Bohrtechnologie; die mitgelieferten 225 PS Pumpaggregate mußten gegen solche mit einer Leistung von 600 PS ausgetauscht werden, später erfolgte die Aufstockung der Bohrmaste, um Länge-2-Bohrgestänge verwenden zu können. Trotz dieser ursprünglichen Nachteile waren diese beiden Bohranlagen der eigentliche Beginn der Modernisierung.

Von TRAUZL wurden 1960 zwei CARDWELL J 450, allerdings mit SBS IDECO-Vollsichtmasten angeschafft. Alle weiteren neuen Bohranlagen kamen jedoch von SCHOELLER-BLECKMANN. Dies war auch deshalb notwendig, weil immer schwerere Bohranlagen gebraucht wurden, die sich im Fertigungsprogramm von CARDWELL nicht fanden. Darüberhinaus wurde eine Standardisierung des Bohranlagenparks angestrebt.

VI.2.1.4. Gas mit Schwefelwasserstoff

Die Aufschlußbohrung Aderklaa 78 erbohrte zum ersten Mal den mesozoischen Untergrund des Wiener Beckens (in den abgesenkten Nördlichen Kalkalpen). Am 14. April 1959 erbrachte ein Gestängetest auf den Trias-Hauptdolomit in einer Teufe von 2817,5 m spontanen Gaszufluß, aber das Gas war Schwefelwasserstoff führend (H_2S). Nachdem in Frankreich 1951 bei der Bohrung Lacq 3 und in Deutschland 1956 bei der Sonde Düste Z1 Sauergas erbohrt worden war, bedeutete der Fund in Aderklaa bei Deutsch Wagram die dritte Lokation mit solchen Problemen. Seither hat die ÖMV noch an anderen Stellen und in viel größeren Teufen Sauergas erschlossen, wie z. B. in Schönkirchen Tief. Durch entsprechende technische Entwicklungen sind aber alle aufgetretenen Probleme gelöst worden.

VI.2.1.5. Ölbasische Bohrspülung

In der SMV-Zeit sind viel zu wenig Bohrkerne aus öl- oder gasfördernden Formationen gezogen worden, insbesonders aus den produzierenden Bereichen des Feldes Matzen-Auersthal. Um nun entsprechende Lagerstättenstudien durchführen zu können, wurden unbeeinflußte Formationskerne benötigt. So kam es zum ersten Einsatz einer ölbasischen Bohrspülung. Im Mai 1958 wurde bei der Bohrung Matzen 250 eine „Black Magic"-Spülung verwendet. Die Ergebnisse waren so gut, insbesondere im Hinblick auf die Bohrlochstabilität, daß solche Spülungen auch in Problembohrungen, ohne lagerstättentechnische Notwendigkeit, zum Einsatz kamen. Es zeigte sich, daß das Durchteufen von mächtigen Flyschsedimenten mit einer ölbasischen Spülung relativ problemlos möglich ist.

Zu dieser Zeit ist übrigens im Zusammenwirken mit den Bohrgeologen der ÖMV auch die Technik des Richtkernens eingeführt und wesentlich verbessert worden.

Wie schon oben erwähnt, hat sich die ÖMV intensiv mit den Einsatzmöglichkeiten ölbasischer Bohrspülungen befaßt. Dies wurde bei den immer größer werdenden Bohrteufen zu einer unabdingbaren Notwendigkeit, da für die hohen Formationstemperaturen zunächst keine wasserbasischen Bohrspülungen zur Verfügung standen. Es war daher selbstverständlich, daß bei der ersten geplanten 7000 m-Bohrung (Zistersdorf ÜT 1) im tieferen Bereich eine Ölbasisspülung zum Einsatz kam. Hohe Formationsdrücke erforderten ab 6500 m Spülungsdichten von über 2,0 kg/Liter. Unter diesen Bedingungen kam es jedoch bei der Teufe von 7544 m im Jänner 1980 zu einem Gasauftrieb, der fast zu einem Ausbruch geführt hätte. Die Tatsache, daß obertags der Gaszufluß

nicht erkannt wurde, führte zu einer detaillierten Untersuchung dieses Vorfalles. Dabei wurde erstmals das Phänomen der enormen Löslichkeit von Erdgas in ölbasischer Spülung bei hohen Drücken als Ursache ermittelt. Obwohl, auch erstmalig in Europa, bei dieser Bohrung eine Installation zum Einbau von Bohrgestänge unter hohem Druck (Snubbing-Installation für 15.000 psi = 1054,6 kg/cm^2) zum Einsatz kam. Um den Gaszufluß testen zu können, wollte man den Bohrstrang bis 7500 m innen aufbohren. Allen Bemühungen zum Trotz mußte die Bohrung aufgegeben werden.

Für die Folgebohrung wurde dann gemeinsam mit einer internationalen Servicefirma eine wasserbasische Hochdruck- und Hochtemperaturspülung entwickelt, die es ermöglichte, die Bohrung Zistersdorf ÜT 2A bis zur Rekordteufe von 8553 m niederzubringen.

VI.2.1.6. Die erste 6000 m-Bohrung

Die Erfolge im Tiefenaufschluß veranlaßte die ÖMV im Jahre 1966 die Aufschlußbohrung Schönkirchen T 32 auf 6000 m anzusetzen. Innerhalb eines Jahres erreichte diese Bohrung tatsächlich die Endteufe von 6009 m und wurde zudem auch gasfündig. Zum ersten Mal außerhalb der USA wurde hier eine 7″-Produktionskolonne (= 178 mm) bis unter 6000 m Teufe eingebaut.

Dieser Rohreinbau brachte eine besondere Erkenntnis. Nach den Normen von API (American Petroleum Institute) und DIN (Deutsche Industrienorm) ist die Belastbarkeit eines Bohrgerüstes in Regellast und Ausnahmelast zu unterscheiden. Die Ausnahmelast darf nur bei absoluter Windstille aufgebracht werden. Der bei der Bohrung Schönkirchen T 32 verwendete Bohrmast hatte eine Regellast von 270 t und eine Ausnahmelast von 330 t. Das errechnete Gewicht der 7″-Endverrohrung betrug in Luft 319 t, unter Berücksichtigung des Auftriebes in der Bohrspülung, jedoch ohne Reibung 270 t, dies entsprach genau der Betriebshakenlast! Diese Problematik führte dazu, daß die Belastbarkeit von Bohrgerüsten in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit genau untersucht wurde. Das Ergebnis zeigte, daß erst bei Windgeschwindigkeiten über 50 km/h eine Reduzierung der zulässigen Hakenlast notwendig wird. Seither wird die Belastbarkeit der ÖMV-Bohrgerüste mit einem Diagramm Hakenlast versus Windgeschwindigkeiten festgelegt, ein Vorgang, für den auch bald ausländische Gesellschaften Interesse zeigten.

VI.2.1.7. Weiterentwicklungen beim Bohrgestänge

In den sechziger Jahren des 20. Jahrhunderts wurden beim Bohrgestänge in vermehrtem Ausmaß Durchspülungen im Bereich bis 1 m vom Gestängeverbinder festgestellt. Dies wurde früher immer auf die Kerben, verursacht durch die Abfangkeile im Drehtisch, zurückgeführt. Die plötzliche Häufung veranlaßte die ÖMV jedoch zu einer genauen Untersuchung dieser Schäden. Das Ergebnis war überraschend, denn nicht die Abfangkeile waren die Ursache, sondern die Geometrie des Innenstauchverlaufes. Obwohl API-genormt, wurde der sanfte Stauchauslauf von den Herstellern nicht ausgeführt. Meßgeräte, die den Stauchverlauf darstellen können, gab es nicht. Die ÖMV entwickelte sowohl ein solches Meßgerät, als auch die notwendigen Empfehlungen für die zukünftige Fertigung.

Bei schwierigen Fangarbeiten war es immer wieder notwendig, Linksgestänge zum Abschrauben zu verwenden. Mit zunehmenden Bohrteufen wurden jedoch nicht nur die Zugbelastungen für solche Bohrstränge immer höher, es zeigte sich, daß auch die Drehmomente Werte erreichten, die über den zulässigen Belastungsgrenzen für die Standardverbinder nach API lagen. Gemeinsam mit einem Röhrenwerk hat die ÖMV einen Doppelstoß-Gestängeverbinder entwickelt, der dieses Problem löste. Es ist interessant hier zu vermerken, daß ein US-Gestängehersteller erst zwanzig Jahre später solche Verbinder für extreme Richtbohrungen, wo hohe Drehmomente auftreten, anbot.

Eine weitere Entwicklung ergab sich auf dem Sektor hochfester Bohrgestänge. Mit dem immer stärker werdenden Trend in

die Tiefe wurde eine Bohrgestängequalität entwickelt, die wesentlich über den API-Empfehlungen lag und die Bezeichnung „U 170" führt. Dies ist ein Gestängestahl mit einer Mindeststreckgrenze von 170 ksi (170.000 psi = 119,5 kg/mm^2). Dieses Bohrgestänge wurde im Feldeinsatz erprobt und reduziert die Bohrstranggewichte entsprechend, was bei übertiefen Bohrungen von wesentlicher Bedeutung ist.

VI.2.1.8. Spülungswirtschaft (Geräte zur Spülungsbehandlung

Während der SMV-Zeit waren bei den Bohranlagen keinerlei mechanische Spülungsreinigungsgeräte vorhanden. Ein Zustand, der überraschenderweise nach der Übernahme durch die ÖMV vorerst als technischer Fortschritt ausgelegt wurde. Es waren vorher lediglich Sedimentationsrinnen zur Feststoffkontrolle montiert.

Bald wurde jedoch erkannt, daß diese Sedimentationsrinnen keine Lösung für eine moderne Spülungswirtschaft sind. Es wurden daher Schüttelsiebe und Hydrozyklone angeschafft (siehe Kapitel II.3.1.2.). Eine der fortschrittlichsten Reinigungssysteme wurde im Jahre 1973 bei der Bohranlage IDECO SBS H 2500 installiert. Den Standard-Schüttelsieben wurden Hochleistungssiebe, die Bespannungen bis 200 mesh (Siebweite 74 Mikron) verkrafteten, nachgeschaltet. Unter „mesh" versteht man die Anzahl von Löchern in einem Sieb pro linearem Zoll (= 2,54 cm). Diese Anordnung machte, neben dem Einsatz von Hydrozyklonen und bei Bedarf auch Zentrifugen, eine maximale Effizienz bei der Feststoffkontrolle möglich. Später wurden dann von der Herstellerindustrie solche Anordnungen als Dual-Siebe angeboten. Bei den übertiefen Bohrungen kamen dann auch Vakuum-Entgasungsgeräte für die Spülung zum Einsatz (SWACO Degaser).

VI.2.1.9. Bohrloch-Telemetrie (Fernmessung)

Heute stehen für Bohrungen telemetrische Meßverfahren zur Verfügung, die es gestatten, den Bohrlochverlauf kontinuierlich zu verfolgen (MWD = measurement while drilling). Mitte der siebziger Jahre machte sich bei tiefen Bohrungen das Problem der Neigungskontrolle unangenehm bemerkbar. Aus der Befürchtung, daß zwischen zwei Neigungsmessungen durch die Bohrlochgeophysik oder bei einem Meißelwechsel die Bohrlochabweichung zu sehr ansteigen würde, reduzierte man prophylaktisch den Bohrdruck, wodurch natürlich auch der Bohrfortschritt zurückging. Das war aber mit einer längeren Bohrzeit und damit mit höheren Bohrkosten verbunden.

In dieser Zeit – um 1960 – hatte die Firma BYRON JACKSON, USA, ein Gerät entwickelt, das, über dem Meißel eingebaut, nach Wunsch die jeweilige Bohrlochneigung über den Spülungsstrom durch Druckimpulse nach obertage übermittelt. Der ÖMV gelang es in schwierigen Verhandlungen ein solches Gerät, genannt „Teledrift", anzumieten und nach Österreich zu bringen. Es war der erste Einsatz eines Teledrifts außerhalb der USA und ein voller Erfolg.

VI.2.1.10. Die Beherrschung hoher Hakenlasten

Die Bohrung Zistersdorf ÜT 2, über die schon in einem anderen Zusammenhang berichtet wurde, brachte noch eine weitere Erkenntnis. Beim Einbau der 14″-Rohrkolonne wurde beobachtet, daß die Beherrschung von Hakenlasten über 500 bis 600 t problematisch wird. Zu dieser Zeit hatte die Firma VARCO, USA, eine hydraulische Verrohrungseinheit entwickelt, mit der Lasten bis über 900 t sicher bewegt werden können. Wieder war es die ÖMV, die ein solches Gerät anschaffte, ebenfalls das erste, das außerhalb der USA in Betrieb genommen wurde. Bei der Aufschlußbohrung Aderklaa UT 1 kam es zum Einsatz. 4475 m 14″-Rohre mit einem Gewicht in Luft von 681 t wurden problemlos eingebaut.

VI.2.1.11. Die Chronik der erreichten Bohrteufen

Schritt für Schritt ist die ÖMV in immer größere Teufen vorgestoßen. Es wurden erreicht:

3000 m in der Bohrung Palterndorf 3 am 13. April 1957
4000 m in der Bohrung Schönfeld 1 am 1. Juli 1961
5000 m in der Bohrung Baumgarten 7 am 22. Juli 1967
6000 m in der Bohrung Schönkirchen T 32 am 2. Dezember 1967
7000 m in der Bohrung Zistersdorf ÜT 1 am 15. September 1979
8000 m in der Bohrung Zistersdorf ÜT 2 am 23. März 1983

Diese stolze Bilanz ist sowohl der unermüdlichen Tätigkeit der Bohrtechniker und der Bohrmannschaften wie auch dem sinnvollen Einsatz modernster Geräte und Methoden zu verdanken.

VI.2.1.12. Der weitere Weg

Wie aus diesem Aufsatz zu ersehen ist, hat die ÖMV Aktiengesellschaft seit 1955 immer wieder Impulse in der Entwicklung der Tiefbohrtechnik gesetzt: Vom ersten Einsatz von Bohrturbinen bis zum Niederbringen der derzeit (1992) tiefsten KW-Bohrung außerhalb der USA, Zistersdorf ÜT 2A mit der Endteufe von 8553 m, erreicht am 31. Mai 1983 (siehe auch Kapitel II.3.1.9.).

Die Entwicklung der Tiefbohrtechnik ist noch lange nicht abgeschlossen. Die Erreichbarkeit von über 12.000 m Bohrteufe, wie dies die wissenschaftliche Forschungsbohrung Kola SG 3 in Nordrußland schon gezeigt hat, ist in Zukunft auch für KW-Bohrungen durchaus möglich. Voraussetzung für solch ein Vorhaben ist allerdings, ob in solchen Bereichen noch mit entsprechend großen Mengen von KW gerechnet werden kann, denn nur dann sind solche Investitionen gerechtfertigt.

Sicher ist, daß die technische Perfektionierung des Tiefbohrwesens, angeregt und gefördert durch die Erdölindustrie, natürlich auch bei der Prospektion nach anderen Rohstoffen oder Energiequellen von großer Bedeutung sein kann. Zu denken ist z. B. an die geothermische Nutzung tief liegender Heißwasser- oder Heißdampfzonen (Hauptkapitel VI.1.6.). Aber auch sehr tiefe Kohlenlagerstätten, die für den konventionellen Bergbau schon aus Kostengründen nicht erreichbar sind, könnten durch Vergasung vor Ort (in situ-Verbrennung) mittels Tiefbohrungen genutzt werden.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel VI.2.1.:

ARNOLD, W. 1981; BACHER, R. 1987; BETZ, D. 1990; CHUR, C. 1991; CICHINI, H. 1985; GLOTH, H. & SPÖRKER, H. 1992; GOLD, O. 1978 und 1984; GOLD, O. & KOWATSCHITSCH, F. L. 1981; JÜRGENS, R. & KRÜGER, V. 1991; LORBACH, M. & SCHÖFFMANN, F. 1991a und 1991b; ROENNEKE, H. 1979; SAWADIANS, M. 1984; SCHÖFFMANN, F. 1992; SCHULZ, W., WESSELY, W. & BRASE, K. 1991; SPÖRKER, H. 1969a, 1976a, 1976b, 1977 und 1984; GLOTH, H. & SPÖRKER, H. 1992; SPÖRKER, H. & KRÖLL, A. 1979; WÄHNER, K. 1990; WILKIE, D. I. & BERNARD, W. F. 1981.

VI.2.2. Formationsauswertung

von Eduard STRAUCH und Arthur KREMSER

VI.2.2.1. Einleitung

Bei der Suche nach Erdöl und Erdgas werden Techniken und Methoden angewandt, die in Fachkreisen zur Tagesroutine gehören, einer breiteren Allgemeinheit jedoch fast gänzlich unbekannt sind. Bei den in diesem Hauptkapitel zur Beschreibung ausgewählten Verfahren handelt es sich um Techniken, die geeignet sind, den Untertageschichten unserer Erdkruste wichtige Informationen über die mögliche Existenz von KW-Lagerstätten zu entlokken.

Bei diesen Verfahren handelt es sich um die sogenannten Bohrlochtests, für die das Vorhandensein eines Bohrloches Voraussetzung ist. Die Informationsbeschaffung durch Bohrlochtests und geophysikalische Bohrlochmessungen gehört zur Technik der Formationsauswertung. Die näheren Zusammenhänge mit anderen technischen, lagerstättenkundlichen und

geologischen Arbeitsbereichen sind den Hauptkapiteln II.1.8., II.3.3., II.3.4. und II.3.6. sowie den Kapiteln II.3.5.1., II.3.2.3., II.3.2.4. und II.3.7.5. zu entnehmen.

VI.2.2.2. Bohrlochtests

Bohrlochtests sind kurzzeitige Produktionsversuche in verrohrten oder nicht verrohrten Bereichen von Bohrlöchern, die z. T. noch gar nicht bis zu ihrer Endteufe vorgedrungen sein müssen. Die Tests gelten als unentbehrliches Hilfsmittel zur Beschaffung von lagerstättenkundlichen, technischen und geologischen Informationen über eine möglicherweise vorhandene KW-Lagerstätte.

Bohrlochtests gestatten zum frühest möglichen Zeitpunkt, also noch vor Fertigstellung des Bohrloches, den einzigen direkten Nachweis bezüglich des Inhaltes sowie Aussagen, die das physikalische Energiepotential einer Lagerstätte betreffen. Eine unerwünschte Ausnahme tritt dann ein, wenn z. B. durch eine unkontrollierte Gaseruption der Nachweis einer Gaslagerstätte erbracht wird (Beispiel Zwerndorf 1).

Geophysikalische Bohrlochmessungen (siehe Hauptkapitel II.3.3.) und andere Anzeichen geben nur indirekte Indikationen über das Vorhandensein von KW.

VI.2.2.3. Zur Durchführung von Bohrlochtests

Im Hauptkapitel II.3.1. (Technik des Bohrens) ist zu lesen, daß es neben anderen Funktionen die Aufgabe der Spülungsflüssigkeit ist, Öl, Gas oder Salzwasser daran zu hindern, unkontrolliert aus den durchbohrten Gesteinsschichten in das unverrohrte Bohrloch einzudringen.

Eine Testgarnitur ist ein Apparat, der diese Eigenschaft der Bohrspülung gleichsam aufhebt und sehr wohl zuläßt, daß Flüssigkeiten und Gase aus den Gesteinsschichten durch ein perforiertes Rohrstück in das Bohrgestänge eindringen können. Das Zuflußmedium fließt dann durch diese Bohrrohre bis obertags und kann hier aufgefangen, gemessen und untersucht werden. Es kommt allerdings auch vor, daß bei geringem Lagerstättendruck Flüssigkeiten nicht bis an die Erdoberfläche aufsteigen können. In diesem Fall werden diese Flüssigkeiten erst beim Ausbauen der Gestängerohre erfaßt.

Diese Vorgänge, die natürlich nur kontrolliert und nach sorgfältigen Vorausplanungen aller zur Beherrschung dieser Produktionsversuche notwendigen Maßnahmen herbeigeführt werden dürfen, sind der eigentliche Bohrlochtest.

Im einzelnen gibt ein solcher Test im offenen Bohrloch Auskunft über:

- die Art des Lagerstättenmediums (Öl, Gas oder Wasser)
- die zu erwartenden Fördermengen
- die Druck- und Temperaturverhältnisse in der Lagerstätte
- möglicherweise im Lagerstättengestein vorhandene Verstopfungen.

Aus diesen Erkenntnissen können dann Geologen und Bohrtechniker wertvolle Schlüsse ziehen sowie die Produktionsingenieure ihre Fördereinrichtungen und Förderleitungen planen.

VI.2.2.4. Die Testgarnitur

Am regulären Bohrstrang, an dem beim Bohren der Meißel angeschraubt ist, befindet sich beim Bohrlochtest an Stelle des Meißels die Testgarnitur mit dem perforierten Rohrstück (Abb. 218). Um diese Testapparatur vor dem Test gegen unten abzustützen, wird dann, wenn die Bohrlochsohle nicht tiefer als 80 bis 90 m unter der Teststrecke liegt, normales Bohrgestänge als sogenannter „Stützanker" bis zur Sohle weitergeführt und hier aufgesetzt. Im anderen Fall wird ein „Seitenwandanker" benützt, der unter der Testgarnitur durch seitliches Abspreitzen in die Bohrlochwand hinein die nötige Abstützung zu besorgen hat.

Die Testgarnitur besteht außerdem aus mehreren Dichtelementen aus armiertem Gummi, deren Funktion es ist, die zu untersuchende Gesteinsschicht (Teststrecke) oberhalb und zum Teil auch unterhalb vom Druck der Bohrspülung so zu isolieren, daß die Formation über das Bohrgestänge nur dem Druck der Atmosphäre ausgesetzt ist. In vielen Fällen wird das Bohrgestänge zum Teil mit Süßwasser

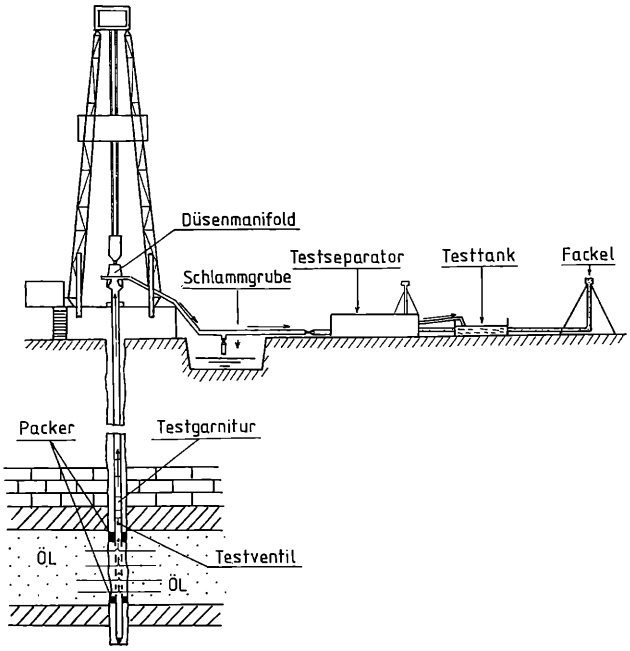


Abb. 218 a. Bohranlage mit Testgarnitur im Bohrloch.

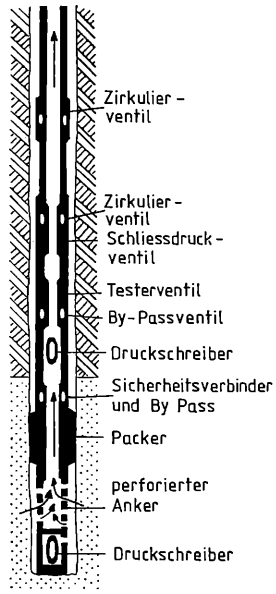


Abb. 218 b. Ventilanordnung und Packer einer Testgarnitur im Bohrloch.

oder einer anderen Flüssigkeit oder Gas gefüllt, damit der Druckunterschied zwischen der Formation und der Atmosphäre reguliert werden kann (Wasserpolster).

Die oben genannten Dichtelemente werden Packer genannt und funktionieren ähnlich wie die Gummipropfen bei manchen Typen von Thermosflaschen, die durch Drehen einer Schraube auseinandergedrückt werden. Mit Hilfe dieser Packer wird die Lagerstätte einem Druckunterschied ausgesetzt, der, wie beschrieben, durch die Höhe der Flüssigkeitssäule im Bohrgestänge oder durch künstlichen Gasdruck regulierbar ist und der den Lagerstätteninhalt zum Fließen bringt.

Um diesen Fließvorgang, bei welchem, je nach Bohrtiefe, Drücke bis über 600 bar auftreten können, stets so unter Kontrolle halten zu können, daß der Produktionsversuch jederzeit abgebrochen werden kann, sind in der Testgarnitur einige Steuerungs- und Absperrorgane vorgesehen. Diese werden durch Drehung oder Auf- und Abwärtsbewegen des Bohrgestänges oder auch hydraulisch über die Bohrlochflüssigkeit aktiviert.

Die ersten Patente für Testgarnituren wurden in den USA zwar schon 1866 angemeldet, allgemein angewendet wurden Bohrlochtests aber erst in den fünfziger Jahren des 20. Jahrhunderts. Heute sind diese Tests in offenen (Openhole Tests, OHT) sowie in verrohrten Bohrlöchern (Casing Tests, CT) bei der Exploration und Produktion von KW nicht mehr wegzudenken.

Solche Tests sind aber auch bei Bohrungen nach anderen Lagerstätteninhalten, wie z. B. Trinkwasser, Thermalwasser, Kohlendioxid, einsetzbar und stellen daher einen echten technischen Fortschritt dar, der erst durch die Tätigkeiten der Erdölindustrie entwickelt wurde.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel VI.2.2.:

CIPA, W. 1959; DAHLBERG, E. C. 1982; GALLISTL, H. 1986; KESSEL, D. & RUTHAMMER, G. 1992; KAUFMANN, A. & RAUTH, G. 1984; LECHLER, S. 1958; MANN, F. H. 1963; POOLEN, van H. K. & BATEMAN, S. J. 1958; PÄTZ, H. & JORDAN, H. 1980; REISS, J. 1962; RIEDER, E. 1992; VOIGT, H.-D. & ASTL, A. 1985; VOIGT, H.-D. & WAGNER, R. 1978 und 1986; WAGNER, R. & VOIGT, H.-D. 1982.

VI.2.3. Rechnergestützte Datenverarbeitung im Explorations- und Gewinnungsbereich

von Ludwig GAMSJÄGER

VI.2.3.1. Einleitung

Die österreichische Erdölindustrie bedient sich der elektronischen Datenverarbeitung (EDV) bereits seit etwa 1960. Jedoch auch in der Aufsuchung, Gewinnung und Verarbeitung von KW gilt, daß der eigentliche Siegeszug der EDV mit dem Technologieschub der späten siebziger Jahre des 20. Jahrhunderts begonnen hat. Erst die immer leistungsfähigeren und dabei kleiner werdenden Computer (Rechner) ermöglichten bei gleichzeitigem Preisverfall den Einsatz in den Spezialgebieten von Exploration und Produktion.

In der Abbildung 219 wird ein vereinfachtes Ablaufschema der Organisation der Datenverarbeitung dargestellt. Dabei können 5 Teilbereiche und zwar Eingabe, Verwaltung, Bearbeitung, Ausgabe der Daten und Dienstprogramme unterschieden werden: Diese Konzeption garantiert, daß neue Erkenntnisse rasch gespeichert und mit vorhandenen Daten verknüpft werden können. Außerdem stehen durch die gemeinsame Verwaltung in einem Datenpool dem gesamten Unternehmen die jeweils aktuellsten Daten zur Verfügung.

VI.2.3.2. Datenarten

Bevor die einzelnen Teilbereiche im Detail behandelt werden, muß ein Blick auf die zu verarbeitenden Datenarten geworfen werden. Während nämlich das Schema aus Abbildung 219 für jedes beliebige Unternehmen gelten kann, sind es vor allem die Datenarten, welche die EDV einer Erdölgesellschaft äußerst kompliziert machen. Dies beginnt bereits damit, daß viele Grunddaten nicht digital, also in vom Computer lesbarer Form, vorliegen. Man denke nur an die Vielzahl der graphischen Informationen, die in Papierform (Karten, Bohrprofile, geologische und geophysikalische Schnitte etc.) als sogenannte Analogdaten vorhanden sind und nur teilweise automatisiert für den Computer lesbar gemacht werden können. Doch auch nach einer derartigen Umwandlung sind die erzeugten Informationen so umfangreich, daß sie nur von leistungsfähigen Computern gespeichert und verarbeitet werden können.

Ein weiterer Faktor sind die Rahmenbedingungen, unter denen große Teile der Daten entstehen. Bei der Datenerfassung auf Bohranlagen, Gewinnungsstationen oder bei geophysikalischen Feldmeßtrupps sind sowohl die Bediener wie auch die Datenerfassungsgeräte mindestens teilweise den Witterungsunbilden ausgesetzt. Es ist leicht einzusehen, daß diese Art der Datenentstehung aufwendige Prüfverfahren in bezug auf Glaubwürdigkeit und Richtigkeit der erfaßten Informationen notwendig macht. Auch der totale Ausfall der Geräte muß in der EDV-Konzeption und in den Computerprogrammen berücksichtigt werden, um für diesen Fall Ersatzannahmen zu treffen.

VI.2.3.3. Teilbereiche der EDV

Es sollen nun die einzelnen Teilbereiche der EDV besprochen und deren Funktionen näher betrachtet werden.

Teilbereich I – DATEINEINGABE: Wie aus Abbildung 219 ersichtlich ist, sind vier wesentliche Arten von Grunddaten im Explorations- und Gewinnungsbereich zu berücksichtigen. Es sind dies Basisinformationen (z. B. topographische Daten, Konzessionsgebiete), geowissenschaftliche Daten vorwiegend aus Geologie und Geophysik, dann Bearbeitungsergebnisse aus den verschiedenen Bereichen und schließlich ökonomische Kennwerte.

Teilbereich II – DATENVERWALTUNG: Diese geschieht in sogenannten Datenbanken, welche eine strukturierte Archivierung aller Informationen nach einmal festgelegten Regeln ermöglichen. Das Suchen und Abfragen erfolgt mittels geeigneter Abfragesprachen durch den befugten Anwen-

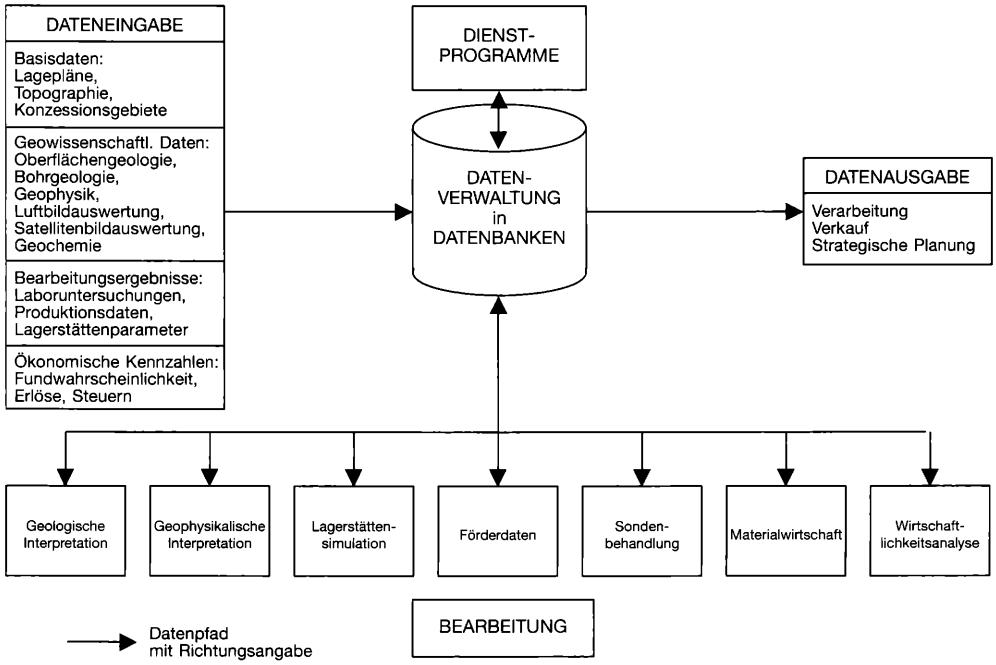


Abb. 219. Schematischer Überblick der EDV mit Angabe der einzelnen Teilbereiche und Datenpfade

der. Weiters dienen die Datenbanken als gemeinsamer Datentopf für Bearbeitungsprogramme, dem Informationen entnommen, bearbeitet und in ihrer aktuellsten Form rückgespielt werden können. Damit ist gewährleistet, daß dem gesamten Unternehmen die jeweils letztgültigen Bearbeitungsergebnisse zur Verfügung stehen.

Teilbereich III – DATENBEARBEITUNG: In den einzelnen Fachabteilungen von Exploration und Produktion werden die Rohdaten mit Anwenderprogrammen bearbeitet. Basierend auf den Fachkenntnissen der Spezialisten werden neue Informationen erzeugt. Dies geschieht speziell im Explorationsbereich auf eigens dafür geschaffenen graphischen Arbeitsstationen, welche in der Lage sind, vormals auf Papier ausgeführte Arbeiten, wie z. B. Interpretationen von Bohrlochmessungen oder seismischen Ergebnissen, Zeichnen von Karten oder geologischen Schnitten, computerunterstützt interaktiv durchzuführen. Aufbauend auf diesen Interpretationen können in der Folge dreidimensionale Modelle von Lagerstätten erstellt werden, welche ihrerseits der optimalen Förderung von KW dienen. Der Vorteil liegt in allen Fällen in der raschen Aktualisierung und Überarbeitung von alten Ergebnissen, aber auch in der Möglichkeit, die Bearbeitungen auf ihren Wahrscheinlichkeitsgehalt hin zu untersuchen.

Teilbereich IV – DATENAUSGABE: Darunter ist die Weitergabe der erstellten Informationen an andere Unternehmensbereiche und hier besonders an die Unternehmensführung zu verstehen. Die datenbankmäßige Archivierung erlaubt nämlich auch Verknüpfungen der unterschiedlichsten Informationen miteinander. Damit ist es möglich, nach verschiedensten Gesichtspunkten Statistiken zu erstellen. Diese finden ihrerseits in der strategischen Planung des Unternehmens Verwendung und helfen mit, die gebotene Flexibilität von Entscheidungen bei Änderung der wirtschaftlichen Bedingungen zu erhalten.

Teilbereich V – DIENSTPROGRAMME: Es gibt eine Vielzahl von Programmen, wel-

che den Informationsfluß innerhalb des Unternehmens ermöglichen. Es handelt sich dabei beispielsweise um Computerprogramme für die Rechner–zu–Rechner-Kommunikation, für die Textverarbeitung und für „Electronic Mail", das ist das Erstellen und Verschicken von Dokumenten auf digitalem Weg. Dazu gehören aber auch Programmiersprachen und Programmbibliotheken zur Erstellung unternehmensspezifischer Programme.

VI.2.3.4. Geräte und Einrichtungen

Um alle Aufgaben bewältigen zu können, werden Personal Computer, graphische Arbeitstationen, Minicomputer und Großrechenanlagen verwendet. Da es sich, wie bereits erwähnt, zu einem großen Teil um graphische Informationen handelt, müssen die Ausgabegeräte diese Graphiken auch darstellen können. Dies gilt nicht nur für die Bildschirmanzeige, die Ausgabe muß auch auf Papier möglich sein. Dazu verwendet man sogenannte Plotter (= elektronische Zeichengeräte), welche Graphiken bis zur Größe DIN A0 im Endlosformat ausgeben können.

Für den Datenaustausch werden die verschiedenen Computer durch Computernetzwerke verbunden. Diese verwenden Telefonleitungen und Richtfunkstrecken sowie modernste Glasfaserleitungen zur Datenübertragung.

VI.2.3.5. Sicherheitsmaßnahmen

Da der EDV-Bereich relativ hohe Kosten verursacht, ist es notwendig, auch für die Sicherheit der Datenbestände in zweifacher Hinsicht zu sorgen. Einmal müssen die Daten gegen physische Zerstörung, z. B. Materialfehler bei Datenträgern, Feuer durch Kurzschlüsse usw., gesichert werden. Wichtig ist dabei, daß der EDV-Betrieb auch nach einer Katastrophe, z. B. einem Großbrand, so rasch wie möglich auf Ersatzanlagen aufgenommen und weitergeführt werden kann. Zweitens sind die Daten auch gegen unbefugten Zugriff von innerhalb und außerhalb des Unternehmens abzusichern. Damit ist Schutz vor unabsichtlicher oder aber auch vor mutwilliger Zerstörung gegeben.

VI.2.3.6. Zukünftige Entwicklung

Die zukünftige Entwicklung muß darauf ausgerichtet sein, effizienter als bisher große Datenmengen zu verwalten. Ein Ansatz dazu sind die geographischen Informationssysteme, welche die gemeinsame Speicherung von Zahlen, Texten und graphischen Elementen (Punkte, Linien oder dreidimensionale Modelle) gestatten. Außerdem werden sogenannte Management-Informationssysteme die Unternehmensführung bei Entscheidungen unterstützen und damit die Möglichkeit von Fehlentscheidungen verringern.

Alles in allem ist die EDV aus der Aufsuchung und Gewinnung von Öl und Gas nicht mehr wegzudenken. Es ist aber anzunehmen, daß das steigende Datenvolumen und die immer komplizierter werdenden Arbeitsvorgänge eine Ausweitung der EDV in allen Bereichen der Erdölunternehmen mit sich bringen wird.

Darüber hinaus beeinflussen die Erfahrungen und Verwendungswünsche des weltweit so bedeutenden Wirtschaftsfaktors Erdölindustrie naturgemäß sowohl die Hersteller der Geräte und der Nebenanlagen sowie auch die Programmierer (Programmgestalter für Computer). Es ist deshalb zu erwarten, daß durch diese Impulse auch Fachbereiche außerhalb der Erdölindustrie davon profitieren werden, ebenso wie dies auch umgekehrt der Fall ist.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel VI.2.3.:

DILLON, E. L. 1967; ECKL, O. 1970; FORGOTSON, J. M. & INGLEHART, C. F. 1967; HAYES, C., THACKER, M. M. & VIELLENAVE, J. H. 1984; KEENAN, P. G. & DYSON, P. M. 1981; KLENK, R. 1985; KÜHN, W. & BARTMANN; W. 1980; LINNENBERG, W. 1989; MARSAL, D. 1979; MÜNCH, H. G. 1983; MUNDRY, E. 1969 und 1970; POTT, G. 1966; ROBINSON, J. E. & MERRIAM, D. F. 1984; SCHAEBEN, H. 1988; SCHNABEL, W. & BRÜSTLE, L. 1975; TOWNSEND, D. W. 1979; WALLBRECHER; E. 1978.

VII.
ANHANG

Übersicht:

Dieses Buch über Erdöl und Erdgas in Österreich soll nicht nur technisch-wissenschaftliche Informationen enthalten, sondern auch Daten über jene Bereiche bieten, die über diese Informationen hinausgehen, wie aus den Titeln der nachfolgenden Abschnitte zu ersehen ist. Gleichzeitig sollen diese Daten für all jene eine Dienstleistung sein, die für spezielle Fragen einen Ansprechpartner suchen. Wo nicht anders angegeben, ist der Informationsstand etwa der von Dezember 1992. Die Literaturauswahl im Anschluß an die einzelnen Abschnitte weist darauf hin, welche Publikationen vorwiegend benützt wurden.

Abschnitt VII.1.: Hier wurde von F. BRIX eine Übersicht jener Behörden, Firmen, Fachverbänden und Institutionen gegeben, die direkt oder indirekt mit dem KW-Bergbau in Österreich verbunden sind. Die Angaben der Adressen und Telefonnummern sollen eine Kontaktnahme erleichtern.

Abschnitt VII.2.: Die Daten zur Erdöl- und Naturgaswirtschaft, von F. BRIX nach den amtlichen Unterlagen und Firmeninformationen zusammengestellt, sollen für die letzten Jahre eine Überschau der Entwicklung darbieten. Es wird auch auf die Energiewirtschaft und die Produktenmannigfaltigkeit eingegangen sowie eine Statistik der österreichischen Importe und Exporte gegeben. Ein Überblick der Weltenergieversorgung ist angeschlossen.

Abschnitt VII.3.: Die immer mehr steigende Rolle der Auslandsaktivitäten österreichischer Firmen hinsichtlich der Prospektion nach und der Förderung von KW wurde durch F. BRIX zusammengefaßt. Diese Aktivitäten dienen vorwiegend der Sicherung der Rohölversorgung Österreichs.

Abschnitt VII.4.: Von Interesse, vor allem für Schüler mittlerer und höherer Schulen einschließlich von Absolventen des polytechnischen Jahres von Hauptschulen, aber auch für Fachstudenten, sind die nach Vereinbarung zugänglichen Ausstellungen und Betriebe in Wien und Niederösterreich, weiters Lehrbehelfe und der Lehrpfad in Prottes, zusammengestellt von H. MICHELITSCH.

Abschnitt VII.5.: Einen Überblick der universitären Ausbildungsmöglichkeiten für fachbezogene Berufe auf dem Erdölsektor gibt O. SCHULTZ. Es wurden möglichst alle diesbezüglichen Institute mit Bezeichnung und Adresse erfaßt.

Abschnitt VII.6.: Dem Fachverein „Österreichische Gesellschaft für Erdölwissenschaften“ (ÖGEW) wird dieser Abschnitt gewidmet. Der Artikel wurde von F. PASS verfaßt und nach seinem Ableben von H. LANG, W. JANOSCHEK und G. SWOBODA aktualisiert.

Abschnitt VII.7.: Da es in Österreich noch weitere berufsbezogene Vereine und Arbeitsgruppen gibt, wurden diese von F. BRIX mit den Kontaktadressen aufgezählt.

Für die Abschnitte VII.8. bis VII.10. ist die Redaktion verantwortlich. Es handelt sich dabei um das Beilagenverzeichnis, das Literaturverzeichnis sowie das Stichwortverzeichnis.

VII.1. Behörden, Firmen, Fachverbände und sonstige Institutionen

von Friedrich BRIX

VII.1.1. Zur Einleitung

In den folgenden Hauptkapitel VII.1.2. bis VII.1.8. werden u. a. die Bezeichnungen, Adressen und Telefonnummern der genannten Stellen, die mit dem Erdöl- und Erdgasbergbau sowie der Verarbeitung zusammenhängen, genannt. Die meisten Angaben wurden dem Österreichischen Montanhandbuch 1992 entnommen. Der Datenstand dieses Handbuches ist der 1. Januar 1992. Weitere Informationen stammen von den Erdölfirmen ÖMV AG und RAG sowie von der Geologischen Bundesanstalt und wurden nach Möglichkeit auf den Datenstand 1. Januar 1993 abgestimmt. Den Herren Dr. G. LETOUZÉ (GBA), Dr. O. MALZER und Dipl.-Ing. G. STÖHR (RAG) sowie Dr. D. SOMMER (ÖMV AG) sei an dieser Stelle herzlich für ihre Auskünfte gedankt.

VII.1.2. Bergbehörden

Der Erdöl- und Erdgasbergbau ist durch das Berggesetz 1975 (einschließlich der inzwischen wirksam gewordenen Novellierungen) geregelt. Weitere Einzelheiten sind im Hauptkapitel II.5.1. zu finden. Die Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften wird von den Berghauptmannschaften kontrolliert, die ihrerseits der Obersten Bergbehörde im Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten unterstehen.

Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten, Sektion VII, Oberste Bergbehörde – Roh- und Grundstoffe. 7 Abteilungen, für den KW-Bergbau ist Abteilung 6 zuständig.
Landstraßer Hauptstraße 55–57, 1031 Wien, Tel. 0222/71 1 02-0.

Berghauptmannschaft Wien, Amtsbereich: Gebiet der Bundesländer Wien, Niederösterreich und Burgenland.
Hetzgasse 2, 1033 Wien, Postfach 32, Tel. 0222/71 1 63.

Berghauptmannschaft Graz, Amtsbereich: das Gebiet der Stadt Graz sowie der Bezirkshauptmannschaften Deutschlandsberg, Feldbach, Fürstenfeld, Graz-Umgebung, Hartberg, Leibnitz, Radkersburg, Voitsberg und Weiz.
Freiheitsplatz 1, 8011 Graz, Postfach 531, Tel. 0316/83 04 27.

Berghauptmannschaft Leoben, Amtsbereich: das Gebiet der Bezirkshauptmannschaften Bruck a. d. Mur, Judenburg, Knittelfeld, Leoben, Liezen, Murau und Mürzzuschlag.
Straußgasse 1, 8701 Leoben, Postfach 36, Tel. 03842/43 3 15.

Berghauptmannschaft Salzburg, Amtsbereich: das Gebiet der Bundesländer Oberösterreich und Salzburg.
Residenzplatz 9, 5010 Salzburg, Postfach 120, Tel. 0662/84 13 78 und 84 13 79.

Berghauptmannschaft Innsbruck: Amtsbereich: das Gebiet der Bundesländer Tirol und Vorarlberg.
Herzog-Friedrich-Straße 3, 6020 Innsbruck, Tel. 0512/58 19 39.

Im Amtsbereich der Berghauptmannschaft Klagenfurt liegen 1992 keine Aufsuchungsgebiete auf Kohlenwasserstoffe.

VII.1.3. Erdölgesellschaften

Unter dieser Bezeichnung werden hier all jene Unternehmungen verstanden, die sich mit der Aufsuchung und/oder Förderung von Kohlenwasserstoffen befassen. Die historische Entwicklung einiger Unternehmungen ist in Kurzform im Abschnitt IV.1. sowie durch die dort angegebene Literatur umrissen.

Auf die speziellen firmeninternen Organisationsformen wird nicht eingegangen, wohl aber jene Einrichtungen genannt, die direkt mit dem KW-Bergbau zu tun haben.

Von Interesse ist die Entwicklung der Aufsuchungs-, Gewinnungs- und Speicherrechte der einzelnen Firmen. Aus den entsprechenden Österreichischen Montanhandbüchern wurden die Flächen bzw. die Anzahl der jeweils geltenden Rechte entnommen und tabellarisch für die Zeitpunkte 1. Januar 1981, 1984, 1987, 1990, 1992 und 1993 dargestellt. Es wird darauf hingewiesen, daß bei den Unternehmungen RAG und Van SICKLE auch noch Gewinnungsrechte aus alten Grubenfeldern bestehen.

Die Veränderungen in den genannten Flächendaten und in der Anzahl der Gewinnungsrechte in den angegebenen Jahren zeigen beispielhaft auf, wo durch die Ergebnisse vorangegangener Prospektionsarbeiten Aufsuchungs- und Gewinnungsrechte neu erworben bzw. ganz oder teilweise wieder aufgelassen wurden.

Es sei erwähnt, daß der Erdgasbergbau II Wels bereits im Juni 1990 eingestellt wurde, worüber im Kapitel VII.1.3.1. abschließend berichtet wird. Die Vorarlberger Erdöl- und Ferngas G.m.b.H. (VEF) mit Sitz in Bregenz besaß Aufsuchungsrechte in den Aufsuchungsgebieten VEF-Vorarlberg (968 km^2) und VEF-Bodensee (25 km^2) bis Ende 1989. Das Aufsuchungsgebiet VEF-Vorarlberg wurde von der ÖMV AG im September 1990 übernommen, wodurch mit Stand vom 1. 1. 1991 das Aufsuchungsgebiet ÖMV-Vorarlberg insgesamt 1956 km^2 umfaßte. Später wurden 671 km^2 davon wieder aufgelassen, sodaß mit 1. 1. 1992 die Gesamtfläche von ÖMV-Vorarlberg auf 1285 km^2 zurückging. Es verbleiben daher zum Stand 1. 1. 1993 die drei Gesellschaften ÖMV Aktiengesellschaft (ÖMV), Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) und Van SICKLE Ges.m.b.H.

Die Eigentumsverhältnisse der Firmen werden nicht besprochen.

VII.1.3.1. Erdgasbergbau II Wels

Bergbauberechtigt war die Kongregation der Barmherzigen Schwestern vom Heiligen Kreuz in Linz mit dem Betriebssitz in der Grieskirchnerstraße 42 in Wels (Oberösterreich). Die verliehene Feldesfläche war 4,51 ha groß und lag in der Welser Heide. Nach der Einstellung der Förderung im Juni 1990 wurden alle noch bestehenden Fördersonden verfüllt. Das Gasfeld wurde im Jahre 1891 durch eine Wasserbohrung entdeckt, 1892 in Betrieb genommen und stand daher 99 Jahre in Produktion. Die Gesamtfördermenge von 1892 bis 1990 erreichte rund 62,4 Mio. m^3n und war für den Eigenverbrauch des Klosters der Schwestern vom Heiligen Kreuz in Wels bestimmt.

VII.1.3.2. ÖMV Aktiengesellschaft

Generaldirektion: Otto-Wagnerplatz 5, 1091 Wien, Postfach 15. Fernruf 0222/ 40440-0.

Verliehene Flächen in km^2:

a) Aufsuchungsrechte (in km^2)

Aufsuchungsgebiete	zum 1. 1. 1981	1. 1. 1984	1. 1. 1987	1. 1. 1990	1. 1. 1992	1. 1. 1993
ÖMV-Wien	416	210	210	210	210	210
ÖMV-Niederöst.	12.841	10.872	10.872	10.876	8.566	7.942
ÖMV-Burgenland	3.595	774	–	–	–	–
ÖMV-Steierm. I	3.044	829	89	89	–	–
ÖMV-Steierm. II	2.690	2.690	2.690	2.690	2.690	635
ÖMV-Oberöst. I	894	790	318	318	318	318
ÖMV-Oberöst. II	2.877	2.877	2.877	2.877	2.877	2.017
ÖMV-Oberöst. III	2	2	–	–	–	–
ÖMV-Salzburg	2.049	2.049	2.049	2.049	1.105	262
ÖMV-Tirol	4.298	4.298	4.298	4.298	220	–
ÖMV-Vorarlberg	988	988	988	988	1.285	479
Gesamtfläche	33.649	26.379	24.391	24.395	17.271	11.863
% von Österr.	40,2	31,5	29,1	29,1	20,6	14,1

Fläche von Österreich = 83.856 km^2

b) Gewinnungs- und Speicherrechte, Anzahl und Fläche (in km^2)

ÖMV-Aufsuchungsgebiet	zum 1. 1. 1981		1. 1. 1984		1. 1. 1987		1. 1. 1990		1. 1. 1992		1. 1. 1993	
Wien	7	28,00	7	28,00	7	28,00	7	28,00	6	24,00	6	24,00
Niederösterreich	112	294,09	117	299,74	124	308,63	130	318,70	128	318,00	126	316,94
Oberösterreich I	7	18,07	7	18,07	5	13,34	5	13,34	5	13,34	5	13,34
Oberösterreich II	—	—	—	—	—	—	1	0,50	1	0,50	1	0,50
Gesamtfläche	126	340,16	131	345,81	136	349,97	143	360,54	140	355,84	138	354,78

Es folgt nun eine kurze Aufstellung der Organisation im Bereich des Erdöl- und Erdgasbetriebes (EEB) der ÖMV AG mit dem Stand von 1992. Betriebsabteilungen: Produktion (3 Abschnitte), Gasverbund (3 Abschnitte), Sondenbehandlung und Bohren (2 Abschnitte), Anlagenwirtschaft (4 Abschnitte), Logistik (2 Abschnitte).

Es sei bemerkt, daß mit 1. 1. 1991 die Gesamtfläche der ÖMV-Aufsuchungsgebiete 22.068 km^2 hatte, wovon 8.142 km^2 Konsortialgebiete mit ausländischen Partnern waren.

Ölfelder: 23 in Niederösterreich und Wien, 3 in Oberösterreich

Gasfelder: 19 in Niederösterreich und Wien, 3 in Oberösterreich.

Das geförderte Rohöl wird zur Gänze in der Raffinerie Schwechat der ÖMV AG weiterverarbeitet. Das Naturgas wird entwässert, bei Bedarf von höheren KW sowie von Schwefelwasserstoff (H_2S) weitgehend befreit und über die Erdgaszentralstation Auersthal in das Verteilernetz gespeist. Der Transport erfolgt über unterirdisch verlegte Rohrleitungen.

Die ÖMV AG betreibt neben der Raffinerie Schwechat außerdem das Zentraltanklager Lobau und das Tanklager St. Valentin im Westen Niederösterreichs. Das Zentraltanklager Lobau wurde nach dem 2. Weltkrieg Zug um Zug auf das heutige Fassungsvermögen von 1,79 Millionen m^3 ausgebaut. Es dient sowohl zur Rohöl- wie zur Produktenspeicherung.

Der Baubeginn des Tanklagers St. Valentin war 1974, die Inbetriebnahme als Zweigbetrieb des Zentraltanklagers Lobau erfolgte 1976. Im Jahre 1978 wurden weitere Lagerbehälter errichtet, womit eine Lagerkapazität für Produkte von rund 315.000 m^3 erreicht wurde.

Schließlich ist noch die Erdöl-Lagergesellschaft m.b.H. Wien zu nennen, bei der die ÖMV AG 51 % hält. Im Zuge der

Adria-Wien Pipeline (AWP) wurde im Jahre 1979 von dieser Gesellschaft bei Lannach, Steiermark, ein Tanklager mit einem Fassungsvermögen von rund 520.000 m^3 gebaut. Es dient der Zwischenlagerung von importiertem Rohöl. Die genannten Tanklager wurden entweder auf Grund des Erdöl-Bevorratungs- und Meldegesetzes vom 19. Mai 1976 (BGBl. Nr. 318) neu errichtet oder entsprechend in der Kapazität erweitert.

Raffinerie Schwechat und Petrochemie Danubia (PCD) der ÖMV AG: 2320 Schwechat bei Wien, Mannswörther Straße 28; Fernruf 0222/70 199-0. Zentraltanklager Lobau: 1220 Wien, Lobgrundstraße 2; Fernruf 0222/22 16 51-0 und 70 190-0.

Weitere Angaben über die Verarbeitungsbetriebe der ÖMV AG sind im Hauptabschnitt V. und im Abschnitt VII.2. zu finden.

VII.1.3.3. Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft

Generaldirektion: Schwarzenbergplatz 16, 1015 Wien; Fernruf 0222/50 116-0.
Verliehene Flächen in km^2:

a) Aufsuchungsrechte (in km^2)

Aufsuchungsgebiete	zum 1. 1. 1981	1. 1. 1984	1. 1. 1987	1. 1. 1990	1. 1. 1992	1. 1. 1993
RAG-Oberöst.	4.549	4.549	4.549	4.265	4.265	4.265
RAG-Salzburg	554	554	554	554	554	554
RAG-Steierm.	1.495	1.495	1.495	1.210	1.210	1.210
Gesamtfläche	6.598	6.598	6.598	6.029	6.029	6.029
% von Österr.	7,9	7,9	7,9	7,2	7,2	7,2

b) Gewinnungs- und Speicherrechte, Anzahl und Fläche (in km^2)

RAG-Aufsuchungsgebiete	zum 1. 1. 1981		1. 1. 1984		1. 1. 1987		1. 1. 1990		1. 1. 1992		1. 1. 1993	
Oberösterr.	127	397,93	129	401,9	140	415,12	137	407,82	127	393,32	129	399,48

Dazu kommt eine verliehene Fläche von 539,31 ha für die alten Grubenfelder Gaiselberg und Zistersdorf in Niederösterreich.

Organisation im Bereich der Bergbaubetriebe der RAG in Nieder- und Oberösterreich (Stand 1992):

Förderbetrieb Zistersdorf (NÖ), Bergbaubetrieb Oberösterreich mit den Betriebsabteilungen Förderung und Bohrung.

Ölfelder: 2 in Niederösterreich, 31 in Oberösterreich
Gasfelder: 41 in Oberösterreich.

VII.1.3.4. Van SICKLE Ges.m.b.H.

Erdölproduktion – Verarbeitung und Vertrieb.
Direktion: Schwarzenbergplatz 16, 1011 Wien; Fernruf 0222/50 117-0
Betriebsstätte: Förderbetrieb Neusiedl a. d. Zaya
Verliehene Flächen: Ölfelder Van SICKLE-Feld, Plattwald-Feld
Ausmaß: 254,31 ha (alte Grubenfelder)

Die Firma Van SICKLE Ges.m.b.H. verfügt in Neusiedl a. d. Zaya über eine eigene Verarbeitungsanlage für das in den genannten Feldern geförderte Rohöl.

VII.1.4. Unternehmungen für die Erdgasversorgung

Als länderübergreifende Einrichtungen sind zu nennen:
Austria Ferngas Ges.m.b.H. und Österreichische Erdgaswirtschafts Ges.m.b.H., Schubertring 14, 1010 Wien; Fernruf 0222/513 15 85-0.

In allen Bundesländern außer Salzburg gibt es eigene Erdgasversorgungsunter-

nehmungen, die, alphabetisch gereiht, in der folgenden Liste aufgezählt werden (Quelle: Österreichisches Montanhandbuch 1992, Seiten 208–209):

BEGAS – Burgenländische Erdgasversorgungs-AG, Kasernenstraße 10, 7000 Eisenstadt; Fernruf 02682/38 03 74

EVN – Energie-Versorgung Niederösterreich AG, Johann-Steinböck-Straße 1, 2344 Maria Enzersdorf; Fernruf 02236/200

Kärntner Elektrizitäts AG, Arnulfplatz 2, 9021 Klagenfurt, Postfach 176; Fernruf 0463/525

Oberösterreichische Ferngas Ges.m.b.H., Neubauzeile 99, 4030 Linz, Postfach 1; Fernruf 0732/83 401

Steirische Ferngas Ges.m.b.H., Elisabethstraße 59, 8010 Graz; Fernruf 0316/37 501-0

Tiroler Ferngas Ges.m.b.H., Salurner Straße 15, 6020 Innsbruck; Fernruf 0512/58 10 84

VEG – Vorarlberger Erdgas Ges.m.b.H., Höchster Straße 42, 6850 Dornbirn; Fernruf 05572/22 124-0

Wiener Stadtwerke, Generaldirektion, Schottenring 30, 1011 Wien, Postfach 163; Fernruf 0222/53 123.

VII.1.5. Bergbautechnische Unternehmungen

Es werden nur jene Service-Firmen genannt, die für den Erdöl- und Erdgasbergbau von direkter Bedeutung sind.

Halliburton Company Austria Ges.m.b.H., Helmaweg 2, 2201 Seyring, NÖ.; Fernruf 02246/4 333; Tätigkeitsbereich: Bohrlochzementationen, Formationsuntersuchungen, Hydraulic Fracturing, Stimulationen und Sandsperren in Öl- und Gassonden

Institut für Angewandte Geophysik der Forschungsgesellschaft Joanneum, Roseggerstraße 17, 8700 Leoben; Fernruf 03842/43 053-30; Tätigkeitsbereich: Montangeophysik, Bohrlochgeophysik, Ingenieurgeophysik

Prakla-Seismos AG, Kreindlgasse 15, 1191 Wien; Fernruf 0222/36 53 45; Tätigkeitsbereich: geophysikalische Prospektionsarbeiten und Datenverarbeitung

Preussag-Erdöl Ges.m.b.H., Schuhfabrikgasse 18, 1230 Wien; Fernruf 0222/80 41 601; Tätigkeitsbereich: Tiefbohren und Bohrungsservice

Schlumberger Meßverfahren, Zweigniederlassung der Societé de Prospection Electrique, Schlumberger AG, Paris; Brunnenstraße 15, 4482 Ennsdorf, OÖ; Fernruf 07223/32 77. Tätigkeitsbereich: vorwiegend Bohrlochmessungen aller Art.

VII.1.6. Wirtschaftsverbände

VII.1.6.1. Bundeskammer der gewerblichen Wirtschaft

Wiedner Hauptstraße 63, 1045 Wien; Fernruf 0222/50 105-0.
Dazu kommen 9 Landeskammern.

VII.1.6.2. Fachverbände

Es werden hier nur jene Fachverbände aufgezählt, die für den KW-Bergbau sowie die Verarbeitung und die Verteilung der Produkte relevant sind (siehe auch Abschnitt VII.2.).

Fachverband der Erdölindustrie, Erdbergstraße 72, 1031 Wien; Fernruf 0222/71 32 348.

Fachverband der chemischen Industrie, Wiedner Hauptstraße 63, 1045 Wien; Fernruf 0222/50 105-0.

Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmungen,Schubertring14, 1010 Wien; Fernruf 0222/51 31 588 Serie.

Bundesgremium des Brennstoffhandels, Wiedner Hauptstraße 63, 1045 Wien; Fernruf 0222/50 105-3331 DW. Dazu die entsprechenden Landesgremien in den 9 Bundesländern.

VII.1.7. Weitere einschlägige Institutionen

Geologische Bundesanstalt, Rasumofskygasse 23, 1031 Wien; Fernruf 0222/71 25 674, 71 25 962. Hauptabteilungen für Geologie, Angewandte Geowissenschaften, Informationsdienste.

Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung, Arsenal Objekt 20, 1103 Wien, Postfach 91; Fernruf 0222/78 26 01 Serie.

Österreichisches Normungsinstitut, Heinestraße 38, 1020 Wien, Postfach 130; Fernruf 0222/26 75 35.

Österreichische Gesellschaft für Erdölwissenschaften, Erdbergstraße 72, 1031 Wien; Fernruf 0222/71 32 348.

VII.1.8. Prüfstellen und Zivilingenieure

Bundesversuchs- und Forschungsanstalt Arsenal, Faradaygasse 3, 1030 Wien, Postfach 8; Fernruf 0222/78 25 31 Serie. Elektrotechnisches, Geotechnisches und Maschinenbautechnisches Institut.

Österreichisches Forschungszentrum Seibersdorf, 2444 Seibersdorf, NÖ; Fernruf 02254/80 DW.

Technischer Überwachungsverein (TÜV), Krugerstraße 16, 1015 Wien; Fernruf 0222/51 407 DW. Angeschlossen die staatlich autorisierte Versuchsanstalt. Dienststellen außerdem in Dornbirn, Graz, Innsbruck, Klagenfurt, Linz, Salzburg und Wels.

Versuchsanstalt für Brennstoffe, Feuerungsanlagen und Gastechnik an der Technischen Universität Wien, Getreidemarkt 9, 1060 Wien; Fernruf 0222/58 801 DW.

Zivilingenieure für Erdölwesen und Ingenieurkonsulenten für Markscheidewesen siehe Österreichisches Montanhandbuch 1992, S. 233–234.

Literaturauswahl für den Abschnitt VII.1.:

Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie 1980–1986; Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten 1987–1992; LANG, H. 1983–1992; JANOSCHEK, R. 1969; ÖMV AG 1979, 1983a und 1983b; SOMMER, D. 1986, 1987 und 1991.

VII.2. Daten zur Förderung, Verarbeitung sowie der Erdöl- und Naturgaswirtschaft

von Friedrich BRIX

VII.2.1. Zur Einleitung

Die Bedeutung von Kohlenwasserstoffen (KW) für die Volkswirtschaft Österreichs steht außer Frage, werden doch fast 70 % der gesamten Energieaufbringung (Inlandsaufbringung und Importe) von KW gestellt, wie im Hauptkapitel VII.2.3. aufgezeigt wird. Da die Inlandsaufbringung von Erdöl und Naturgas den Bedarf nicht dekken kann, ist Österreich auf Importe angewiesen. Die Frage der weltweiten Verfügbarkeit genügender Mengen für diese Importe wird im Hauptkapitel VII.2.2. besprochen, die Herkunftsländer werden in den Kapiteln VII.2.3.2. und VII.2.3.4. angeführt.

Die Vielfalt von über 700 Produkten, die in der Raffinerie Schwechat der ÖMV AG (Hauptkapitel V.1.3.) und in der Petrochemie Danubia Ges.m.b.H. (PCD) erzeugt werden, ist ein weiteres Beispiel dafür, daß die Versorgung Österreichs mit diesen Erzeugnissen einen essentiellen Wirtschaftsfaktor darstellt. Dazu kommt, daß

auch der Export von Mineralölprodukten, Bautextilien, Düngemitteln usw. der ÖMV-Gruppe (siehe auch V.3.2. und VII.2.4.2.) von Bedeutung ist.

Die sowohl bei der Inlandsförderung wie auch bei importierten KW anfallenden Schwefelmengen stellen einen nicht unwesentlichen Rohstoffgewinn dar, der der chemischen Industrie Österreichs zugeführt wird (siehe VII.2.5.).

Schließlich muß noch hervorgehoben werden, daß die österreichische Erdölindustrie nicht nur fast 6000 Mitarbeiter aufweist, sondern daß noch Tausende weitere Beschäftigte indirekt mit der Erdölindustrie verknüpft sind. Beispielhaft sollen die Unternehmungen der Erdgasversorgung (Hauptkapitel VII.1.4.), des Erdöltransportes (Tankschiff-Fahrt, Tankwaggons, Straßentankwagen), des Heizölhandels für Industrie und Haushalte, der Tankstellen, der Flugbenzinversorgung usw. genannt werden. Im weiteren Sinn ist dann noch die Zulieferindustrie für Investitionsvorhaben, der Kraftfahrzeughandel, die diversen Reparaturwerkstätten, der Straßenbau, der Rohrleitungsbau und die Vorratshaltung für Öl und Gas zu erwähnen. Die Aufstellungen über die Tankstellen (siehe VII.2.6.1.) und den Kraftfahrzeugbestand (siehe VII.2.6.2.) in Österreich sollen die Bedeutung für die Erdölindustrie dokumentieren. Dazu kommen in steigendem Maße ÖMV-Tankstellen in einigen unserer Nachbarländer (siehe Abschnitt VII.3.).

Auch für den Abschnitt VII.2. ist den Herren Dr. G. LETOUZE, Dr. O. MALZER, Dipl.-Ing. G. STÖHR und Dr. D. SOMMER sowie dem Österreichischen Statistischen Zentralamt, der Bundeskammer der gewerblichen Wirtschaft und dem Fachverband der Erdölindustrie für Auskünfte, Datenübermittlung und zusätzliche Informationen bestens zu danken. Viele Daten wurden den Österreichischen Montanhandbüchern entnommen.

Weitere Literaturauswahl für den Abschnitt VII.2. und die weiteren Kapitel:

Anonym 1989, 1990a, 1991, 1992; BRUNNER, I. 1985a; BRUSATTI, A. 1980; HANSLIK, H. 1993; HAUMER, J. 1989; LANG, H. 1992; LANGANGER, H. & SCHRÖDER, L. 1987; LORBACH, M. 1984, 1988; Shell-Austria AG. 1988; Shell Briefing Service 1990, 1991; SOMMER, D. 1991; VÖLCKER, F. C. 1989.

VII.2.2. Daten zur Weltförderung und zu den Weltreserven an Rohöl und Naturgas

Vom Anbeginn der Weltförderung an Kohlenwasserstoffen im 19. Jahrhundert bis Ende 1992 wurden insgesamt (kumulativ) 94,6 Milliarden (10^9) Tonnen Erdöl inklusive der Kondensate und 51,1 Billionen (10^{12}) m^3n Naturgas gefördert. Diese gewaltigen Mengen haben die heute bekannten Weltreserven keineswegs erschöpft oder ihrem Ende nahe gebracht, wie immer wieder fälschlich behauptet wird. Es ist klar, daß auch die größten Reserven einmal ausgefördert sein werden, doch wird hier gezeigt, mit welchen Größenordnungen auf Grund der laufenden Fortschritte der Geowissenschaften und der technischen Bereiche gerechnet werden muß. So wird in der Tabelle 35 für die Jahre 1980 bis 1992 ausgewiesen, wie trotz steigender Fördermengen bei Naturgas und annähernd gleichbleibender Fördermengen bei Erdöl die sicheren Weltvorräte von Jahr zu Jahr größer werden.

Zieht man jedoch neben den Zahlen für die sicheren Erdölvorräte auch noch die geschätzten Werte für die wahrscheinlichen und möglichen Vorräte heran, so ist mit einem weiteren, sehr beträchtlichen Zuwachs an wirtschaftlich förderbaren Erdölmengen zu rechnen. Das sind mit dem Stand vom 1. 1. 1993 etwa 144 Mrd. t Erdöl. Gemeinsam mit den sicheren Reserven von rund 135 Mrd. t (Tabelle 35) ergibt dies einen Gesamtvorrat von etwa 279 Mrd. t Erdöl, was bei einer angenommenen gleichbleibenden Jahresproduktion von 3,1 Mrd. t (Welt) einer Laufzeit von rund 90 Jahren entspricht.

Noch günstiger sind die Prognosen für

Naturgas. Die Summe der sicheren Reserven zum 1. 1. 1993 ist rund 127 Billionen (10^{12}) m^3n, die der geschätzten wahrscheinlichen und möglichen Vorräte ist mit mindestens 169 Billionen m^3n anzunehmen. Das ergibt eine Summe von 296 Billionen m^3n. Nimmt man nun eine gleichbleibende Welt-Jahresproduktion von 2,3 Billionen m^3n an, so würden die Naturgasvorräte etwa noch 129 Jahre ausreichen.

Die Erklärung für diese riesigen Vorratsmengen an Erdöl und Naturgas liegt darin, daß große prospektive Gebiete am Festland und im Schelfbereich noch gar nicht ausreichend erforscht sind, daß der Ausbeutungsgrad der bekannten Lagerstätten immer wieder durch gezielte technische, physikalische und chemische Maßnahmen erhöht werden kann, daß in vielen Gebieten mit KW-Lagerstätten der tiefere Untergrund bis zu den kristallinen Gesteinen noch nicht erschlossen worden ist und daß in sehr vielen alten und neuen Lagerstätten durch Horizontalbohrungen in weiteren, bisher kaum erreichten Lagerstättenteilen die Produktion wesentlich gesteigert werden könnte (siehe II.4.4.). Durch die laufende Zunahme geowissenschaftlicher Daten können immer mehr prospektive Gebiete erfaßt und mit Erfolg untersucht werden. Dazu kommt, daß in den nächsten Jahrzehnten sehr wahrscheinlich eine deutliche Erhöhung der Erdöl- und Naturgaspreise eintreten wird, was die Förderung aus derzeit unrentablen Lagerstätten ermöglichen würde.

Zu den oben genannten prospektiven Gebieten ist zu erläutern, daß es etwa 600 Sedimentbecken auf unserer Erde gibt, die günstige Bedingungen für die Bildung und Ansammlung von KW aufweisen. Bis 1993 wurden rund 410 dieser Becken untersucht und dabei in 160 Becken KW-Lagerstätten entdeckt. Die weiteren 250 Becken wurden bisher nur teilweise erforscht, aber noch keine Lagerstätten gefunden. Die verbleibenden rund 190 Becken sind praktisch unerforscht, sie liegen auch in geographisch bzw. klimatisch ungünstigen Gebieten. Die oben genannten 600 Becken nehmen am Festland eine Fläche von ungefähr 74 Millionen km^2 und im Meer (Schelfgebiete bis zum Kontinentalrand) rund 23 Millionen km^2 ein (K. O. THIELHEIM et al. 1982).

Es wurden in Tabelle 35, soweit aus den Unterlagen erkennbar, nur die sicheren Re-

Tabelle 35: Übersicht der Weltproduktion und der Weltvorräte an KW von 1. 1. 1980 bis 31. 12. 1992

Jahre	**Erdöl***) in Mio t			**Naturgas** in Mrd. m^3n		
	Förderung	Reserven zum 31. 12.	d. sind Jahre	Förderung	Reserven zum 31. 12.	d. sind Jahre
1979		87.050			73.190	
1980	3.059,06	87.990	29	1.531,4	75.305	49
1981	2.904,32	91.235	31	1.568,8	83.065	53
1982	2.787,89	91.197	33	1.524,7	85.900	56
1983	2.759,65	90.886	33	1.569,4	90.520	58
1984	2.827,38	94.985	34	1.651	96.700	59
1985	2.778,00	95.482	34	1.773	98.660	56
1986	2.921,00	95.098	33	1.824	102.675	56
1987	2.910,00	120.645	41	1.900	107.663	57
1988	3.030,27	134.513	44	1.943	112.884	58
1989	3.112,28	136.060	44	2.012	112.911	56
1990	3.153,79	135.722	43	1.921	119.340	60
1991	3.150,42	134.629	43	2.113	119.490	56
1992	3.169,37	135.459	43	2.123**)	127.380**)	60**)
Summen	38.563,6			23.454,3		

*) inklusive Kondensate
**) vorläufiger Wert

Tabelle 36: Übersicht der Weltenergieversorgung 1980–1990, Angaben in 10^6 t SKE (gerundet)

Energieträger	1980	d. s. %	1985	d. s. %	1990	d. s. %
Erdöl	4.422	48,1	3.985	41,7	4.552	41,8
Naturgas	1.842	20,1	2.081	21,8	2.494	22,9
Kohle	2.623	28,5	3.062	32,0	3.317	30,5
sonstige*	300	3,3	427	4,5	518	4,8
Summen	9.187	100,0	9.555	100,0	10.882	100,0
davon KW	6.264	68,2	6.066	63,5	7.046	64,7

* Kernenergie, Wasserkraft, Solarenergie u. a.

serven genannt. Die rein rechnerisch aus dem jeweiligen Verhältnis sichere Reserven zur Jahresproduktion resultierenden noch verbleibenden Förderzeiten für die einzelnen Jahre wurden in gerundeten Zahlen wiedergegeben. Die Förderzahlen an Erdöl und Naturgas sowie die Reservenangaben wurden folgenden Quellen entnommen: Petroleum Economist, Oil & Gas Journal, Esso-Öldorado, Shell Briefing Service. Die in diesen Zeitschriften genannten Zahlen stimmen teilweise nicht ganz überein, sodaß die Daten als gute Näherungswerte zu betrachten sind.

Eine weitere, sehr anschauliche Übersicht der Entwicklung der Welt-Energieversorgung gibt Tabelle 36. Um die einzelnen Energieträger miteinander vergleichen zu können, sind die Daten in Millionen Steinkohleeinheiten (10^6 SKE) angegeben. Der Umrechnungsschlüssel lautet: 1 kg SKE = 29,3 mal 10^6 J/kg; 1 Kilojoule (kJ) = 0,2388 Kilokalorien. Weitere Begriffsbestimmungen und Umrechnungsfaktoren sind im jährlich erscheinenden Österreichischen Montanhandbuch unter „Energiewirtschaft" angegeben.

Die dominierende Rolle der Kohlenwasserstoffe als Energieträger ist unverkennbar. Die in obenstehender Tabelle aufgelisteten Daten stammen aus dem „Energy Statistics Yearbook" der UNO für 1990, New York, 1992.

VII.2.3. Daten zur Erdöl- und Naturgaswirtschaft in Österreich

VII.2.3.1. Allgemeines

Die Erdölindustrie Österreichs kann bekanntlich die Inlandsversorgung mit Erdölprodukten und Naturgas nur zu einem kleinen Teil aus der Inlandsproduktion decken. Der größere Teil an Rohöl zur Weiterverarbeitung sowie von Naturgas muß daher importiert werden (siehe die Kapitel VII.2.3.2. und VII.2.3.4.). Dazu kommt, daß auch Halbfabrikate sowie bereits verkaufsfähige Produkte zusätzlich eingeführt werden, andererseits wird eine bestimmte Menge solcher Produkte exportiert (siehe Hauptkapitel VII.2.4.).

Die statistischen Angaben in vorliegendem Hauptkapitel VII.2.3. wurden zumeist den Jahresberichten des Fachverbandes der Erdölindustrie Österreichs (Redaktion Dr. H. LANG) entnommen. Weitere Daten stammen aus den jährlich erscheinenden Österreichischen Montanhandbüchern, die in der Obersten Bergbehörde im Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten verfaßt werden. Ergänzende Angaben verdankt der Autor den Herren Dr. G. LETOUZÉ (Geologische Bundesanstalt Wien), Min.-Rat Dipl.-Ing. E. KORSCHITZ (Oberste Bergbehörde) und Mag. R. ORASCH (Fachverband der Erdölindustrie Österreichs).

Es wird darauf hingewiesen, daß weitere Informationen zum Wirtschaftsbereich

auch in den Abschnitten I.3., IV.1., IV.3. bis IV.5., V.1. und VII.1. zu finden sind. Besonders aufmerksam wird auf den Abschnitt IV.7. (Produktionsstatistik und Reserven) gemacht.

Die Bedeutung der Kohlenwasserstoffe für die Energieversorgung soll durch einige Tabellen hervorgehoben werden. Die Verhältnisse in Österreich in bezug auf die Anteile der dem Inlandsverbrauch zugeführten Energieträger sind unter Berücksichtigung der Ein- und Ausfuhren nachfolgend in Tabelle 37 aufgeschlüsselt. Die Angaben erfolgen in 1000 Tonnen Steinkohleeinheiten (10^3 t SKE) und in Prozenten.

Diese den gesamten Inlandsverbrauch an Energie in Österreich darstellende Tabelle zeigt die Dominanz der Kohlenwasserstoffe für den ausgewählten Zeitraum. Deutlich ist das fast stetige Anwachsen des Naturgasverbrauches zu erkennen.

Nun soll in Tabelle 38 die Inlandsaufbringung an Energieträgern angeführt werden. Die Angaben sind wieder in 10^3 t SKE ausgedrückt.

Obige Tabelle zeigt prägnant die Bedeutung der Wasserkraft für die österreichische Energiebilanz, während die Kohlenwasserstoffe die zweite Stelle einnehmen.

Einige wirtschaftliche und technische Daten der österreichischen Erdölindustrie sollen zur weiteren Ergänzung in den Tabellen 39–41 aufgezeigt werden.

Die Gesamtbohrmeter in Österreich von 1917 bis einschließlich 1992 betragen auf

Tabelle 37: Anteile der Energieträger in Österreich inklusive der Importe in 10^3 t SKE

Energieträger	1980	%	1985	%	1990	%	1991	%	1992	%
Erdölprodukte	14.963	51,8	11.572	40,1	11.671	39,1	14.992	45,1	15.495	45,4
Naturgas	5.580	19,3	6.253	21,7	8.005	26,8	8.004	24,0	8.071	23,7
Kohle	5.243	18,2	6.405	22,2	5.249	17,6	5.361	16,1	4.916	14,4
Wasserkraft	3.087	10,7	4.642	16,0	4.933	16,5	4.921	14,8	5.610	16,5
Summen	28.873	100	28.872	100	29.858	100	33.278	100	34.092	100
davon KW	20.543	71,1	17.825	61,7	19.676	65,9	22.996	69,1	23.566	69,1

Quelle: Österr. Montanhandbücher

Tabelle 38: Inlandsaufbringung an Energieträgern in Österreich in 10^3 t SKE

Energieträger	1980	%	1985	%	1990	%	1991	%	1992	%
Erdölprodukte	2.125	20,8	1.652	17,8	1.660	18,1	1.856	19,9	1.711	17,6
Naturgas	2.417	23,6	1.443	15,6	1.584	17,3	1.635	17,6	1.772	18,3
Kohle	1.203	11,7	1.325	14,3	930	10,1	791	8,5	674	7,0
Wasserkraft	4.489	43,9	4.854	52,3	4.990	54,5	5.027	54,0	5.541	57,1
Summen	10.234	100	9.274	100	9.164	100	9.309	100	9.698	100
davon KW	4.542	44,4	3.095	33,4	3.244	35,4	3.491	37,5	3.483	35,9

Quelle: Österr. Montanhandbücher

Tabelle 39: Einige Wirtschaftsdaten

	1980	1985	1990	1991	1992
Zahl der Beschäftigten	8.734	7.842	5.953	5.746	5.675
Produktionswert Inland (Öl und Gas) in Millionen öS	6.207,1	7.801,5	3.932,8	4.132,8	3.492,2
Prod. Wert der österr. Erdölindustrie in Mio. öS	39.781	49.875	27.279	22.669	21.834

Grund einer Nachrechnung durch den Autor 6,736.594 m oder rund 6.737 km.

Eine Übersicht sämtlicher österreichischer Erdöl- und Erdgaslagerstätten mit Angaben über die Entdeckungsjahre, die Speichergesteine, die geologischen Formationen, die Fördertiefen und die geschätzte Endausbeute gibt Beilage 17, verfaßt in der Geologischen Bundesanstalt (GBA). Weitere detaillierte Angaben über die einzelnen Öl- und Gasfelder sind, wie schon erwähnt, in den Abschnitten IV.3. bis IV.5. zu finden.

VII.2.3.2. Rohölaufbringung und Reserven im Inland sowie Importe

Zunächst sei nochmals auf den Abschnitt IV.7. (Produktionsstatistik und Reserven) hingewiesen. In Ergänzung der dort angegebenen Daten soll jetzt auf die gesamte Aufbringung an Rohöl einschließlich der Importe eingegangen sowie eine Diskussion der Reservenproblematik angeschlossen werden.

In der Tabelle 42 werden die Produktionsdaten der drei in Österreich tätigen Erdölgesellschaften ÖMV AG, RAG und Van SICKLE angegeben, wobei auch auf die Produktion in Niederösterreich und Wien einerseits und in Oberösterreich andererseits eingegangen wird.

In Tabelle 43 wird die Inlandsförderung an Rohöl den Importen und der Gesamtaufbringung gegenübergestellt.

Zur weiteren Information sind in Tabelle 44 die Herkunftsländer und die von dort bezogenen Rohölmengen aufgelistet.

Zu erwähnen ist, daß die Rohölmengen, die insgesamt zur Verfügung stehen, in

Tabelle 40: Bohrungen und Fündigkeitsrate

	1980	1985	1990	1991	1992
Anzahl der fertiggestellten Bohrungen	66	73	24	35	32
Anzahl der Hilfsbohrungen	63	60	24	20	23
Fündige Bohrungen	45	47	8	12	11
Fündigkeitsrate in %	71,4	78,3	33,3	60,5	47,8
Bohrmeter pro Jahr	115.501	137.329	39.359	58.557	49.527

Tabelle 41: Anzahl und Art der Fördersonden

Förderart und Firmen (Erdöl)	1980	1985	1990	1991	1992
Eruptivsonden zum 31. Dezember					
ÖMV	41	26	27	48	34
RAG	5	6	2	0	0
Pumpsonden zum 31. Dezember					
ÖMV	768	760	640	647	623
RAG	121	142	104	104	96
Van SICKLE	50	61	46	46	46
Gasliftsonden zum 31. Dezember					
ÖMV	316	322	291	302	289
Summen	1.301	1.317	1.110	1.147	1.088
davon in Niederösterreich und Wien	1.202	1.202	1.056	1.077	1.018
davon in Oberösterreich	99	115	54	70	70
Fördernde Erdgassonden (31. Dezember)					
Niederösterreich und Wien	155	81	63	64	102
Oberösterreich	79	95	112	104	116
Summen	234	176	175	168	218

Quellen: Österr. Montanhandbücher und Auskünfte der Erdölfirmen, der Geologischen Bundesanstalt sowie der Obersten Bergbehörde.

Tabelle 42: Inlandsproduktion von Rohöl nach Firmen und Bundesländern in Tonnen

Herkunft	1980	%	1985	%	1990	%	1991	%	1992	%
ÖMV NÖ u. Wien	1,129.832	76,6	843.138	73,5	951.559	82,8	1,099.237	85,9	1,007.566	85,4
ÖMV OÖ	20.008	1,4	8.362	0,7	9.401	0,8	8.943	0,7	8.594	0,7
RAG NÖ	59.705	4,0	50.139	4,4	45.949	4,0	44.443	3,4	43.806	3,7
RAG OÖ	242.104	16,4	218.400	19,0	112.175	9,8	101.907	7,9	94.187	8,0
Van SICKLE NÖ	23.834	1,6	26.919	2,4	29.509	2,6	25.352	2,0	25.780	2,2
Österreich	1,475.483	100	1,146.958	100	1,148.593	100	1,279.882	100	1,179.933	100
davon aus NÖ+Wien	1,213.371	82,2	920.196	80,2	1,027.017	89,4	1,169.032	91,3	1,077.152	91,3
davon aus OÖ	262.112	17,8	226.762	19,8	121.576	10,6	110.850	8,7	102.781	8,7

Quellen: Österr. Montanhandbücher und Jahresberichte des Fachverbandes d. Erdölind. Österreichs

Tabelle 43: Gesamtaufbringung an Rohöl in Österreich – Inlandsproduktion und Importe in Tonnen

Herkunft	1980	%	1985	%	1990	%	1991	%	1992	%
Inland	1,475.483	15,1	1,146.958	15,6	1,148.593	14,5	1,279.882	15,5	1,179.933	13,5
Importe	8,318.192	84,9	6,205.614	84,4	6,796.909	85,5	7,000.452	84,5	7,549.704	86,5
Gesamtaufbringung	9,793.675	100	7,352.572	100	7,945.502	100	8,280.334	100	8,729.637	100

Quellen: Österr. Montanhandbücher und Jahresberichte des Fachverbandes d. Erdölind. Österreichs

Tabelle 44: Rohöleinfuhren Österreichs in Tonnen nach Herkunftsländern

Länder	1980	%	1985	%	1990	%	1991	%	1992	%
Ägypten	59.146	0,7	252.013	1,4	485.375	7,1	135.287	1,9	–	–
Algerien	469.569	5,6	686.734	11,1	1,498.056	22,0	1,957.276	28,0	1,381.466	18,3
Angola	–	–	–	–	–	–	34.654	0,5	–	–
Gabun	–	–	89.830	1,4	–	–	–	–	–	–
GB – Nordsee	54.961	0,7	22.172	0,4	–	–	–	–	129.589	1,7
Irak	2,342.019	28,2	357.441	5,7	1.703	0,0	–	–	–	–
Iran	–	–	268.206	4,3	597.714	8,8	793.534	11,3	526.473	7,0
Jemen, Arab. Rep.	–	–	–	–	333.619	4,9	521.501	7,4	472.350	6,3
Kamerun	–	–	172.369	2,8	–	–	–	–	–	–
Kasachstan	–	–	–	–	–	–	–	–	33.084	0,4
Kuweit	53.519	0,6	–	–	–	–	–	–	–	–
Libyen	1,077.870	13,0	1,029.239	16,6	1,362.752	20,1	494.685	7,1	917.806	12,2
Mexiko	–	–	300.676	4,8	207.508	3,1	425.475	6,1	502.454	6,7
Nigerien	470.134	5,7	1,047.568	16,9	1,051.642	15,5	1,712.260	24,5	1,772.437	23,5
Norw. Nordsee	–	–	346.973	5,6	–	–	–	–	–	–
Saudi Arabien	2,101.873	25,3	474.286	7,6	183.254	2,7	248.916	3,5	1,059.795	14,0
Syrien	–	–	91.340	1,5	346.514	5,1	209.731	3,0	308.158	4,1
Tschechien	–	–	–	–	–	–	–	–	8.950	0,1
Tunesien	19.978	0,2	–	–	80.927	1,2	69.956	1,0	–	–
UdSSR – GUS	1,415.204	17,0	750.603	12,1	647.845	9,5	397.177	5,7	297.315	3,9
VA Emirate	100.843	1,2	–	–	–	–	–	–	139.827	1,8
Venezuela	153.076	1,8	316.164	5,1	–	–	–	–	–	–
Summen	8,318.192	100	6,205.614	100	6,796.909	100	7,000.452	100	7,549.704	100

Quellen: Jahresberichte des Fachverbandes der Erdölindustrie Österreichs

einem jahreszeitlich verschieden großen Teil in den Tanklagern aufbewahrt werden, um bei steigendem Bedarf oder bei Notsituationen herangezogen werden zu können (siehe auch Hauptkapitel VII.1.3.).

Die große Streuung der Importe aus rund 16–20 Ländern ist darauf zurückzuführen, daß von den Firmeneinkäufern dann gekauft wird, wenn bei Vorliegen entsprechender Qualitäten günstige Preise angeboten werden. Durch diese breite Auswahlmöglichkeit der Bezugsquellen an Rohöl wird auch die Abhängigkeit von bestimmten ausländischen Lieferanten verringert.

Der Import von Rohöl erfolgt zum Großteil über die 418 km lange Adria–Wien-Pipeline (AWP), die bei Würmlach in Kärnten von der Transalpinen Ölleitung (TAL, Triest–Ingolstadt) abzweigt und in Schwechat bei Wien endet (siehe Kapitel II.4.6.1.). An der AWP sind folgende Gesellschaften beteiligt: ÖMV AG 55 %, Shell 14,5 %, Mobil 12,5 %, British Petroleum 7,5 %, Esso-Austria 6,5 % und AGIP-Austria 4 %. In der Südsteiermark wurde in Lannach im Zuge der AWP ein Tanklager errichtet (Erdöllagergesellschaft m.b.H. Lannach, siehe auch Hauptkapitel VII.1.3.). Ein geringer Teil der Rohölimporte wird in Tankschiffen aus der GUS über die Donau angeliefert.

Nun soll auf die Reservenproblematik für das inländische Rohöl eingegangen werden. In Ergänzung zum Abschnitt IV.7. sei darauf hingewiesen, daß sich Angaben über die wirtschaftlich förderbaren Ölmengen nur auf den jeweils genannten Zeitpunkt beziehen können. Neufunde von Feldern sowie Erweiterungen bestehender Felder im folgenden Zeitraum können natürlich immer erst zum nächsten Jahresanfang berücksichtigt werden. Betrachtet man die vorsichtigen Schätzungen über die förderbaren Ölmengen vergangener Jahre, so ist deutlich erkennbar, daß sich durch die inzwischen verbesserten Fördermethoden sowie durch die Ergebnisse der Prospektions- und Aufschließungsarbeiten die förderbaren Vorräte zusammen mit den inzwischen schon zutage gebrachten Rohölmengen immer wieder gegenüber den Prognosen erhöht haben. Wie im Abschnitt IV.7. betont wird, handelt es sich bei den angegebenen gewinnbaren Reserven lediglich um die sicheren und wahrscheinlichen, während die möglichen, voraussichtlichen und theoretischen Reser-

Tabelle 45: Förderung und Vorratsprognosen für Rohöl in Österreich von 1. 1. 1980 bis 31. 12. 1992 (13 Jahre)

Jahr	Förderung zum 31. 12. in t	kumulativ zum 31. 12. in t	Prognose zum 31. 12. in Mio. t	das sind Jahre
1979			19,7	
1980	1,475.483	1,475.483	19,9	13,5
1981	1,337.679	2,813.162	19,0	14,2
1982	1,290.363	4,103.525	18,5	14,3
1983	1,268.573	5,372.098	17,9	14,1
1984	1,205.430	6,577.528	17,2	14,3
1985	1,146.958	7,724.486	16,1	14,0
1986	1,115.924	8,840.410	15,0	13,4
1987	1,060.367	9,900.777	13,9	13,1
1988	1,175.186	11,076.563	13,8	11,7
1989	1,157.891	12,225.156	15,4	13,3
1990	1,148.593	13,373.749	15,0	13,1
1991	1,279.882	14,653.631	15,2	11,9
1992	1,179.933	15,833.564	14,0	11,9

Quellen: Österr. Montanhandbücher und Geologische Bundesanstalt Wien (jährliche Übersichten)

Tabelle 46: Ligroinproduktion in Österreich

Ligroin in Tonnen	1980	%	1985	%	1990	%	1991	%	1992	%
ÖMV AG	20.612	88,85	13.552	98,73	40.733	98,96	40.407	98,65	39.324	98,86
RAG	2.586	11,15	174	1,27	428	1,04	552	1,35	455	1,14
Gesamtförderung	23.198	100	13.726	100	41.161	100	40.959	100	39.779	100

Anmerkung: Die Ligroinförderung der ÖMV AG stammt aus Niederösterreich und Wien, die der RAG aus Oberösterreich
Quellen: Österreichische Montanhandbücher und GBA

ven ziffernmäßig nicht ausgewiesen werden.

Für den relativ kurzen Zeitraum vom 1. 1. 1980 bis zum 31. 12. 1992 (13 Jahre) wurde in Tabelle 45 eine Zusammenstellung der jährlichen Fördermengen, der kumulativen Förderung ab 1. 1. 1980 und der Vorratsprognosen für Rohöl in Österreich aufgelistet. Bezogen auf die jeweilige jährliche Förderung wurde dann in der letzten Spalte angegeben, wie lange bei der ausgewiesenen Vorratsprognose eine Ölförderung noch zu erwarten wäre.

Zum Jahreswechsel 1979/1980 wurden, wie oben angegeben, Reserven von 19,7 Mio. t ausgewiesen. Obwohl bis zum 31. 12. 1992 über 15,8 Mio. t gefördert wurden, also nur mehr 3,9 Mio. t vorhanden sein dürften, war der Reservenstand zu diesem Zeitpunkt noch mindestens 14 Mio. t. Es ist gut zu erkennen, wie vorsichtig und zurückhaltend die jeweiligen Prognosen erstellt wurden.

Eine weitere wichtige Überlegung zur Ermittlung der wirtschaftlich noch förderbaren KW betrifft die Situation auf dem Preissektor für Rohöl zum Zeitpunkt der Prognoseerstellung. Je geringer der Rohölpreis ist, umso weniger Lagerstätten können zur Förderung herangezogen werden, wenn nämlich deren Wirtschaftlichkeit noch oder nicht mehr gegeben ist. Es werden also durch diese Umstände die wirtschaftlich förderbaren Reserven vermindert und umgekehrt vermehrt, wenn der Ölpreis merklich ansteigt.

Eine weitere Gegenüberstellung soll die allgemeine Situation im Reservebereich verdeutlichen. Die Prognose vom 1. 1. 1970 war eine in Österreich noch wirtschaftlich förderbare Rohölmenge von 24,7 Mio. t (sichere und wahrscheinliche Reserven). Vom 1. 1. 1970 bis zum 31. 12. 1992 wurden aber rund 37,7 Mio. t Rohöl gefördert. Dazu werden die Reserven zum 1. 1. 1993 mit rund 14 Mio. t von der GBA angegeben. Das bedeutet, daß es zu diesem Zeitpunkt schon längst keine sicheren und wahrscheinlichen Reserven mehr geben dürfte, was natürlich nicht stimmen kann, da zum 1. 1. 1993 noch mindestens die genannten Reserven von 14 Mio. t ausgewiesen wurden. Das bedeutet weiters, daß die Prognose vom 1. 1. 1970 um mindestens 27 Mio. t zu gering angegeben wurde. Die Angaben über die Rohölreserven sind daher lediglich als unterste Grenze zu betrachten, die wahren noch förderbaren Reserven sind in der Regel bedeutend höher.

Auf die Prognose vom 1. 1. 1993 angewandt bedeutet das zunächst, daß bei einer durchschnittlichen Jahresförderung von 1,2 Mio. t die förderbaren Rohölreserven noch rund 12 Jahre reichen sollten (Tabellen). Realistisch betrachtet sind unter Berücksichtigung der oben angegebenen Kriterien (neue Felder, bessere Entölung alter Felder, Erweiterung bestehender alter Felder usw.) die förderbaren Reserven in Österreich mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit mit mindestens 25 bis 30 Mio. t anzunehmen. Es kann also keine Rede davon sein, daß das Erdöl in Österreich „in den nächsten Jahren erschöpft sein wird".

VII.2.3.3. Kondensat – Aufbringung

Bei speziellen Druck/Temperaturbedingungen in einer Lagerstätte kommt es zur Bildung von Flüssiggas (Kondensat, Ligro-

Tabelle 47: Naturgasförderung Österreichs in 1000 m^3n (Erdgas und Erdölgas)

Gasart	1980	%	1985	%	1990	%	1991	%	1992	%
Erdgas	1,602.811	84,2	971.949	83,5	1,097.100	85,2	1,126.401	84,7	1,256.771	87,2
Erdölgas	300.412	15,8	191.946	16,5	191.112	14,8	203.083	15,3	183.944	12,8
Naturgas	1,903.223	100	1,163.895	100	1,288.212	100	1,329.484	100	1,440.715	100

Quellen: Österr. Montanhandbücher, GBA

Tabelle 48: Naturgasförderung Österreichs nach Firmen und Bundesländern

in 1000 m^3n	1980	%	1985	%	1990	%	1991	%	1992	%
ÖMV, NÖ + Wien	1,193.675	62,7	690.419	59,3	717.415	55,7	750.930	56,5	868.740	60,3
ÖMV, OÖ	34.701	1,8	8.577	0,8	2.011	0,2	1.605	0,1	1.378	0,1
RAG, NÖ	5.230	0,3	4.867	0,4	5.946	0,4	5.881	0,4	5.571	0,4
RAG, OÖ	669.069	35,2	459.881	39,5	562.710	43,7	570.947	43,0	565.026	39,2
Van SICKLE, NÖ	538	0,0	142	0,0	127	0,0	121	0,0	–	–
Erdgasbb. Wels, OÖ	10	0,0	10	0,0	3	0,0	–	–	–	–
Summen	1,903.223	100	1,163.895	100	1,288.212	100	1,329.484	100	1,440.715	100
davon NÖ + Wien	1,199.453	63,0	695.427	59,8	723.488	56,2	756.932	56,9	874.311	60,7
davon OÖ	703.770	37,0	468.468	40,2	564.724	43,8	572.552	43,1	566.404	39,3

Quellen: Österr. Montanhandbücher, GBA, Jahresberichte des Fachverbandes Erdölindustrie Österreichs

in). Dieses Kondensat besteht vorwiegend aus Propan (C_3H_8) und Butan (C_4H_{10}). Die Verflüssigung kann auch beim Aufsteigen in den Förderrohren durch eine retrograde (rückschreitende) Kondensation eintreten, sodaß die gasförmigen KW einer Lagerstätte an der Erdoberfläche in der Flüssigphase anlangen können.

Die zunächst nur relativ geringe Kondensatförderung hat sich nach der Auffindung der Kondensatlagerstätte Höflein (NW Klosterneuburg, Niederösterreich) sprungartig erhöht, wie die Tabelle 46 zeigt. Die Lagerstätte wurde 1982 entdeckt und ist im Oktober 1987 in Produktion gegangen.

VII.2.3.4. Naturgasaufbringung und Reserven im Inland sowie Importe

Zunächst sollen einige Definitionen in Erinnerung gebracht werden. Als „Erdgas" wird jenes Gas bezeichnet, das in reinen Gaslagerstätten vorkommt, d. h. unter Lagerstättenbedingungen in gasförmigem Aggregatzustand ist. Früher wurde dieses Gas auch als „Trockengas" bezeichnet, weil es praktisch frei von flüssigen KW ist. „Erdölgas" nennt man jenes Gas, das in Erdöllagerstätten im Öl gelöst ist (Lösungsgas) oder frei im Speicherraum über der Öllagerstätte vorkommt (Gaskappengas). Andere Bezeichnungen sind „Erdölbegleitgas" und „Naßgas". Erdölgas hat immer einen gewissen Anteil an flüssigen KW. „Naturgas" ist der übergeordnete Begriff für Erdgas und Erdölgas.

Alle Gase werden mengenmäßig in „Normalkubikmetern" angegeben, die Abkürzung ist m^3n oder $m^3(Vn)$. Ein m^3n ist die Gasmenge unter Standardbedingungen, das ist bei 0° C und bei einem Druck von 0,101 325 MPa gleich 1,01325 bar. MPa heißt Megapascal und entspricht 1,000.000 Pa. 1 bar sind 100.000 Pa, 10 bar sind daher 1 MPa.

Zunächst soll in Tabelle 47 die Naturgasförderung Österreichs, aufgeteilt in Erdgas und Erdölgas, dargestellt werden.

In Tabelle 48 erfolgt eine Aufteilung der Naturgasförderung nach Firmen und Bundesländern.

Auch bei der Gasversorgung reicht die Inlandsförderung an Naturgas nicht aus. Es werden daher zusätzlich beträchtliche Mengen importiert, wie in Tabelle 49 gezeigt wird.

Eine Komplizierung tritt dadurch ein, daß bei Gasen mit Meßdifferenzen (z B. durch Temperaturschwankungen) und mit gewissen Verlusten bei der unterirdischen Speicherung sowie beim Transport in „Pipelines" (Rohrleitungen) gerechnet werden muß. Ein Teil des gefördeten Gases enthält auch Flüssiggase (Kondensat, Leichtöl) sowie Schwefelwasserstoff (H_2S) und Kohlendioxid (CO_2).

Eine weitere Komplikation tritt durch die Speicherwirtschaft ein, da im Laufe eines Jahres im Sommer bei geringerem Bedarf eingespeichert und z. T. jahresüberschreitend in der kalten Zeit Gas aus den unterirdischen Speichern wieder entnommen wird. Diese Situation wird vor allem da-

Tabelle 49: Importe und Gesamtaufbringung von Naturgas in Österreich nach Herkunftsländern in Millionen m^3n

Herkunftsländer	1980	%	1985	%	1990	%	1991	%	1992	%
UdSSR/GUS	2.996,6	60,8	4.111,4	76,6	5.080,8	78,1	4.959,6	76,8	4.893,1	74,5
Deutschland	29,8	0,6	88,9	1,7	139,1	2,1	169,6	2,6	227,9	3,5
Importe	3.026,6	61,4	4.200,3	78,3	5.219,9	80,2	5.129,2	79,4	5.121,1	78,0
Inlandsprod.	1.903,2	38,6	1.163,9	21,7	1.288,2	19,8	1.329,5	20,6	1.440,7	22,0
Gesamtaufbringung	4.929,8	100	5.364,2	100	6.508,1	100	6.458,7	100	6.561,8	100

Quellen: Österr. Montanhandbücher, GBA, Jahresberichte des Fachverbandes d. Österr. Erdölindustrie

Tabelle 50: Aufteilung der Naturgas-Gesamtaufbringung unter Berücksichtigung der Abzugsposten

Angaben in 1000 m^3n	1980	%	1985	%	1990	%	1991	%	1992	%
Gesamtaufbringung	4,929.711	100	5,364.195	100	6,508.138	100	6,458.688	100	6,561.762	100
Eigenverbrauch und Flüssiggas*	– 252.048	5,1	– 216.291	4,0	– 136.232	2,1	– 122.825	1,9	– 121.507	1,9
Verluste und Meß-differenzen	– 26.532	0,6	– 9.580	0,2	– 38.961	0,6	– 52.016	0,8	– 43.908	0,7
Gehalt an CO_2+H_2S	– 54.677	1,1	– 40.106	0,8	– 56.850	0,9	– 61.604	1,0	– 69.212	1,0
in die Speicher	– 202.732	4,1	– 55.263	1,0	– 418.177	6,4	– 2.032	0,0	– 221.326	3,4
Summe der Abzüge	– 535.989	10,9	– 321.244	6,0	– 650.220	10,0	– 238.477	3,7	– 455.953	7,0
Abgabe an Verbraucher	4,393.782	89,1	5,042.951	94,0	5,857.918	90,0	6,220.211	96,3	6,105.809	93,0

* In Tabelle 46 wird die Ligroinproduktion gesondert ausgewiesen

Quellen: Österreichische Montanhandbücher, GBA

Tabelle 51: Abgabe von Naturgas an die Verbrauchergruppen in den Bundesländern in 1000 m^3n

Bundesländer	1980	%	1985	%	1990	%	1991	%	1992	%
Burgenland insgesamt	57.123	1,3	71.599	1,4	73.740	1,3	87.831	1,4	84.708	1,4
Industrie	23.269	40,8	29.659	41,4	17.077	23,2	18.713	21,3	18.878	22,3
Kleinverbrauch	33.147	58,0	41.122	57,5	56.663	76,8	69.118	78,7	65.830	77,7
FHKW*	707	1,2	818	1,1	–	–	–	–	–	–
Kärnten insgesamt	103.809	2,4	46.564	0,9	91.496	1,6	105.219	1,7	109.881	1,8
Industrie	102.832	99,1	46.564	100,0	90.039	98,4	83.399	79,2	41.937	36,2
Kleinverbrauch	977	0,9	–	–	1.457	1,6	17.631	16,8	57.549	52,4
FHKW*	–	–	–	–	–	–	4.189	4,0	10.395	9,4
Niederösterreich insg.	1,187.062	27,0	1,408.418	27,9	1,658.870	28,3	1,741.339	28,0	1,555.890	25,5
E-Werke	233.982	19,7	380.180	27,0	524.269	31,6	467.217	26,8	297.643	19,1
Raffinerien	123.838	10,5	276.440	19,6	213.126	12,9	244.557	14,1	229.387	14,8
Petrochemie	54.575	4,6	8.031	0,6	81.780	4,9	72.141	4,1	73.284	4,7
and. Industrie	505.910	42,6	444.208	31,5	553.673	33,4	558.671	32,1	555.645	35,7
Kleinverbrauch	243.636	20,5	276.079	19,6	260.577	15,7	368.742	21,2	371.563	23,9
FHKW*	25.121	2,1	23.480	1,7	25.445	1,5	30.011	1,7	28.368	1,8
Oberösterreich insg.	1,270.418	28,9	1,155.729	22,9	1,266.258	21,6	1,350.678	21,7	1,389.246	22,8
E-Werke	120	0,0	297	0,0	1.406	0,1	1.050	0,1	4.106	0,3
Petrochemie	531.222	41,8	502.570	43,5	508.400	40,2	466.836	34,5	407.203	29,3
Industrie	535.864	42,2	447.521	38,7	301.766	23,8	352.191	26,1	341.980	24,6
Kleinverbrauch	164.476	13,0	156.411	13,6	414.994	32,8	485.912	36,0	591.609	42,6
FHKW*	38.736	3,0	48.930	4,2	39.692	3,1	44.689	3,3	44.348	3,2
Salzburg insgesamt	12.032	0,3	75.614	1,5	125.697	2,1	142.523	2,3	153.012	2,5
Industrie	497	4,1	34.882	46,1	58.652	46,6	62.581	43,9	69.994	45,7
Kleinverbrauch	11.535	95,9	29.878	39,5	47.115	37,5	60.731	42,6	59.372	38,8
FHKW*	–	–	10.854	14,4	19.930	15,9	19.211	13,5	23.646	15,5

Bundesländer	1980	%	1985	%	1990	%	1991	%	1992	%
Steiermark insgesamt	682.336	15,5	639.808	12,7	772.167	13,2	794.665	12,8	829.267	13,6
E-Werke	113.294	16,6	67.683	10,6	16.187	2,1	22.303	2,8	50.621	6,1
Chemie	} 522.990	76,6	–	–	3.520	0,5	3.886	0,5	3.580	0,4
and. Industrie			484.866	75,8	623.823	80,8	601.268	75,7	585.440	70,6
Kleinverbrauch	46.052	6,8	81.743	12,8	97.660	12,6	133.939	16,8	138.549	16,7
FHKW*	–	–	5.516	0,8	30.977	4,0	33.269	4,2	51.077	6,2
Tirol insgesamt	–	–	–	–	11.729	0,2	38.576	0,6	79.609	1,3
Industrie	–	–	–	–	4.661	39,7	14.907	38,6	36.256	45,5
Kleinverbrauch	–	–	–	–	1.720	14,7	23.669	61,4	43.353	54,5
FHKW*	–	–	–	–	5.348	45,6	–	–	–	–
Vorarlberg insgesamt	29.451	0,7	88.719	1,8	126.118	2,1	129.998	2,1	149.023	2,4
Industrie	2.508	8,5	41.977	47,3	68.313	54,2	59.506	45,8	74.253	49,8
Kleinverbrauch	26.943	91,5	46.742	52,7	57.805	45,8	70.492	54,2	74.770	50,2
Wien insgesamt	1,051.551	23,9	1,556.500	30,9	1,731.843	29,6	1,829.382	29,4	1,755.173	28,7
E-Werke	255.758	24,3	675.281	43,4	911.103	52,6	917.102	50,1	891.406	50,8
Chemie + Petroch.	–	–	–	–	17.079	1,0	17.997	1,0	19.409	1,1
Industrie	95.130	9,1	68.756	4,4	62.928	3,6	66.148	3,6	65.321	3,7
Kleinverbrauch	700.663	66,6	812.463	52,2	740.733	42,8	828.135	45,3	779.037	44,4
Gesamtausgabe Öst.	4,393.782	100	5,042.951	100	5,857.918	100	6,220.211	100	6,105.809	100

* Fernheizkraftwerke

Quellen: Österreichische Montanhandbücher

durch bewirkt, daß die Lieferung des russischen Importgases annähernd gleichmäßig erfolgt, der Bedarf aber schwankt (siehe auch die Kapitel II.3.6.5. und II.4.2.2.). Gegenwärtig (1993) sind folgende Gasspeicher, die aus ausgeförderten früheren Gaslagerstätten bestehen, in Betrieb, wobei die angegebenen Zahlen die maximale Speicherkapazität bedeuteten:

Matzen 280 Mio. m^3n, Tallesbrunn 300 Mio. m^3n, Schönkirchen-Reyersdorf 1100 Mio. m^3n (alle ÖMV AG), in Niederösterreich; Thann 90 Mio. m^3n (ÖMV und RAG), Puchkirchen 80 Mio. m^3n (RAG) in Oberösterreich.

Es sei erwähnt, daß aus den grenzüberschreitenden Gaslagerstätten Zwerndorf-Vysoka (Slowakei) und Altprerau-Novy Prerov (Tschechien) zusätzlich Erdgas gegen Verrechnung für den österreichischen Verbrauch gefördert wird.

In Tabelle 49 wird die Verteilung der Gesamtaufbringung an Naturgas (Inlandsförderung und Importe) dargestellt.

In Tabelle 50 werden zunächst alle Abzugsposten ziffernmäßig ausgewiesen, die zu einer Verringerung jener Naturgasmengen führen, welche an die Verbraucher weitergeliefert werden können. Dabei werden auch die Gasmengen angegeben, die in den Gasspeichern vorübergehend gelagert werden, um im Bedarfsfall zur Verfügung zu stehen. Weitere Abzugsposten sind dann der Eigenverbrauch der Ölgesellschaften (z. B. im Raffineriebetrieb), Anteile an Flüssiggas, Leitungsverluste, Meßdifferenzen (z. B. durch Temperaturschwankungen), Gehalte an Schwefelwasserstoff und Kohlendioxid.

In Tabelle 51 ist die Aufteilung an die einzelnen Verbrauchergruppen und Bundesländer aufgeschlüsselt. Weitere detailliertere Angaben zu diesem Thema sind den entsprechenden Österreichischen Montanhandbüchern zu entnehmen.

Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven an Naturgas in Österreich sind in Tabelle 52 angegeben. Dort sind die Jahresproduktionen an inländischem Naturgas durchlaufend vom 1. 1. 1980 bis zum 31. 12. 1992, das sind insgesamt 13 Jahre, samt den jeweiligen Prognosen und den tatsächlichen kumulativen Fördermengen ausgewiesen. Aus diesen Daten kann auf der Grundlage der jeweiligen Jahresproduktion die Anzahl der Jahre ermittelt werden, bis die Vorräte erschöpft sein sollten. Die Prognosen für die sicheren und wahrscheinlichen Naturgasvorräte wurden gemäß dem entsprechenden Wissensstand und aus Gründen sehr vorsichtiger Berechnungen und Überlegungen im-

Tabelle 52: Förderung und Vorratsprognosen für Naturgas in Österreich von 1980 bis 1992 (13 Jahre) in Millionen m^3n

Jahre	Förderung zum 31. 12.	Kumulativ zum 31. 12.	Prognosen zum 31. 12.	das sind Jahre
1980	1.903,2	1.903,2	10.800	5,7
1981	1.436,5	3.339,7	10.200	7,1
1982	1.324,1	4.663,8	10.600	8,0
1983	1.213,4	5.877,2	11.800	9,7
1984	1.272,3	7.149,5	11.900	9,4
1985	1.163,9	8.313,4	11.700	10,1
1986	1.111,6	9.425,0	11.800	10,6
1987	1.167,3	10.592,3	12.100	10,4
1988	1.264,6	11.856,9	13.900	11,0
1989	1.323,4	13.180,3	17.900	13,5
1990	1.288,2	14.468,5	17.500	13,6
1991	1.329,5	15.798,0	17.500	13,2
1992	1.433,7	17.231,7	16.300	11,4

Quellen: Österr. Montanhandbücher und Geologische Bundesanstalt

mer zu gering angegeben, wie aus der Tabelle 52 ersichtlich ist.

Als weiteres, noch anschaulicheres Beispiel soll nun der Zeitraum vom 1. 1. 1970 bis einschließlich 31. 12. 1992 betrachtet werden. Es wurden in diesen 23 Jahren an Naturgas in Österreich rund 37,7 Milliarden m^3n gefördert. Die Prognose zum 1. 1. 1970 wurde aber damals mit rund 12,7 Mrd. m^3n angegeben. Das heißt, daß bei gleichbleibender Förderung im Laufe des Jahres 1976 die Naturgasförderung in Österreich zu Ende gewesen sein müßte, wenn die Prognose vom 1. 1. 1970 zugetroffen wäre.

Aus diesen Beispielen ist, ähnlich wie bei den Reservenangaben für Rohöl, zu erkennen, daß auch bei der Naturgasförderung nur die Mindestdaten an sicheren und wahrscheinlichen Reserven angegeben wurden. Was im Kapitel VII.2.3.2. über die Reservenproblematik bei Rohöl angeführt wurde, gilt daher auch sinngemäß für die noch förderbaren Naturgasvorräte. Überlegt man, daß vom 1. 1. 1970 bis 31. 12. 1992 um rund 25 Milliarden m^3n mehr gefördert wurde als die Prognose lautete und mit 1. 1. 1993 mindestens 16,3 Mrd. m^3n an Reserven vorhanden sind, kann man auch hier annehmen, daß in Österreich die Naturgasproduktion noch mehrere Jahrzehnte andauern wird.

VII.2.4. Flüssige Mineralölprodukte

Die Erzeugung und der Vertrieb flüssiger Mineralölprodukte stellen in Österreich einen bedeutenden Wirtschaftsfaktor dar. Die österreichische Rohölförderung, die beachtlichen Rohölimporte, die Importe von verkaufsfähigen Mineralölprodukten und Halbfabrikaten sowie der Inlandsbedarf und der Export sind die Grundlagen der Mineralölwirtschaft. Die technischen Vorgänge zur Erzeugung dieser Produkte werden im Hauptabschnitt V. „Verarbeitung und Petrochemie“ dargestellt.

VII.2.4.1. Erzeugung und Import flüssiger Mineralölprodukte

Als Produktionsstätten dienen die Großraffinerie Schwechat und das Zentraltanklager Lobau der ÖMV Aktiengesellschaft sowie die Verarbeitungsanlage Neusiedl/Zaya der Fa. Van SICKLE. Dazu kommen weitere chemische Betriebe, die verschiedene Vorprodukte zu verkaufsfähigen Produkten mischen.

Ein Teil des Rohöles und von Fertigprodukten wird zur Absicherung gegen Versorgungsengpässe und aus technischen Gründen in Tanklagern gespeichert. Ein Teil der Raffinerieproduktion von Schwechat in Form von Ethylen und Propylen bildet die Rohstoffbasis für die petrochemische Industrie (Abschnitt V.1. und V.3.).

Die ÖMV-Raffinerie in Schwechat ist die einzige Großverarbeitungsanlage Österreichs mit einer Betriebsfläche von rund 163 ha und einer Verarbeitungskapazität von 10 Millionen Tonnen pro Jahr. Zu nennen ist auch das angeschlossene Zentraltanklager in der Lobau, wo vor allem Fahrbenzine, Ofenheizöle und Dieselkraftstoff fertiggemischt werden.

Das Tanklager der Raffinerie Schwechat hat (1993) 325 Behälter mit einem Fassungsvermögen von 1,43 Millionen m^3, im Zentraltanklager Lobau gibt es 72 Behälter mit 1,79 Millionen m^3. In beiden Tanklagern werden sowohl Fertigprodukte wie auch Rohöl gelagert. Schließlich ist noch das Tanklager in St. Valentin (östlich Enns/Donau) zu nennen, das mit 18 Behältern ein Fassungsvermögn von 0,515 Millionen m^3 hat. Hier werden nur Fertigprodukte gelagert.

In der Raffinerie Schwechat wird für die AWP-Partner (Adria–Wien-Pipeline) AGIP, BP, ESSO, MOBIL, SHELL und TOTAL Lohnverarbeitung des angelieferten Rohöles durchgeführt. Ebenso wird hier auch das Rohöl der RAG (Rohölaufsuchungs AG) verarbeitet.

Es sei erwähnt, daß es in der Raffinerie Schwechat zwei kalorische Kraftwerke gibt, die zusammen eine Kapazität von 180 Megawatt haben. Diese Kraftwerke

werden mit Raffinerierestgas und schwerstem Heizöl betrieben („Eigenverbrauch").

Eine Übersicht zur Erzeugung flüssiger Mineralölprodukte in Österreich gibt Tabelle 53. Es sei bemerkt, daß die hier gegebenen Produktionszahlen die Summe aus der Verarbeitung österreichischen Rohöles, importierten Rohöls und von importierten Halbfabrikaten darstellt. Der überwiegende Teil der Produktion stammt aus der Großraffinerie Schwechat der ÖMV AG. Gewisse Differenzen aus den Angaben des Österreichischen Statistischen Zentralamtes, der Obersten Bergbehörde und des Fachverbandes der Erdölindustrie Österreichs beruhen z. T. auf der nicht gleichartigen Zuordnung gewisser Produkte zu Sammelbegriffen. Die Schmierölproduktion von 1990 wurde aus Geheimhaltungsgründen nicht veröffentlicht, es wurden daher die Produktionsdaten der chemischen Industrie angegeben. In der Rubrik „Flugpetroleum" sind auch andere Flugtreibstoffe, wie z. B. die Flugturbinenkraftstoffe enthalten.

Die Importe von Rohöl wurden bereits in den Tabellen 43 und 44 ausgewiesen.

Die Importe flüssiger Mineralölprodukte werden in nachfolgender Tabelle 54 aufgelistet. Als „Feedstocks" werden jene Produkte bezeichnet, die zusätzlich zum Rohöl vorwiegend bei der Verarbeitung einge-

Tabelle 53: Erzeugung flüssiger Mineralölprodukte in Österreich aus der Eigenförderung und aus Importen in Tonnen

Einsatz in t	1980	1985	1990	1991	1992
Rohöleinsatz	9,736.519	7,381.287	7,993.137	8,313.239	8,772.423
Sonst. Einsatz*	584.266	842.872	1,040.850	1,079.647	934.971
Gesamteinsatz	10,320.785	8,224.159	9,033.987	9,392.886	9,707.394
Produkte in t					
Flüssiggas**	151.458	90.091	41.415	40.828	17.708
Ethylen + Propylen	233.845	382.204	600.894	549.014	546.831
Normalbenzin	630.526	563.772	917.324	822.455	850.829
Superbenzin (+ Pb)	1,147.747	1,507.513	1,120.572	920.264	751.939
Superbenzin (– Pb)	–	–	576.959	547.427	855.597
sonst. Benzine	34,934	67.993	16.148	66.841	11.488
Leuchtpetroleum	135.934	6.990	8.306	2.530	1.993
Flugpetroleum***		180.307	305.290	366.533	389.341
Dieselkraftstoff	1,157.759	1,202.276	1,530.736	1,621.733	1,830.322
Gasöl (f. Heizzw.)	1,385.127	1,007.132	1,238.639	1,481.566	1,411.960
Heizöl leicht	4,350.448	1,079.960	1,019.618	1,046.612	1,017.322
Heizöl mittel		168.624	112.281	109.362	89.725
Heizöl schwer		1,159.752	560.644	503.784	499.298
Schmieröle, Fette	152.900	86.278	***	54.951	56.726
Bitumen	358.523	224.985	267.825	293.487	511.245
sonst. Produkte	305.852	26.031	191.027	371.325	353.162
Eigenverbrauch****	181.890	351.949	404.513	350.979	368.268
Verluste	93.842	118.302	121.796	193.195	143.640
Summen	10,320.785	8,224.159	9,033.987	9,392.886	9,707.394

Quellen: Österr. Montanhandbücher und Jahresberichte des Fachverbandes der Erdölindustrie Österreichs

* z. B. importierte Halbfabrikate
** Propan, Butan und Gemisch
*** siehe Text; Produktion der chemischen Industrie: 32.189 t
**** einschließlich Raffineriegas

Tabelle 54: Importe flüssiger Mineralölprodukte nach Österreich in Tonnen (Auswahl)

Produkte	1980	1985	1990	1991	1992*
Flüssiggas	62.966	78.706	148.929	140.914	144.640
Motorenbenzine	791.523	558.564	316.767	423.726	475.295
sonst. Benzine	19.571	3.612	4.220	4.248	328
Leuchtpetroleum	8.771	24.999	282	135	114
Flugpetroleum	5.561	92.172	12.525	8.010	9.164
Dieselkraftstoff	394.400	503.712	589.885	721.593	623.384
Heizöle	1,036.435	883.332	450.791	327.128	289.256
Feedstocks	267.530	323.483	1,017.422	1,156.562	1,222.548

Weitere Importe: Schmieröle, Fette, Bitumen, sonstige Mineralölprodukte

Quelle: Österreichische Montanhandbücher, Jahresberichte des Fachverbandes d. Erdölindustrie Österreichs

*) Vorläufige Werte

setzt werden, wie z. B. bestimmte Halbfabrikate.

VII.2.4.2. Verbrauch und Export flüssiger Mineralölprodukte

Bei der Besprechung dieses Kapitels ist zu beachten, daß nicht nur Fertigprodukte aus österreichischen Erzeugungsstätten dem Verbrauch zugeführt wurden, sondern durch die Öl- und Vertriebsfirmen zusätzliche Fertigprodukte eingeführt und zum Verkauf angeboten wurden. Außerdem sei daran erinnert, daß sowohl in den schon genannten Tanklagern der ÖMV AG, als auch in Lagern anderer Firmen gewisse Mengen flüssiger Mineralölprodukte bis zum Verkauf gespeichert sind. Dazu kommt, daß die Nachfrage z. B. nach Motorkraftstoffen, Heizölen und Gasöl für Heizzwecke zum Teil von der Wetterlage, der Jahreszeit und den Touristensaisonen abhängig ist.

In Tabelle 55 wird nun aufgezeigt, wie sich zwischen 1980 und 1992 der Verbrauch im Inland und der Export von Mineralölprodukten entwickelt haben.

Es sei bemerkt, daß aufgrund der zugänglichen Unterlagen keine Aufschlüsselung nach Firmen erfolgte, sondern für jedes Produkt die Globalsummen angegeben wurden. Hingewiesen wird auf den nur zwischen 8,8 und 11,2 Millionen Tonnen schwankenden jährlichen Inlandsverbrauch.

Von Interesse ist auch, daß zwischen Ende 1980 und Ende 1992 der Kraftfahrzeugbestand in Österreich um 33,1 % zugenommen hat (siehe Tabelle 58), während der Verbrauch an Fahrbenzinen und Dieselkraftstoff in derselben Zeit nur um 1,9 % angestiegen ist. Zum Teil ist dieser geringe Verbrauchsanstieg wohl darauf zurückzuführen, daß der Treibstoffbedarf moderner Fahrzeuge deutlich geringer geworden ist.

Der Export von flüssigen Mineralölprodukten hat nach einem Höhepunkt um 1985 deutlich nachgelassen, so daß er Ende 1992 volkswirtschaftlich keine besondere Rolle spielt. Die Exporte machen hier nur mehr 4,3 % des Inlandsverbrauches aus.

VII.2.5. Gewinnung von elementarem Schwefel

Das aus dem kalkalpinen Untergrund des Wiener Beckens gewonnene Erdgas enthält Schwefelwasserstoff (H_2S). Ebenso ist ein Teil des Importrohöles schwefelhältig. In sogenannten Claus-Anlagen (Raffinerie Schwechat und Entschwefelungsanlage Aderklaa des Erdgasbetriebes der ÖMV AG) wird der Schwefelgehalt

Tabelle 55: Inlandsverbrauch und Export flüssiger Mineralölprodukte in Tonnen

Produkte	1980 Inlandsverbr. Exporte	1985 Inlandsverbr. Exporte	1990 Inlandsverbr. Exporte	1991 Inlandsverbr. Exporte	1992 Inlandsverbr. Exporte
Flüssiggas	156.363	140.900	179.145	178.310	160.455
	64.561	27.838	11.738	5.506	1.151
Normalbenzin,	791.130	603.406	–	–	–
verbleit	–	113.011	–	–	–
Normalbenzin,	–	–	794.504	905.321	885.686
unverbleit	–	–	170.729	26.865	50.917
Superbenzin,	1,645.176	1,801.200	1,239.489	1,158.862	883.555
verbleit	3.806	117.682	76.712	11.344	59.676
Superbenzin,	–	–	518.261	730.008	905.639
unverbleibt	–	–	28.064	31.210	97.721
sonst. Benzine	68.165	46.598	15.184	18.436	14.530
	1.023	22.899	110	1.672	2.708
Leuchtpetroleum	17.373	16.955	8.820	5.346	2.215
	184	4.134	–	–	3
Flugpetroleum	132.602	210.634	314.638	368.364	395.531
	–	16.637	4.623	52	4.186
Dieselkraftstoff	1,503.096	1,521.614	2,084.047	2,314.885	2,439.183
	–	35.368	2.485	39.393	70.844
Gasöl f. Heizzw.	1,216.627	1,052.598	1,247.283	1,541.111	1,427.894
	211	–	529	725	3.502
Heizöl leicht	–	1,207.522	986.560	1,089.864	972.455
	–	137	96	155	236
Heizöl mittel	4,937.173	163.220	112.150	114.601	90.369
	144	–	1	1.579	152
Heizöl schwer	–	1,361.555	673.646	523.607	508.777
	–	379.544	5.080	8.701	152
sonst. Heizöle	–	–	576.198	536.061	638.631
	–	–	48	48.375	60.728
Öle und Fette	193.400	169.751	164.528	144.411	120.441
	–	77.313	31.867	32.293	50.005
Bitumen	578.986	512.812	538.342	492.423	441.273
	–	15.473	2.472	16.509	15.025
Sonst. Produkte	–	–	36.306	36.075	26.543
	–	–	13.314	65.093	6.766
Inlandsverbr.	11,240.091	8,808.765	9,489.101	10,157.685	9,913.177
Exporte	69.929	810.036	347.868	289.472	423.772

Quellen: Vorwiegend die Jahresberichte des Fachverbandes der Erdölindustrie Österreichs, einige Ergänzungen aus den Österr. Montanhandbüchern

weitgehend entfernt und in elementaren Schwefel umgewandelt. Die technischen Vorgänge werden im Kapitel V.1.1.2. erläutert.

In Tabelle 56 wird die Produktion der ÖMV AG an elementarem Schwefel, getrennt nach der Produktion in der Raffinerie Schwechat und in der Anlage in Aderklaa für die Jahre 1983–1992 angegeben. Der so gewonnene Schwefel wird an die chemische Industrie weiterverkauft, sodaß diese Mengen nicht importiert werden müssen und somit Devisen erspart werden.

Die Menge des gewinnbaren, elementaren Schwefels hängt einerseits von der Menge des geförderten Naturgases und der angelieferten Rohöle, andererseits von den technischen Möglichkeiten der Claus-Anlagen ab.

Tabelle 56: Gewinnung von elementarem Schwefel in Tonnen

Jahr	Raffinerie	Anlage in Aderklaa	Gesamtmenge
1983	25.797	6.016	31.813
1984	24.199	4.304	28.503
1985	24.023	6.440	30.463
1986	21.033	8.172	29.205
1987	24.908	6.035	30.943
1988	30.015	7.366	37.381
1989	28.244	6.882	35.126
1990	30.219	5.665	35.884
1991	26.536	7.122	33.658
1992	29.457	8.719	38.176

VII.2.6. Tankstellen und Kraftfahrzeugbestand in Österreich

Im Jahre 1980 ergab die Summe an verkauften Fahrbenzinen und Dieselkraftstoffen eine Menge von rund 3,9 Millionen Tonnen und damit 35 % aller in Österreich zum Verkauf gelangten flüssigen Mineralölprodukte. 1992 war diese Menge auf 5,1 Millionen Tonnen angestiegen und erreichte damit 51,6 % der flüssigen Mineralölprodukte. Der Verkauf dieser Betriebsmittel ist daher von besonderer Bedeutung für die Erdölindustrie Österreichs.

VII.2.6.1. Tankstellen in Österreich

Aus Rentabilitätsgründen nahm in den Jahren ab 1971 die Zahl der Tankstellen in Österreich fast regelmäßig ab, während jedoch die Verkaufsmengen an Treibstoffen ständig anstiegen (siehe auch Tabelle 55). In Tabelle 57 wird gezeigt, wie diese Entwicklung ab 1963 abgelaufen ist.

Zwischen den Jahresenden 1971 und 1992 hat demnach der Bestand an Tank-

Tabelle 57: Bestand an Tankstellen in Österreich für die Zeit von Ende 1963 bis Ende 1992

Jahr	Anzahl der Tankstellen	Jahr	Anzahl der Tankstellen	Jahr	Anzahl der Tankstellen
1963	4.530	1973	5.492	1983	4.317
1964	4.750	1974	5.420	1984	4.245
1965	4.920	1975	5.396	1985	4.163
1966	5.085	1976	5.251	1986	4.102
1967	5.355	1977	5.160	1987	4.036
1968	5.501	1978	5.132	1988	4.061
1969	5.594	1979	4.958	1989	4.021
1970	5.639	1980	4.799	1990	3.935
1971	5.647	1981	4.634	1991	3.924
1972	5.602	1982	4.476	1992	3.725

Quellen: Bundeswirtschaftskammer, Fachverband der Erdölindustrie Österreichs, ÖMV AG

Tabelle 58: Kraftfahrzeugbestand in Österreich 1965 bis 1992

Jahr*	Kraft-räder**	%	PKW und Kombi	%	Auto-busse	%	LKW ***	%	sonstige KFZ****	%	Summen
1965	694.443	38,4	790.675	43,7	5.870	0,3	95.564	5,3	223.214	12,3	1,809.766
1970	596.091	27,1	1,196.584	54,4	6.804	0,3	121.048	5,4	280.494	12,7	2,201.021
1975	567.091	20,5	1,720.722	62,2	7.964	0,3	146.041	5,3	325.386	11,8	2,767.463
1980	574.104	17,0	2,246.950	66,4	8.980	0,3	183.724	5,4	370.734	11,0	3,384.492
1985	648.396	17,1	2,530.800	66,6	9.183	0,2	206.746	5,4	406.406	10,7	3,801.531
1990	548.035	12,9	2,991.284	70,6	9.402	0,2	252.504	6,0	438.559	10,3	4,239.784
1991	528.708	12,2	3,100.014	71,4	9.269	0,2	259.308	6,0	443.743	10,2	4,341.042
1992	526.936	11,7	3,244.920	72,0	9.375	0,2	269.268	6,0	453.579	10,1	4,504.078
Diff.*****	−167.705	−24,1	+2,454.245	+310,4	+3.485	+59,4	+173.704	+181,8	+230.365	+103,2	+2,694.312 = +148,9 %

* Stand zum 31. Dezember

** Motorräder, Motorfahrräder, Motordreiräder, Invalidenfahrzeuge

*** einschließlich Tankwagen (1992 insgesamt 907)

**** einschließlich Zugmaschinen, selbstfahrenden Arbeitsmaschinen, Mähdrescher u.s.w.

***** Zu- oder Abnahme des Bestandes zwischen 31. 12. 1965 und 31. 12. 1992. Der Bestand am 31. 12. 1965 ist gleich 100 %.

Quelle: H. HANSLIK (Öst. Stat. Zentralamt), 1993

stellen in Österreich um 1.922 abgenommen, das sind, bezogen auf 1971, immerhin 34 %.

Zu den Vertriebsfirmen, die zum 31. 12. 1991 mindestens 100 Tankstellen in Betrieb hatten, gehören folgende Unternehmungen:

ÖMV AG	923	23,5 %	BP	240	6,1 %
SHELL	527	13,4 %	ARAL	217	5,5 %
Landw.Gen.*	340	8,7 %	AGIP	171	4,4 %
ESSO	339	8,6 %	AVIA	160	4,1 %
MOBIL	334	8,5 %	TOTAL	114	2,9 %

Das sind insgesamt 3.365 Tankstellen (85,7 %). Der Rest von 559 Tankstellen (14,3 %) wird von kleineren Firmen betrieben. Die Abkürzung „Landw. Gen." (*) bedeutet Landwirtschaftliche Genossenschaften.

VII.2.6.2. Kraftfahrzeugbestand in Österreich

Die in Österreich zugelassenen verschiedenen Kraftfahrzeuge verbrauchen zusammen mit ausländischen Fahrzeugen (Touristik, Transitverkehr) über 50 % des gesamten Ausstoßes an flüssigen Mineralölprodukten. Der Bestand an Kraftfahrzeugen ist daher ein wichtiges Maß für die Erzeugungsplanung sowohl an Vergaserkraftstoffen wie von Dieselkraftstoffen. Dazu kommen noch die Flugturbinenkraftstoffe für den Luftverkehr (siehe auch Kapitel VII.2.4.2.).

Der Kraftfahrzeugbestand in Österreich hat zwischen dem 31. 12. 1965 und dem 31. 12. 1992 (27 Jahre) eine außerordentlich starke Zunahme zu verzeichnen, wobei lediglich die Krafträder eine Ausnahme bildeten. Besonders der Bestand an Personenkraftwagen (einschließlich von Kombifahrzeugen) hat in dieser Zeitspanne ganz wesentlich zugenommen. Es ergibt sich dabei eine durchschnittliche jährliche Zuwachsrate von rund 91.000 PKW. Für alle KFZ zusammen beträgt die Steigerungsrate in diesen 27 Jahren rund 100.000 Stück pro Jahr. Die PKW nehmen mit über 3,2 Millionen oder 72 % den Hauptanteil ein, d. h. auf rund 2,3 Österreicher kommt ein PKW oder Kombikraftwagen (Tabelle 58).

In den 27 Jahren vom 31. 12. 1965 bis zum 31. 12. 1992 hat der Kraftfahrzeugbestand in Österreich daher um 2,694.312 Einheiten oder 148,9 % zugenommen.

VII.3. Auslandsaktivitäten österreichischer Firmen

von Friedrich BRIX

VII.3.1. Einleitung

Seit den siebziger Jahren sind drei österreichische Firmen bestrebt, ihre Aktivitäten auf verschiedenen Sektoren auch im Ausland zu entwickeln. Diese Aktivitäten bestanden z. B. in Konsultationsaufträgen und Lohnbohrungen. Später wurden dann Anteilsrechte an Konzessionen erworben und eine Prospektionstätigkeit entwickelt, die in mehreren Fällen auch zur Erschließung kleinerer und größerer Erdöl- und Erdgasfelder führte. Zum Teil konnte durch diese Funde die Rohstoffbasis Österreichs an Erdöl wesentlich verbessert werden. Weitere Aktivitäten sind auf dem Verarbeitungs- und Tankstellensektor zu melden.

VII.3.2. Explorationstätigkeiten im Ausland

Folgende drei in Österreich ansässige Firmen haben Explorationsarbeiten im Ausland ausgeführt oder mitfinanziert: MOBIL OIL AUSTRIA AG, SHELL AUSTRIA AG und ÖMV AG.

Der Fachverband der Erdölindustrie

Österreichs liefert in seinen Jahresberichten viele Details über diese Aktivitäten. Weitere Angaben sind in den ebenfalls meist jährlich erscheinenden Heftchen der ÖMV AG (Die ÖMV Gruppe) und in der Zeitschrift „ÖMV Gruppe MIX" zu finden. Auch die Firma SHELL schildert in einer eigenen Zeitschrift ihre Auslandsaktivitäten. Auf das Literaturverzeichnis am Ende dieses Abschnittes wird aufmerksam gemacht.

VII.3.2.1. Auslandsaktivitäten der MOBIL OIL AUSTRIA AG

Diese Gesellschaft war über ein Tochterunternehmen, die Rohölgewinnung Tunesien GmbH., seit den siebziger Jahren in Tunesien (Konzessionsgebiete Medenine und Douz) in der Exploration tätig. Zwischen 1979 und 1981 wurden einige kleine Öl- und Gasvorkommen gefunden, die sich aber als unwirtschaftlich erwiesen. 1983 wurden daher die Konzessionsanteile an die AMOCO abgetreten.

VII.3.2.2. Auslandsaktivitäten der SHELL AUSTRIA AG

Seit 1980 ist diese Firma in mehreren Konzessionsgebieten Ägyptens (Badr el Din, Sitra und Qarun) zunächst mit einer Drittelbeteiligung tätig. Rohöl und Erdgas wurden in wirtschaftlichen Mengen in Badr el Din und Sitra gefunden. Die Förderung wurde aufgenommen. 1988 konnten Anteile an den ägyptischen Konzessionen Obaiyed und Matru gewonnen werden. Außerdem wurde 1988 auch ein Anteil an der Konzession Metlaoui in Tunesien der Firma Shell Austria AG zugesprochen. 1989 wurde Qarun zurückgegeben und 49 % der Konzession Sudr auf der Halbinsel Sinai in Ägypten erworben.

Nach erfolgloser Prospektion in Tunesien wurden die Arbeiten beendet und die Anteilsrechte zurückgegeben.

In der Konzession Obaiyed in Ägypten wurde 1992 ein großer Erdgasfund gemacht. Die Beteiligungen an allen ägyptischen Konzessionen wurden inzwischen auf 49 % erhöht. Das Rohöl wird an die staatliche ägyptische Rohölgesellschaft (EGPC) verkauft, das Erdgas dient seit September 1990 der Gasversorgung der Stadt Alexandria. Eine Lieferung von Rohöl nach Österreich erfolgt derzeit (1993) nicht.

Der Produktionsanteil der Shell Austria AG an der ägyptischen Rohölförderung ist in Tabelle 59 gerundet angegeben.

Tabelle 59: Rohölförderung der Shell Austria AG in Ägypten (in Tonnen)

Jahr	Menge	Jahr	Menge
1983	24.000	1988	110.000
1984	70.000	1989	157.000
1985	94.000	1990	188.000
1986	97.000	1991	279.000
1987	100.000	1992	250.000

Quelle: Jahresberichte des Fachverbandes der Erdölindustrie Österreichs

Was die Naturgasförderung der Shell Austria in Ägypten betrifft, so wurden im Jahre 1991 rund 206 Millionen m^3 und 1992 rund 290 Millionen m^3 gefördert.

VII.3.2.3. Auslandsaktivitäten der ÖMV AG

Die Auslandsaktivitäten der ÖMV AG sollen vorwiegend der Rohstoffversorgung Österreichs dienen. Mit Prospektionsarbeiten im Ausland wurde schon in den siebziger Jahren begonnen. Sie verliefen z. T. sehr erfolgreich, so daß ab 1990 die Produktion an Rohöl im Ausland schon größer ist als im Inland.

Diese Tätigkeiten werden nun, in kurzgefaßter Form und alphabetisch nach Ländern geordnet, beschrieben. Es werden auch jene Gebiete genannt, die 1993 nicht mehr prospektiert werden.

ÄGYPTEN: Ab Mai 1976 Aufsuchungsrechte, ÖMV-Beteiligung 25 %. Nach Ausführung seismischer Arbeiten und der erfolglosen Abteufung mehrerer Bohrungen in verschiedenen Konzessionsgebieten (Sidi Barrani, Dabaa, Golf von Suez, Nildelta) wurden die Anteile im Juni 1987 zurückgegeben.

ALBANIEN: Mit Albanien wurde im ersten Quartal 1991 ein Beteiligungsvertrag abgeschlossen und die ÖMV (Albanien) Exploration GmbH gegründet. Die Beteiligung an einem Off-shore-Projekt im Nor-

den des Landes ist 50 %. Mit seismischen Arbeiten wurde begonnen (Stand Ende 1992).

ANGOLA: Eine Off-shore-Beteiligung besteht seit 1989. Der Konsortialanteil der ÖMV (Angola) Exploration GmbH beträgt 10 %. Seismische Messungen wurden durchgeführt, Bohrungen sind ab 1992 in Arbeit.

BULGARIEN: Ein Off-shore-Block im Schwarzen Meer wurde 1990 erworben. Der Konsortialanteil der ÖMV (Bulgaria) Allein GmbH ist 5 %. Bohrungen sind für 1993 vorgesehen.

DÄNEMARK: Als Konsortialpartner an 2 Konzessionen in der dänischen Nordsee wurde 1986 mit geologisch-geophysikalischen Arbeiten begonnen, Seismik wurde ab 1987 ausgeführt. 1991 wurde eine nichtfündige Bohrung abgeteuft, die Rechte wurden 1992 zurückgegeben.

DEUTSCHLAND: Ab 1985 beteiligte sich die ÖMV AG an 3 Konzessionsblöcken (zwei mit 10 % und einer mit 5 %) entlang der deutsch-österreichischen Grenze. Nach einer erfolglosen Bohrung wurden 1992 die Beteiligungen zurückgegeben.

GABON: Im April 1980 Beteiligung mit 11 % an einem Konsortium. Nach erfolglosen Prospektionsarbeiten (Seismik, Bohrungen) Rückgabe 1985. Eine 25 %-Beteiligung an einem anderen Block in Gabon wurde neuerlich angeboten und die ÖMV(Gabon)Exploration GmbH gegründet. Seismische Arbeiten wurden ab 1990 und zwei trockene Bohrungen 1991 ausgeführt.

GROSSBRITANNIEN: Gründung der OeMV Exploration (U.K.) Limited 1980, Beitritt zu einem Konsortium, weitere Beteiligungen 1986 und 1987, alle in der britischen Nordsee gelegen. Fündige Öl- und Gasbohrungen in den Jahren 1989, 1990 und 1991. Großer Gasfund 1993. Beteiligungen 1993 an verschiedenen Blöcken zwischen 5 und 50 %.

Der Produktionsanteil der ÖMV AG ergab für 1992 eine Menge von 583.570 t Rohöl und von 72 Millionen m^3 Naturgas. Seit Beginn der Beteiligungen wurden als ÖMV-Anteile insgesamt 1,537.570 t Rohöl und rund 100 Millionen m^3 Naturgas gefördert (Stand Ende 1992).

GUS-JAKUTIEN: Beteiligung der ÖMV(Jakutien)Exploration GmbH seit Juni 1991 mit 50 % an 2 Blöcken. 1992 erste gasfündige Bohrung. Unter sehr schweren Arbeitsbedingungen dennoch gewaltige Perspektiven vorhanden.

INDONESIEN: Ab August 1989 Tätigkeit der ÖMV(Java Sea)Exploration GmbH an einem Off-shore-Block in der Java-See (ÖMV-Anteil 20 %). Erste Bohrung 1989/90, zwei weitere 1990, alle negativ. 1991 Seismikarbeiten, 1992 Fortführung der Bohrarbeiten.

IRAN: Ein europäisches Konsortium (EGOCO), an dem die ÖMV AG mit 5 % beteiligt war, erschloß in der südpersischen Provinz Kangan ein gewaltiges Gasfeld. Das Vertragsverhältnis wurde 1976 beendet. Durch die iranische Revolution von 1978 erhielten die beteiligten europäischen Firmen keinerlei Entschädigungen für die geleisteten Prospektionsarbeiten, obwohl jahrelang deswegen verhandelt wurde.

IRLAND: Zuteilung von 5 Off-shore-Blöcken mit einem ÖMV-Anteil von 10 % in der Keltischen See im Juni 1975. Seismische Arbeiten 1975 und 1976. Nichtfündige Bohrungen im Porcubine-Becken 1977 und 1978. Erste Rückgaben unproduktiver Vertragsgebiete 1979, der Rest folgte im März 1980.

JORDANIEN: 1988 wurde die ÖMV(Jordanien)Exploration GmbH gegründet und übernahm Anteile von 30 % an zwei On-shore-Blöcken. 3 Bohrungen 1988 und 1989 verliefen ergebnislos, die Beteiligungen wurden 1990 beendet.

KANADA: Die ÖMV AG beteiligte sich mit ihrer Tochtergesellschaft OeMV Oil and Gas Ltd. ab Mai 1978 an der französischen Petrorep-Gruppe zunächst mit $^4/_9$ (44,4 %). Schon bis Ende 1979 lagen 10 Bohrungen mit guten Öl- und Gasanzeichen vor. 1980 wurden zwei dieser Bohrungen als Öl- und Gassonden in Betrieb genommen. 12 weitere Bohrungen erbrachten ebenfalls KW-Anzeichen. Es wurden neue Beteiligungen mit Anteilen der ÖMV zwischen 15 und 51 % erworben. Im Jahre 1987 wurde dann die OMV(Canada)Ltd. gegründet.

Die Bohrtätigkeit verlief sehr erfolgreich, wie die nachfolgende Tabelle 60 zeigt:

Es wurden in Kanada (Provinzen Alberta und Saskatchewan) durch die Prospektionsarbeiten in 8 Konzessionsgebieten mehrere Öl- und Gasfelder erschlossen. Die OMV(Canada)Ltd. ist mit Stand Ende 1992 an Landrechten, Bohrungen, Öl- und Gaslagerstätten sowie Produktionseinrichtungen zwischen 10 und 100 % beteiligt. An Rohöl hat die ÖMV im Jahre 1992 einen Anteil von 370.370 t und an Naturgas von 139 Millionen m^3. Die ÖMV-Fördermengen für Rohöl aus Kanada betragen bis 1992 kumulativ 1,224.370 t, für Naturgas 558 Millionen m^3.

Ein Import dieser KW-Mengen nach Österreich fand aus verschiedenen Gründen nicht statt. Das Rohöl und das Naturgas wurden in Nordamerika verkauft. Aus firmenstrategischen Überlegungen wurde die OMV(Canada)Ltd. im Frühjahr 1993 an die kanadische ELAN Energy Inc. um rund 1,64 Mrd. öS verkauft.

LIBYEN: Einstieg der ÖMV AG in ein Konsortium erfolgte mit einem Anteil von 15 % im Jahre 1975. Erworben wurden Gebiete im Off-shore-Bereich an der Grenze zu Tunesien und im On-shore-Bereich des zentralen und östlichen Libyen. Eine Bohrung im Meeresbereich hat schon 1975 eine Öl- und Gaslagerstätte erschlossen. 1976 entbrannte ein Streit zwischen Libyen und Tunesien um den Grenzverlauf im Off-shore-Bereich. 1977 wurde eine weitere Öllagerstätten (off-shore) entdeckt. 1978 wurde ein Teil der Konzessionsgebiete am Festland zurückgegeben, die Prospektion im Meeresgebiet fortgesetzt. 1979 wurde hier eine Gaslagerstätte gefunden. Wegen Vertragsablauf wurden erneut einige Blöcke zurückgegeben. 1980 Aufnahme geophysikalischer Untersuchungen. Beilegung des Grenzkonfliktes 1982, es folgten weitere seismische Arbeiten. 1984 wurden auch die restlichen Landkonzessionen zurückgegeben.

Da vom Konsortium Vertragsänderungen im Off-shore-Bereich angestrebt wurden, sind zunächst weitere Arbeiten zurückgestellt worden. Seit 1985 besitzt die OMV of Libya einen Anteil an produzierenden Rohöl- und Kondensatvorkommen. Im Jahre 1988 wurden wieder seismische Messungen ausgeführt sowie drei öl-gasführende Bohrungen abgeteuft. 1989 war die OMV of Libya an 8 fündigen Bohrungen beteiligt. In diesem Jahr wurden 5 neue Landblöcke in Vertrag genommen. Die seismischen Arbeiten sind auch 1991 fortgesetzt worden, zwei Aufschlußbohrungen waren fündig. Für 1993 sind Erweiterungsbohrungen vorgesehen.

Im Jahre 1992 wurden als Anteil der OMV of Libya (Ltd.) 478.942 t Rohöl gefördert. Ab Beginn der Fördertätigkeit konnten bis einschließlich 1992 insgesamt 4,252.942 t als ÖMV-Anteil zutage gebracht werden. Anfang 1993 war die OMV of Libya Ltd. und die ÖMV AG an 6 Blökken mit 15 bis 51 % beteiligt.

MALAYSIEN: Im Nordteil Borneos wurde im November 1988 ein Off-shore-Block von einem Konsortium erworben, an dem die OMV(Malaysia)Exploration GmbH mit 25 % beteiligt ist. Nach durchgeführten Seismikarbeiten wurden 1989 5 Bohrungen und 1990 zwei Bohrungen mit KW-Anzeichen ausgeführt. 1991 war eine Bohrung gasführend. 1992 wurde weitergebohrt, aber alle bisherigen Bohrungen erbrachten nur eine geringe oder gar keine Wirtschaftlichkeit. Eine Bohrung hatte sogar einen gefährlichen H_2S-Ausstoß. Es

Tabelle 60: Fündige Öl- und/oder Gasbohrungen in Kanada (Aufschluß- und Produktionsbohrungen)

Jahr	Anzahl	Jahr	Anzahl	Jahr	Anzahl	Jahr	Anzahl
1980	2	1983	16	1986	23	1989	35
1981	19	1984	32	1987	32	1990	40
1982	15	1985	39	1988	20	1991	38

ist geplant, im März 1993 aus Malaysien den Rückzug anzutreten.

NIEDERLANDE: In den Niederlanden wurden 1989 im Off-shore-Bereich in 4 Blöcken Konsortialanteile von 20 % von der ÖMV AG erworben. 1990 begannen seismische Messungen. Die Ergebnisse waren derart, daß für etwa 1993 eine Aufgabe der Anteile geplant ist.

NORWEGEN: In einer ersten Phase beteiligte sich die ØMV (Norge)A/S mit 11,4 % an einem Konsortium, das in der norwegischen Nordsee in 2 Blöcken tätig sein sollte. Eine 1980 abgeteufte Bohrung war zwar gasfündig, aber nicht wirtschaftlich. 1981 wurden seismische Arbeiten vorgenommen und 1982 eine weitere Bohrung ausgeführt. Da aufgrund der Ergebnisse keine Aussicht auf eine wirtschaftliche Fündigkeit bestand, wurden die Anteile 1983 zurückgegeben.

Eine zweite Phase begann in der Jahresmitte 1988, als die ØMV(Norge)A/S einen Block in einem anderen Teil der norwegischen Nordsee erwarb, der Anteil an dem Konsortium ist 10 %. Eine 1989 abgeteufte Bohrung war ölfündig und zwar mit einer Tagesproduktion von 720 t. Seismische Arbeiten zur weiteren Erkundung wurden aufgenommen. Da die Explorationskosten im Off-shore-Bereich besonders hoch sind, wird aufgrund der Ergebnisse eine Zurückgabe der Konsortialbeteiligung im Jahre 1993 erwogen.

PAKISTAN: Im Oktober 1990 wurden die ersten drei Blöcke von der OMV(Pakistan)Exploration GmbH im Indusbecken mit einem Konsortialanteil von 35 % erworben, im Januar 1991 folgte ein weiterer Block in diesem Bereich. Seismische Arbeiten wurden im März 1991 aufgenommen. Anfang 1992 wurde ein neuer Block im Nordosten des Landes in einem sehr prospektiven Gebiet der ÖMV mit einem Anteil von ebenfalls 35 % zugesprochen. Die ersten Bohrungen sind für 1993 vorgesehen.

TUNESIEN: Schon seit 1971 gibt es ÖMV-Aktivitäten im Aufsuchungsgebiet „Golf von Hammamet" (Off-shore von Tunesien). Seismische Messungen wurden in Angriff genommen. 1976 wurde ein neues Konsortium gegründet, an dem die ÖMV AG einen Anteil von 33 % hielt. Eine Bohrung im Jahre 1977 im Südteil der Konzession „Halk el Menzel" verlief negativ. Nach weiteren Prospektionsarbeiten wurde eine Bohrung im Nordosten dieser Konzession ölfündig, zwei weitere Bohrungen jedoch nicht. Von 1978 bis 1980 wurde ein neuerliches Seismikprogramm ausgeführt. Eine weitere Bohrung konnte 1979 einen Ölzufluß erbringen.

Im Gebiet Hammamet wurden 1980 und 1981 erfolglose Bohrungen niedergebracht, erst 1982 ergab eine Bohrung gute Ölanzeichen. Es mußte jedoch 1984 außerordentlicher Forderungen Tunesiens wegen diese Konzession zurückgegeben werden.

1985 wurden in der Konzession Halk el Menzel erneut seismische Arbeiten ausgeführt und 1986 und 1987 einer gründlichen Überarbeitung zugeführt. Im Jahre 1990 wurden die Konzessionsanteile von Halk el Menzel geändert, die ÖMV AG erwarb 49,5 %. Dennoch ist für die nächste Zeit mit einem Rückzug aus Tunesien zu rechnen.

TÜRKEI: 1988 erwarb die ÖMV AG einen 15 %-Anteil an einem Off-shore-Block. Die abgeteufte Bohrung Iskenderun-Sea erbrachte zwar Ölanzeichen, war aber unwirtschaftlich. 1990 wurde die Beteiligung aufgegeben.

Soweit eine Kurzfassung der ÖMV-Tätigkeiten im Ausland bis etwa Anfang 1993.

VII.3.3. Verarbeitungssektor

Im Jahre 1987 wurde von der ÖMV AG die Raffinerie Burghausen in Bayern erworben. Damit war für Österreich ein Standbein in der Europäischen Gemeinschaft (EG) gewonnen worden. Durch Erweiterungsarbeiten und technische Umstellungen wurde der Produktenausstoß und die Produktionspalette deutlich erweitert, wie aus der Tabelle 61 ersichtlich ist.

VII.3.4. Vertriebssektor

Im Laufe der letzten Jahre (bezogen auf 1993) wurden von der ÖMV AG in den Nachbarländern Österreichs Tankstellen errichtet oder übernommen. In Tabelle 62 werden die jeweils zum Jahresende 1991

Tabelle 61: Produktenausstoß der Raffinerie Burghausen in 1000 Tonnen

Jahr	Petrochemie-produkte	Mineralöl-produkte	Kunst-stoffe	Gesamt-ausstoß
1988	588	1.756	0	2.344
1989	585	1.720	16	2.321
1990	434	1.828	112	2.374
1991	449	1.842	193	2.484
1992	446	1.924	202	2.602

Quelle: ÖMV AG

Tabelle 62: ÖMV-Tankstellen im benachbarten Ausland

Land	1991	1992
Deutschland	1	4
Italien	1	6
Slowakei	5	10
Slowenien	1	2
Tschechien	1	6
Ungarn	4	19
Summen	13	47

Quelle: Die ÖMV Gruppe 1992 (ÖMV AG, Wien 1993), ÖMV Gruppe Mix, 5/1993

und 1992 in Betrieb stehenden Tankstellen im Ausland angegeben.

Eine weitere Vergrößerung des Tankstellennetzes im benachbarten Ausland ist geplant und in Arbeit.

Literaturauswahl für den Abschnitt VII.3.:

ANGERER, K. 1992; ASENBAUER, E. 1989; BARDY, H. 1989; DAVID, M. 1992; HOCHRAINER, H.-P. 1989; KOOP, St. 1989; LANGANGER, H. & HAMILTON, W. 1992: MAZZUCATO, M. & BOJCZUK, P. 1989; MILAN, G. 1992a und 1992b; NEUHAUSER, M. 1991; POLLAK, W. 1989; RUTTENSDORFER, W. 1990; SCHINDLER, H.-J. 1989; SCHNEIDER, G. 1992; SCHUBERT, K. & BOJCZUK, P. 1989; WEISS, D. & HAMILTON, W. 1992.

VII.4. Erdöl-Ausstellungen, Lehrmittel und Erdöl-Erdgas-Lehrpfad

von Hermann MICHELITSCH

Ein Industrieunternehmen von der Größe der ÖMV Aktiengesellschaft mit einem derart interessanten Aufgabenbereich, dessen Bogen sich von der Aufschlußtätigkeit nach Erdöl und Erdgas, über die Gewinnung und den Transport, die Verarbeitung, den Vertrieb von Mineralölprodukten bis zur Chemie und zum Werkstoffbereich spannt, ist ein großer Anziehungspunkt für Besucher.

Darüber hinaus bilden Exkursionen in die ÖMV-Ausstellung sowie in die einzelnen Betriebe selbst einen wesentlichen Bestandteil der Öffentlichkeitsarbeit. Vor allem die permanente Ausstellung „Erdöl und Erdgas" bietet vielen Besuchergruppen einen ersten und umfassenden Einstieg in die Welt der Kohlenwasserstoffe (Abb. 200). Für Schulen ist der Besuch dieser Ausstellung oftmals eine wesentliche Ergänzung zum Unterrichtsstoff, für Gruppen aus dem In- und Ausland sehr häufig der Ausgangspunkt einer Tagesexkursion, die entweder in den Gewinnungs- oder in den Verarbeitungsbereich, manchmal auch in beide Bereiche führt. Die oben genannte Ausstellung „Erdöl und Erdgas" übersiedelte im Jahre 1993 nach einer vollkommenen Neugestaltung und Erweiterung vom langjährigen Standort 1020 Wien, Taborstraße 1–3, in das ÖMV Lager Lobau, 1220 Wien, Lobgrundstraße 2.

Im Gewinnungsbereich gibt es spezielle Einrichtungen, die besonders für Studenten der Geowissenschaften und der Technik von Interesse sind. Hier sind z. B. das

Bohrkernlager Neusiedl an der Zaya, das Labor für Aufschluß und Produktion in Wien-Gerasdorf, die Erdgasübernahmestelle Baumgarten an der March, die Erdgaszentralstation Auersthal, die Wasseraufbereitungsanlage bei Gänserndorf zu nennen.

Im Verarbeitungsbereich sind z. B. die Raffinerie Schwechat mit dem Labor für Forschung und Produktentwicklung, dem Technischen Prüfstand sowie dem Brennstoff-Prüfstand und die unweit davon befindliche PCD Polymere Ges.m.b.H. anzuführen.

Sowohl in der „Erdöl-Erdgas-Ausstellung" wie in den Gewinnungs- und Verarbeitungsbetrieben können Gruppenführungen unter sachkundiger Leitung von ÖMV-Mitarbeitern vereinbart werden (siehe Seite 602).

Als Ergänzung zu dem weiten Bogen der Informtionen innerhalb des Unternehmens hat die ÖMV AG bereits im Jahre 1974 einen Erdöl-Erdgas-Saal im Technischen Museum in Wien errichtet. Diese permanente Ausstellung wurde dann im Jahr 1987 erweitert und vollkommen neugestaltet. Die feierliche Eröffnung fand am 8. Februar 1988 statt. Wegen Umbau- und Erweiterungsarbeiten bleibt das Technische Museum ab September 1992 bis 1996 geschlossen.

Hand in Hand mit der Neugestaltung der Ausstellung im Technischen Museum wurde in Abstimmung mit dem Bundesministerium für Unterricht, Kunst und Sport gemeinsam mit dem Verlag Jugend und Volk ein Medienpaket „Erdöl und Erdgas" für Österreichs Schulen herausgebracht. Rund zwei Jahre dauerten die Vorbereitungen, ehe im Frühjahr 1987 der erste Teil dieses Unterrichtsbehelfes für 14- bis 16jährige Schüler und Anfang 1988 der zweite Teil für 17- bis 18jährige Schüler an die Schulen in ganz Österreich versandt werden konnte.

Nicht vergessen darf jedoch in diesem Zusammenhang der 1979 eröffnete „Erdöl-Erdgas-Lehrpfad" in Prottes (Niederösterreich) werden. Dieser Lehrpfad wurde in Zusammenwirkung von der Gemeinde Prottes und der ÖMV AG installiert und immer wieder erweitert. Als repräsentatives Freiluftmuseum wird dieser Lehrpfad jährlich von einer großen Zahl von Interessenten besucht.



Abb. 200. Besuchergruppe in der ÖMV Ausstellung vor dem Modell einer überschweren Bohranlage

Wie groß das Interesse an der Besichtigung von Betriebsstätten der ÖMV AG oder der Ausstellung ist, zeigt die Tatsache, daß pro Jahr weit mehr als 15.000 Gäste in etwa 350 Gruppen zur ÖMV AG kommen. Sehr häufig finden auch im Rahmen von Seminaren oder Fachtagungen Besichtigungen spezieller Bereiche statt. Nicht zu übersehen sind Einschulungen von Freiwilligen Feuerwehren auf dem Sektor der Bekämpfung von Tankwagenunfällen durch die hochspezialisierten ÖMV Feuerwehren bzw. sicherheitstechnische Beratungen, die ebenfalls mit einem eigenen Besichtigungsprogramm verbunden sind.

Zu den Besuchern, die ÖMV-Betriebsstätten besichtigen, zählen auch Mitglie-

der in- und ausländischer Regierungen, Botschafter, Angehörige ausländischer Vertretungen in Österreich sowie Vertreter von Medien im Rahmen spezieller Presseführungen.

DIE ÖMV AG bietet mit ihren modernen Einrichtungen ein überaus attraktives Ziel für interessierte Besucher und versucht, dem Wissensstand des jeweiligen Besucherkreises entsprechend, diese Gäste umfassend zu informieren.

Anmeldungen und Terminabklärungen zu Gruppenführungen in der ÖMV AG sind möglich bei der Abteilung Kommunikation in 1090 Wien, Otto Wagner-Platz 5, Telefon 0222/404 40/1663 DW.

Führungen zum Erdöl-Erdgas-Lehrpfad Prottes sind zu vereinbaren mit dem Gemeindeamt Prottes, Telefon 02282/21 82. Die Begehung bzw. Befahrung dieses Freiluftmuseums ist jederzeit auch ohne Führung möglich.

Literaturauswahl für den Abschnitt VII.4.:

EDER, J. & SAUER, R. 1992; STUMPAUER, M. 1988a und 1988b; TELL, K. 1983; TOMEK, H. 1989.

VII.5. Universitäre Ausbildungsmöglichkeiten

von Ortwin SCHULTZ

Die hohen Anforderungen, die an die wissenschaftlichen, technischen und betriebswirtschaftlichen Fachkräfte in den Erdölgesellschaften gestellt werden, zwingen die Personalverantwortlichen bei der Neueinstellung dazu, nur gut ausgebildete und verläßliche Kandidaten in die nähere Auswahl zu ziehen. Sehr empfehlenswert ist es, wenn Studentinnen und Studenten sich schon während des zweiten Studienabschnittes um eine Praktikantenstelle bei einer der Ölfirmen bemühen. Auch Absolventen technischer Fachschulen werden für spezielle Aufgabenstellungen in Betracht gezogen.

Zu erwähnen ist auch, daß Kenntnisse im EDV-Wesen und der englischen Sprache unumgänglich sind. Es muß damit gerechnet werden, daß besonders jüngere Mitarbeiter oft jahrelang im Auslandseinsatz sein können (siehe auch Hauptabschnitt VII.3.).

Es wird nun ein keineswegs vollständiger Überblick jener universitärer Ausbildungsmöglichkeiten gegeben, wo Studierende sich in verschiedenem Maße für eine allfällige spätere Berufslaufbahn in der Erdölindustrie vorbereiten können. Die in diesem Artikel gegebenen Angaben können jedoch eine fachbezogene Studienberatung nicht ersetzen, es sollen nur einige Hinweise geliefert werden.

GRAZ

Karl-Franzens-Universität

Institut für Geologie und Paläontologie
8010, Heinrichstraße 26
Institut für Mineralogie, Kristallographie und Petrologie
8010, Universitätsplatz 2
Institut für Meteorologie und Geophysik
8010, Halbärthgasse 1
Institut für Organische Chemie
8010, Heinrichstraße 28

Technische Universität, Erzherzog-Johann-Universität

Institut für Technische Geologie und Angewandte Geologie
8010, Rechbauerstraße 12
Institut für Hydromechanik, Hydraulik und Hydrologie
8010, Stremayrgasse 10
Institut für Organische Chemie
8010, Strehmayrgasse 16
Institut für Chemische Technologie organischer Stoffe
8010, Stremayrgasse 16/1

INNSBRUCK

Leopold-Franzens-Universität

Institut für Geologie und Paläontologie
Institut für Mineralogie und Petrographie

Institut für Meteorologie und Geophysik
alle 6020, Innrain 52
Institut für Organische und Pharmazeutische Chemie
6020, Innrain 52a
Institut für Wirtschafts- und Betriebswissenschaften
6020, Innrain 52

LEOBEN

Montanuniversität Leoben
mit eigener Studienrichtung „Erdölwesen"

Institut für Geowissenschaften
Institut für Geophysik
Institut für Tiefbohrtechnik und Erdölgewinnung
Institut für Lagerstättenphysik und Technik
Institut für Chemie
alle 8700, Kaiser-Franz-Josefs-Straße 18

SALZBURG

Paris-Lodron-Universität

Institut für Geologie und Paläontologie
Institut für Mineralogie
alle 5020, Hellbrunner Straße 34

WIEN

Universität Wien

Institut für Geologie
Institut für Paläontologie
beide 1010, Universitätsstraße 7
Institut für Petrologie
Institut für Mineralogie und Kristallographie
Institut für Geochemie
alle 1010, Dr. Karl Lueger-Ring 1
Institut für Organische Chemie
1010, Währinger Straße 38
Institut für Meteorologie und Geodynamik
1190, Hohe Warte 38 und
1090, Währinger Straße 17

Technische Universität Wien
Hauptgebäude in 1040, Karlsplatz 13

Institut für Grundbau, Geologie und Felsbau
1040, Karlsplatz 13
Institut für Theoretische Geodäsie und Geophysik
1040, Gußhausstraße 25–29
Institut für Organische Chemie
1060, Getreidemarkt 9

Universität für Bodenkultur
Hauptgebäude in 1080, Gregor Mendel-Straße 33

Institut für Bodenforschung und Baugeologie
1190, Blaasstraße 5
Institut für Meteorologie und Physik
1190, Türkenschanzstraße 18
Institut für Chemie
1190, Peter Jordan-Straße 76

Wirtschaftsuniversität Wien
Hauptgebäude in 1090, Augasse 2–6

Institut für Finanzierung
1180, Semperstraße 48
Abteilung für Wirtschaftsinformatik
1190, Billrothstraße 12, Stiege 1
Institut für Angewandte Informatik
1200, Pappenheimgasse 35
Institut für Wirtschafts- und Sozialgeographie
1190, Peter Jordan-Straße 6

Literaturhinweis für den Abschnitt VII.5.:

LORBACH, M. 1969b.

VII.6. Österreichische Gesellschaft für Erdölwissenschaften – Anfang einer Chronik

von Fritz PASS (†), ergänzt von Werner JANOSCHEK, Herbert LANG und Gertrude SWOBODA

Mit Abschluß des Staatsvertrages 1955 kam es auch zu einer Neuordnung der Erdölindustrie in Österreich. Aus vielerei Gründen wurde nach einem später „Österreichisches Modell" genannten Konzept eine Zusammenarbeit zwischen der neu-

gegründeten staatlichen Erdölgesellschaft „ÖMV AG" und den österreichischen Tochtergesellschaften multinationaler Erdölgesellschaften angestrebt. Dieser in raschem Tempo erfolgte Aufbau von Produktionseinrichtungen für Erdöl und Erdgas, der Erdölverarbeitung in der neu erbauten ÖMV-Raffinerie Schwechat sowie von Tankstellen der Vertriebsgesellschaften war Grundlage dafür, daß in Österreich der Wunsch aufkam, den in den Bereichen Wissenschaft, Technik und Wirtschaft tätigen Fachkräften der Erdölindustrie Möglichkeiten für die Mitarbeit in einer wissenschaftlichen Gesellschaft zu bieten, die alle einschlägigen Bereiche ihrer fachlichen Tätigkeiten betreut.

Nach längeren vorbereitenden Gesprächen eines Proponentenkomitees, in der die interessierten Organisationen, nämlich der Fachverband der Erdölindustrie der Bundeskammer der gewerblichen Wirtschaft, die Geologische Bundesanstalt und Unternehmen der Erdölindustrie vertreten waren, wurde am 11. November 1960 die gründende Vollversammlung der „Österreichischen Gesellschaft für Erdölwissenschaften" (abgekürzt ÖGEW) abgehalten. Anschließend wurde als Beginn der Aktivitäten eine Eröffnungstagung mit einem Programm von Übersichtsvorträgen, nach dem damaligen Stand der Entwicklung, in den wichtigsten Teilbereichen – Erdölförderung (Prof. Dipl.-Ing. PRIKEL), Kraftstoffe/Brennstoffe/Untersuchungsmethoden für Erdölprodukte (Dr. RUF, Zürich) und globale Entwicklung der Erdölindustrie (Prof. Dr. PÖLL, TU Wien) veranstaltet.

Der Tätigkeitsbereich dieser Gesellschaft sollte die gesamten Erdölwissenschaften umfassen, also Aufschluß, Bohrtechnik, Förderung, Verarbeitung, Anwendungstechnik, Petrochemie sowie die Behandlung allgemein wissenschaftlich-technischer Fragen einschließlich Wirtschaftlichkeit, soweit sie die genannten Fachgebiete betreffen. Nach den Statuten soll es Zweck der Gesellschaft sein, zur Entwicklung der angeführten Gebiete beizutragen und hiezu einen umfassenden Gedanken- und Erfahrungsaustausch von Fachleuten, in und außerhalb Österreichs, und mit internationalen Erdölinstitutionen zu fördern. Dies soll erreicht werden durch Vorträge und Diskussionen, Veranstaltung von Tagungen, Durchführung von Besichtigungen und Exkursionen, die Mitherausgabe der Zeitschrift „Erdöl – Erdgas – Kohle" als offizielles Organ der Gesellschaft für die Veröffentlichung von Fachbeiträgen und die Herausgabe von Druckschriften; international durch Mitarbeit als Österreichisches Nationalkomitee bei Planung und Organisation von Welterdölkongressen als Gesamtschau über den Entwicklungsstand der weltweiten Erdölindustrie.

Die Neuauflage des Buches „Erdöl und Erdgas in Österreich" dient als willkommener Anlaß, eine Gesamtschau der bisher überaus erfolgreichen Tätigkeit der ÖGEW anzustellen, womit erstmals als Anfang einer Chronik die wichtigsten Geschehnisse und Abschnitte der inneren Entwicklung dieser Gesellschaft über rd. 30 Jahre zusammengefaßt und berichtet werden.

Die Serie der Veranstaltungen begann 1961 mit der ersten Frühjahrstagung und einer Herbsttagung, beide mit anspruchsvollem Fachprogramm und Vorträgen prominenter Fachleute aus dem Ausland und Österreich – Dr. NEDELMANN, BP; Dr. K. W. SCHNEIDER, Erdölchemie; Prof. LUTHER, Clausthal; D. SMITH, Esso, F. J. ZUIDERWEG, Shell; Dr. SIEBERT, Mobil; Dr. BRANDES, DEA; Dr. KÜPPER, Geologische Bundesanstalt Wien; Dr. IVANOVSKY, London; Dr. KRUPPKE, Stuttgart; Doz. von PHILLIPPOVICH, Paris; Prof. KÖLBL, Doz. PASS, Dr. SOVA, Dr. BRAUMÜLLER, Dipl.-Phys. KAUFMANN, Dipl.-Ing. MILOWITZ, Dr. GRÜNWALD – über zahlreiche anlaufende Entwicklungen und den erreichten Stand innerhalb der wichtigsten Fachbereiche Gewinnung, Verarbeitung, Untersuchungsmethoden. Seit damals wurden jährlich Jahresveranstaltungen mit technischen Programmen über aktuelle und wichtige Themenbereiche abgehalten, bei denen bekannte Fachleute aus Europa und Übersee mit Vorträgen zu Wort gekommen sind. Alle Teilgebiete der Erdölwissenschaften, in denen Fortschritte erzielt werden konnten, wurden dabei berücksichtigt. Die Wahl der Rahmenthemen und Einzelvorträge in den Fachbereichen

wurde jeweils nach Aktualität und Wichtigkeit für die weitere Entwicklung getroffen. Tagungsprogramme und Einzelvorträge sind mit und nach den jeweiligen Veranstaltungen der Organ-Zeitschrift „Erdöl – Erdgas – Kohle" veröffentlicht worden [Lit. 1].

Einige Rahmenthemen seien als Beispiele aus der Fülle der gebotenen Tagungsprogramme angeführt:

- Wirtschaftspolitische Folgen rapider Strukturänderung auf dem Energiemarkt Europas; Managementmodelle in integrierten Erdölunternehmen; Energiepolitik – Energieprognosen; Rohstoffwirtschaft in Europa; Rohölversorgung Europas in Gegenwart und Zukunft; Rohstoff- und Energieversorgung der chemischen Industrie;
- Lagerstättentechnik, Lagerstättensimulierung und tertiäre Entölung; Schönkirchen Tief; Erdölmuttergesteine; Erdöllagerstätten und Tektonik der karpatischen Vorländer; Geochemie des Wiener Beckens; Boden des Mittelmeeres; Kohlenwasserstoffexploration im Neogen des Wiener Beckens; Tertiäre Entölung; Geochemie der Kohlenwasserstoffexploration im Wiener Becken;
- Vom Erdöl zu Werk- und Wirkstoffen; Petrochemie-Rohstoffe heute und in Zukunft; Blasensäulen-Reaktoren; Katalytische Raffination von Erdölprodukten mit Wasserstoff; Superaktive und superselektive Crack-Katalysatoren; Computereinsatz in Raffinerien zur Produktionssimulierung; Umweltbeeinflussung durch Raffinerien; Synthetisches Erdgas aus Erdöl und Kohle; Untertage-Kohlevergasung; Erdöl und Umwelt; Konversion von Erdölrückständen;
- Entwicklungstendenzen am internationalen Erdgasmarkt; Rolle neuer Technologien in der Energietechnik; Kraftstoffe für Überschallflugzeuge; Moderne Gasmotoren; Zerstörungsfreie Prüfung von Ölfeld- und Raffinerie-Einrichtungen; Petrochemie aromatischer Kunststoffe; Kraft- und Schmierstoffe für tiefe und hohe Temperaturen; Fahrzeugantriebe der Zukunft; Straßenoktanzahl von Vergaserkraftstoffen; Fließverhalten von Motorenöl bei tiefen Temperaturen; Proteine aus Erdöl; Alternative Kraftstoffkomponenten;
- Zukünftige Entwicklung der Erdölprodukte; Toxikologie von Erdölprodukten; Transalpine Ölleitung; Energiequellen der Zukunft.

Ab 1963 wurden ausführliche Berichte über die wesentlichsten Ergebnisse der stattgefundenen Welterdölkongresse vorgetragen und eingehend diskutiert. Österreich gehört seit 1933 als Gründungsmitglied dem Permanent Council und dem Executive Committee an und war durch Mitarbeit bei der Organisation, Auswahl der technischen Programme, durch Fachbeiträge und Diskussion bei allen stattgefundenen Welterdölkongressen beteiligt. Berichtet wurde über die Welterdölkongresse Frankfurt/Main (1963), Mexiko City (1967), Moskau (1971), Tokyo (1975), Bukarest (1979), London (1983), Houston (1987) und Buenos Aires (1991).

Durch umfangreiche und intensive Kontakte bei Tagungen und Kongressen, auch solche zwischen Unternehmen in der BRD und Österreich während der Aufbaujahre, wurde zunehmend eine stärkere Zusammenarbeit zwischen ÖGEW und DGMK (Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle) erwünscht. Dies führte ab 1966 zur Abhaltung von Gemeinschaftstagungen, abwechselnd in Deutschland und Österreich, als Zeichen der Verbundenheit beider Gesellschaften mit ähnlichen Interessen und Tätigkeiten. Solche gemeinsam veranstalteten Tagungen mit einem Fachprogramm von Beiträgen aus beiden Ländern wurden abgehalten in – München (1966), Salzburg (1968), Nürnberg (1972), Salzburg (1976), München (1980), Innsbruck (1984), Berlin (1988) und Graz (1992).

Alle ÖGEW-Vorträge bei diesen Gemeinschaftstagungen wurden ebenfalls nach der stattgefundenen Veranstaltung in der Organzeitschrift „Erdöl – Erdgas – Kohle" veröffentlicht.

Einige Rahmenthemen als ausgewählte Beispiele seien angeführt:

- Geowissenschaften und Entwicklungshilfe; Erforschung des tieferen Untergrundes der Kontinente und Ozeane; Erdgasförderung unter extremen Bedin-

gungen; Tiefbohrtechnik; Verbesserung der Entölung; Geologie der Molasse;
- Schwefelreduktion von Heizölen; Hydrierende Raffination von naphtenischen Schmieröldestillaten;
- Entwicklungstendenzen der Petrochemie; Große Ethylenanlagen; Olefine und Aromaten aus Erdölfraktionen; alternative Einsatzstoffe für Ethylenanlage; Direktsynthese niederer Olefine aus Synthesegas;
- Anwendungen von Hot melts; Prüfung und Anwendung von Bitumen; Charakterisierung nichtsiedender Erdölanteile; alternative Kraftstoffe; Anwendungsverhalten sauerstoffhältiger Komponenten; Verteilung der Stickstoff- und Schwefelverbindungen in Rohölfraktionen; Kohlewertstoffe – Kohlevergasung – Kohlehydrierung; Kälteverhalten von Mitteldestillaten.

Innerhalb des Ablaufs von Jahrestagungen und Gemeinschaftsveranstaltungen wurden einige Sonderveranstaltungen abgehalten, auf die besonders hingewiesen werden soll:
- 1972 ein Round Table Gespräch in Wien über „Verbleite Kraftstoffe – Gesundheitsrisiko für Menschen und Toxikologie der Bleiverbindungen".
- 1978 ein Erdölsymposium an der Montanuniversität Leoben mit den Rahmenthemen Offshore-Technologie und Lagerstättensimulation.
- 1978 Einzelvorträge in Wien über die Themen „2 Milliarden Jahre Evolution" und „Österreich im europäischen Erdgasverbund".
- 1979 Einzelvortrag „Geothermische Energie".
- 1980 fand aus Anlaß des Jubiläums „50 Jahre Erdöl in Österreich" eine Festveranstaltung in Wien-Oberlaa statt. Ein Festvortrag über die „Entwicklung der Erdölindustrie von ihren Anfängen 1930 bis 1980" [Lit. 2], Grußadressen und eine Reihe von Übersichtsvorträgen über die verschiedenen Gebiete der Erdölwissenschaften bildeten das Festprogramm. Bei dieser Veranstaltung wurden verdiente Erdölfachleute, die in den Jahren vor und nach der Neugründung 1955 tätig waren, durch Überreichen einer Erdöl-Erinnerungsmünze in Anerkennung ihrer Verdienste geehrt. Zu diesem Anlaß wurde auch die erste Auflage des Heftes „Erdöl und Erdgas in Österreich" vom Naturhistorischen Museum in Wien herausgebracht.
- 1981 wurde zum 25-Jahr-Jubiläum der Studienrichtung Erdölwesen an der Montanuniversität Leoben eine Festveranstaltung abgehalten, mit einem Festvortrag und anschließenden Übersichtsvorträgen über Geowissenschaften, Tiefbohrtechnik, Produktions- und Lagerstättentechnik sowie über „Reserven an Rohöl und Erdgas in Österreich und der Welt".
- Ebenfalls 1981 fand an der Montanuniversität in Leoben ein Symposium über „Erdöl und Erdgas als bestimmende Faktoren der Wirtschaftsentwicklung in Zukunft" und eine Podiumsdiskussion über „Kohlenwasserstoffgenese" statt.

Der Mitgliederstand der Gesellschaft betrug mit Jahresende 1961, dem ersten Jahr seit Gründung der Gesellschaft, 350 Mitglieder, davon 8 Förderer (Firmenmitglieder). Am 1. April 1993, nach über 30 Jahren Vereinstätigkeit, betrug die Mitgliederzahl 580, davon 32 Fördernde, 483 ordentliche und 65 außerordentliche (studentische) Mitglieder. Die Mitgliederzahl hat sich also beträchtlich erhöht, entsprechend dem Ausbau aller Erdöl/Erdgasaktivitäten innerhalb Österreichs während dieser Zeitperiode.

Seit Bestehen der Gesellschaft waren 16 Präsidenten mit den jeweils gewählten Vorstandsmitgliedern um alle Aktivitäten bemüht. Diese waren in den Funktionsperioden 1960–62 und 1964–66 Prof. H. KÜPPER, die anderen Präsidenten für Funktionsperioden von jeweils zwei Jahren – Prof. H. PÖLL, Dipl.-Ing. K. K. RUMPF, Prof. R. JANOSCHEK, Prof. M. LORBACH, Dipl.-Ing. F. KUBELKA, Prof. H. WIESENEDER, Prof. F. PASS, Prof. L. MACKOWSKI, Prof. H. SCHINDLBAUER, Bergrat Dipl.-Ing. H. SPÖRKER, Prof. F. WEBER, Dipl.-Ing. R. BRODNER, HR Dr. W. R. JANOSCHEK, Vorstandsdir.

Dipl.-Ing. Dr. R. SCHENZ und Vorstandsdir. Dipl.-Ing. E. POTT.

Als Generalsekretäre waren tätig:
Dr. P. MESSINGER von der Gründung bis 1982, Dr. H. LANG seit 1982.

Ehrungen

Bisher wurden insgesamt 12 verdiente Fachleute aus Wissenschaft und Technik zu Ehrenmitgliedern ernannt:
Prof. Dr. Dr. K. FRIEDL, Dr. Gustav URBAN, Paul von BRANDSTÄTTEN, Prof. Dipl.-Ing. Gottfried PRIKEL, Prof. Dr. Karl KREJCI-GRAF, Prof. Dr. Heinrich KÜPPER, Dipl.-Ing. Kurt K. RUMPF, Prof. Dr. Hans WIESENEDER, Dr. Peter MESSINGER, Generaldirektor KR Ludwig BAUER, Techn.-Rat Ing. Richard TLUSTOS, Prof. Dr. Ing. Manfred LORBACH.

Hans-Höfer-Medaillen der ÖGEW für Verdienste um die Erdölwissenschaften wurden bisher an 18 namhafte Fachleute aus Hochschulen und Industrie verliehen. Es sind dies die Herren
Prof. Dr. Robert JANOSCHEK, Prof. Dr. Heinrich KÜPPER, Prof. Dr. Hans PÖLL, Dipl.-Ing. Josef ALT, HR Dr. Rudolf GRILL, Prof. Dr. Kurt G. PETERS, Prof. Dr. Dr. hc BR hc Hans LIST, Ing. Hans G. ULRIK, BR hc Dipl.-Ing. Heinrich NUNWARZ, Dipl.-Ing. Stefan LOGIGAN, Prof. Dr. Hans WIESENEDER, Dipl.-Ing. Kurt K. RUMPF, Dr. Viktor PETERS, Prof. Dr. Ing. Dr. hc Ödön ALIQUANDER, Prof. Dr. Dr. Friedrich ASINGER, Prof. Dipl.-Ing. Dr. Fritz PASS, Prof. Dr. Josef KAPOUNEK, Prof. Dr. Arthur KRÖLL.

Eine Reihe hervorragender Forschungsarbeiten wurde im Laufe der Jahre ausgewählt und durch Anerkennungspreise in Bargeld ausgezeichnet.

Diese Chronik der ersten dreißig Jahre seit Gründung der ÖGEW muß wohl auch Rückschau halten. Es gilt klarzustellen, ob Tätigkeiten und Ziele, wie sie bei Gründung der Gesellschaft vorgegeben wurden, bisher derart gestaltet werden konnten, daß diese Ziele erreichbar waren. Das Grundkonzept der wissenschaftlichen Öffentlichkeitsarbeit wurde während dieser Jahre von wechselnden Vorständen in Variationen abgewandelt und der Gesamtentwicklung folgend an sich ändernde Themenanforderungen in Gewinnung, Verarbeitung und Anwendung angepaßt. Jahrestagungen, Gemeinschaftstagungen mit DGMK, Berichte über Welterdölkongresse und Sonderveranstaltungen berücksichtigten diese Wandlungen und waren durchwegs überaus erfolgreich in der Aufnahme der Vorträge und Diskussionen bei den Teilnehmern und innerhalb der Fachwelt. Besonderes Interesse wurde Gemeinschaftstagungen und Veranstaltungen zu Sonderthemen entgegengebracht, wegen deren Aktualität und Bedeutung für die weitere Entwicklung der Fachbereiche.

Damit hat die ÖGEW nach Auffassung des Chronisten die gestellten Aufgaben in hohem Maße erfüllt und die vorgegebenen Zielsetzungen weitgehend erreicht. Den Mitgliedern wurde eine Plattform geboten, um die Erkenntnisse eigener Forschung und Entwicklungen zu präsentieren und ebenso neueste Forschungsergebnisse und aktuelle Entwicklungen außerhalb Österreichs zu diskutieren, daraus für die eigene Weiterentwicklung im Fachbereich Nutzen zu ziehen. Die Aktivitäten trugen wesentlich zur ständigen Weiterbildung der Mitglieder bei, ihren Kenntnisstand mit einschlägigen Neuheiten zu erweitern, fachübergreifende Tätigkeiten zu verbessern, zum weltweiten Erfahrungsaustausch und zur Förderung der Zusammenarbeit beizutragen.

Es ist zu wünschen, daß die ÖGEW ihre bisherigen erfolgreichen Aktivitäten auch in Zukunft wird fortsetzen können, daß Förderer wie bisher Unterstützung geben und daß sich die Mitglieder in verstärktem Ausmaß an einer aktiven Mitarbeit beteiligen mögen.

Literaturhinweise für den Abschnitt VII.6.:

[Lit. 1] Erdöl – Erdgas – Kohle fortlaufend die Jahrgänge 76 (1960 (bis 109 (1993).
[Lit. 2] A. BRUSSATTI – „50 Jahre Erdöl in Österreich" Jubiläumsausgabe Erdöl-Erdgas-Zeitschrift 96 (1980), No 5, 139.

VII.7. Weitere berufsbezogene Vereine und Arbeitsgruppen

von Friedrich BRIX

Die folgende Liste soll Interessenten Hinweise geben, wo Vereine und Arbeitsgruppen bestehen, die mit dem Erdölwesen direkt oder indirekt verbunden sind.

Gesellschaft der Bergbau- und Erdölstudenten an der Montanuniversität Leoben: p. A. Montanuniversität Leoben, 8700 Leoben, Franz Josef-Straße 18, Obmann (1991): W. BAUER

Verein der Erdölstudenten an der Montanuniversität Leoben, Adresse w. o., Obmann (1991): R. OSWALD

Gesellschaft der Geologie- und Bergbaustudenten in Österreich am Institut für Geologie der Universität Wien, 1010 Wien, Universitätsstraße 7, Obmann (1992): W. MÜLLER

Verband der Berg- und Hüttenschule Leoben – Fachgruppe Berg – Hütte – Erdöl – Techniker, 8790 Eisenerz, Postfach 50, Vorsitzender (1991): A. KOGELBAUER

Österreichische Geologische Gesellschaft (Stand Februar 1993):

Arbeitsgruppe Erdölgeologie (in Gründung), ÖMV AG, 1211 Wien, Gerasdorferstraße 151, Kontaktperson: W. GRÜN, Tel. 0222/40 440/37 22

Arbeitsgruppe Computerorientierte Geologie, ÖMV AG, 1020 Wien, Taborstraße 1–3, Vorsitzender: L. GAMSJÄGER, Tel.0222/40 440/2518

Arbeitsgruppe Hydrogeologie, ÖMV AG, 1211 Wien, Gerasdorferstraße 151, Vorsitzender: F. MARSCH, Tel. 0222/ 40 440/36 42

Arbeitsgruppe Stratigraphie, 1010 Wien, Universitätsstraße 7 (Institut für Paläontologie), Vorsitzender: F. STEININGER, Tel. 0222/40 103/2497

Arbeitsgruppe Geowissenschaften, Schule und Öffentlichkeit, 1014 Wien, Burgring 7 (Naturhist. Museum), Vorsitzender: H. SUMMESBERGER, Tel. 0222/ 52 177/251.

VII.8. Beilagenverzeichnis

Beilage 1 Karte der Erdöl- und Erdgaslagerstätten in Österreich 1:400.000 (mit Feldbezeichnungen)

Beilage 2 Wiener Becken – Strukturkarte Oberkante Sarmat 1:200.000

Beilage 3 Wiener Becken – Relief und Tektonik des Untergrundes 1:400.000

Beilage 4 Wiener Becken: Geologischer Schnitt Pirawarth – Matzen – Gänserndorf 1:50.000

Beilage 5 Molassezone Österreichs – Relief und Tektonik des Untergrundes, 1:400.000

Beilage 6 Molassezone Oberösterreichs – Geologischer Schnitt 1:100.000

Beilage 7 Molassezone Oberösterreichs – Faziesverteilung im Obereozän 1:400.000

Beilage 8 Geologischer Tiefbau des Wiener Beckens und der Molasse Niederösterreichs, Schnittserie 1:400.000

Beilage 9 Geologischer Tiefbau von Flysch- und Kalkalpenzone, Schnittserie 1:400.000

Beilage 10 Nordalpen Österreichs – Tektonische Übersicht und kalkalpiner Bohraufschluß, 1:1,000.000

Beilage 11 Strukturkarte der Sandoberkante des Matzener Sandes der Badener Serie (16.Torton-Horizont) des Feldes Matzen, ca. 1:34.000

Beilage 12 Zwei Seismikschnitte durch das Wiener Becken

Beilage 13 Westrand und Untergrund des Wiener Beckens im Raum Wien, Geologische Übersicht 1:200.000

Beilage 14 Seismischer N-S-Schnitt im Überschiebungsbereich Flysch-Helvetikum auf die Molassezone im Raum Oberhofen, Oberösterreich, 1:25.000

Beilage 15 Regional-geologischer Schnitt durch das Steirische und das Westpannonische Becken, ca. 1:200.000

Beilage 16 Erdgaslagerstätten und Erdgasleitungen in Österreich, ca. 1:1,430.000

Beilage 17 Öl- und Gasfelder Österreichs

VII. 9. Alphabetische Literaturliste

von Friedrich BRIX und Ortwin SCHULTZ

ABBOT, W. O. 1985: The Recognition of a basal transgressive Sand from Outcrop, Subsurface, and Seismic Data; aus: Seismic Stratigraphy II, (eds. O. R. BERG and D. O. WOOLVERTON), AAPG-Memoir 39: 157–167, Tulsa

ABEL, O. 1897 a: Neue Aufschlüsse bei Eggenburg in Niederösterreich in den Loibersdorfer und Gauderndorfer Schichten; Verh. GRA, Nr. 12 u. 13: 255–258; Wien

ABEL, O. 1897 b: Die Tithonschichten von Niederfellabrunn in Niederösterreich und deren Beziehungen zur unteren Wolgastufe; 4 Abb.; Verh. GRA, Heft 17–18: 343–362; Wien

ABEL, O. 1899 a: Studien im Klippengebiet zwischen Donau und Thaya. I. Pollau–Schweinbarth (Aufnahmsbericht); Verh. GRA, 1899/10: 284–287; Wien

ABEL, O. 1899 b: Die Beziehungen des Klippengebietes zwischen Donau und Thaya zum alpin–karpathischen Gebirgssystem; Verh. GRA, 1899: 374–381; Wien

ABEL, O. 1903: Studien in den Tertiärbildungen des Tullner Beckens; 4 Profile im Text; Jahrb. KK. GRA, 53: 91–140; Wien

ABERER, F. 1958: Die Molassezone im westlichen Oberösterreich und in Salzburg; 1 geol. Karte; Mitt. Geol. Ges. Wien, 50/1957: 23–94; Wien

ABERER, F. 1960: Das Miozän der westlichen Molassezone Österreichs mit besonderer Berücksichtigung der Untergrenze und seiner Gliederung; 1 Karte; 1 Tabelle; Mitt. Geol. Ges. in Wien, 52/1960: 7–16; Wien

ABERER, F. 1962: Bau der Molassezone östlich der Salzach; 6 Abb.; 1 Tab.; Z. deutsch. geol. Ges. 113: 266-279; Hannover

ABERER, F. & BRAUMÜLLER, E. 1949: Die miozäne Molasse am Alpennordrand im Oichten- und Mattigtal nördlich Salzburg; 1 geol. Karte; 2 Profile; Jb. GBA, 92/3. u. 4. Heft: 129–145; Wien

ABERER, F. & BRAUMÜLLER, E. 1958: Über Helvetikum und Flysch im Raume nördlich Salzburg; 1 geol. Karte; 3 Detailkarten; 2 Profiltafeln; Mitt. Geol. Ges. in Wien, 49/1956: 1–40; Wien

ABERER, F. & JANOSCHEK, R. 1964: Ölfeld Voitsdorf der Rohöl-GewinnungsAG.; 2 Abb.; aus Exkursion III/2: Erdöl Oberösterreichs, Flyschfenster der Nördlichen Kalkalpen, Erster Teil (F. ABERER, R. JANOSCHEK, B. PLÖCHINGER, S. PREY); Mitt. Geol. Ges. Wien, 57/1964, Heft 1: 243–245; Wien

ABERER, F., JANOSCHEK, R., PLÖCHINGER, B. & PREY, S. 1964: Exkursion III/2: Erdöl Oberösterreichs, Flyschfenster der Nördlichen Kalkalpen; 1 Tafel; 8 Abb.; Mitt. Geol. Ges. in Wien, 57/Heft 1: 243–267; Wien

ABERER, F., MEDWENITSCH, W., PLÖCHINGER, B. & SCHAUBERGER, O. 1958: Exkursion W2: Kalkalpen und Vorland, Salzburg und Salzkammergut; 9 Tafeln; Tagg. Geol. Ges. in Wien; 24 Seiten; Wien

ADAM, C. & DÖGEL, K. 1961: Zeichnerische Auswertung geologischer Bohrungen; 6 Abb.; Z. f. angew. Geol., 7/H. 7: 362–366; Berlin

ADAM, C. & DOUFFET, H. 1978: Rationalisierung der Dokumentation geologischer Bohrungen; 2 Abb.; Z. f. angew. Geol., 24, H. 6: 284–288; Berlin

ADAM, C. & DOUFFET, H. 1980: Verschlüsselung der Gesteinsbezeichnungen zur Schichtverzeichnisdokumentation; zahlr. Tab.; Z. f. angew. Geol., 26, H. 12: 634–642; Berlin

AHLERS, M. & DUB, W. 1991: Die Möglichkeiten des Erdgases zur Minderung klimawirksamer Spurengase; 4 Abb.; 7 Tab.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/10: 409–412; Hamburg/Wien

AIGNER, F. 1923: Erdgas und Erdöl im oberösterreichischen Schlierbecken; 1 Abb.; 1 Tafel; Öst. Monatschr. f. d. öff. Baudienst u. d. Berg.- u. Hüttenw., 4: 92–94, 113–116; Wien

ALBER, L. 1984: Die Erfassung und Verarbeitung von Meßwerten im Erdölförderbetrieb; 9 Abb.; ÖMV-Zeitschrift, Heft 5: 18–21; Wien

ALBERTSEN, M. 1988: Geophysikalische Konzepte für die Erkundung und Erschließung von Erdöl-/Erdgaslagerstätten; Erdöl-Erdgas-Kohle, 104/4: 157–158; Hamburg/Wien

ALBERTSEN, M. 1992: Lithologieerkundung in der Seismik durch gleichzeitige Nutzung von Kompressions- und Scherwellen; Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/9: 371; Hamburg/Wien

ALBERTSEN, M., PUSCH, G. & RUTHAMMER, G. 1987: Produktionstechnik; Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/10: 421–424; Hamburg/Wien

ALDRICH, C. S., SCHUH, F. J. (ed.) 1990: Directional Drilling; 218 figs; SPE Reprint Series No. 30: 208 p.; Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas

ALGER, R. P. 1980: Geological Use of Wireline Logs; 6 Tables; 55 figs; aus Devel. in Petr. Geol. 2 (ed. G. D. HOBSON): 207–272, Applied Sc. Publ., London

ALLEN, Ph. A. & ALLEN, J. R. 1990: Basin Analysis, Principles and Applications; 342 figs; 28 tabl.; Blackwell Scientific Publications; 451 p; Oxford, London, Edinburgh, Boston, Melbourne

AL-SHAIEB, Z. & SHELTON, J. W. 1981: Migration of Hydrocarbons and Secondary Porosity in Sandstones; 8 figs; AAPG., Bull., 65, No. 11: p. 2433–2436; Tulsa

ALTMANN, B.-R., LILIE, R.-H., NOWAK, K. E. & SCHULZ-BERENDT, V. 1989: Pflanzenbiologische Reinigung von Abwässern aus einem Mineralöltanklager; 1 Abb.; 1 Tab.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/6: 279–281; Hamburg/Wien

ALTMANN, B.-R., RÜDDIGER, G. & LILIE, R. H. 1988: Biologische Sanierung ölverunreinigter Böden; 2 Abb.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 104/2: 86; Hamburg/Wien

AMPFERER, O. 1923: Über bituminöse und kohlige Gesteine; Österr. M. Schr. öff. Baud., Berg.- u. Hüttenw. 4; Wien

AMPFERER, O. 1925: Beiträge zur Auflösung der Mechanik der Alpen 1; 24 Abb.; Jb. GBA, 74: 35–73; Wien

AMPFERER, O. 1935: Geologischer Führer für die Gesäuseberge; 84 Abb.; 16 Fototafeln; 1 geol. Karte; Geolog. Bundesanstalt; 178 Seiten; Wien

AMPFERER, O. & HAMMER, W. 1911: Geologischer Querschnitt durch die Ostalpen vom Allgäu zum Gardasee; 50 Abb.; 3 Tafeln; Jb. GRA, 61: 531–710; Wien

amtliche Nachrichtenstelle 1935: Erdgasausbruch in Enzersdorf a. d. Fischa; Neues Wiener Tagblatt; 23. 3. 1935

ANDERS, K., ERNST, S. & NOWAK, S. 1992: Entwicklungen in der Petrochemie; Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/3: 131–132; Hamburg/Wien

ANDERSON, G. 1975: Coring and Core Analysis Handbook; 28 plates; 93 figs; 11 tables; Petroleum Publishing Comp.; 200 p.; Tulsa

ANDERSON, R. O. 1984: Fundamentals of the Petroleum Industry; Publishing Division of the University; Tulsa/Oklah.

ANGERER, K. 1992: Exploration international: Abenteuer in Malaysia; 3 Abb.; ÖMV Gruppe-Mix, Nr. 8: 5–6; Wien

ANIWANDTER, E., BIMKA, J. & ZYCH, D. 1990: Facies development of Miocene formations in the southwestern part of the Carparthian foredeep and its oil and gas prospects; 12 figs; Thirty years of geological cooperation between Austria and Czechoslovakia: 186–198; GBA-Wien and Geol. Survey Prague

ANIWANDTER, E. & ZYCH, D. 1990: Fazielle Entwicklung des Miozän im südöstlichen Teil der karpatisch-neogenen Vortiefe und ihre Perspektiven für das Vorkommen natürlicher Kohlenwasserstoffen. Österr. Teil (Felder Altprerau, Pottenhofen); Comp. XXX Amiversary of ČSFR-Austrian Agreem. ab. exchange of geolog. experiences; Praha, Wien

anonym 1925: Die wirtschaftliche Bedeutung der Erdölfunde in Oberösterreich; Öst. Industrie u. Handels-Zeitung, 50/1; 31. 3. 1925

anonym 1927 a: Erdöl in Österreich; Wiener Neueste Nachrichten; 19. 3. 1927

anonym 1927 b: Petroleum in Niederösterreich?; Neues Wiener Journal; 30. 10. 1927

anonym 1928 a: Gasfelder im Wiener Becken; Wiener Neueste Nachrichten; 19. 4. 1928

anonym 1928 b: Gasfelder im Wiener Becken; Linzer Tagespost; 21. 4. 1928

anonym 1929: Eine neue Jodquelle bei Steyr?; Salzburger Volksblatt Nr. 219: 8; 23. 9. 1929

anonym 1932 a: Erdgas bei Wien; Neues Wiener Tagblatt; 29. 6. 1932

anonym 1932 b: Erdgasquellen vor den Toren Wiens; Neues Wiener Journal; 27. 9. 1932

anonym 1932 c: Das Erdgas von Oberlaa. Gutachten der Technischen Hochschule; Neues Wiener Tagblatt; 28. 9. 1932

anonym 1933 a: Eine Jodquelle in St. Marx; Neues Wiener Journal; 30. 1. 1933

anonym 1933 b: Eine Schwefelquelle in Hernals; Neues Wiener Tagblatt; 3. 3. 1933

anonym 1933 c: Die Bohrtätigkeit auf Erdöl und Erdgas in Österreich; Tägliche Montan-Berichte Nr. 34, Jg. 24; 21. 4. 1933

anonym 1934: Neue Schwefelwasserquelle in Oberlaa; Int. Mineralquellen-Ztg., 1934, Nr. 5: 5–6; Berlin-Wien

anonym, V. B. R. 1935 a: Erdölbohrung bei St. Marx; Neues Wiener Tagblatt; 8. 1. 1935

anonym 1935 b: Die Oberlaaer Erdgasquelle erschöpft; Neues Wiener Tagblatt; 17. 3. 1935

anonym 1935 c: Der Erdgasausbruch bei Schwadorf; Neues Wiener Tagblatt 24. 3. 1935

anonym 1935 d: Die Eruption von Schwadorf; Neues Wiener Tagblatt 25. 3. 1935

anonym 1935 e: Die neue Erdgasbohrung in Österreich; 3 Abb.; 1 Karte; Tägliche Berichte über die Petroleumindustrie Nr. 60, 29: 3–6, vom 26. März 1935

anonym 1935 f: Die neue Erdgasbohrung in Österreich (Enzersdorf a. d. Fischa); 4 Abb.; Tägl Montanberichte, XXVI/24:1–4; Wien–Berlin 26. März 1935

anonym 1935 g: Ende des Schwadorf Gasausbruchs; Neues Wiener Tagblatt 27. 3. 1935

anonym 1935 h: Die österreichischen Erdölbohrungen; Tägl. Ber. d. Petrol. Ind. Nr. 68/29: 3; 5. 4. 1935

anonym 1935 i: Die Bohrungen in St. Marx; Neues Wiener Tagblatt 9. 4. 1935

anonym 1935 i: Die österreichen Erdölbohrungen (von G. GÖTZINGER); Tägliche Montan Berichte Nr. 28/26; 9. 4. 1935

anonym 1968: Piberbach. Erster Erfolg der ÖMV-AG in Oberösterreich; 2 Abb.; ÖMV-Zeitschrift, 11/9: 1–2; Wien

anonym 1972: Bitumerprobe aus Fossilien aus dem Hallstätter Kalk; (ÖK 96); Publ. ÖMV-AG, Ressort Geologie

anonym 1975: Öl aus dem Feldbrunnen bei Bergham (bei Alkoven) Oberösterreich; ÖK 32; Publ. ÖMV-AG, Ressort Geologie

anonym 1978: Bakterien sollen Erdöl abbauen. Z-Information Nr. 9: 7, 16. 5. 1978

anonym 1986: Das Petroleum vom Tegernsee in Bayern (Teil 1); 1 Tab.; aus: Allgem. Österr. Chemiker und Techniker Zeitung, Heft 9/1986; ÖMV Zeitschrift, Nr. 4: 13–14; Wien

anonym 1985: Tiefenaufschluß Hindelang 1; 1 Abb.; Erdöl-Erdgas, 101/6: 188; Hamburg/Wien

anonym 1986 a: Die österreichische Erdölindustrie im Jahre 1985; 6 Tab.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 102/7/8: 342–347; Hamburg/Wien

anonym 1986 b: Das Petroleum vom Tegernsee in Bayern (Teil 2); aus: Allg. Österr. Chemiker und Techniker Zeitung, Heft 10, 1986; ÖMV Zeitschrift Heft 5: 32–33; Wien

anonym 1987: Die österreichische Erdölindustrie im Jahre 1986; 6 Tab.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/7/8, 328–332; Hamburg/Wien

anonym 1988: Die österreichische Erdölindustrie im Jahre 1987; 6 Tab.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 104/7/8: 312–316; Hamburg/Wien

anonym 1989: Die österreichische Erdölindustrie im Jahre 1988; 6 Tab.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/9. 344–348; Hamburg/Wien

anonym 1990 a: Die österreichische Erdölindustrie im Jahre 1989; 6 Tab.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/7/8: 304–308; Hamburg/Wien

anonym 1990 b: 30 Jahre Österreichische Gesellschaft für Erdölwissenschaften; Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/9: 326–327; Hamburg/Wien

anonym 1991: Die österreichische Erdöl/Erdgasindustrie im Jahre 1990; 6 Tab.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/7/8: 328–332; Hamburg/Wien

anonym 1992: Die österreichische Erdöl-/Erdgasindustrie im Jahre 1991; 7 Tab.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/7/8: 304–309; Hamburg/Wien

anonym 1993: Die österreichische Erdöl-/Erdgasindustrie im Jahre 1992; 6 Tab.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 109/7–8: 310–314; Hamburg–Wien.

ANSTEY, N. A. 1976: The New Seismic Interpreter; zahlr Abb.; Intern. Human Resources Der. Corp. Boston, Mass. 1976, 625 Seiten

ARNAUD, I. & FLENDER, H. 1957: Die Entwicklung der Bohrlochmessungen und ihr heutiger Stand mit Hinweisen auf ihre Anwendung im Wiener Bekken; 8 Abb.; 1 Tab.; Erdöl-Zeitschrift, 73/9: 231–242; Wien-Hamburg

ARNETZL, H. 1980: 3 D-Seismik; 6 Abb.; Prakla-Seismos Report 2+3/1980; aus: Prakla-Seismos Digest, 5: 66–73; Hannover

ARNOLD, W. 1981: Entwicklungsergebnisse der Tiefbohrtechnik und ihre Auswirkungen auf andere Bereiche der Bohrtechnik; Neue Bergbautechnik 11/3: 169–175; Leipzig

ASENBAUER, E. 1989: OMV (CANADA) Ltd., Enstehung, Entwicklung und Ausblick; 1 Abb.; 1 Tab.; ÖMV Zeitschrift, Nr. 3: 8–11; Wien

ASINGER, F. 1963: Was die Petrolchemie vermag; 18 Tab.; Erdöl-Zeitschrift: 101–110. Kongreßausgabe; Wien-Hamburg

ASINGER, F. 1990: Bemerkungen zur stoffwirtschaftlichen sowie energiewirtschaftlichen Verwertung der fossilen Rohstoffe; 5 Abb.; 16 Tab.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/6: 263–269; Hamburg/Wien

ASTL, A., VOIGT, H. D. & LAUTERBACH, M. 1979: Anwendung verschiedener Verfahren zur Bestimmung der Permeabilitätsverteilung in Lagerstätten; 4 Abb.; Z. f. angew. Geologie, 25/5: 181–185; Berlin

AUBRY, M.-P. 1984: Handbook of Cenozoic Calcareous Nannoplankton. Book 1: Ortholithae (Discoasters); Micropaleontology Press, The American Museum of Natural History; New York

AUBRY, M.-P. 1988: Handbook of Cenozoic Calcareous Nannoplankton. Book 2: Ortholithae (Catinasters, Ceratoliths, Rhabdoliths). Micropaleontology Press, The American Museum of Natural History; New York

AZAD, J. 1981: Electrical tansients-a pragmatic approach to oil and gas discoveries; 5 fig.; 2 tables; The Oil and Gas J., 79/51: 104–108; Tulsa

BACHEM, H. Ch. 1981: LANDSAT – ein Satellitensystem zur Erderkundung; 4 Abb.; Prakla-Seismos Report 3/1977; aus: Prakla-Seismos Digest, 5: 25–30; Hannover

BACHER, R. 1979: Neue Techniken bei der Sondenbehandlung; 3 Abb.; ÖMV-Zeitschrift, Nr. 4: 19–21; Wien

BACHER, R. 1985: Sondenbehandlung; 2 Abb.; ÖMV.-Zeitschrift, Heft 6: 12; Wien

BACHER, R. 1987: Side-Track-Arbeiten aus verrohrten Bohrlöchern; 5 Abb.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/4: 161–165; Hamburg/Wien

BACHER, R. 1991: Bohrprojekte in landschaftlich sensiblen Zonen; 1 Abb.; ÖMV Gruppe Magazin, Nr. 1: 49–50; Wien

BACHER, R. 1993: Neue Wege bei der Umsetzung von Bohrprojekten in umweltsensiblen Zonen; Erdöl-Erdgas-Kohle, 109/5: 220–221; Hamburg–Wien.

BACHMANN, A. 1971: Silicoflagellaten aus dem Eggenburgien von Ernstbrunn (Niederösterreich); 3 Tafeln; 2 Tab.; Verhandlungen der GBA, 1971/3: 552–569; Wien

BACHMANN, A., PAPP, A. & STRADNER, H. 1963: Mikropaläontologische Studien im „Badener Tegel" von Frättingsdorf, NÖ; 3 Abb.; 24 Tafeln; Mitt. Geol. Ges. Wien, 56/1: 117–210; Wien

BACHMANN, G. SCHMIDT-KALER, H. 1981 (Red.): Die Tiefbohrungen Vorderriß 1 (Kalkalpen, Bayern); 65 Abb.; 10 Tab.; 3 Beilagen; Geologica bavaria, 81: 250 S., München

BACHMANN, G. H., KOCH, K., MÜLLER, M. & WEGGEN, K. 1981: Ergebnisse und Erfahrungen bei der Exploration in den bayerischen Alpen; 5 Abb., 1 Tab.; Erdoel-Erdgas-Z., 97/4: 127–133. – Hamburg, Wien

BACHMANN, G. H. & MÜLLER, M. 1981: Geologie der Tiefbohrung Vorderriß 1 (Kalkalpen, Bayern); 4 Abb., 2 Tab., 1 Taf., 2 Beilagen; Geologica Bavarica, 81: 17–53; München

BACHMANN, H. 1985: Die Rolle der fossilen Energieträger bei der langfristigen Weltenergieversorgung; 6 Abb.; 2 Tab.; Z. geol. Wiss., 13/1: 5–13; Berlin

BACHMAYER, F. 1947: Die Crustaceen aus dem Ernstbrunner Kalk der Jura-Klippenzone zwischen Donau und Thaya; 6 Abb.; Jb. GBA, 1945: 35–43, 90/1 u. 2. Heft; Wien

BACHMAYER, F. 1958: Pseudosaccocoma (Crinoidea) aus dem Korallenriffkalk (Obermalm) von Ernstbrunn (Niederösterreich); 7 Tafeln; 1 Abb.; Paläontolog. Zeitsch. 32/1/2: 40–51; Stuttgart

BACHMAYER, F. 1964: Untersuchung einer Kluftfüllung im Steinbruch Staatz (Kautendorf), nördl. Niederösterreich; 2 Taf.; 4 Abb.; Ann. Naturhistor. Museum, Heft 67: 181–187; Wien

BACHMAYER, F. & GRILL, R. 1958: Exkursion Waschbergzone (äußere Klippenzone). Exkursionführer zur Tagung der Geol. Ges. in Wien; Geol. Ges. in Wien, 8 Seiten; Wien

BACHMAYER, F., FUCHS, R., KENNEDY, W. J., KOLLMANN, H. A., NIEDERMAYR, G., PRIEWALLDER, H., SCHMID, M. E., STRADNER, H. & WESSELY, G. 1977: Beiträge zur Stratigraphie und Sedimentation der Oberkreide des Festlandsockels im nördlichen Niederösterreich; 7 Abb.; 6 Tafeln; 1 Tab.; Jahrb. GBA, 120/2: 401–447; Wien

BACHMAYER, F. & TOLLMANN, A. 1953: Die Crustaceenfauna aus dem tortonen Leithakalk von Großhöflein im Burgenland; 1 Tafel; Skizzen zur Antlitz der Erde: 308–314; Verlag Hollinek; Wien

BACHMAYER, F. (Ed.) 1980: Erdöl und Erdgas in Österreich; 114 Abb., 17 Tab., 12 Beil.; Verlag Naturhist. Museum Wien und F. Berger Horn, Veröff. Naturhist. Mus. Neue Folge 19, 311 Seiten; Wien

BADING, R. 1980: 3 D-Seismik; 6 Abb.; Prakla-Seismos Report 1/1980; aus: Prakla-Seismos Digest, Vol. 5: 55–62; Hannover

BAECKMANN, W. G. von, 1972: Kathodischer Korrosionsschutz von erdverlegten Rohrleitungen; 11 Abb.; Erdöl-Erdgas-Zeitschr., 88/12: 491–496; Hamburg/Wien

BAK, R., BEHRENDT, H.-G. & KLEINITZ, W. 1990: Bakterielle Korrosion in einer Reinölleitung; 10 Abb.; 4 Tab.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/3: 109–113; Hamburg/Wien

BARAKAT, M. G. 1961: Ursachen der Scheitelverschiebung in der Erdölstruktur von Matzen; 3 Abb.; Berg- u. Hüttenm. Monatsh., 106/8: 252–254; Wien

BÁRDOSSY, G. 1962: Petrographische und geochemische Auswertung von Tiefbohrungen; 4 Abb.; Freiberger Forschungshefte, C 123, „Erdölgeologie", Akad. Verlag: 141–149; Berlin

BARDY, H. 1989: ÖMV produziert in der BRD Polyolefine; 4 Abb.; ÖMV-Zeitschrift, Nr. 3: 50–52; Wien

BARTZ, W. J., DAMMEYER, D. & WALCH, J. 1980: Mineralölschule (8. Auflage); Perlach Verlag; Augsburg

BATZER, H. 1984: Vom Erdöl zum Werk- und Wirkstoff; 16 Abb.; 3 Tab.; Erdöl-Erdgas, 100/12: 417–421; Hamburg/Wien

BAUER, E. 1983: Eine Raffinerie braucht Energie; 2 Abb.; ÖMV-Zeitschrift, Heft 2: 7–8; Wien

BAUER, E. SCHWARZ, F. 1973; Energiewirtschaft in der Raffinerie Schwechat; 6 Abb.; Erdöl-Erdgas-Zeitschrift; 89/12: 455–463; Hamburg/Wien

BAUMANN, W. & JANICK, Th. 1989: Umweltrecht: Überblick über die Rechtslage; ÖMV-Zeitschrift 1/89: 3–5; Wien

BAUMGARTNER, A. 1983: Umweltschutz bei der Sauergasproduktion; 7 Abb.; 2 Tab.; ÖMV-Zeitschrift 3: 38–41; Wien

BAUMGARTNER, A. 1984: Produktionstest bei der Sonde „Höflein 1"; 3 Abb.; ÖMV-Zeitschrift 10: 30–31; Wien

BAYER, K. 1932: Bohrung Kierling bei Wien; Int. Zeitschrift für Bohrtechnik, Erdölbergbau u. Geologie, 40/13: 186–187; Wien

BAYER, M. 1983: Tanklager St. Valentin; 1 Abb.; ÖMV-Zeitschrift 5: 13–14; Wien

BAYER, M. 1991: Die Bedeutung des Lagers St. Valentin für Oberösterreich; 2 Abb.; ÖMV-Gruppe Magazin 1: 65; Wien

BAYER, M. HOFFMANN, R. 1989: Pipeline, das umweltfreundlichste Transportmittel; 2 Abb.; ÖMV-Zeitschrift 1/89: 18–19; Wien

BECHSTÄDT, Th. MOSTLER, H. 1975: Mikrofazies und Mikrofauna mitteltriadischer Beckensedimente der Nördlichen Kalkalpen Tirols; 4 Abb.; 4 Tab.; 4 Tafeln; Geol. Paläont. Mitt. Innsbruck 4: 1–74, Heft 5/6; Innsbruck

BECKE, M. & MAURITSCH, H. 1985: Die Entwicklung der Nördlichen Kalkalpen aus paläomagnetischer Sicht; 2 Abb.; 1 Tab.; Archiv f. Lagerstättenforschung, GBA 6: 113–116; Wien

BECKER, H. & PETERSON, G. 1963: Die Haftung von Zementen bei der Durchführung von Bohrlochzementationen; 18 Abb.; 4 Tab.; Erdöl u. Kohle, 16/6-I: 496–503; Hamburg

BECKMANN, H. 1963 a: Einfluß der Spülung auf die Bohrlochmessungen; 14 Abb.; Erdöl-Zeitschrift, 79/1: 10–25; Hamburg-Wien

BECKMANN, H. 1963 b: Geologische Bedeutung der gasmeßtechnischen Spülungsüberwachung von Erdölbohrungen; 24 Abb.; Bergbauwissenschaften, 10/11/12: 249–261; Goslar

BECKMANN, H. 1976: Geological Prospecting of Petroleum; 110 figs; Geology of Petroleum, 2; 183 p.; F. Enke Verlag; Stuttgart

BECKMANN, H. 1984: Gasgehalts- und Spülungsmessungen; 3 Abb.; aus: Angewandte Geowissenschaften; Band III: 91–97, F. Enke Verlag; Stuttgart

BECKMANN, H. et al. 1984: Geologie der Kohlenwasserstoffe; 157 Abb.; 15 Tab.; aus: Angewandte Geowissenschaften, F. BENDER (Herausg.), Band III. 1–212, Enke Verlag; Stuttgart

BECK-MANNAGETTA, P. 1955: Tektonische Karte von Niederösterreich, 1:500.000; Atlas von Niederösterreich, Verlag Freytag-Berndt u. Artaria; Wien

BECK-MANNAGETTA, P. 1987: „Erdbech" in Bad Deutsch Altenburg. Frühe Hinweise auf wertvolle Rohstoffe im Wiener Becken. NÖ-Kulturberichte, Monatsschrift f. Kultur und Wissenschaft, Land Niederösterreich, S. 3

BECK-MANNAGETTA, P. u. PREY, S. 1974: Austrian Eastern Alps; 27 Abb.; 3 Tab.; Tectonics of the Carpathian Balkan regions. p. 53–90, Geological Inst. of Dionyz Stur; Bratislava

BEHR, W. 1989: Saubere Abwässer, Abwasserentflechtung und flankierende Maßnahmen; 3 Abb.; ÖMV-Zeitschrift 1/89: 24–25; Wien

BEHR, W. 1991: Saubere Abwässer-Abwasserentflechtung und flankierende Maßnahmen; 3 Abb.; ÖMV-Magazin 3: 50–51; Wien

BELLER, M. & SCHNEIDER, U. 1990: Pipelineinspektion mit dem intelligenten Ultraschallmolch; 8 Abb.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/1: 19–23; Hamburg/Wien

BENDA, L. et al. 1981: Paläontologische Untersuchungsmethoden; 28 Abb.; 2 Tab.; aus: Angewandte Geowissenschaften von F. BENDER (Herausg.) Band I: 370–434, Enke Verlag; Stuttgart

BENDER, F. (Herausgeber) 1981–1986: Angewandte Geowissenschaften, Band I, 1981: 628 S, 241 Abb., 97 Tab., 9 Tafeln; Band II, 1985: 766 S., 585 Abb., 55 Tab.; Band III 1984: 674 S. 470 Abb., 90 Tab., 2 Tafeln; Band IV, 1986: 422 S., 156 Abb., 101 Tab.; F. Enke Verlag; Stuttgart

BENTZ, A. 1949: Bau und Erdölhöffigkeit des Molassetroges von Oberbayern und Oberschwaben. Erdöl u. Kohle 2, S. 41; Hamburg

BENTZ, A. & STROBEL, E. 1933: Anwendung von ultravioletten Licht in der Erdölgeologie. 1 Tab.; WPC, July 1933, London, S. 3–6; Preprint No. 225

BERGER, B. D. & ANDERSON, K. E. 1979: Refinery Operations, Vol. 2; aus der Serie: Plant operations Training; The Petrol-Pub. Comp.; Tulsa

BERGER, F. 1987: Angenäherte Berechnung von Reservenverteilungen; 1 Abb.; 2 Tab.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/6: 263–265; Hamburg/Wien

BERGER, F. 1992: Überlegungen zur wirtschaftlich optimalen Förderrate von kleinen Ölfeldern; 5 Abb.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/6: 265–269; Hamburg/Wien

BERGER, J. 1993: Die „emissionsfreiheit" Raffinerie; 8 Abb; Erdöl-Erdgas-Kohle, 109/5; 228–231; Hamburg–Wien

BERGER, R. & HUBER, K. 1991: ÖMV-Deponie Schönkirchen-Reyersdorf; 3 Abb.; ÖMV-Mix, Nr. 5: 18–19; Wien

BERGER, W. 1954: Flora und Klima im Jungtertiär des Wiener Beckens; 3 Abb.; Z. deutsch. Geol. Ges., 1953/105 2. Teil: 228–233; Hannover

BERGER, W. 1959: Zusammenfassender geologischer Bericht über die Aufschlußbohrung Texing 1. unveröffentlichter Firmenbericht der ÖMV-AG; Wien

BERGER, W. 1969: Pflanzenreste aus dem Mittelmiozän (Laaer Schichten) von Laa an der Thaya in Niederösterreich; 1 Abb.; Mitt. Geol. Ges. Wien, 61 (1968): 1–5; Wien

Berggesetz 1975: Bundesgesetz vom 11. April 1975 über den Bergbau und über die Änderung der Gewerbeordnung von 1973; Montan Verlag, 210 S.; Wien

BERKHOUT, A. J. 1985: 3-D Seismic processing with an eye to the future; 7 figs; World Oil, 201/5: 91–94; Houston

BERNDT, P. & UGLEV, J. u. V. 1983: Die Anwendung photooptischer Verfahren zur Aufbereitung von Multispektral-Aufnahmen für die geologische Interpretation; 6 Abb.; Z. f. ang. Geol. 29/3: 68–71; Berlin

BETHKE, C. M. 1989: Modeling subsurface flow in sedimentary basins; 16 figs; Geol. Rundschau, 78/1: 129–154; Stuttgart

BETTENSTAEDT, F. 1968: Wechselbeziehungen zwischen angewandter Mikropaläontologie und Evolutionsforschung; Beih. Ber. naturhist. Ges. (Keller-Festschrift) S. 337–391; Hannover

BETZ, D. 1964: Über die Anwendung von Kapillardruckuntersuchungen bei Lagerstättenproblemen. 5 Abb.; 1 Tafel; Erdöl u. Kohle, 17/6: 436–439; Hamburg

BETZ, D. 1990: Neue Maßstäbe durch geowissenschaftliche Hochtechnologie; 11 Abb.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/12: 471–477; Hamburg

BETZ, D. K. L. & BERGER, Z. 1989: Evaluation of Satellite Imagery Data in Frontier and Mature Basins of West Germany and Switzerland; AAPG. Bull, 73/3: 334; Tulsa

BISCHOFF, G. 1978: Wirtschaftsgeologische Perspektiven der Weltenergieversorgung; Erdöl u. Kohle, 31/3: 114–117; Hamburg

BITTERLI, P. 1962 a: Untersuchung bituminöser Gesteine von Westeuropa; Erdöl u. Kohle, Erdgas, Petrochemie 15/1: 2–6; Hamburg

BITTERLI, P. 1962 b: Studien an bituminösen Gesteinen aus Österreich und benachbarten Gebieten; 2 Abb.; 3 Tab.; 1 Liste; Erdöl-Zeitschrift, 78/7: 405–416; Wien-Hamburg

BITTERLI, P. 1963: Classification of bituminous rocks of western Europe; 6th WPC, Frankfurt/M, 1963, Sect 1, paper 30, preprint.

BITTKOW, P., FRITSCHE, B. & SEUME, T. 1989: Numerische Simulation der Sekundärentölung klüftig-poröser Lagerstätten durch zyklische Gasinjektion; 8 Abb.; 1 Tab.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/10: 400–405; Hamburg/Wien

BITTNER, A. 1890: Die Brachiopoden der alpinen Trias; zahlr. Abb.; 41 Tafeln; Abh. GRA, 14: 1–325; Wien

BLACH, H. 1981: Die Entwicklung der Erdölwirtschaft in Österreich; zahlr. Abb. u. Tab.; Dissertation Wirtschaftsuniversität Wien, 92 S.

BLASCHKE, R., DITTMANN, G., NEUMANN-MAHLKAU, P. & VOWINCKEL, I. 1977: Interpretation geologischer Karten; 78 Abb.; F. Enke Verlag, 74 Seiten; Stuttgart

BLATT, H. 1970: Determination of mean sediment thickness in the crust: a sedimentologic model; Geol. Soc. America, Bull. 81: 255–262

BLATT, H. & JONES, R. L. 1975: Proportions of exposed igneous, metamorphic and sedimentary rocks; Geol. Soc. Amer. Bull 86: 1085–1088

BLEIL, U. & POHL, I. 1976: The Berchtesgarden Magnetic Anomaly; 4 figs; Geol. Rundschau, 65/2/1976: 756–767; Stuttgart

BLOOM, A. L. 1976: Die Oberfläche der Erde, 50 Abb.; F. Enke Verlag, 198 S; Stuttgart

BLUM, E. 1953: Die Aufnahme von Neutronendiagrammen im Bohrloch und ihre Anwendung zur quantitativen Ermittlung der Porosität; 8 Abb.; Erdöl u. Kohle, 6/3: 133–136; Hamburg

BLUM, E. 1955: Über die Bestimmung der effektiven Durchlässigkeit des Speichergesteins aus Druckmessungen in Sonden; 6 Abb.; 2 Tab.; Erdöl u. Kohle, 8/12: 861–864; Hamburg

BLUM, E. 1956 a: Die Analyse von Durchaufbaukurven; 6 Abb.; Erdöl u. Kohle, 9/7: 436–441; Hamburg

BLUM, E. 1956 b: Fundamentale Probleme bei der quantitativen Auswertung elektrischer Bohrlochdiagramme; 4 Abb.; Erdöl u. Kohle, 9/12: 834–836; Hamburg

BLUM, E. 1958: Über Vorgänge beim Einpressen von warmem Wasser oder Wasserdampf in eine ideale Erdöllagerstätte; 13 Abb.; 1 Tab.; Erdöl-Zeitschrift, 74/6: 169–177; Wien-Hamburg

BLUM, E. 1963: Über einfache Laboruntersuchungen zum Einpressen von Wasserdampf in eine Erdöllagerstätte als Sekundärverfahen; 11 Abb.; 2 Tab.; Erdöl u. Kohle, 16/9: 937–940; Hamburg

BLUMER, E. 1922; Die Erdöllagerstätten und übrigen Kohlenwasserstoffvorkommen der Erdrinde; Grundlagen der Petroleumindustrie; 125 Abb.; 40 Tab.; Verlag F. Enke; 442 S.; Stuttgart

BOCHMANN, H.-G. 1979: Die Flächenseismik. Ein neues seismisches Aufschlußverfahren; 9 Abb.; Oel-Zeitschrift f. d. Mineralölwirtschaft, 17/5: 128–131; Hamburg

BÖCKH, H. v. 1914; Einige Bemerkungen über das Vorkommen fossiler Kohlenwasserstoffe in der Marchniederung und der großen ungarischen Tiefebene; Zeitschrift d. internat. Vereins d. Bohring., 5; Wien

BÖCKH, H. v. 1917: Der Nachweis von Brachyantiklinalen und Domen mittels der Drehwaage; Zeitschrift Petroleum

BODECHTEL, J. 1969: Zu Methodik tektonischer Messungen in der geologischen Luftbildauswertung; Z. Bildmessung und Luftbildwesen 4: 126–133; Karlsruhe

BOENIGK, W. 1983: Schwermineralanalyse; 77 Abb.; 4 Tafeln; 8 Tab.; F. Enke Publ. 158 Seiten; Stuttgart

BOHNENSTINGL, J. 1990: Inbetriebnahme einer Entschwefelungsanlage (Auersthal); 2 Abb.; ÖMV-Mix 3: 4; Wien

BOIS, C., BOUCHE, P. & PELET, R. 1982: Global Geologic History and Distribution of Hydrocarbon Reserves; 12 figs; 3 tables; AAPG, Bull, 66/9: 1248–1270; Tulsa

BOLDIZAR, T. 1968: Geothermal data from the Vienna Basin; Journ. of Geophys. Research, 73/2: 613–618

BOMKE, E. & BORMANN, K. 1990: Ölschlamm – ein Raffinerieproblem? 2 Abb.; 2 Tab.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/10: 399–400; Hamburg–Wien

BONEVSKI, R. & WEBER, K. 1978: Über die Fluoreszenz der Erdölfraktionen; 2 Abb.; EKEP-Synopse 78030; Erdöl u. Kohle, 31/8: 372, Hamburg

BONILLA, J. V & ENGEL, M. H. 1986: Chemical and isotopic redistribution of hydrocarbons during migration; Org. Geochem., 10: 181–190

BÖNING, H. & WESTERHOFF, G. 1990. Planung und Bau von Sauergasleitungen unter besonderer Beachtung qualitätssichernder Anforderungen; 4 Abb.; 3 Tab.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/6: 253–258; Hamburg/Wien

BONSE-GEUKING, W. 1990: Rennaissance der OPEC? 9 Abb.; 3 Tab.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/6: 232–236; Hamburg/Wien

BOONE, D. E. 1984: Finding productive zones overlooked by wireline logs; 7 figs; World oil, 199/6: 61–65; Houston

BORTFELD, R. 1971: Moderne Seismik dringt in größere Tiefen vor; 19 Abb.; Erdöl u. Kohle; 24/5: 289–298; Hamburg

BOUHROUM, A. 1992: Einfluß von Nebenfließwegen auf die Verdrängung mischbarer Flüssigkeiten in porösen Medien; 5 Abb.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/1: 12–16; Hamburg/Wien

BOUMA, A. H. 1962: Sedimentology of some flysch deposits. A graphic approach to facies interpretation; 168 S. Elsenier Publ. Co. Amsterdam, New York

BOYELDIEU, C. & HORVATH, Sz. 1985: Ein Beitrag zur Bestimmung der Restölsättigung aus Bohrlochmessungen für tertiäre Entölung; 13 Abb.; 1 Tab.; Erdöl-Erdgas, 101/1: 15–21; Hamburg-Wien

BRADEL, E. 1980: Probleme und Erfahrungen bei petrophysikalischen und technischen Messungen in verrohrten Bohrlöchern; 15 Abb.; Erdöl-Erdgas-Zeitschrift, 96/8: 295–300; Hamburg

BRADEL, E. 1984 a: Bearbeitung von Erdöl- und Erdgasbohrungen: Bohrlochmessungen; 3 Abb.; aus: Angewandte Geowissenschaften, Band III: 97–102, F. Enke Verlag; Stuttgart

BRADEL, E. 1984 b: Wichtige Hilfsmittel des Lagerstättengeologen: Bohrlochmessungen; 5 Abb.; aus: Angewandte Geowissenschaften, Band III: 168–173, F. Enke Verlag; Stuttgart

BRADEL, E. 1985: Bohrlochgeophysik; 58 Abb.; 4 Tab.; aus: Angewandte Geowissenschaften von F. BENDER (Herausg.), Band II: 610–666, Enke Verlag; Stuttgart

BRANDL, G. & STODOLA, G. 1983: Lebendöl-Fördersystem: Betriebsabschnitt Prottes-Schönkirchen und Auersthal; 3 Abb.; ÖMV-Zeitschrift 6: 21–22; Wien

BRANDL, W. 1931: Die tertiären Ablagerungen am Saume des Hartberger Gebirgsspornes; Jb. GBA, 81/3 u. 4: 353–386; Wien

BRANDNER, R. 1978: Tektonisch kontrollierter Sedimentationsablauf im Ladin und Unterkarn der westlichen Nördlichen Kalkalpen; 22 Abb.; 5 Fototafeln; Geol. paläont. Mitt. Innsbruck, 8: 317–354; Innsbruck

BRÄUER, L. et al. 1986: Das Labor für Aufschluß und Produktion; 4 Abb.; ÖMV-Zeitschrift, 9: 11–15; Wien

BRAUMÜLLER, E. 1959: Der Südrand der Molassezone im Raum von Bad Hall; 3 Tafeln; Erdöl-Zeitschrift 5: 122–130; Wien-Hamburg

BRAUMÜLLER, E. 1961: Die paläogeographische Entwicklung des Molassebeckens in Oberösterreich und Salzburg; 2 Tafeln; Erdöl-Zeitschrift, 77/11: 509–520; Wien-Hamburg

BRAUMÜLLER, E. 1966: Robert Janoschek – ein Sechziger, Ein Beitrag zur Geschichte der Erdölexploration in Österreich; 1 Abb.; Erdöl-Erdgas-Zeitschrift, 82/5: 172–174; Hamburg/Wien

BRAUMÜLLER, E. DIWALD, O & LANIK, R. 1985: Die Geschichte einer Erdölgesellschaft; zahlr. Abb. u. Tab.; Rohöl-Aufsuchungs Ges.m.b.H., 61 Seiten; Wien

BRAUMÜLLER, E. u. KRÖLL, A. 1980: Erdölgeologie (50 Jahre Erdöl in Österreich); Erdöl-Erdgas-Zeitschrift, 96/5: 153–160; Hamburg-Wien

BRECHT, C. u. v. GRATKOWSKI, H.-W. 1982: Transport von Erdgas; 2 Abb.; 7 Tab.; aus: WINNACKER/KÜCHLER, Chemische Technologie; Band 5: Organische Technologie: 33–47; C. Hansen Verlag; München-Wien

BRELIE, G. von der, 1967: Qualitative Sporenuntersuchungen zur stratigraphischen Gliederung des Neogens in Mitteleuropa; Rev. Paläobotan. Vol. 2; Amsterdam

BREMEIER, M., FINK, G. u. HEINEMANN, Z. 1991: Simulation von Kohlenwasserstofflagerstätten mit dualer Porosität und Permeabilität, 8 Abb.; 1 Tab.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/3: 110–117; Hamburg/Wien

BREYER, F. & DOHR, G. 1959: Betrachtungen über den Bau der gefalteten Molasse im westlichen Bayern mit Beziehung auf das Molasse-Vorland und die angrenzenden Teile der Alpen auf Grund geophysikalischer Untersuchungen. 5 Abb.; Erdöl u. Kohle, 12/5: 315–323; Hamburg

BRIX, F. 1959: Grundzüge der Feld-Radiometrie mit Ergebnissen radiometrischer Messungen in Niederösterreich; 5 Abb.; 1 Tabelle; Erdöl-Zeitschrift, 1: 9–21; Wien-Hamburg

BRIX, F. 1960: Chemische und physikalische Hilfsmittel zur stratigraphischen Gliederung fossilarmer Schichten mit Beispielen aus der Molassezone

bei Tulln; 8 Abb.; 5 Tab.; Erdöl-Zeitschrift, 8: 249–265; Wien-Hamburg

BRIX, F. 1961: Beiträge zur Stratigraphie des Wienerwaldflysches auf Grund von Nannofossilfunden; 1 Abb.; 1 Tab.; Erdöl-Zeitschrift, 77/3: 89–100; Wien-Hamburg

BRIX, F. 1963: Zusammenfassender geologischer Bericht über die Aufschlußbohrung Perschenegg 1; 1 Beilage; Unveröffentlichter Firmenbericht der ÖMV AG, 44 Seiten; Wien

BRIX, F. 1964: Anzeichen für Öl und Gas an der Erdoberfläche; 1 Abb.; ÖMV-Werkzeitung, 7/3: II–IV; Wien

BRIX, F. 1966: Zusammenfassender geologischer Bericht über die Aufschlußbohrung Mauerbach 1 und 1 a; 1 Beilage; Unveröffentlichter Firmenbericht der ÖMV AG, 122 Seiten; Wien

BRIX, F. 1969: On the stratigraphy and lithology of the Flyschzone in the surrounding of the Hagenbachvalley (Northern Vienna Woods, Austria); 2 figs; 3 tables; Annales de la Soc. geolog. de Pologne, Tom. 39, Fasc. 1–3: 455–469; Krakow

BRIX, F. 1970: Der Raum von Wien im Lauf der Erdgeschichte. Die Entstehung der Gesteine und der Landschaft (Geologie, Geomorphologie und Geophysik); 30 Abb.; 12 Tab.; 3 Faltkarten; aus: Naturgeschichte Wiens, Band I: 27–190; Verlag Jugend und Volk; Wien-München

BRIX, F. 1972 a: Geologische Karte der Stadt Wien im Maßstab 1:50.000; aus: Naturgeschichte Wiens, Band III, Karte 1, Verlag Jugend und Volk; Wien-München

BRIX, F. 1972 b: Erläuterungen zur Geologischen Karte der Stadt Wien 1:50.000; aus: Naturgeschichte Wiens, Band III: 32, Verlag Jugend und Volk; Wien-München

BRIX, F. 1980 a: Zur Geologie des Tertiärs und Quartärs der Umgebung von Hirtenberg (Niederösterreich); 5 Tab.; 3 Fossiltafeln; 1 geol. Karte; Heimatbuch der Marktgemeinde Hirtenberg, S. 37-79; Hirtenberg

BRIX, F. 1981 a: Der tertiäre und quartäre Anteil auf Blatt 76, Wiener Neustadt; 1 Abb.; 1 Tab.; Arbeitstagung der Geologischen Bundesanstalt 1981, Thema: Blatt Wr. Neustadt, S. 51–73, GBA; Wien

BRIX, F. 1981 b: Geothermie und Tiefenwässer (Die Hydrogeologie auf Blatt Wiener Neustadt). Arbeitstagung der Geol. Bundesanstalt, Thema: Blatt Wiener Neustadt, S. 78–79, GBA; Wien

BRIX, F. 1981 c: Kohlenwassertofflagerstätten und Plattenelektronik; Kurzfassung, Vortrag am 15. Juni 1981, Montanuniversität Leoben; 2 Maschinenseiten; Leoben

BRIX, F. 1982: Schwerölvorkommen in Österreich; 2 Abb.; 2 Tab.; Erdöl-Erdgas-Zeitschrift, 98/4: 140–143; Hamburg-Wien

BRIX, F. 1984: Forschung und Entwicklung im Gewinnungsbereich der ÖMV; 2 Abb.; ÖMV-Zeitschrift, 3: 12–14; Wien

BRIX, F. 1985 a: Der Kollektor; 3 Abb.; ÖMV-Zeitschrift, 6: 7; Wien

BRIX, F. 1985 b: Zur Geologie der Gas-Kondensatlagerstätte Höflein; 2 Abb.; ÖMV-Zeitschrift, Heft 9: 24–25; Wien

BRIX, F. 1985 c: Zur Geologie der Gas-Kondensatlagerstätte Höflein; Unveröff. Bericht, ÖMV-Geologie, 4 Maschinseiten; Wien

BRIX, F. 1986: 30 Jahre ÖMV-Geologie; 4 Abb.; 4 Tab.; ÖMV-Zeitschrift, Heft 2: 1–7; Wien

BRIX, F. 1989; Zur Geologie und Lithostratigraphie der Sandgrube Götzendorf an der Leitha, Niederösterreich; 2 Abb.; 3 Tab.; Anz. öst. Akad. Wiss., m. n. Kl. 126, S. 33–42; Wien

BRIX, F. 1990: Die Bedeutung der Kohlenwasserstoff-Exploration für die geowissenschaftliche Erforschung Österreichs; Vortragszusammenfassung; 50 Jahrestagg. d. Geoph. Ges. gem. m. d. ÖGG, Leoben, S. D 20 (225); Leoben

BRIX, F. u. FUCHS, R. 1984: Geologische Exkursion in das Nördliche Wiener Becken (Neogen) und in die Waschbergzone (Oberjura) am 5. Mai 1984; Exkursionsführer Nr. 2, 1 Tab.; 3 Abb.; 1 geol. Karte; 1 geol. Schnitt; 37 Seiten; 2. korrigierte Auflage; Österr. Geol. Ges; Wien

BRIX, F. E., GÖTZINGER, K. G. H., KRÖLL, A. J., LOGIGAN, St. D. 1963: New results of exploration in the molasse-zone of lower Austria; 19 figs; Sixth WPC, Sect I, Paper 3, 19 pages (p. 247–265); Frankfurt/Main

BRIX, F. & GÖTZINGER, K. 1964: Ergebnisse der Aufschlußarbeiten der ÖMV-AG in der Molassezone Niederösterreichs in den Jahren 1957–1963. Teil I. Zur Geologie der Beckenfüllung, des Rahmens und des Untergrundes; 7 Abb.; 4 Tabellen; Erdöl-Zeitschrift, 80/2: 57–76; Wien–Hamburg

BRIX, F., KRÖLL, A. u. WESSELY, G. 1977: Die Molassezone und deren Untergrund in Niederösterreich; 8 Abb.; 1 Tab.; Erdöl-Erdgas-Zeitschrift, 93, Sonderausgabe 1977: 12–35; Hamburg-Wien

BRIX, F. & SCHULTZ, O. (Red.) 1980: Erdöl und Erdgas in Österreich; 114 Abb.; 17 Tab.; 12 Beilagen; Verlag Naturhist. Museum Wien und F. Berger Horn, Neue Folge 19, 311 Seiten; Wien

BRODNER, R. & NARBESHUBER, F. 1977: Petrochemie Schwechat; 11 Abb.; 3 Tab.; ÖMV-Zeitschrift, 2: 22–27; Wien

BROOKS, J., CORNFORD; C. & ARCHER, R. 1987: The role of hydrocarbon source rocks in petroleum exploration. aus: Marine Petroleum Source Rocks (J. BROOKS and A. FLEET); Geolog. Society Special Publ. No. 26: 17–46; London

BROŽ, J. 1940: Die stratigrapische Bestimmung von Ölsanden mit Hilfe der Schwermineralmethode; 1 Abb.; 12 Tafeln; Öl u. Kohle, 1940/19: 173–183 (36/19); Hamburg

BRUNER, I. 1985 a: Entwicklung der Motorisierung in Österreich; 4 Abb.; ÖMV-Zeitschrift, 5: 3–5; Wien

BRUNER, I. 1985 b: Bleifreies Benzin für eine bessere Umwelt; 2 Abb.; 3 Tab.; ÖMV-Zeitschrift, 10: 11–13; Wien

BRUNNER, W. 1992: Aus österreichischen Lagerstätten: 10 Mrd. m^3 Sauergas gefördert; 3 Abb.; ÖMV-Gruppe Mix, 6: 4–5; Wien

BRUNNER, W. & ZISSER, F. 1991: Erdgasspeicher Thann; 3 Abb.; ÖMV-Gruppe Magazin, 1: 58–59; Wien

BRUSATTI, A. 1980: 50 Jahre Erdöl in Österreich; Erdöl-Erdgas-Zeitschrift, 96/5: 139–144; Hamburg-Wien

BUCHHOLZ, G. 1979: Das axiale Verhalten der Reisalpendecke; 40 Abb.; 18 Tafeln; Unveröffentl. Diss. formal u. naturw. Fak. Univ. Wien, 202 S.; Wien

BUCHHOLTZ, H. u. WEBER, J. 1978: Regionale Bestimmung und Darstellung geophysikalischer Parameter – insbesondere Geschwindigkeitswerte; 12 Abb.; Prakla-Seismos, 28 Seiten, DGMK Tagg; Hannover

BUCHNER, M. HÄNGGI, U. J. & DRACK, H. 1990: Biologisch abbaubare Kunststoffe; 4 Abb.; 3 Tab.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/6: 259–262; Hamburg/Wien

BUCHROITHNER, M. F. 1984 a: Erläuterungen zur Karte der Landsat-Bildlineamente von Österreich 1:500.000; 1 Abb.; 1 Tafel; 1 Karte; Geol. Bundesanstalt, 16 Seiten; Wien

BUCHROITHNER, M. F. 1984 b: Geological Mapping of Remote Mountainous Regions Using Metric Camera Imagery; 11 figs; 15 plates; 5 tables; Mitt. Öst. Geol. Ges., 77/1984: 115–149; Wien

BUCHSBAUM, A. 1987: Dieselkraftstoff; 3 Abb.; ÖMV-Zeitschrift, 1: 34–36; Wien

BUCHSBAUM, A. 1988: Dieselkraftstoff; 3 Abb.; ÖMV-Zeitschrift, 1: 8–9; Wien

BUCHSBAUM, A. 1989: Aktiver Umweltschutz bei den Kraftstoffen; 3 Abb.; 1 Tab.; ÖMV-Zeitschrift, 1: 52–53; Wien

BUCHTA, H. 1983: Das Labor für Aufschluß und Produktion; 5 Abb.; ÖMV-Zeitschrift, 5: 18–20; Wien

BUCHTA, H. & FORSTER, L. 1970: Zur Klassifizierung von Kohlenwasserstoffsystemen mittels gaschromatographischer Analysenverfahren; 11 Abb.; 2 Tab.; Erdöl-Erdgas-Zeitschrift, 86/4: 139–144; Wien-Hamburg

BUCHTA, H. & LADWEIN, W. 1980: Bericht über geochemische Untersuchungen auf Muttergesteinsqualitäten in den Bohrungen Korneuburg T1 und sockerau Ost 2; 19 Abb.; 2 Tab.; Interner unveröfft. Bericht, LAP, 43 Seiten, ÖMV AG; Wien

BUCHTA, H. LEUTNER, R. & WIESENEDER, H. 1963: The extractable organic matter of pelite and carbonate sediments of the Vienna Basin; 8 figs; 3 tables; Sixth World Petrol. Congr., Section I., Paper 5, 17 p; Frankfurt/M.

BUCKUP, K. 1986: Zur Bewertung bohrlochgeophysikalischer Ergebnisse; 3 Abb.; 2 Tab.; Z. f. angew. Geologie; 32/4: 99–101; Berlin

BUDA, G. 1979: Zur Geologie des Neogens der Friedberg-Pinkafelder Bucht zwischen Pinkafeld und Oberschützen (Burgenland) 63 Abb.; 10 Tab.; 10 Beilagen; Unveröff. Diss. Phil. Fak. Univ. Wien, 123 Seiten; Wien

BUDAY, T. & ČICHA, I. 1956: Neue Ansichten über die Stratigraphie des unteren und mittleren Miozäns des Inneralpinen Wiener Beckens und des Waagtales; (1 Tabelle – 3 Seiten); Geologické prace, Vol. 43: 41–54; Bratislava

BUGL, J. 1985: Wäremtechnik im Erdölförderbetrieb; 4 Abb.; 1 Tab.; ÖMV-Zeitschrift, Heft 9: 20–22; Wien

BULIAN, W., DITTMAR, A. & FEHER, F. 1967: Probleme, die bei der Produktion von schwefelhältigem Erdgas auftreten. 5 Abb.; Erdöl u. Kohle, 20/12: 849–853; Hamburg

Bundesministerium f. wirtsch. Angelegenheiten 1990: Energiebericht 1990 der Österr. Bundesregierung; 332 S., Eigenverlag; Wien

Bundesministerium für wirtsch. Angelegenheiten 1991: Österreichisches Montan-Handbuch 1991 Bergbau-Rohstoffe-Grundstoffe-Energie; 65 Jahrgang, 217 Seiten, Bohmann Verlag; Wien

Bundesministerium f. Wissenschaft u. Forschung 1976: Forschungskonzept für Erschließung und Nutzung geothermischer Energie in Österreich; 3 Abb.; 2 Tab.; BM f. W. u. F., 76 S.; Wien

BUNTEBARTH, G. 1973: Modellberechnungen zur Temperatur-Tiefen-Verteilung im Bereich der Alpen und des Alpenvorlandes; Z. f. Geophy. 39/1: 97–108

BÜRGL, H. 1949: Zur Stratigraphie und Tektonik des oberösterreichischen Schliers; 4 Abb.; Verh. GBA, 1946/10–12: 123–151; Wien

BÜRGL, H. 1950 a: Der Untergrund der Molasse im bayrisch-österreichischen Grenzgebiet; 4 Abb.; Jb. GBA, 1948/93, Heft 3u. 4: 129–139; Wien

BÜRGL, H. 1950 b: Die Struktur des Welser Gasfeldes; 3 Abb.; 1 Tab.; Erdöl-Zeitschrift, 66/3: 33–36; Wien

BÜRGL, H. 1950 c: Die Erdölaussichten des oberösterreichischen Schlierbeckens; 1 Tafel; Montan-Zeitung, Heft 2, 3 u. 5; Wien

BÜRGL, H. & KUNZ, B. 1954: Magnetische Messungen im Wiener Becken; 1 Tafel; Geol. Jahrb. 70: 7–41; Hannover

BURKHARDT, H. et al. 1990: Application of the Absorption of Seismic Waves in Hydrocarbon Exploration; Besprechung von M. ALBERTSEN (DGMK-Report 386); 7 figs; Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/4: 147–149; Hamburg/Wien

BURRUS, J. 1986: Thermal modelling in sedimentary basins; Edit. Technip., 600 p; Paris

BURSCHTAR, M. S. & NASAROW, D. A. 1976: Hydrodynamische Fallen als neue Reserve für die Suche von Erdöllagerstätten. Zeitschr. f. angew. Geol., 22/1: 10–17; Berlin

BUSHATI, K. 1991: 100millionste Tonne Erdöl in Österreich; 14 Abb.; ÖMV-Mix, Nr. 6: 1–5; Wien

CANT, D. J. 1986: Diagenetic Traps in Sandstones; 6 figs., AAPG. Bull., 70/2: 155–160; Tulsa

ČECH, F., 1984: The Vienna Basin: Problems of its Genesis and Type; 7 figs., Geologicky Zbornik, 35/6: 667–682; Bratislava

CERMAK, H. u. HAUBNER, B. 1991: Die West-Austria-Gasleitung in Oberösterreich; 3. Abb., ÖMV Gruppe Magazin: 56–57; Wien

CERNAJSEK, T. 1974: Die Ostracodenfaunen der sarmatischen Schichten in Österreich; 3 Tafeln; aus: Chronostratigraphie und Neostratotypen M 5, Sarmatien, A. PAPP et al (Hrsg.), VEDA: 458–491; Bratislava

CHAPMAN, R. E. 1976: Petroleum Geology – A concise study, 88 Figs, 7 Tables (reprint), Elsevier Scient. Publ. Comp., Amsterdam, Oxford, New York 1976; 302 S.

CHAPMAN, R. E. 1982: Effects of Oil and Gas Accumulation on Water Movement, 7 figs., AAPG. Bull. 66/3: 368–374; Tulsa

CHUR, C. 1991: Die Bohrtechnik im Dienste der Geowissenschaft, 11 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/1: 2–6; Hamburg/Wien

CICHA, I., CHMELIK, F., PICHA, F. & STRANIK, Z. 1964: Übersicht über den heutigen Stand der Forschungen in der Molassezone Zdanicer und Pouzdraner Einheit Süd-Mährens. 2 Tafeln, 3 Tab., Mitt. Geol. Ges. Wien, 56/2: 445–468; Wien

CICHINI, H. 1981: Entwicklung des Feldes Hochleiten, 9 Abb., 7 Tab., Erdöl-Erdgas-Zeitschrift, 97/5: 175–181; Hamburg–Wien

CICHINI, H. 1985: Zistersdorf ÜT2A – mit 8553 m Österreichs tiefste Bohrung, 17 Abb., 3 Tab., Erdöl-Erdgas, 101/4: 118–126; Hamburg–Wien

CIPA, W. 1959: Teste im verrohrten und unverrohrten Bohrloch, 3 Abb., Erdöl-Zeitschrift 75/4: 85–91; Wien–Hamburg

CIPA, W. 1960: Grundlagen für die Planung hydraulischer Bohrlochsbehandlungen; 3 Abb., Erdöl-Zeitschrift, 5: 151–162, Urban Verlag; Wien–Hamburg

CIPA, W. u. GRODDE, K.-H. 1959: Über den Wert einer guten Wasserbindung von Bohrspülungen bei Aufschlußbohrungen, 4 Abb., 3 Tab., Erdöl-Zeitschrift, 75/11: 423–429, Urban Verlag; Wien–Hamburg

CLARK, S. P. 1961: Heat flow in the Austrian Alps; Geophys. J. roy. astronom. Soc., 6: 54–63; London

CLOSS, H. 1948: Temperaturmessungen im Bohrloch, Erdöl und Kohle, 1/1: 42–43; Hamburg

COLINS, E., NIEDERBACHER, P. u. WINKLER, G. 1988: Geologisch-geophysikalische Grundlagen der Kohlenwasserstoff-Exploration in Vorarlberg, Bergbau im Wandel, Leobener Bergmannstag 1987: 681–687; Graz/Essen

COLINS, E., NIEDERBACHER, P. & SAUER, R. 1990: Kohlenwasserstoffexploration in Vorarlberg – Ergebnisse der Bohrung Vorarlberg – Au 1, 6 Abb., Mitt. Öst. Geol. Ges. 82 1989: 91–104; Wien

COLLINS, A. G. 1980: Oilfield Brines, aus: Developm. in Petrol. Geol. 2 (ed. G. D. HOBSON): 139–187, Applied Sc. Publ.; London

COMMENDA, H. 1899: Einige Notizen über artesische Brunnen in Oberösterreich, Verl. GRA: 182–184; Wien

CONNAN, J. 1984: Biodegradation of crude oils in reservoirs, aus: Petroleum Geochemistry, 1 (J. BROOKS & D. WELTE): 115–214, Academic Press; London

CONNAN, J. & CASSOU, A. M. 1980: Properties of petroleum gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels, Geochim. Cosmochim. Acta 44: 1–23

CONNAN, J., LeTRAN, Kh. & WEIDE, B. van der 1975: Alteration of Petroleum in Reservoirs, 12 figs., 9th WPC, Proceedings, 2: 171–178; London

COOPE, D. F. & HENDRICKS, W. E. 1985: MWD logs provide fast, accurate formation data, 13 figs., World Oil, 201/2: 46–52; Houston

CORNELIUS, C.-D. 1975: Die Phasen der organischen Metamorphose in Zeit-Temperaturdiagramm, 6 Abb., Compendium, Erg. Bd. zu Erdöl u. Kohle, 74/75: 70–83; Hamburg

CORNELIUS, C.-D. 1978: Muttergesteinsfazies als Parameter der Erdölbildung, 3 Abb., Erdöl-Erdgas Zeitschr., 94/3: 90–94, Hamburg–Wien

CORNELIUS, H. P. 1939: Zur Schichtfolge und Tektonik der Mürztaler Kalkalpen, 18 Abb., 4 Tafeln, Jb. Zweigst. Wien Reichst. Bodenf., 89: 27–175; Wien

CORRENS, C. W. 1941: Zur Methodik der Schwermineraluntersuchung, 1 Abb., Z. f. angew. Mineralogie, IV, 1941/2, 1: 1–11

CORRENS, C. W. & SCHUMANN, H. 1949: Zur Durchlässigkeitsbestimmung der Gesteine, 3 Abb., 2 Tab., Erdöl u. Kohle, 2/10: 439–442; Hamburg

COUSTAU, H. 1977: Formation waters and hydrodynamics, J. Geochem. Exploration, 7: 213–241

CSOKLICH, CH. 1983a: Flugkraftstoffe, 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 3: 15–16; Wien

CSOKLICH, CH. 1983b: Testbenzine: Raffinerie-Erzeugung, ÖMV-Zeitschrift, 5: 21–22; Wien

CSOKLICH, CH. & HARTNER, O. 1986: Struktur und Stabilität von Erdölrückständen, 9 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 102/2: 84–89; Hamburg-Wien

CŽJŽEK, J. 1853: Geologische Zusammensetzung der Berge bei Mölk, Mautern und St. Pölten in Niederösterreich. 5 Abb., Jahrb. GRA, 4/2: 264–283; Wien

CZURDA, K. 1972: Parameter und Prozesse der Bildung bituminöser Karbonate (Bituminöser Hauptdolomit), 4 Abb., 3 Fotos, Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud., 21 f. 1972, Teil 1: 235–250; Innsbruck

CZURDA, K. & NICKLAS, L. 1970: Zur Mikrofazies und Mikrostratigraphie des Hauptdolomits und Plattenkalk-Niveaus der Klostertaler Alpen und des Rhätikon (Nördliche Kalkalpen, Vorarlberg), 5 Tab., 13 Tafeln, 10 Fototafeln, Festbd. Geol. Inst. 300-J.-Feier Univ. Innsbruck: 165–253; Innsbruck

DAHLBERG, E. C. 1982: Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration, 117 figs, 161 pages, Springer Verlag; New York, Heidelberg, Berlin

DALLÜGGE, P. 1966: Regionale Veränderungen der Gammastrahlung über Kohlenwasserstofflagerstätten. 5 Abb., Zeitschr. f. angew. Geol. 12/6: 297–305; Berlin

DAVID, M. 1992: OMV (U.K.) Ltd. verkauft zum ersten Mal Offshore Gas, 2 Abb., ÖMV Gruppe-Mix, 9: 7–8; Wien

DAVIS, R. W. 1987: Analysis of hydrodynamic factors in petroleum migration and entrapment, AAPG. Bull., 71: 643–649; Tulsa

DAXNER-HÖCK, G. 1980: Rodentia (Mammalia) des Eichkogels bei Mödling (Niederösterreich). 5 Abb, 1 Tab., Ann. Naturhist. Mus. Wien, 83, Wien, Dezember 1980 Zapfe-Festschrift, Österr. Paläont. Ges., 135–152; Wien

DEL-NEGRO, W. 1977: Abriß der Geologie von Österreich, 30 Abb., 8 Tab., 4 Tafeln: 138 Seiten, Bundesländerserie, Herausgeg. v. d. GBA; Wien

DEL-NEGRO 1983: Geologie des Landes Salzburg, 27 Abb., 7 Tab., Amt d. Salzb. Landesreg., Landespressebüro, 152 Seiten; Salzburg

DENECKE, A. 1964: Gesteinsphysikalische Untersuchungen und Bewertung von Speichergesteinen geringer Porosität und Permeabilität, 14 Abb., 1 Tab., Erdoel-Zeitschr., 80/5: 171–184, 6: 215–220; Wien

DENNER, J. &. SCHICKETANZ, H. 1977: Neue Wege bei der Behebung von Bohrlochhavarien (Festwerden des Bohrstranges) mittels Testgarnitur in übertiefen Bohrungen, Erdoel-Erdgas-Zeitschr., 93 Jg., Sonderausgabe: 113–117; Hamburg–Wien

DEURER, R. &. SOBOTT, R. 1989: Gesteinsproben aus obertägigen Aufschlüssen als Modellporenräume für Öl-/Wasser-/Gas-Flutversuche im gesteinsphysikalischen Labor, 4 Abb., Erdöl–Erdgas-Kohle, 105/6: 263–267; Hamburg

DEUTSCH, O. 1930: Neue Wirtschaftsprojekte, Linzer Tagespost, 21. 1. 1930

Deutsche BP-Aktiengesellschaft 1989: (Hrsg.), Das Buch vom Erdöl, Verlag Reuter und Klöckner; Hamburg

Deutsches Nationalkomitee für die Welterdöl-Kongresse 1989: Klassifikations- und Nomenklatursysteme für Kohlenwasserstoff – Energieträger und deren Reserven, 1 Tabelle, Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/12: 490–495; Hamburg–Wien

DICKEY, P. A. 1981: Petroleum Development Geology, 295 figs., 17 tables; Penn Well Books: 428 p., 2nd ed.; Tulsa

DICKINSON, W. R. & YARBOROUGH, H. 1977: Plate Tectonics and Hydrocarbon Accumulation, 85 Abb., AAPG Continuing Education Course Note Series 1., 109 S.

DIENER, C. 1926: Die Fossillagerstätten in den Hallstätter Kalken des Salzkammergutes, 1 Abb., Sitz.ber. Akad. Wiss. Wien, m. n. Kl. Abt. I, 135: 73–101; Wien

DIETRICH, H. & SCHNEIDER, H. 1978: Die Durchflußmengenmessung an Bohrkernen – ein neuartiges Verfahren zur Ermittlung von Speichergesteinen, 3 Abb., Zeitschr. f. angew. Geologie, 24/11: 486–488; Berlin

DIETRICH, P. G. 1983: Porenwässer und Frühdiagenese mariner Sedimente, 9 Abb., 4 Tab., Z. f. angew. Geol., 29/10: 490–497; Berlin

DIETRICH, V. J. & FRANZ, U. 1976: Alpidische Gebirgsbildung in den Ostalpen: ein plattentektonisches Modell, 1 Abb., Geol. Rundschau, 65/2: 361–374; Stuttgart

DIETZEL, H.-J. 1990: Zur Entwicklung der Frac-Technik seit 1960, 12 Abb. Erdöl, Erdgas, Kohle, 106/11: 434–438; Hamburg–Wien

DIETZEL, H. J. & KLEINITZ, W. 1989: Erforderliche Injektionswasserqualität für Sekundärprojekte, 11 Abb., Erdöl, Erdgas, Kohle, 105/4: 153–156; Hamburg–Wien

DILLON, E. L. 1967: Expanding Role of Computer in Geology. 16 figs., Bull. AAPG, 51/7: 1185–1201; Tulsa

DIMTER, A. 1991: Palynostratigraphische Untersuchungen im Autochthonen Jura Niederösterreichs; 144 S.; unveröff. Dissertation, Universität Wien

DI PIPPO, R. 1988: International Development in Geothermal Power Production, GRC-Bulletin, 17/5

DIWALD, O. 1969: Oberösterreich – ein neues Erdgasland. Universum 24: 164–167; Wien

DLABAČ, M. 1962: Erdölakkumulation im Wiener Bekken, 1 Abb., Zeitschr. f. angew. Geologie, 7: 344–348, Jg. 1960; Berlin

DLABAČ, M. and MOŘKOVSKÁ, V. 1971: Relief of the base of Neogene in the Slovakian part of the Vienna Basin, 3 figs., Geol. práce, 55: 117–126; Bratislava

DOHR, G. 1974: Applied Geophysics. Introduction to Geophysical Prospecting, 125 figs., Geology of Petroleum, Vol. 1, F. Enke Verlag, 272 Seiten; Stuttgart

DOHR, G. 1976: Zur dreidimensionalen Aufnahme und Verarbeitung seismischer Daten,. 10 Abb., Erdöl-Erdgas-Zeitschrift, 92/7: 222–227; Hamburg-Wien

DOHR, G. 1981: Geophysikalische Untersuchungen im Gebiet der Tiefbohrung Vorderriß 1, 6 Abb., Geologica bavaria, 81: 55–64; München

DOHR, G. 1989: Deep seismic – A tool in the recognition and interpretation of large geologic elements: The starting point for deterministic basin modeling, 22 figs., Geol. Rundschau, 78/1: 21–48; Stuttgart

DOLAK, E. 1969: Ergebnisse bei der Markierung von Tiefenwässern in Erdölfeldern. 8 Abb., 5 Tab., Steir. Beitr. zur Hydrogeologie; 1969: 151–179; Graz

DOLAK, E. & LACHMAYER, O. H. 1970: Untersuchungen über einige Ursachen von Wassereinbrüchen und deren Erkennen in Öl-Fördersonden, 4 Abb., 3 Tab., Erdöl-Erdgas-Zeitschr., 86/9: 354–359; Wien–Hamburg

DOLAK, E. u. PERNTHANER, P. 1976; Faziesuntersuchungen und Stimulationsarbeiten im Flysch der Lagerstätte St. Ulrich-Hauskirchen, 2 Tab., Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 92/9: 292–296; Hamburg–Wien

DOLAK, E., SCHRÖCKENFUCHS, G. & LACHMAYER, K. O. H. 1982: 25 Jahre Lagerstätte, Teil 2, 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 2: 18–22; Wien

DONA, I. 1992: Die umweltfreundlichste Energienutzung: Kraft-Wärme-Koppelung in der Gasstation Aderklaa, 3 Abb., ÖMV Gruppe-Mix, 5: 9–10; Wien

DONOVAN, T. J., FORGEY, R. L. & ROBERTS, A. A. 1979: Aeromagnetic Detection of Diagenetic Magnetite over Oil Fields, 3 figs., Bull. AAPG, 63/2: 245–248

d'ORBIGNY, A. 1846: Foraminifères fossiles du Bassin tertiaire de Vienne (Autriche), Gide et Comp., 312 S.; Paris

DORN, D. & WERNER, R. 1977: Feldmethoden der Porositätsbestimmung, 1 Abb., 5 Tab., Zeitschr. f. ang. Geol., 23/6: 291–294; Berlin

DOW, W. G. 1978: Petroleum Source Beds on Continental Slopes and Rises., 27 figs., 2 tables, 3rd printing, AAPG Contin. Educ. Course Note Series 5, Geology of Continental Margins, 37 Seiten

DRESEN, L. et al. 1985: Seismische Verfahren, 126 Abb., 4 Tab. aus: Angewandte Geowissenschaften von F. BENDER (Hrsg.) II: 156–298, Enke Verlag; Stuttgart

DUBOWY, E. 1991: Umweltgerechte Düngemittelproduktion, 6 Abb., ÖMV Magazin, 3: 81–83; Wien

DULLO, W. 1980: Paläontologie, Fazies und Geochemie der Dachsteinkalke (Ober-Trias) im südwestlichen Gesäuse, Steiermark, Österreich, 10 Abb., 6 Tab., 5 Tafeln, Facies 2/55–122; Erlangen

DURAND, P. 1989: Understanding of HC migration in sedimentary basins (present state of knowledge), Adv. in Organic Geochemistry 16: 445–459

DÜRBAUM, H.-J. 1961: Porosität und Durchlässigkeit von Gesteinen, 10 Abb. aus: Lehrbuch d. Angew. Geologie, I: 934–949, 956., Vg. F. Enke; Stuttgart

DÜRBAUM, H.-J. 1984: Geophysikalische Explorationstechniken, Teil II: Nichtseismische Methoden, 11 Abb., Erdöl u. Kohle, 37/9: 389–394; Leinfelden-Echterdingen

DÜRBAUM, H.-J. u. FRITSCH, J. 1985: Gravimetrie, 37 Abb., 6 Tab., aus: Angewandte Geowissenschaften von F. Bender (Hrsg.), II/1–53, Enke Verlag; Stuttgart

DÜRSCHNER, H. 1984: Dreidimensionale Seismik in der Exploration auf Kohlenwasserstoff-Lagerstätten, 31 Abb., J. Geophys., 55: 54–67; Berlin

EBERL, R. u. GERLACH, R. 1980: Adria-Wien-Pipeline – Rohöltransport für Österreich, 3 Abb., Erdöl-Erdgas-Zeitschr., 96/5: 187–194; Hamburg/Wien

EBNER, F. 1978: Der paläozoische Untergrund in der Bohrung Waltersdorf 1 (S Hartberg, Oststeiermark), 1 Abb., 2 Tab., Mitt. Öst. Geol. Ges., 68 (1975): 5–11; Wien

EBNER, F. 1988: Das Paläozoikum in den RAG-Bohrungen Blumau 1, 1a und Arnwiesen 1 (oststeirisches Tertiärbecken), Jb. GBA, 131: 563–573; Wien

EBNER, F., ERHART-SCHIPPEK, F. & WALACH, G. 1986: Erdgasspeicher Oststeiermark – Geologische Gebietsauswahl, 7 Abb., 1 Tab., Arch. f. Lagerst. Forschung GBA, 7: 5–17; Wien

EBNER, F. u. GRÄF, W. 1979: Bemerkungen zur Faziesverteilung im Badenien des Reiner Beckens, 3 Abb., Mitt. bl. Abt. Miner. Landesmuseum Joanneum, 47: 155–161; Graz

EBNER, F. u. SACHSENHOFER, R. F. 1989: Inkohlung, Paläogeothermie und Erdölreife im oststeirischen Becken, Nachr. Dt. Geol. Ges., 41: 89–90; Hannover

ECKER, A. 1985: Kälteverhalten von Erdölprodukten – Thermoanalytische Untersuchungen, 13 Abb., 1 Tab., Erdöl-Erdgas, 101/5: 154–159; Hamburg–Wien

ECKER, A. 1986: Filtrationstest – Eine neue Prüfmethode für das Kälteverhalten von Heizöl leicht, 8 Abb., 2 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 102/3: 138–142; Hamburg–Wien

ECKER, A. 1987a: Flüchtigkeitsverhalten von Benzinen, 4 Abb., 3 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/2: 78–81; Hamburg–Wien

ECKER, A. 1987b: Filtrationstest für Heizöl Leicht genormt, 1 Abb., 1 Tab., ÖMV-Mix, 7: 9; Wien

ECKER, A. 1992: Ottokraftstoffe, 1 Abb, 1 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/3: 123–124; Hamburg–Wien

ECKER, A. J. 1993: Optimierung des Kälteverhaltens von Flugturbinentreibstoff; 3 Abb., 4 Tab; Erdöl-Erdgas-Kohle, 109/5: 232–235; Hamburg–Wien

ECKER, A. u. HEGER, F. 1989: Emissionsminderung durch neue Heizöle, 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 1: 54–55; Wien

ECKER, A., PASS, F., GREGOR, R. & HACKL, A. 1977: Neue Verwertungsmöglichkeiten für Elementarschwefel, Erdöl-Erdgas-Zeitschr., 93. Jg., Sonderausgabe: 125–129; Hamburg-Wien

ECKL, O. 1970: Einsatz der elektronischen Datenverarbeitung im Bereich des Ressorts Geologie der ÖMV-AG, Montan-Rundschau, 18/11: 318-319; Wien

EDER, J. u. SAUER, R. 1992: Archiv der Erdgeschichte: Neues Bohrkernlager in Neusiedl, ÖMV Gruppe-Mix, 6: 15; Wien

EGGER, H. 1988: Zur Geologie der Kalkvoralpen im östlichen Oberösterreich, 3 Abb., Jb. GBA, 131/2: 245–254; Wien

EGGER, H. 1989: Zur Geologie der Flyschzone im Bundesland Salzburg, 6 Abb., Jb. GBA, 132/2: 375–395; Wien

EGLINTON, G. & MURPHY, M. 1969: Organic Geochemistry, Methods and Results, Springer Verlag, 828 p.

EHLERS, R., PICKSAK, A., KRÜGER, V. & WITTE, J. 1992: Horizontalbohrungen mit kleinem Radius – Neue Technologie zur intensiven Ausbeutung alter Felder, 12 Abb., 3 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/10: 399–405; Hamburg–Wien

EHRENBERG, C. G. 1854: Mikrogeologie, das Erden und Felsen schaffende Werken des unsichtbar kleinen selbständigen Lebens auf der Erde; Leipzig

EHRISMANN, W. , SCHARRINGHAUSEN, R. & WILDELAU, J. 1981: Geologisch-geophysikalische Aspekte für die automatische Aufzeichnung von bohr- und spülungstechnischen Daten, 9 Abb., Geologica Bavarica, 81: 225–234; München

EISHOLD, E. 1984: Brandschutz, 8 Abb., 1 Tab., ÖMV-Zeitschrift, 6: 4–8; Wien

ELACHI, Ch. 1983: Radarbilder der Erde, 8 Abb., Spektrum der Wissensch. 2: 52–63; Heidelberg

ELIAŠ, M. 1973: Mikrofazielle Gliederung des autochtonen Juras der Böhmischen Masse im Gebiet Mikulov-Staatz; 1 Tab, 9 Phototafeln, Übersetzung: J. KRIŽ, Ustředni ustav geolog., 19 Seiten; Praha

ELIAŠ, M. 1977: Paläogeographische und paläotektonische Entwicklung des Mesozoikums und des Tertiärs am Rande der Karpaten und des Böhmischen Massivs, 3 Abb., 1 Tab., Erdöl-Erdgas-Zeitschr., 93. Jg., Sonderausgabe: 5–11; Hamburg-Wien

ELIAŠ, M. and WESSELY, G. 1990: The autochthonous Mesozoic on the eastern flank of the Bohemian Massif – an object of mutual geological efforts between Austria and ČSSR, 4 figs, Thirty years of geological cooperation between Austria and Czechoslovakia: 78–83, GBA-Vienna, Geol. Survey-Prague

ELSTER, J., WIESE, J., RAMING, H. u. WILLMANN, K.-H. 1991: Umweltfreundliche Alternative zur Biologie – ein neues Verfahren zur Entfernung von Ammonium-Stickstoff aus Raffinerie-Abwässern, 1 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/4: 177–178; Hamburg–Wien

EMERY, K. O. 1980: Continental Margins-Classification and Petroleum Prospects, 6 figs., 1 table, AAPG, Bull, 64/3: 297–315; Tulsa

ENGELHARD, L. & STRÖBL, E. 1992: Fortschritt in der Acquisition und im Processing seismischer Daten, Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/3: 110; Hamburg-Wien

ENGELHARDT, W. v. 1953a: Filterkuchenbildung und Wasserabgabe von Tiefbohrspülungen. 1. Mitteilung: Physikalische Grundlagen der Filtration von Tonsuspensionen, 3 Abb., 6 Tab., Erdöl u. Kohle, 6/4: 191–194; Hamburg

ENGELHARDT, W. v. 1953b: Filterkuchenbildung und Wasserabgabe von Tiefbohrspülungen. 2. Mitteilung: Das Verhalten der Spülung im Bohrloch, 9 Abb., Erdöl u. Kohle, 6/5: 247–252; Hamburg

ENGELHARDT, W. v. 1960: Der Porenraum der Sedimente: Mineralogie und Petrographie in Einzeldarstellungen, II., 207 S., Springer-Verlag; Berlin–Göttingen–Heidelberg

ENGELHARDT, W. v. 1973: Sediment-Petrologie, Teil III: Die Bildung von Sedimenten und Sedimentgesteinen, 133 Abb., 55 Tab., 378 S., E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchh.; Stuttgart

ENGELHARDT, W. v. & PITTER, H. 1951: Über die Zusammenhänge zwischen Porosität, Permeabilität und Korngröße bei Sanden und Sandsteinen, Heidelb. Beitr. Min. Petrogr.,2: 477–491

ENGLAND, W. A., MACKENZIE, A. S., MANN, D. M. & QUIGLEY, T. M. 1986: The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface, J. Geol. Soc. London, 144: 327–347; London

ENGLER, C. u. HÖFER, H. v. 1930: Das Erdöl, II. Aufl. 1930

ERDOGAN, L. T., & AKGÜL, A. 1981: An oil migration and re-entrapment model for the Mardin group reservoirs of southeast Anatolia, J. Petrol. Geology, 4/1: 57–75

Erdöl-Bergpolizeiverordnung 1984: BGBl. Nr. 278/1937, Verordnungen Nr. 47/1944, 48/1944, BGBl. Nr. 125/1961, Kundmachung BGBl. Nr. 265/1961, Verordnung BGBl. 12/1984, Wien

EREMIN, V. K., BRJUCHANOV, V. N., MACHIN, G. V. & MOCHAEV, B. N. 1979: Stand und Aufgaben der Aero- und Kosmosmethoden in der Geologie; Z. f. angew. Geologie, 26/6: 249–251; Berlin

ERHART-SCHIPPEK, F. u. KAUFMANN, A. 1973: Zehn Jahre Erfahrung in gemeinsamer Produktion eines Gasfeldes über eine Staatsgrenze hinweg, Gas-Wasser-Wärme, 27/12: 238–241; Wien

ERLINGHAGEN, L. u. BADING, R. 1976: Seismische Geschwindigkeitsmessungen in Tiefbohrungen, EKEP-Synopse 76033, Erdöl u. Kohle, 29/9: 417

ERNST, P. u. HIEBLINGER, J. 1979: Aspekte der Nutzung geothermischer Energie, 6 Abb., 3 Tab., Erdöl-Edgas-Zeitschr. 95/12: 412–420; Hamburg–Wien

ERNST, W. 1970: Geochemical Facies Analysis, 34 Abb., 18 Tafeln, Elsevier Publ. Comp., Amsterdam, London, New York

ERNST, W. G. 1977: Bausteine der Erde, 97 Abb, 26 Tab. (Übersetzung H. JEZIORKOWSKI), Geowissen-Kompakt, Band 3, 190 S., F. Enke Vg; Stuttgart

ERNST, W. 1990: Die Golfkrise und ihre Auswirkungen, 4 Abb., ÖMV-Mix, 7: 2–4; Wien

FABER, E. 1987: Zur Isotopengeochemie gasförmiger Kohlenwasserstoffe, 9 Abb., 5 Tab. Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/5: 210–218; Hamburg–Wien

FABER, E. et al. 1985: Isotopengeophysik, 87 Abb., 10 Tab. aus: Angewandte Geowissenschaften II von F. Bender (Hrsg.): 491–609, F. Enke Verlag; Stuttgart

FABISCH, R. 1989: COMSEIS – das computergestützte seismische Auswertungssystem heute, Prakla-Seismos Report 3 und 4: 3–13

FAUPL, P. 1978: Zur räumlichen und zeitlichen Entwicklung von Breccien- und Turbiditserien in den Ostalpen, 7 Abb., Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. Österr. 25/81–110; Wien

FAUPL, P. 1983: Die Flyschfazies in der Gosau der Weyerer Bögen (Oberkreide, Nördliche Kalkalpen, Österreich), 20 Abb., 2 Tab, Jahrb. GBA 126/2: 219–244; Wien

FAYERS, F. J. (ed.) 1981: Enhanced Oil Recovery (Development in Petroleum Science, 13) 596 p. Elsevier Scientific Publ. Comp.; Amsterdam–Oxford–New York

FEDER, A. M. 1985: Contemporary remote sensing for hydrocarbon exploration, development – with case histories, 12 figs., Oil and Gas J., 83/38: 160, 162, 166, 168, 169, 171; Tulsa

FEIZLMAYR, A. H. 1967: Die transalpine Ölleitung II. Teil. Die technische Argumentation über die Sicherheit einer großen Pipeline in den Alpen; 10 Abb., Erdöl-Erdgas-Zeitschr, 83/6: 210–218; Wien–Hamburg

FELLENBERG, Th. v. 1935: Joduntersuchungen in Bad Hall, Oberösterreich, Festschrift Bad Hall 1935

FENNINGER, A. u. HOLZER, H. L. 1972: Fazies und Paläogeographie des oberostalpinen Malm. 15 Abb., 2 Beil., 19 Taf., 1 Tab., Mitt. Geol. Ges. Wien 63: 52–141; Wien

FERTIG, J. 1987: Seismische Geschwindigkeiten, Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/6: 278–279; Hamburg–Wien

FERTL, W. H. 1981: Abnormal Formation Pressures (Developments in Petroleum Science, 2). 382 p. Elsevier Scientif. Publ. Comp.; Amsterdam-Oxford-New York

FERTL, W. H. 1984: Advances in well logging, well interpretation, 5 figs., The Oil and Gas J., 82/16: 85–91; Tulsa

FICHTEL, L. v. & MOLL, J. P. C. v. 1798: Testacea Microscopia alique minuta ex generibus Argonauta et Nautilus ad naturam delineata et descripta, Vg. Pichler, 123 S.; Wien

FIGDOR, H. u. SCHEIDEGGER, A. E. 1977: Geophysikalische Untersuchungen an der Diendorfer Störung, 20 Abb., 2 Tab., Verh. GBA, 1977/3: 243–270; Wien

FINGER, P. 1985: Bohrlochgeophysikalische Möglichkeiten zur Bestimmung von Sättigungsänderungen während des Lagerstättenabbaues, 7 Abb., Z. f. angew. Geol. 31/3: 71–74; Berlin

FINK, J. 1977: Jüngste Schotterakkumulationen im österreichischen Donauabschnitt, 5 Abb., 1 Tab., Erdwissensch. Forschungen XIII: 190–211; Wiesbaden

FINK, J. 1979 a: Stand und Aufgaben der österreichischen Quartärforschung, 7 Abb., Innsbrucker Geogr. Studien 5: 79–104; Innsbruck

FINK, J. 1979 b: Paleomagnetic research in the northeastern foothills of the Alps and in the Vienna Basin, 7 figs., Acta Geol. Acad. Scient. Hung., Tom. 22, (1–4): 111–124; Budapest

FINK, J. u. FINK, M. H. 1978: Morphologisch-tektonische Karte des Wiener Beckens (Maßstab 1:100 000), Vorl. Ausgabe anläßlich der Exkursion D, DEUQUA-Tagung in Wien

FISCHER, A. G. 1964: The Lofer cyclothems of the Alpine Trassic, 38 figs (partly fotos) aus Merriam D. W. (ed.) Symposium on Cyclic Sedimentation, Kansas Geol. Surv. Bull. 169: 107–149; Lawrence

FISCHER A. G. and JUDSON, S (ed.) 1975: Petroleum and global tectonics, 127 figs., 10 tables, Princeton Uni. Press, 322 p.; Princeton and London

FISCHER, G. 1957: Über die Bitumenmergel von Seefeld in Tirol, Geol. Jb. 74: 63–74

FLATSCHART, R. 1985: Moderne chemische Meßverfahren – Spurenelemente im Erdöl, 2 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 8: 24–25; Wien

FLATSCHART, R. 1992 a: Qualitätssicherung mit Großrechner-Unterstützung im ÖMV-Labor, 1 Abb., ÖMV Gruppe-Mix; 7: 13–14; Wien

FLATSCHART, R. 1992 b: ÖMV Labor: Vernetzte Automatisierung, 2 Abb., ÖMV Gruppe-Mix; 8: 7–8; Wien

FLEISCHMANN, C. u. KUMMERER, W. 1989: Analytik für den Gewinnungsbereich – Simulierte Destillation von Erdöl, 7 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/3: 117–120; Hamburg–Wien

FLIESSER, W. 1963: 25 Jahre Förderbetrieb Neusiedl. ÖMV-Werkzeitung, 6/9: 3–4; Wien

FLÜGEL, E. 1963: Zur Mikrofazies der alpinen Trias., 3 Tafeln, 2 Abb., Jb. GBA, 106: 205–228; Wien

FLÜGEL, E. 1982: Mikrofacies analysis of limestones, 77 figs., 52 plates, 58 tables, Springer Verlag, 633 S.; Berlin

FLÜGEL, E. 1989: Typen und wirtschaftliche Bedeutung von Riffkalken, 4 Abb., Arch. f. Lagerst.forschung, GBA, 10: 25–32; Wien

FLÜGEL, E., LEIN, R. u. SENOWBARI-DARYAN, B. 1978: Kalkschwämme, Hydrozoen, Algen und Mikroproblematika aus den Cidarisschichten (Karn, Ober-Trias) der Mürztaler Alpen (Steiermark) und des Gosaukammes (Oberösterreich), 5 Abb., 1 Tab., 6 Tafeln, Mitt. Ges. Geol. u. Bergb. Stud. Öst. 25: 153–195; Wien

FLÜGEL, H. 1975 a: Die Geologie des Grazer Berglandes, 2. Auflage, 6 Abb., 47 Tab., Mitt. Abt. Geol. Landesmus. Joanneum, Sdh. 1, 288 S.; Graz

FLÜGEL, H. 1975 b: Das Neogen der Grazer Bucht, 4 Abb., Mitt. naturw. Ver. Steiermark, 105: 71–77; Graz

FLÜGEL, H. W. & FAUPL, P. (ed.) 1987: Geodynamics of the Eastern Alps (zahlr. Abb., Tafeln u. Tab.), F. Deuticke Vg, 418 S.; Wien

FLÜGEL, H., HERITSCH, H., HÖLLER, H. & KOLLMANN, K. 1964: Grazer Bergland, Oststeirisches Tertiär- und Vulkangebiet. Geolg. Führer zu Exkursionen durch die Ostalpen. 2 Tafeln, 1 Tabelle, Mitt. Geol. Ges. Wien, 57/1: 353–377; Wien

FLÜGEL, H. & HERITSCH, H. 1968: Das Steirische Tertiär-Becken, 27 Abb., 8 Taf., 1 Karte, 2 Tab., 2. Auflage, Sammlung geologischer Führer Bd. 47., Gebr. Borntraeger; Berlin–Stuttgart, 196 S.

FLÜGEL, H. W. & NEUBAUER, F. R. 1984: Steiermark – Geologie der österreichischen Bundesländer in kurzgefaßten Einzeldarstellungen, 26 Abb., 1 Karte, GBA, 126 Seiten; Wien

FOLLE, S. & MÜLLER, Kl. 1988: Kluftorientierung und -analytik an Bohrkernen, 8 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 104/6: 253–256; Hamburg–Wien

FORBERGER, K., JOHN, W. & PETRASCHECK, W. 1934: Magnetische Bodenforschungen des geologischen Instituts der Montanistischen Hochschule Leoben. 1. Das inneralpine Wiener Becken südlich der Donau, 1 Abb., Sitz. Ber. Ak. d. W. in Wien, m. n. Kl. Abt. I., 143/5–7: 137–145; Wien

FORCHE, R. & HOLLERBACH, A. 1989: Veränderungen im Chemismus eines Erdölfeldes in Abhängigkeit von der Produktionstechnik, 5 Abb., 3 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/1: 26–30; Hamburg–Wien

FORGOTSON, J. M. & INGLEHART, C. F. 1967: Current use of computers by exploration geologists., 27 figs., 2 tables, Bull. AAPG., 51/7: 1202–1224; Tulsa

FORKMANN, B., SCHEIBE, R.-D. & SEITZ, R. 1981: Vibrationsseismik als nahseismisches Verfahren. 17 Abb., 1 Tab., Z. f. ang. Geol., Bd. 27/10: 465–473; Berlin

FORSTER, L. 1958: Zur Messung des Formationswiderstandsfaktors. 4 Abb., Erdöl-Zeitschr. 74/12: 420–422; Wien–Hamburg

FORSTER, L. 1967: Charakterisierung von Rohöl- und Erdgaslagerstätten aus dem Wiener Becken mittels kombinierter Gas- und Flüssigkeitschromatographie. Eine neue Möglichkeit zur Korrelation von Erdöl- und Erdgaslagerstätten. 12 Abb., 8 Tab., Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 83/4: 132–143; Wien–Hamburg

FORSTER, L. 1968: Gasprobe aus dem Scheealpenstollen-Süd, Station 1386 m. Unveröffentl. Bericht des L. A. P vom 1. 4. 1968 (Brief an GBA.)

FORSTER, L., KRATOCHVIL, H. & WEICHSELBRAUN, O. 1970: Gegenüberstellung experimentell bzw. rechnerisch erhaltener Werte für den Kompressibilitätsfaktor einiger Erdgassysteme aus dem Wiener Becken, 13. Abb., Erdöl-Erdgas-Zeitschr., 86/8: 328–334; Wien–Hamburg

FÖRSTER, S., HAUENHERM, W. 1971: Permeabilitätsmessugen an Gesteinsproben niedriger Durchlässigkeit unter nachgebildetem Überlagerungsdruck. 6 Abb., Zeitschr. f. angew. Geol., 17/9: 366–370; Berlin

FÖRSTNER, U. 1991: Umweltschutztechnik, 2. Auflage, 116 Abb., Springer Vg, 507 S.; Berlin–Heidelberg

FRAADE, D. J. 1961: Automatische Analyse von Spülungsgasen durch Gaschromatographie, 6 Abb., Erdöl u. Kohle, 14/9: 720–725; Hamburg

FREHSE, W. 1973: Verfahren zur Bestimmung des Benetzungszustandes des Speichergesteins in Erdöllagerstätten. 2 Abb., 2 Tab., Zeitschr. f. angew. Geol. 19/2: 86–88; Berlin

FREILINGER, G. 1963: Das Konglomerat von Moosbierbaum (Basis der Molasse) und die Granodiorite des Molasseuntergrundes SW von Tulln. Diss. Phil. Fak. Univ. Wien, No. 20968, 139 S.; Wien

FRICKE, D. 1979: Die Klassifikation von Erdöl-Erdgas-Fallen als Widerspiegelung objektiver geologischer Prozesse. 2 Abb., Z. geol. Wiss., 7/2: 255–260; Berlin

FRICKE, D., HOFFMANN, H. 1985: Aufgaben und Probleme der reflexionsseismischen Untergrundkartie-

rung bei der Erkundung von Erdöl-Erdgas-Lagerstätten, 4. Abb., Z. geol. Wiss., 13/1: 15–21; Berlin

FRICKE, S. 1980: Komplexe Interpretation bohrlochgeophysikalischer Meßwerte zur Ermittlung von Porosität und Tongehalt. 8 Abb., Z. f. geol. Wissensch., 8/12: 1511–1520; Berlin

FRICKE, S. 1985: Petrographische Profilgliederung an Hand von Bohrlochmessungen mit Computern, 6 Abb., Z. geol. Wiss., 13/4: 499–507; Berlin

FRIEDL, K. 1921: Stratigraphie und Tektonik der Flyschzone des östlichen Wiener Waldes, 2 Tafeln, Mitt. Geol. Ges. in Wien, 13: 1–80; Wien

FRIEDL, K. 1922: Über die Bedeutung der den Außenrand unserer Flyschzone durchsetzenden Querbrüche. Verh. G. B. A., 8/9: 132–136; Wien

FRIEDL, K. 1924 a: Zur Erdölfrage in Deutschösterreich, Zeitschr. d. Intern. Vereines d. Bohring. 32/16

FRIEDL, K. 1924 b: Zur Erdölfrage in Deutschösterreich. Petroleum 24 u. 25, 20. Bd.

FRIEDL, K. 1924 c: Geologisches Gutachten über die Möglichkeit oder Wahrscheinlichkeit eines Öl- oder Gasvorkommens in der Gegend von Bad Hall in Oberösterreich. Unveröff. Gutachten 1924

FRIEDL, K. 1925 a: Eine neue „Erdöl"-Bohrung in Niederösterreich. Intern. Zeitschr. f. Bohrtechnik 2

FRIEDL, K. 1925 b: Zur Frage der Unterolberndorfer Bohrung. Intern. Zeitschr. f. Bohrtechnik 7

FRIEDL, K. 1926: Geologischer Bericht über den Steinberg-Dom. Gutachten vom Herbst 1926

FRIEDL, K. 1927 a: Gibt es bei Wien Erdöl? Neues Wiener Tagblatt vom 25. 3. 1927

FRIEDL, K. 1927 b: Über die jüngsten Erdölforschungen im Wiener Becken. 9 Abb., 1 Karte, Zeitschrift „Petroleum" 1927/6: 189ff, 52 S.; Wien

FRIEDL, K. 1927 c: Die Erschließung von Erdöl in Österreich. Petroleum 11, 1927

FRIEDL, K. 1928: Erdöl in der Umgebung von Wien. „Die Börse", vom 12. 4. 1928

FRIEDL, K. 1929 a: Über die österreichischen Erdölvorkommen. Petroleum 40, 1929

FRIEDL, K. 1929 b: Communication sur l'existence du petrole en Autriche. IIe Congre international de Forage; Paris

FRIEDL, K. 1930 a: Zur Frage der im Wiener Becken vorhandenen großen Verwerfungen. 1 Tafel. Mitt. d. Geol. Ges. Wien, 1929/22: 125–132; Wien

FRIEDL, K. 1930 b: Der Erdölfund am Steinberg in Niederösterreich, 1 Abb. Int. Zeitschr. f. Bohrtechn. Erdölbergbau u. Geologie; 21: 186–188; Wien

FRIEDL, K. 1930 c: Zur Geologie des ersten Erdölfundes in Niederösterreich. Petroleum 1930/40

FRIEDL, K. 1931 a: Zur Tektonik der Flyschzone des östlichen Wiener Waldes, 2 Tafeln, Mitt. Geol. Ges. Bd. 23 f. 1930: 128–141; Wien

FRIEDL, K. 1931 b: Über die geologischen Grundlagen der Erdölsuche im Wiener Becken. Petroleum 27/6: 92–95; Wien

FRIEDL, K. 1932 a: Zur Geschichte des Oberlaaer Gasfundes., Int. Z. f. Bohrt. Erdölgb. u. Geol., 21; Wien

FRIEDL, K. 1932 b: Über die Gliederung der pannonischen Sedimente des Wiener Beckens, Mitt. d. Geol. Ges. in Wien, 24: 1–27; Wien

FRIEDL, K. 1933 a: Die Erschließung von Erdöl und Erdgas im österreichischen Anteil des Wiener Bekkens., Internat. Zeitschr. f. Bohrtechnik, Erdölbergbau und Geologie, 41/6: 48–54; Wien

FRIEDL, K. 1933 b: Bemerkungen über das Gasfeld von Oberlaa und das Erdöl am Steinberg bei Zistersdorf., Int. Zeitscht. f. Bohrt., Erdölbergb. u. Geol. 41/15: 170–171; Wien

FRIEDL, K. 1933 c: Die Bohrung in Zistersdorf., Österr. Chemiker Zeitung 1993/1

FRIEDL, K. 1936: Das Ölfeld von Zistersdorf., Das österr. Erdöl, herausgeg. BM f. Handel u. Verkehr, Oberste Bergbeh.: 20–24; Wien

FRIEDL, K. 1937 a: Zur Erbohrung der Sonde „Gösting VII" im Zistersdorfer Oelfelde., 2 Abb., Bohrtechniker-Zeitg. 45/3, 15 S.; Wien

FRIEDL, K. 1937 b: Das Erdöl des Zistersdorfer Ölfeldes und seine Entstehung., 1 Abb., 1 Tab., Bohrtechniker-Zeitg., 6: 147–157; Wien

FRIEDL, K. 1937 c: Das Ölfeld von Zistersdorf in Niederösterreich, 2 Abb., Petroleum, 33/22: 13–24

FRIEDL, K. 1937 d: Erdöl in Österreich, 5 Abb., Zeitschrift für Berg-, Hütten- und Salinenwesen im Deutschen Reich, 6: 214–226

FRIEDL, K. 1937 e: Der Steinberg-Dom bei Zistersdorf und sein Ölfeld, 4 Tafeln, Mitt. d. Geol. Ges. in Wien, 29, F. E. – Sueß-Festschrift: 21–290; Wien

FRIEDL, K. 1956 a: Die österreichischen Erdölvorkommen, 9 Abb., 2 Tab., Erdöl-Zeitschr. 72/6: 379–387; Urban Vg; Wien

FRIEDL, K. 1956 b: Die Tiefenwässer der Gösting-Domung. 3 Abb., 4 Tab., Erdöl u. Kohle, 9: 505–511; Hamburg

FRIEDL, K. 1956 c: Erdölgewinnung in Österreich. Gestern-heute-morgen, 4 Abb., 3 Tab., Neue Technik und Wirtschaft, 10/2: 73–86; Wien

FRIEDL, K. 1957: Das Wiener Becken, 16 Abb., 2 Tab., aus: Erdöl in Österreich (F. BACHMAYER, Red.). Verlag Natur und Technik: 55–75; Wien

FRIEDL, K. 1959: The Oil Fields of the Vienna Basin, 7 figs., 6 tables, Fifth World Petroleum Congress, Section 1, paper 48: 865–881

FRIEDL, K. 1960: Die Tektonik des Wiener Beckens. Mitt. d. Geol. Ges. in Wien, 52 f. 1959: 123–124; Wien

FRIEDL, K. u. KANTAS, K. 1959: Geophysical results in Austria with special regard to telluric measurements. 23 figs., Geofisica pura e applicata, Vol. 43 (1959/II): 195–208; Milano

FRIEDL, K. u. KÖLBL, L. 1958: Ölfelder des Wiener Beckens. Exkursion H 1a und H 1b. 2 Tafeln, Exkursionsführer, Tagung der Geol. Ges. in Wien, Herbst 1958, 3 S.; Wien

FRIEDL, K. u. KÖLBL, L. 1964: Erdölfelder, Zentrales Wiener Becken. (Exkursion II/2), 2 Tafeln, Mitt. Geol. Ges. Wien, 57/1: 157–161; Wien

FRIEDMANN, G. M. and SANDERS, J. E. 1978: Principles of Sedimentology, 556 Figs., 26 Tabl., John Wiley a. Sons, 792 p.; New York, Santa Barbara, Chichester, Brisbane, Toronto

FRIESE, F. M. R. V. 1888: Schlagwetterexplosion im Hallstätter Salzberg im Jahre 1664. Österr. Zeitschr. f. Berg- und Hüttenwesen 36: 133–137

FRITSCH, W. 1989: Umweltfreundliche Produkte, 9 Abb., 3 Tab. ÖMV Zeitschrift, 1/89: 44–50; Wien

FRITSCH, W. und BAUER, R. 1991: Umweltfreundliche Produkte – Voraussetzungen und Auswirkungen auf die Produktion, 9 Abb., 2 Tab., ÖMV Magazin, 3: 22–26; Wien

FRITZ, R. D., HORN, M. K. & JOSHI, S. D. 1991: Geological Aspects of horizontal Drilling, 90 figs. AAPG Contin. Educ. Course Note Series No. 33, 563 p., The AAPG Bookstore; Tulsa

FRÖHLICH, J. 1969: Der ÖMV-Konzern: Das Nordfeld, 7 Abb., 2 Tab., ÖMV-Zeitschrift, 12/4: 5–9; Wien

FRÖHLICH, O. 1985: Gasfördereinrichtungen für das Feld Höflein, 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 9: 26–27; Wien

FUCHS, M. 1992: Gaspipelines: Helikoptereinsatz zur Überwachung, 3 Abb., ÖMV-Gruppe-Mix, 9: 5–6; Wien

FUCHS, R. 1985: Geologische Altersbestimmung durch Mikrofossilien, 1 Tabelle, 2 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 3: 24–25; Wien

FUCHS, R. GRÜN, W., PAPP, A., SCHREIBER, O. & STRADNER, H. 1980: Vorkommen von Egerien in Niederösterreich, 5 Abb. Verh. GBA, 1979/3: 295–311; Wien

FUCHS, R. u. STRADNER, H. 1977: Über Nannofossilien im Badenien (Mittelmäozän) der Zentralen Paratethys; 4 Abb., 3 Tab., 8 Fossiltafeln, Beiträge zur Paläont. v. Österr. 2: 1–58; Wien

FUCHS, R. & WESSELY, G. 1977: Die Oberkreide des Molasseuntergrundes im nördlichen Niederösterreich, 1 Abb. Jahrb.GBA, 120/2: 426–432; Wien

FUCHS, R., WESSELY, G. & SCHREIBER, O. S. 1984: Die Mittel- und Oberkreide des Molasseuntergrundes am Südsporn der Böhmischen Masse, 9 Abb., Schriftenreihe Erdwiss. Komm. 7: 193–220, Österr. Ak. d. Wissenschaften; Wien

FUCHS, W. 1964: Tertiär und Quartär der Umgebung von Melk; 1 Abb., 1 Tab., 1 Tafel, Verh. GBA, 2: 283–299; Wien

FUCHS, W. 1965: Geologie des Ruster Berglandes (Burgenland), 3 Abb., 2 Taf., Jb. GBA, 108/155–194; Wien

FUCHS, W. 1972: Tertiär und Quartär am Südostrand des Dunkelsteiner Waldes, 7 Abb., 2 Tab., 1 Tafel, Jb. GBA, 115: 205–245; Wien

FUCHS, W. 1976: Gedanken zur Tektogenese der nördlichen Molasse zwischen Rhone und March. 1 Tab., 3 Tafeln, 1 Beilage (Karte), Jahrb. GBA, 119/2: 207–249; Wien

FUCHS, W. 1977: Einige Beiträge zur Tertiär- und Quartärstratigraphie Ober- und Niederösterreichs. Verh. GBA, 1977/3: 231–241; Wien

FUCHS, W. 1980 a: Die Molasse Ostösterreichs, 6 Abb., aus: Der geologische Aufbau Österreichs: 155–176, Herausgegeben von der GBA, Springer Verlag; Wien-New York

FUCHS, W. 1980 b: Das Inneralpine Tertiär, 5 Abb., aus: Der geolog. Aufbau Österr.: 452–483. Herausgeg. v. d. GBA Wien, Springer Vg; Wien-New York

FUCHS, W. 1985: Geologische Karte der Republik Österreich 1:50.000, Blatt 59 Wien, Vg. Geologische Bundesanstalt; Wien

FUCHS, W. u. GRILL, R. 1984: Geologische Karte von Wien und Umgebung 1:200 000, Verlag der GBA; Wien

FUCHS, W. & PIETSCH, H. 1954: Die Infrarotspektroskopie als Hilfsmittel der quantitativen Analyse von Kohlenwasserstoffgemischen, 1 Abb., 4 Taf., Erdöl u. Kohle, 7/10: 631–632; Hamburg

FÜCHTBAUER, H. 1967: Die Sandsteine in der Molasse nördlich der Alpen, 12 Abb., Geol. Rundschau, 56/1: 266–300; Stuttgart

FÜCHTBAUER, H. 1979: Die Sandsteindiagenese im Spiegel der neueren Literatur. 8 Abb., 2 Tab., Geol. Rundschau, 68/3: 1125–1151; Stuttgart

FÜCHTBAUER, H. & MÜLLER, G. 1977: Sedimente und Sedimentgesteine, 3. Auflage, 341 Abb., 70 Tab., Sediment-Petrologie Teil II. E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, 784 S.; Stuttgart

FÜHRER, F. X. 1991: Perspektiven der Geophysik, 6 Abb., Die Geowissenschaften, 9/3: 73–78; Weinheim

FÜRER, G. 1991: Die Entsorgung von Abwässern und Schlämmen aus Erdöl- und Erdgasförderbetrieben, 6 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/4: 168–173; Hamburg–Wien

GADE, B., HOLLERBACH, A. & NEUMANN, H.-J. 1988: Untersuchungen zur Eignung von Tensiden als Additive zum Heißwasser/Dampffluten, 5 Abb., 2 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 104/12: 508–511; Hamburg–Wien

GALLISTL, H. 1986: 30 Jahre Drillstem-Testen bei der ÖMV-Aktiengesellschaft, Erdöl-Erdgas-Kohle, 102/9: 388–392; Hamburg–Wien

GAMPERL, J. 1980: Das Dampfflutprojekt Maustrenk, 5 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 4: 11–14; Wien

GAMPERL, J. 1982: ÖMV-Erdölförderbetrieb: Das Dampfflutprojekt Maustrenk, 3 Abb., Österr. Kalender f. Berg, Hütte, Energie, 28: 61–66, Montan-Verlag; Wien

GAMPERL, J. & PERNTHANER, P. 1983: Umweltschutz in alten Ölfeldern, 4 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 5: 30–31; Wien

GANAHL, P. & KLEINITZ, W. 1983: Sulfatreduzierende Bakterien in der Rohölförderung, 23 Abb., Erdoel-Erdgas Z. 99. Jg., 7/8: 241–251; Hamburg–Wien

GANGL, G. 1974: Seismotektonische Untersuchungen am Alpenostrand, 4 Abb., Mitt. Geol. Ges. Wien, 66-67: 33–48; Wien

GANNS, O. & SCHMIDT-THOMÉ, P. 1955: Die gefaltete Molasse zwischen Bodensee und Salzach, 8 Abb., 1 Tafel, Zeitschr. dt. geol. Ges. 105: 402–496; Hannover

GATTINGER, T. E. 1973: Geologie und Baugeschichte des Scheealpenstollens der I. Wiener Hochquellenleitung (Steiermark-Niederösterreich); 52 Abb., 7 Beil., Abh. GBA, 30, 60 S.; Wien

GATTINGER, T. & KÜPPER, H. 1964: Exkursion II/7: Trinkwasser, Thermen und Tektonik im südlichen Wiener Becken, 2 Abb., Mitt. Geol. Ges. in Wien, 57/1: 205–216; Wien

GAUPP, R. 1982: Sedimentationsgeschichte und Paläotektonik der kalkalpinen Mittelkreide (Allgäu, Tirol, Vorarlberg), 14 Abb., 3 Tab., 1 Falttaf., 3 Taf., Zitteliana, 8: 33–72; München

GAZSO, E. 1983: Gasgewinnung und Gasspeicherung, 7 Abb., 1 Tab., ÖMV-Zeitschrift, 1: 7–10; Wien

GAZSÓ, E. 1987: Energiegewinnung durch Turboexpander, 5 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 1: 16–18; Wien

GEBHARDT, A. 1980: Über die Einsatzmöglichkeiten abbildender Infrarot-Luftmeßverfahren bei der Erkundung von Senkungsgebieten. 6 Abb., 2 Tab., Z. f. angew. Geol. 26/8: 416–420; Berlin

GERHARD, J. 1989: Geochemisch-statistische Faziesdiagnose – ein modernes Explorationskonzept; Zusammenfassung des DGMK-Forschungsberichtes 406, Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/3: 113–114; Hamburg–Wien

GERSTL, F. 1987: Erdgastrocknungsanlagen für die TAG-Station Baumgarten, 5 Abb., ÖMV-Mix, 6: 1–2; Wien

GEUTEBRÜCK, E. 1982: Die Abteilung Geophysik : Oberflächengeophysik, 9 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 1: 5–8; Wien

GEUTEBRÜCK, E. 1992: Auffindung und Abgrenzung von Bodenkontaminationen nach der Eigenpotentialmethode, 7 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/4: 179–181; Hamburg–Wien

GEUTEBRÜCK, E. & HERNDLER, E. 1983: Seismikeinsatz in den Aufsuchungsgebieten Vorarlberg, Tirol, Salzburg und Oberösterreich (1980–1982), 5 Abb., 1 Tab., ÖMV-Zeitschrift, 4: 15–17; Wien

GEUTEBRÜCK, E., KLAMMER, W., SCHIMUNEK, K., STEIGER, E., STRÖBL, E., WINKLER, G. & ZYCH, D. 1984: Oberflächengeophysikalische Verfahren im Rahmen der KW-Exploration der ÖMV, 7 Abb., 1 Tafel, Erdöl-Erdgas, 100/9: 296–304; Hamburg-Wien

GEYER, O. F. 1973: Grundzüge der Stratigraphie und Fazieskunde, 1. Band, 166 Abb., 7 Tab., E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchh., 279 Seiten; Stuttgart

GEYER, O. F. 1977: Grundzüge der Stratigraphie und Fazieskunde, 2. Band, 190 Abb., 18 Tab., E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchh., 341 Seiten; Stuttgart

GHOFRANI, R. & DELIUS, Al. 1991: Aussagefähigkeit der API-Filtratwerte über das Filtrationsverhalten von Bohrspülungen unter Bohrlochbedingungen, 5 Abb., 1 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/9: 361–363; Hamburg–Wien

GIESE, P. 1970: Die Temperaturverteilung in der Erdkruste des Alpenvorlandes und der Alpen, abgeschätzt aus tiefenseismischen Beobachtungen, 8 Abb., Schweiz. mineral. petrogr. Mitt. 50: 597–610; Zürich

GILREATH, J. A. & MARICELLI, J. J. 1964: Detailed stratigraphic control through dip computations, 19 Figs., AAPG Bull, 48/12: 1902–1910; Tulsa

GLAESSNER, M. F. 1931: Geologische Studien in der äußeren Klippenzone, 3 Abb., Jb. GBA, 81/1 u. 2: 1–23; Wien

GLAESSNER, M. F. 1937: Die alpine Randzone nördlich der Donau und ihre erdölgeologische Bedeutung, 1 Abb., 1 Tab., Petroleum, 33/43: 1–8 (Zeitschr. des Internat. Bohrtechn. Verb., 45/11, 1. Nov.); Wien–Berlin

GLANTSCHNIG, J. & GRUBER, F. 1986: Einsatz von Flotationszellen zur Verbesserung der Abwasserreinigung, 6 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 7:32–34; Wien

GLOTH, H. & SPÖRKER, H. 1992: Kostenreduzierung und Fortschritte bei der Bohrtechnik, 7 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/3: 116–117; Hamburg–Wien

GLOTH, H. u. STRÖBL, E. 1992: Fortschritte bei der Bohrlochmeßtechnik, Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/3: 118; Hamburg-Wien

GODAI, G. 1987: Erdölgewinnungsstationen – Ein neues Konzept, 5 Abb., ÖMV-Mix, 3:4; Wien

GOHN, M. 1983: Genormte Qualität – Anwendungstechnische Eigenschaften von Vergaserkraftstoffen, 3 Abb. ÖMV-Zeitschrift, 1: 29–31; Wien

GOHN, M. 1984: Technischer Prüfstand, Lobau, 5 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 3: 9–11; Wien

GOHN, M. u. POLLAK, K. 1986: Der technische Prüfstand, 6 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 9: 7–10; Wien

GOHRBANDT, K. 1962: Die Kleinforaminiferenfauna des obereozänen Anteils der Reingruber Serie bei Bruderndorf (Bezirk Korneuburg, Niederösterreich); 8 Tafeln, 7 Abb., Mitt. Geol. Ges. in Wien, 54 für 1961: 55–146; Wien

GOHRBANDT, K. 1963: Zur Gliederung des Paläogen im Helvetikum nördlich Salzburg nach planktonischen Foraminiferen, 7 Abb., 1 Tab., 11 Tafeln, Mitt. Geol. Ges. Wien, 56 f. 1963/1: 1–116; Wien

GOLD, O. 1978: Neue überschwere Bohranlage H-3000, 9 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 1: 23–25; Wien

GOLD, O. 1984: Entwicklungstendenzen in der Tiefbohrtechnik, 4 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 11/12: 12–15; Wien

GOLD, O. u. KOWATSCHITSCH, F. L. 1981: Analyse des Bohrungsvorganges durch kontinuierliche Datenerfassung, 5 Abb., Erdöl-Erdgas Zeitschrift, 97/4: 122–126; Hamburg–Wien

GOLD, TH. u. SOTER, St. 1980: Enthält das Erdinnere große Mengen Naturgas? 5 Abb., Spektrum der Wissensch., 8: 40–48

GOLD, TH. and SOTER, St. 1982: Abiogenic methane and the origin of petroleum, Energy Exploration and Eploitation, 1/2: 89–104; London

GOLDBRUNNER, J. E. 1987: Zum Stand der geothermischen und balneologischen Tiefengrundwassernutzung im Oststeirischen Becken und im oberösterreichischen Molassebecken, 7 Abb., 1 Tab., Zeitschr. d. deutschen Geol. Ges, 138/2: 513–526: Hannover

GOLDBRUNNER, J. E. u. SEITINGER, P. 1991: Die Tiefbohrung „Waltersdorf 2", 3 Abb., ÖMV-Mix, 1:5–6; Wien

GOLDBRUNNER, J. E. u. ZÖTL, J. 1985: Geothermale Energie in Österreich (III). Die Bohrung Fürstenfeld Thermal 1, Niederlage oder Hoffnung? 4 Abb., Information Geothermie, Heft 5, Inst. f. Geothermie u. Hydrogeologie der Forschungsges. Joanneum, 8 Seiten; Graz

GOLDBRUNNER, J. E. u. ZÖTL, J. 1987: Geothermale Energie in Österreich (IV) Aufschließung der Bohrung Fürstenfeld Thermal 1; 5 Abb., Information Geothermie, Heft 7, Inst. f. Geothermie u. Hydrogeologie der Forschungsges. Joanneum, 8 Seiten; Graz

GOLWER, A. 1981: Versickerungsverhalten und Ausbreitung von Mineralölen und Chemikalien im Untergrund, 1 Abb., Erdöl u. Kohle, 34/10: 455; Hamburg

GÖRISCH, K. 1982: Über die mechanische Bohrgeschwindigkeit von Rollenmeißeln, 4 Abb., 4 Tab., Z. f. angew. Geologie, 28/2: 85–92; Berlin

GOTHAN, W. 1940: Stinksteine und Stinkgesteine, Zeitschr. f. Geschiebeforschung und Flachlandgeologie 3: 161

GOTTSCHLING, P. 1966: Zur Geologie der Hauptklippenzone und der Laaber Teildecke im Bereich von Glashütte bis Bernreith (N.Ö). 4 Tafeln, 2 Abb., Mitt. Geol. Ges. Wien, 58 f. 1965: 23–86; Wien

GÖTZINGER, G. 1922: Geologisches Gutachten über das Freischurfgebiet südlich und südöstlich von Schneegattern zwischen Schwemmbachthal und Westbahn. Privat-Gutachten; Wien 2. 3. 1922

GÖTZINGER, G. 1924 a: Bericht über das Gas- und Oelvorkommen Hammerau, Privatbrief an die GD. der B. Wetzler'schen Industrien; Preßbaum 3. 11. 1924

GÖTZINGER, G. 1924 b: Ein neues Erdölvorkommen in der Umgebung von Salzburg. Zeitschr. d. Intern. Vereines d. Bohring. und Bohrtechniker, 32/24: 190–191; Wien

GÖTZINGER, G. 1925 a: Das Erdöl am österreichischen Alpenrand. Österr. Industrie- und Handelszeitung vom 31. 3. 1925, 50/1: 1

GÖTZINGER, G. 1925 b: Geologisches Gutachten über die Erdölvorkommen der „NIREG", Naphta-Belieferungs-Gen., G.m.b.H., Wien-Linz. Österr. Industrie u. Handelszeitung, 50/1:2, 31. 3. 1925

GÖTZINGER, G. 1925 c: Erdölvorkommen zwischen Attersee und Gmundnersee, Neue Freie Presse vom 26. Juni 1925

GÖTZINGER, G. 1925 d: Enstellte Angaben über Erdölvorkommen zwischen Attersee und Gmundnersee. Petroleum 1925, Nr. 20.

GÖTZINGER, G. 1926 a: Neueste Erfahrungen über den oberösterreichischen Schlier unter besonderer Berücksichtigung der beiden 1200 m Tiefbohrungen bei Braunau am Inn. Zeitschr. Petroleum 1926, 22, Nr. 1

GÖTZINGER, G. 1926 b: Beobachtungen am Oelausbiß Anzbach am Rande des Wienerwaldes. Intern. Zeitschr. f. Bohrt., Erdölbergbau und Geologie, XXXIV. Jg. 11: 81–83; Wien

GÖTZINGER, G. 1927: Gutachten über die Gas- und Erdölhöffigkeit der Dome von Lanzendorf und Schwadorf im Wiener Becken. Korrigierte Kopie, Sept. 1927

GÖTZINGER, G. 1929: Die geologische Erforschung Oberösterreichs. Linzer Tagespost vom 7. 4. 1929

GÖTZINGER, G. 1931 a: Über die natürliche Gasexplosion in der Flyschzone südlich Kilb, N.Ö., Zeitschr. Petroleum, XXVII. Bd. 36: 656–665; Wien

GÖTZINGER, G. 1931 b: Die natürliche Gasexplosion in der Flyschzone der Gemeinde Kettenreith bei Kilb, N. Ö., Intern. Zeitschr. f. Bohrt., Erdölbergbau u. Geologie, 39/12: 91–93; Wien

GÖTZINGER, G. 1931 c: Erdöl in Niederösterreich. Wr. Neueste Nachrichten vom 24. Juni 1931

GÖTZINGER, G. 1932 a: Geologisches Exposé. Über das Schurfgebiet im Raume: Wels-Schwanenstadt-Haag-Schallerbach-(Wallern)-Wels. Unveröffentl. Gutachten, 17 Maschinseiten; Wien

GÖTZINGER, G. 1932 b: Einige Wasseranalysen von Jodwässern aus dem Schliergebiet von Wels in O.Ö., Privatbrief an W. SMALL, Eurogasco.; Preßbaum, 7. 4. 1932

GÖTZINGER, G. 1932 c: Vorläufiger Bericht und geologische Beschreibung einiger Freischurfgebiete des Herrn Adolf Eichmann, Linz. Privat-Gutachten; Wien, 12. 12. 1932

GÖTZINGER, G. 1934: Neue Erkenntnisse über den Untergrund des Wienerwaldes. Int. Zeitschr. f. Bohrt., Erdölbergbau und Geologie, 14–15.

GÖTZINGER, G. 1940: Bericht über den gegenwärtigen Stand der geologischen Kenntnis des Flysches im Schöpflgebiet. Unveröffentlichtes Privatgutachten; Wien, 12. 6. 1940

GÖTZINGER, G. 1954: Die Flyschzone, 1. Abb., 1 Tab. aus: Erläut. zur geol. Karte d. Umgebung v. Wien, S. 43–93, GBA; Wien

GÖTZINGER, G. & EXNER, CH. 1953: Kristallingerölle und -scherlinge des Wienerwaldflysches und der Molasse südlich der Donau, 2 Abb., aus: Skizzen zum Antlitz der Erde, H. KUPPER et al. (Hrsg.): 81–106, Vg. Gebr. Hollinek; Wien

GÖTZINGER, G., GRILL, R., KÜPPER, H. & VETTERS, H. 1952: Geologische Karte der Umgebung von Wien, 1:75.000, Vg. GBA; Wien

GÖTZINGER, G. & SCHADLER, J. 1934: Bericht über ein neues Bergteervorkommen in Daxberg bei Eferding (O. Ö.). Situationsbericht der Redaktion: Tägl. Berichte über die Petroleumindustrie, 28/174: 4; Wien, 21. 8. 1934

GÖTZINGER, G. & VETTERS, H. 1923: Der Alpenrand zwischen Neulengbach und Kogl, seine Abhängigkeit vom Untergrund in Gesteinsausbildung und Gebirgsbau. 1 Karte, 5 Abb., Jahrb. GBA, 73/1 u. 2:1–38; Wien

GÖTZINGER, G. & VETTERS, H. 1929: Bericht über die geologischen Untersuchungen im Schurfgebiet: Land Oberösterreich – Dr. SILBERBERG – Dr. THALLMAYER. Unveröffentl. Bericht, 17 Maschinseiten; Wien

GÖTZINGER, K. 1967: Österreichische Erdölprovinzen – Vergangenheit, Gegenwart und Zukunft. ÖMV-Werkzeitung, 10/12: 2–5; Wien

GÖTZINGER, K. & STOWASSER, H. 1969: Geologie der Erdölförderung – Produktionsgeologie. ÖMV-Zeitschrift, 12/2: 1–3, Wien

GRAF, H.-G. 1976: Tiefstfördertechnik, 7 Abb., Erdöl-Erdgas Zeitschr. 92/12: 423–425; Hamburg–Wien

GRAF, H.-G. 1977: Probleme übertiefer Exploration und Produktion: Tiefstfördertechnik, 7 Abb., Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 93. Sonderausgabe: 86–88; Hamburg–Wien

GRAF H.-G. 1985: Neue Entwicklungen in der Erdgasfördertechnik. Erdoel-Erdgas, 101/3: 75; Hamburg–Wien

GRAF, H.-G., HADDENHORST, H.-G., RISCHMÜLLER, W. & de la SAUCE, W. 1984: Förder- und Speichertechnik, 20 Abb., Erdöl-Erdgas, 100/4: 139–149; Hamburg–Wien

GRASSER, K. 1980: West-Austria-Gasleitung. 5 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 1:10–11; Wien

GRASSER, K. u. SCHUSTER, F. 1988; Trans-Austria-Gasleitung II, 7 Abb., 2 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 104/11: 453–457; Hamburg–Wien

GRASSHOFF, K. 1983: Methods of Seawater Analysis, Verlag Chemie, 419 S.

GRILL, R. 1937: Das Oligocänbecken von Gallneukirchen bei Linz a. D. und seine Nachbargebiete, 1 Karte. Mitt. Geol. Ges. Wien., 28: 37–72; Wien

GRILL, R. 1941: Stratigraphische Untersuchungen mit Hilfe von Mikrofaunen im Wiener Becken und den benachbarten Molasseanteilen. 18 Abb., 1 Tab., Oel und Kohle, 37/31: 595–602; Berlin

GRILL, R. 1943: Über mikropaläontologische Gliederungsmöglichkeiten im Miozän des Wiener Bekkens, 8 Tafeln. Mitt. R. A. f. Bodenf., 6: 33–44; Wien

GRILL, R. 1947: Über erdölgeologische Arbeiten in der Molassezone von Österreich. 3 Abb., Verh. GBA, 1–3, Jg. 1945: 4–28; Wien

GRILL, R. 1951: Exkursion in das Korneuburger und das nördliche inneralpine Wiener Becken. Vh. GBA, Sonderheft A: 1–20, Jg. 1950–51; Wien

GRILL, R. 1952: Neue Jodwasserbohrungen in Bad Hall, 1 Abb., Verh. GBA, Jg. 1952/2: 1–8; Wien

GRILL, R. 1953: Der Flysch, die Waschbergzone und das Jungtertiär um Ernstbrunn (Niederösterreich); 2 Tafeln, Jb. GBA, 96/1: 65–116; Wien

GRILL, R. 1955: Über die Verbreitung des Badener Tegels im Wiener Becken. 1 Abb., Verh. GBA, 2: 113–120; Wien

GRILL, R. 1956: Österreichs aufgeschlossene Erdölreserven und seine Erdölhoffnungsgebiete. 1 Tab., 1 Abb., Erdoel-Zeitschr. 7, 8 Seiten; Wien

GRILL, R. 1957 a: Die österreichischen Erdölgebiete. Überblick der erdölgeologischen Verhältnisse Österreichs. 4 Abb. 1 Tab. Aus: Erdöl in Österreich, Vg. Natur u. Technik: 47–54; Wien

GRILL, R. 1957 b: Die aufgeschlossenen Erdölreserven Österreichs und die Aussichten auf Entdeckung neuer Felder, 1 Abb., aus: Erdöl in Österreich: 93–99, Vg. Natur und Technik; Wien

GRILL, R. 1957 c: Die stratigraphische Stellung des Hollenburg-Karlstettener Konglomerats (N. Ö.), Verh. GBA, 1957/2: 113–120; Wien

GRILL, R. 1958: Über den geologischen Aufbau des Außeralpinen Wiener Beckens, 1 Karte, 1 Schnitt, 1 Tab., Verh. GBA 1: 44–54; Wien

GRILL, R. 1960: Untergrenze und Gliederung des Miozäns im Wiener Becken, 1 Tab. 1 geol. Karte, Mitt. Geol. Ges. Wien, 52: 125–132; Wien

GRILL, R. 1962: Erläuterungen zur Geologischen Karte der Umgebung von Korneuburg und Stockerau (1: 50.000); 2 Tafeln, 1 Abb., 1 Tab., 52 Seiten, GBA Wien

GRILL, R. 1968: Erläuterungen zur Geologischen Karte des nordöstlichen Weinviertels und zu Blatt Gänsendorf, 2 Tafeln, 4 Tab., 9 Abb., 155 Seiten, GBA; Wien

GRILL, R. 1983: Bericht 1979 über die Aufnahme von Großaufschlüssen in den tertiären Ablagerungen auf Blatt 77 Eisenstadt, Verh. GBA, 1980/1: A60–A61; Wien

GRILL, R. (und 8 MItarbeiter) 1963: Exkursion Inneralpines Wiener Becken nördlich der Donau, Molassegebiet und Waschbergzone. 1 Tafel, 3 Abb., 3 Tab., Exkursionsführer f. d. Achte Europ. Mikropal. Koll. in Öst., Verh. GBA, Sonderheft F. 20–40; Wien

GRILL, R. & JANOSCHEK, W. 1980: Erdöl und Erdgas, 5 Abb., 2 Tab. aus: Der geologische Aufbau Österreichs. Herausgeg. v. d. GBA: 556–574, Springer Verlag

GRILL, R. & KAPOUNEK, J. 1964: Waschbergzone und Erdölfelder, 2 Tafeln, 1 Tabelle. Exkursion II/1: Der Außenrand des alpin-karpatischen Gebirges bei Wien. Mitt. d. Geol. Ges. in Wien, 57/1: 147–155; Wien

GRILL, R., KAPOUNEK, J., KÜPPER, H., PAPP, A., PLÖCHINGER, B., PREY, S. & TOLLMANN, A. 1968: zahlr. Tafeln, Abb., Tab., Neogene Basins and Sedimentary Units of the Eastern Alps near Vienna. Int. Geol. Congr. 1968 Guide to Exc. 33 C – Austria; Geol. Survey of Austria, 75 p.; Vienna

GRILL, R., KAPOUNEK, J. & PAPP, A. 1968: Vienna Basin and Molasse Region north of the Danube. 2 plates, 2 tables. aus: Guide to Excursion 33 C „Neogene Basins and Sedimentary Units": 5–17. Geol. Survey of Austria; Wien

GRILL, R. & KÜPPER, H. (Redakt,) 1954: Erläuterungen zur geologischen Karte der Umgebung von Wien, 1:75.000 (Ausgabe 1952), 4 Tab., 15 Tafeln. Geol. Bundesanstalt: 138 S.; Wien

GRILL, R. & WALDMANN, L. 1950: Zur Kenntnis des Untergrundes der Molasse in Österreich. 2 Tafeln, Jahrb. d. GBA, Jg. 1949–51, XCIV.: 1–40; Wien

GRIM, R. E. 1968: Clay mineralogy, 2nd ed. McGraw-Hill Book Co. 596 p.; New York

GRIMM, L.-F. 1992: Verbund Mineralöl/Petrochemie in hochkonvertierenden Raffinerien, 3 Abb., 9 Tab. Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/9: 355–358; Hamburg-Wien

GROSS, E. 1963: Die Möglichkeiten der Automation im Erdölförderbetrieb. 30 Abb., Erdöl-Zeitschr. 4: 121–132; Wien–Hamburg

GROSSER, P. 1991: Kein Wind, viel Sand und keine Sterne (Sandkorrosion bei der KW-Förderung), 4 Abb., ÖMV-Mix, 4:8–9; Wien

GROSSKOPF, K. 1958: Prüfröhrchen als Detektoren der Gaschromatographie, 3 Abb., 2 Tab., Erdöl und Kohle, 11/5: 304–306; Hamburg

GROSSMANN, U. u. MARX, C. 1990: Bohrkleintransport in geneigten und horizontalen Bohrungen, 9 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/2: 58–62; Hamburg–Wien

GROTEWOLD, G. & SCHLEMM, F. 1991: Neue Entwicklungen in der Produktion und Aufbereitung von Erdgas, 8 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle 107/6: 269–274; Hamburg–Wien

GRÜN, W. 1969: Flysch Microfauna of the Hagenbach Valley (Northern Vienna Woods), Austria, 9 plates, 1 tab., Annal. de la Soc. Geol. de Pologne, 39/1–3: 305–334; Krakau

GRÜN, W. 1984: Die Erschließung von Lagerstätten im Untergrund der alpin-karpatischen Stirnzone Niederösterreich, 5 Abb., 1 Tab. Erdöl-Erdgas, 100/9: 292–295 Hamburg–Wien

GRÜN, W. 1992: Im Steinberg-Gebiet: Erste Horizontalbohrung Österreichs, 1 Abb., ÖMV-Gruppe-Mix, 1: 22–23; Wien

GRÜN, W., KITTLER, G., LAUER, G., PAPP, A. & SCHNABEL, W. 1972: Studien in der Unterkreide des Wienerwaldes. 11 Tab., 12 Abb, 35 Tafeln. Jahrb. GBA 115:103–186; Wien

GRÜN, W., LAUER, G., NIEDERMAYR, G. & SCHNABEL, W. 1964: Die Kreide-Tertiär-Grenze im Wienerwaldflysch bei Hochstraß (NÖ.), 5 Tafeln, 4 Abb., Verh. GBA, 2: 226–283; Wien

GRUNAU, H.R. 1983: Abundance of source rocks for oil and gas worldwide, 8 figs., J. of Petrol Geol. 6/1: 39–54; Beaconsfield

GUHSL, H. 1983: Produktenleitungen West (PLW), 3 Abb. ÖMV-Zeitschrift, 5: 12–13; Wien

GÜMBEL, C. W.1870: Über Nulliporenkalk und Coccolithen, Verh. GRA S. 201–203; Wien

GUNDLACH, H., van den BOOM, G., & KOCH, W. 1981: Geochemische Untersuchungen; 14 Abb., 11 Tabellen, 1 Tafel. aus: Angewandte Geowissenschaften von F. BENDER (Herausg.), I: 311–369, Enke Verlag; Stuttgart

GÜNTHER, W. & TICHY, G. 1979: Die Ölschieferschurfbaue im Bundesland Salzburg, 3 Abb., Mitt. Ges. Salzb. Landesk., 119: 375–381; Salzburg

GUSSOW, W. C. 1954: Differential entrapment of oil and gas – a fundamental principle, AAPG, Bull. 38: 818–853; Tulsa

GUSSOW, W. C. 1955: Time of migration of oil and gas. AAPG. Bull., 39:547–573; Tulsa

GUSSOW, W. C. 1968: Migration of reservoir fluids, Journ. Petrol. Technol., p. 353–363

GUTDEUTSCH, R. and ARIC, K. 1988: Seismicity and Neotectonics of the East-Alpine-Carpathian and Pannonian Area. The Pannonian basin, a study in basin evolution. AAPG Memoir 45: 183–195; Tulsa-Budapest

GUTDEUTSCH, R. u. SEIBERL, W. 1987: Aeromagentische Vermessung Österreichs. Bericht d. Öst. Ak. d. Wiss.; Wien

GWINNER, M. P. 1965: Geometrische Grundlagen der Geologie, 262 Abb., 10 Tab., Vg. Schweizerbart, 154 S.; Stuttgart

GWINNER, M. P. 1978: Geologie der Alpen (2. Auflage), 394 Abb., 480 Seiten, B. Schweizerbart'sche Verlagsbuchh.; Stuttgart

GYURITS, K. 1970: Der Mistelbacher Schotterkegel, 128 S., 19 Bl. 12 Bl. Diagr., Diss. Phil. Fak. Univ. Wien, 29. 1. 1971

HABEL, O. u. HÜTTER, J. 1980: Lebendölförderung im Betriebsabschnitt Prottes, 2 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 23/1: 8–9; Wien

HACKEL, A. 1983: Der ÖMV-Erdgasbetrieb, 3 Abb., 3 Tab., ÖMV-Zeitschrift, 1: 3–5; Wien

HACKL, A. 1993: Zukunftsperspektiven der Umweltschutzanforderungen an Verarbeitung und Logistik, 5 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 109/2: 76, 78–80; Hamburg–Wien

Hadersdorf-Weidlingau Bürgermeisteramt, Bürgermeister PAHNL, 1931: Schreiben vom 26. 6. 1931, Zl. 1653/31. Als Antwort auf Brief von G. GÖTZINGER vom 24. 6. 1931

HAENEL, R. 1976: Geothermische Untersuchungen im Bereich der Geotraverse München/Salzburg – Verona/Trieste; 2 Abb., Geol. Rundschau, 65/2: 710–715; Stuttgart

HAENEL, R. u. ZOTH, G. 1973: Heat flow measurements in Austria and heat flow maps of Central Europe. 7 Abb., 1 Tab., Z. f. Geophysik. 39: 425–439; Würzburg

HAGN, H. 1981: Jura und Kreide der kalkalpinen Randschuppe und des Helvetikums in der Tiefbohrung Vorderriß 1, 3 Abb., 14 Tafeln. Geologica bavar. 81: 65–113; München

HAHN, A. et al. 1985: Geomagnetik, 78 Abb., 8 Tab. aus: Angewandte Geowissenschaften von F. BENDER (Herausg.) II: 54–155, Enke Verlag; Stuttgart

HAHN, H. 1986: Schutzmaßnahmen im Erdölförderbetrieb – Elektrotechnische Sicherheit, 3 Abb., 3 Tab., ÖMV-Zeitschrift, 1: 24–26; Wien

HAHN, J. 1970: Eine gaschromatographische Methode zur schnellen Charakterisierung der organischen Substanz von Bohrkernen und anderen Sedimentproben. 2 Abb., Erdöl u. Kohle, 23/12: 790–792; Hamburg

HÄHNE, R. u. RASCHER, J. 1978: Neue Erkenntnisse bei der Gewinnung und hydrochemischen Charakterisierung von Haftwässern. 4 Tab., 3 Abb. Z. f. angew. Geol. 24/2: 74–78; Berlin

HALBOUTY, M. T. 1976: Application of Landsat Imagery to Petroleum and Mineral Exploration, 37 Figs., AAPG, Bull. 60/5: 745–793, Tulsa

HALBOUTY, M. T. 1980: Geologic Significance of Landsat Data for 15 Giant Oil and Gas Fields, 30 Figs., AAPG., Bull. 64/1: 8–36; Tulsa

HALBOUTY, M. T. et. al. 1970: World's giant oil and gas fields, geologic factors affecting their formation and basin classification. AAPG. Mem. 14: 502–555; Tulsa

HALLAMASEK, K. & GSCHIEL, A. 1989: Thema Umwelt im Gewinnungsbereich, 5 Abb., ÖMV Zeitschrift 1/89: 8–11, 13; Wien

HALLENBACH, F. 1961: Bohrlochmessungen, 28 Abb., aus: Lehrb. d. Angew. Geologie, I: 889–928; Vg. F. Enke, Stuttgart

HAMANN, R. 1975: Verwendung von Erdölprodukten – Umweltschutzmaßnahmen in Industrieländern, 6 Tab. Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 91/6: 183–188; Hamburg–Wien

HAMEISTER, E. 1960: Wie wird die absolute Permeabilität von Gesteinen ermittelt? 3 Abb., 3 Tab. Z. f angew. Geol. 3: 114–117; Berlin

HAMILTON, G. 1942: Bitumengehalt einer Dolomitbreccie von Perchtoldsdorf, 1 Abb., 2 Tab., Öl und Kohle, 38/45: 1371–1372; Hamburg

HAMILTON, W. 1989 a: Geologie und Umweltschutz, 3 Abb., ÖMV Zeitschrift 1/89: 6–7; Wien

HAMILTON, W. 1989 b: Geologische Ergebnisse von Tiefbohrungen im Flysch und Kalkalpin zwischen Wien und Salzburg, 29 Abb., Exkursion der Österr. Geol. Gesellschaft, 55 Seiten, 14.–15. 10. 1989, Österr. Geol. Ges; Wien

HAMILTON, W., JIŘIČEK, R. & WESSELY, G. 1990: The Alpine-Carpathian floor of the Vienna basin in Austria and ČSSR, 3 figs., 1 table, Thirty years of geological cooperation between Austria and Czecho-

slovakia: 46–56; GBA-Vienna and Geol. Survey-Prague, 1990

HÄMMERLE, E. 1969: Brief an Dr. r. OBERHAUSER betreffend einen Flysch-Bohrkern und den Gasaustritten von den Sperrenstellen der oberen Lutz. Unveröffentlicht, 1 Seite; Bregenz, 7. Dezember 1969

HANSLIK, H. (Red.) 1993: Bestands-Statistik der Kraftfahrzeuge in Österreich 1992; Österr. Statist. Zentralamt, 146 S, 12 Tab.; Wien

HARDAGE, B. A. 1985: The uses and abuses of vertical seismic profiling, 4 figs., World Oil 201/7: 53–56; Houston

HARK, H.-U. 1972: Bodengasmessungen über einem Salzstock in Nordwestdeutschland, 3 Abb., Erdöl-Erdgaszeitschrift, 88/10: 379–386; Hamburg–Wien

HARRIS, St. E. jr. 1958: Anwendung und Auswertung von Luftbildern für geologische Zwecke. 8 Abb., Erdöl u. Kohle, 11/11: 772–778; Hamburg

HARTGE, K. H. & HORN, R. 1990: Mineralböden als Abdichtungsbarrieren bei Deponiekörpern, 5 Abb. Die Geowissenschaften, 8/2: 46–50; Weinheim

HARTNER, O. 1985: Bitumen-Erdölprodukt und Baustoff, 4 Abb. ÖMV-Zeitschrift, 1: 24–26; Wien

HARTNER, O. 1986: Bitumen – Baustoff und Industrierohstoff, 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 1: 18–20; Wien

HARTNER, O. 1988: Bitumen der ÖMV, 1 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 1: 26–28; Wien

HARTNER, O. 1989: Starfalt für sichere und leisere Straßen, 4 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 1: 60–62; Wien

HATZSCH, P. 1991: Tiefbohrtechnik, 89 Abb., F. Enke Vg. 119 S.; Stuttgart

HAUER, R. 1930: Die tertiären Schotter des westlichen Weinviertels. Mitt. d. Geogr. Ges. in Wien, 73/10–12: 278–293; Wien

HAUK, V. 1977: Probleme übertiefer Exploration und Produktion: Rohre und Verbindungen für übertiefe Bohrungen. Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 93. Jg., Sonderausgabe: 83–85; Hamburg–Wien

HAUMER, J., 1989: 50 Milliarden Kubikmeter Erdgasimport aus der UdSSR, 2 Abb., ÖMV Zeitschrift, 2: 19; Wien

HÄUSSLER, A. 1990: Drehstromantriebe für Bohranlagen, 3 Abb., 2 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/1: 12–15; Hamburg–Wien

HAUSWIRTH, C. 1957: Rohoel-Gewinnungs A.G., Geschichte einer Erdölgesellschaft 1935–1957, 5 Abb., 3 Karten, Rohoel-Gewinnungs A.G., 43 Seiten; Wien

HAWLE, H., KRATOCHVIL, H., SCHMIED, H. & WIESENEDER, H. 1967: Reservoir geology of the carbonate oil and gas reservoir of the Vienna Basin, 33 figs., 6 tables, 7th WPC, Proceedings II: 371–395; (Mexico) London

HAWORTH, J. H., SELLENS, M. & WHITTAKER, A. 1985: Interpretation of Hydrocarbon Shows Using Light (C1–C5) Hydrocarbon Gases from Mud-Log Data, 4 figs. AAPG. Bull. 69/8: 1305–1310; Tulsa

HAYES, C. THACKER, M. M. & VIELLENAVE, J. H. 1984: Exploration techniques aided by computer tiering, 10 figs., World Oil, 199/7: 64–68, 70: Houston

HEDBERG, H. D. 1982: Methane Generation and Petroleum Migration, 29 figs. aus: Problems of Petroleum Migration: 179–206, AAPG. Studies in Geology No. 10, Tulsa, January 1982 (2nd printing)

HEDDEN, K. 1992: Fortschritte in der Erdgas-Aufbereitung und bei der Erdgas-Speicherung. Erdöl-Erdgas-Kohle 108/3: 135; Hamburg–Wien

HEDEMANN, H. A. 1968: Beiträge zur Geothermik aus Tiefbohrungen. In: Methoden und Ergebnisse geothermischer Untersuchungen. Freiberger Forschungs.-H., C228: 63–78; Leipzig

HEEK, K. H. van, JÜNTGEN, H., LUFT, K.-F; & TEICHMÜLLER M. 1971: Aussagen zur Gasbildung in frühen Inkohlungsstadien auf Grund von Pyrolyseversuchen. 11 Abb., 3 Tab. Erdöl u. Kohle, 24/9: 566-572; Hamburg

HEERMANN, O. 1954: Erdölgeologische Grundlagen der Aufschlußarbeiten im ostbayerischen Molassebecken. Bull. Ver. Schweiz. Petrol.-Geol. und Ing. 21/60

HEGER, F. 1988: Die Heizöle der ÖMV, 1 Abb., ÖMV-Zeitschrift 1: 14–15; Wien

HEGER, F. & BUCHSBAUM, A. 1992: Gasöl, 2 Abb. 1 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/3: 125–126; Hamburg–Wien

HEISLER, L. 1963: Betriebserfahrungen mit der Entschwefelungsanlage Aderklaa der Österreichischen Mineralölverwaltungs-AG., 8 Abb., 2 Tab., Erdöl-Zeitschr. 11: 514–522; Wien–Hamburg

HEISLER, L. 1967: Erdgasaufbereitung unter Berücksichtigung der sicherheitstechnischen Erfordernisse, 12 Abb., 3 Tab., 2 Diagr. Erdoel-Erdgas Zeitschr. 83/5: 178–188; Wien

HEISSEL, G. 1978: Karwendel – geologischer Bau und Versuch einer tektonischen Rückformung, 28 Abb., 8 Beilagetafeln, Geol. Pal. Mitt. Innsbr. 8: 227–288; Innsbruck

HEISSEL, W. 1958: Zur Tektonik der Nordtiroler Kalkalpen, 2 Abb., 1 Tafel. Mitt. geol. Ges. Wien, 50 f. 1957: 95–132; Wien

HEKEL, H. 1968: Nannoplanktonhorizonte und tektonische Strukturen in der Flyschzone nördlich von Wien (Bisambergzug), 4 Abb., 8 Tafeln. Jb. GBA, 111/2: 293–338; Wien

HELLER, R. 1956: Ölspuren in einer Wasserquelle (Dobernigg-Loich bei Kirchberg/Pielach); Unveröffentlichter NIOGAS-Bericht, 2 Maschinseiten; Wien 7. 11. 1956

HERDEGEN (Redakteur) 1927: Zur Frage des Erdgas- und Erdölvorkommens im Wiener Becken. Wiener Neueste Nachrichten, 25. 4. 1927

HERITSCH, H. 1966: Das vulkanische Gestein aus einer Bohrung bei Wundschuh, südlich von Graz, 4 Abb. 3 Tab., 2 Tafeln. Mitt. naturw. Verein. Stmk. 96:59–68; Graz

HERITSCH, H. 1967: Über die Magmenentfaltung des steirischen Vulkanbogens, 4 Abb., 2 Tab., Contr. Mineral. and Petrol, 15: 330–344

HERITSCH, H. 1979: Vulkanite aus den Tiefbohrungen von St. Nikolai, Wiersdorf und St. Peter, Oststeiermark, 4 Abb, 3 Tab., Mitt. naturw. Verein Steiermark, 109: 25–32; Graz

HERITSCH, H., HÖLLER, H. & KOLLMANN, K. 1964: Steirisches Tertiär- und Vulkangebiet. 1 Tafel. aus: Exkursion III/7, 2 Teil. Mitt. Geol. Ges. in Wien, 57/1: 365–377; Wien

HERNDLER, E. 1991: Exploration von Kohlenwasserstoffen in Oberösterreich A. Seismik, ÖMV-Gruppe Magazin, 1:37–38; Wien

HERNDLER, E. & EGGER, N. C. 1990: Seismik auf steilen Pfaden, 4 Abb., ÖMV-Mix, 7: 8–9; Wien

HERRMANN, P. 1985: Erläuterungen zu Blatt 83 Sulzberg. –20 S., Geol. Karte Republik Österreich 1:25.000; Wien (Geol. Bundesanstalt)

HERTWECK, G. 1961: Die Geologie der Ötscherdecke im Gebiet der Triesting und Piesting und die Frage der alpin-karpathischen Abbiegung in den niederösterreichischen Kalkalpen, 6 Tafeln. Mitt. Ges. Geol. u. Bergbaustud. 12: 3–84; Wien

HERTWIG, G. u. HEINZ, L. 1990: Alternative zum Einsatz fossiler Energieträger: Geothermische Energie. Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/5: 210–211; Hamburg–Wien

HERZFELD, R. M. 1984: Magneto-electric exploration: development of a statistical track record. 15 figs, 3 tables. The Oil and Gas J. 82/7: 125–126, 128–131; Tulsa

HEYNE, B. 1976: Spülungsreinigung mit dem Entsander, 3 Abb., 2 Tab. Zeitschr. f. angew. Geol. 22/1: 43–45; Berlin

HILTERMANN, H. 1966: Klassifikation rezenter Brack- und Salinar-Wässer in ihrer Anwendung für fossile Bildungen; 7 Abb., 2 Tafeln. Zeitschr. d. deutschen Geol. Ges., 115: 463–496: Hannover

HIMSL, L. & REICHEL, P. 1989: Regenerative Rauchgasentschwefelung in der Raffinerie, 5 Abb., 1 Tab., ÖMV-Zeitschrift 1/30–32; Wien

HIMSL, L. & REICHEL, P. 1991: Regenerative Rauchgasentschwefelung in der Raffinerie, 5 Abb. ÖMV-Magazin, 3: 46–48; Wien

HINGL, J., TÓTH, Z. & MUCZANY, J. 1980: Untersuchungen zur Standfestigkeit der Bohrlochwand. 2 Abb., Z. f. ang. Geol. 26/12: 642–644; Berlin

HINTERHOFER, H. H. & GABL, P. 1986: Monte Carlo-Simulation: Risikoabschätzung bei der Bewertung von Explorationsobjekten, 1 Abb. Erdöl-Erdgas-Kohle 102/4: 192; Hamburg-Wien

HINTERHUBER, H. & GABL, P. 1984: Die risikoanalytische Bewertung von Explorationsprojekten mit Hilfe der Monte-Carlo-Simulation, 6 Abb., Erdöl-Erdgas, 100/2: 58–63; Hamburg–Wien

HINZE, C et al. 1981: Die geologische Geländeaufnahme (Kartierung); 34 Abb., 2 Tafeln, 9 Tabellen; aus: Angewandte Geowissenschaften von F. BENDER (Herausgeb.), I: 1–85, Enke Verlag; Stuttgart

HIPPMANN, F. 1984: Alternative Umweltschutzmaßnahmen der ÖMV, 2 Abb. ÖMV-Zeitschrift, 1: 6–7, Sonderdruck; Wien

HIPPMANN, F. 1986: Der Erdölförderbetrieb ist schon lange auf dem richtigen Weg (Umweltschutz), 2 Abb. ÖMV Zeitschrift, 5: 14–15; Wien

HLAUSCHEK, H. 1928: Aufgaben und Arbeitsweisen der Ölgeologie, 32. Abb., zahlr. Tab. 117 Seiten. Abh. zur prakt. Geol. u. Bergwissenschaftslehre, 14, Vg. W. Knapp; Halle/Saale

HOARD, R. E. 1985: Sonic waveform logging: a new way to obtain subsurface geologic information, 10 figs. Oil and Gas J. 83/26: 70–74; Tulsa

HOCHRAINER, H.-P. 1988 a: Erdgas für Tirol, 3 Abb. ÖMV-Zeitschrift 1: 42–43; Wien

HOCHRAINER, H.-P. 1988 b: Die TAG-Erweiterung aus technischer Sicht. ÖMV-Zeitschrift 2: 22–25; Wien

HOCHRAINER, H.-P. 1989: Erdgas international, 2 Abb. ÖMV-Zeitschrift 3: 44–46; Wien

HOCHULI, P. 1978: Palynologische Untersuchungen im Oligozän und Untermiozän der Zentralen und Westlichen Paratethys, Beitr. Paläont. Österr. 4: 1–132; Wien

HÖCK, V., FRASL, G., STEININGER, F. & VETTERS, W. 1983: Zur Geologie des Kristallins und Tertiärs der weiteren Umgebung von Eggenburg, 10 Abb. 1 Tab. Exk. d. Öst. Geol. Ges. am 8. Okt. 1983, Exkursionsführer, 59 Seiten; Wien

HOENIGER, P. 1932: Erdöl und Gasquellen vor den Toren Wiens. „Der Morgen", 17 10. 1932

HOFER, E. 1984: Bekämpfung von Bakterien im Sondenwasser, 3 Abb. ÖMV-Zeitschrift, 9: 22–23; Wien

HÖFFERL, F. 1988: TASSO – Ein Raffineriemodell für die operative Tagesplanung, 2 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 104/1: 26–30; Hamburg–Wien

HÖFFERL, F. 1989: Lineares Modell zur Erzeugung von Mischgut-Rezepturen für die Bitumenerzeugung, 1 Abb., 1 Tab. Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/10: 412–413; Hamburg–Wien

HOFFMANN, J. P. 1983: Öl: Vom ersten bis zum letzten Tropfen. Westermann Verlag; Braunschweig

HOHENEGGER, J. & LEIN, R. 1977: Die Reiflinger Schichten des Schneeberg-Nordostabfalles und ihre Foraminiferenfauna. Teil 1: Geologie, Stratigraphie und Systematik (exklusive Lagenina). 7 Abb., 5 Tafeln. Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. Österr. 24: 203–261; Wien

HOHENEGGER, J. & LOBITZER, H. 1971: Die Foraminiferen-Verteilung in einem obertriadischen Karbonatplattform-Becken-Komplex der östlichen Nördlichen Kalkalpen. 4 Abb., 3 Taf. Verh. GBA, 1971/3: 458–485; Wien

HOHL, O. 1927: Über einige neue Fossilfundstellen der sarmatischen Stufe in der Umgebung von Gleisdorf, 2 Abb. Verh. GBA, 1927/8: 170–180; Wien

HOLLERBACH, A. 1980: Organische Substanzen biologischen Ursprungs in Erdölen und Kohlen. 3 Abb. 4 Tab. Erdöl u. Kohle, 33/8: 362–367; Hamburg

HOLLERBACH, A. 1985: Grundlagen der organischen Geochemie; 35 Abb. Springer Verlag, 190 S.; Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo

HOLLINDERBÄUMER, J. 1991: Zur Ortung von Kohlenwasserstofflagerstätten mit Hilfe der Eigenpotentialmethode, 12 Abb. Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/3: 105–109; Hamburg-Wien

HOLST, A. 1988: Kombination von Tensiden mit Copolymeren für die Erdöltertiärförderung, 7 Abb. Erdöl-Erdgas-Kohle, 104/7/8: 324–326; Hamburg–Wien

HOLSTE, W. 1959: Problems and Results with Refraction Seismics in Boreholes. Geophysical Prospecting 7: 231–244

HÖLTING, B. 1984: Hydrogeologie, 2. Aufl. 104 Abb., 27 Tab. F. Enke Vg, 370 S.; Stuttgart

HOLZLEITNER, H. 1926: Das Erdgas führende Terrain am Unterlaufe des Ennsflusses in Ober- und Nie-

derösterreich. 2 Abb. Int. Zeitschr. f. Bohrtechnik, Erdölbergbau und Geologie, 34/8: 57–60, 15. April 1926

HORNICZEK, J. 1983: Was ist Petrochemie? 7 Abb., ÖMV-Zeitschrift 6:5–10; Wien

HORNICZEK, J. 1989: Umweltschutz in der PCD, 1 Abb., ÖMV-Zeitschrift 1/89: 43; Wien

HORSFIELD, B., DISKO, U. & LEISTNER, F. 1989: The micro-scale simulation of maturation: outline of a new technique and its potentional applications. 8 figs., 1 table. Geolog. Rundschau, 78/1: 361–374; Stuttgart

HORVATH, Sz. u. LACHMAYER, O. H. 1964: Einige Besonderheiten beim Ausbeuten eines relativ homogenen flachen Ölträgers mit Gaskappe und Wassertrieb. 24 Abb., 5 Tab. Erdoel-Zeitschr. 9: 331–341; Wien–Hamburg

HORVATH, Sz. 1969: Bohrlochmessungen und deren Auswertung bei der Bohrung Schönkirchen T 32. 4 Abb., Erdoel-Erdgas-Z., 85/4: 148–151; Wien–Hamburg

HORVATH, Sz. 1977: Beiträge zur Auswertung der Bohrlochmessungen im Wiener Becken. 17 Abb. Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 93. Jg., Sonderausgabe: 118–124; Hamburg–Wien

HORVATH, Sz. 1982: Die Abteilung Geophysik, Bohrlochgeophysik; 2. Teil, 6 Abb. ÖMV-Zeitschrift 3: 29–32; Wien

HORVATH, Sz. 1984: Die Entwicklung der bohrlochgeophysikalischen Tätitgkeit in der ÖMV AG. 4 Abb. Erdöl-Erdgas, 100/9: 304–307; Hamburg–Wien

HORVITZ, L. 1982: Near-Surface Evidence of Hydrocarbon Movement from Depth. 18 figs., 1 table, 1 appendix. aus: Problems of Petroleum Migration: 241–269, AAPG. Studies in Geology 10; Tulsa, January 1982 (2nd printing), 1st printing May 1980)

HOUDRY, P. & LANG, D. G. 1983: 3-D land seismic acquisition – a case history. 7 figs. The Oil and Gas J., 81/40: 140, 143, 146; Tulsa

HRADIL, G. 1946: Die Ölschiefer Tirols. Veröff. Ferdinandeum 26/29: 25–32; Innsbruck

HRADIL, G. 1953: Der Ölschiefer von Häring in Tirol. Erdöl u. Kohle. 6/4: 189–191; Hamburg

HRADIL, G. u. FALSER, H. v. 1930: Die Ölschiefer Tirols; Leipzig

HRYNASZ, K. 1987: Die Arbeiten an der Transaustria-Gasleitung II. ÖMV-Zeitschrift, 3: 19–21; Wien

HUALLA, R. 1932: Wird Österreich durch Erdöl saniert? Der Morgen, 21. 11. 1932

HUALLA, R. 1935: Geheimnis um Österreichs Erdöl, Der Morgen, 25. 3. 1935

HUBBE, J., BUCKUP, K. & MÄDLER, K. 1975: Das Induktionslog – ein modernes bohrlochgeophysikalisches Verfahren zur Bestimmung des Gebirgswiderstandes. 7 Abb., 1 Tab. Zeitschr. f. angew. Geol. 21/3: 124–129; Berlin

HUBER, K. LETTAU, O., MEINSCHIEN, H., MÜLLER, M. NIEDERDING, F. & WEGGEN, K. 1991: Gas Exploration Beneath the Bavarian Alps - A Technical Challenge. 7 figs. aus: Super-Deep Continental Drilling and Deep Geophysical Sounding: 191–202, Springer Verlag

HUBER, L. 1984: Natural Gas Analysis by Gas Chromatography. Instrumentation and Application. 10 figs., 3 tables. Erdöl u. Kohle, 37/6: 249–257; Leinfelden–Echterdingen

HÜBL, H. H. 1938: Säugetierfunde in der Oststeiermark zwischen Raab und Feistritz. 1 Tafel. Mitt. Naturwiss. Ver. f. Steiermark, 75: 48–59; Graz

HÜBL, H. H. 1942: Die Jungtertiärablagerungen am Grundgebirgsrand zwischen Graz und Weiz. 11 Abb. Mitt. RA f. Bodenf., Zweigst. Wien, 3: 27–72; Wien

HUBMANN, A. 1989: Umweltfreundliche Schmierstoffe. 2 Abb. ÖMV-Zeitschrift, 1: 58–59; Wien

HUBMANN, A. 1992: Schmierstoffe. Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/3: 127; Hamburg–Wien

HUC, A. Y. 1990: Deposition of organic facies. AAPG Studies in Geology, Vol. 30: 234 pp. AAPG; Tulsa

HUCKRIEDE, R. & JACOBSHAGEN, V. 1958: Ein Querschnitt durch die Nördlichen Kalkalpen (Oberstdorf-Pettneu). 6 Abb., 1 Tab., 1 Tafel. Z. dt. geol. Ges. Bd. 109 f. 1957: 373–388; Hannover

HUF, W. 1963: Die Schichtenfolge der Aufschlußbohrung „Dornbirn 1" (Vorarlberg, Österreich). Bull. Ver. Schweizer Petrol.-Geol. u. Ing. 29/77: 9–10; Zürich

HUFF, K. F. 1978: Frontiers of world exploration. 18 figs. The Oil and Gas J. 76/40: 214, 216, 218–220

HUFNAGEL, I. & SCHARMBACHER, A. 1989: IR – spektroskopische Analyse – was ist das? 1 Abb. ÖMV-Mix, 4: 7–8; Wien

HUFNAGEL, J. 1984: Fernwärme aus der Raffinerie Schwechat. 4 Abb. ÖMV-Zeitschrift, 7/8: 27–28; Wien

HUFNAGEL, J. 1988: Der neue Brennsstoffprüfstand in Schwechat. 6 Abb. ÖMV-Zeitschrift 1: 37–39; Wien

HÜGEL, H. 1955: Eine praktische Methode zur genauen Eichung und Berechnung des Druckes aus Druckschreiberdiagrammablesungen. 2 Abb., 2 Tab. Erdöl u. Kohle, 8/4: 234–236; Hamburg

HUNT, J. M. 1979: Petroleum Geochemistry and Geology. 230 figs, 77 tables, 617 p. W. H. Freeman and Comp; San Francisco

HUSMANN, H. 1984: Bearbeitung von Erdöl- und Erdgasbohrungen: Geologische Überwachung. 11 Abb., aus: Angewandte Geowissenschaften, III: 80–91. F. Enke Verlag; Stuttgart

HUSSAIN, A. WALACH, G. & WEBER, F. 1981: Underground gravity survey in Alpine regions. 11 figs., 2 tables. Geophysic. Prospecting, 29: 407–425

HUTTRER, G. W. 1990: Geothermal electric power – a 1990 world status update. Bull. Geotherm. Res. Council 19/7

INDRA, E. 1980: 50 Jahre Erdöl in Österreich 1930–1980. Bilder aus der Pionierzeit 1930–1938, 19 Abb, Herausgeg. v. Verein der Bruttoprozentberechtigten, 10 Seiten, 19. 6. 1980

IRION, W. W., MARHOLD, A. & WEITKAMP, J. 1987: Raffinerietechnik und Petrochemie. Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/10: 424–429; Hamburg–Wien

ISAKSEN, G. H. 1991: Molecular geochemistry assists exploration. Oil and Gas Journal: 127–131

ISSER, M.v. 1888: Die Bitumenschätze von Seefeld. Berg- u. Hütten-Jb; Wien

JAEGER, R. 1914: Grundzüge einer statigraphischen Gliederung der Flyschbildungen des Wienerwaldes. 1 Abb., 2 Tab., 4 Tafeln. Mitt. Geol. Ges. 7/I. u. II: 122–172; Wien

JANÁK, J. 1957: Neue Wege der Gasanalyse mit Gaschromatographie. 4 Abb., Erdöl u. Kohle, 10/7: 442–444; Hamburg

JANDA, H. 1983: Rauchgasentschwefelung. 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift 1: 36–37; Wien

JANDA, H., BERAN, R. & HORRAK, H. H. 1989: Möglichkeiten und Grenzen der Kraftstofferzeugung aus der Sicht der Raffinerie. 6 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/4: 171–174; Hamburg–Wien

JÄNICKE, W. 1992: Computergestützte Produktionsplanung für Erdölraffinerien, 2 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/5: 225–226; Hamburg–Wien

JANOSCHEK, R. 1932: Die Geschichte des Nordrandes der Landseer Bucht im Jungtertiär (Mittleres Burgenland), 1 Abb., 1 Karte, Mitt. Geol. Ges. Wien, Bd. 24 f. 1931: 38–133; Wien

JANOSCHEK, R. 1951: Das Inneralpine Wiener Becken. aus: Geologie von Österreich, herausgeg. von F. X. SCHAFFER, Vg. Deuticke: 525–693; Wien

JANOSCHEK, R. 1955: Das inneralpine Wiener Becken als Beispiel eines kleinen Sedimentationsraumes mit reicher Ölführung, 3 Tafeln, 4 Fig., Erdöl-Zeitschr. 71/7: 75–82; Wien–Hamburg

JANOSCHEK, R. 1956: Neue Beobachtungen in der Klippenregion von Ober St. Veit bei Wien (beiderseits des Wientales zwischen Hörndlwald und Steinhof). 7 Tafeln, 1 Abb., aus: Beiträge zur Geologie des Klippenbereiches bei Wien: 47: 238–270, Mitt. Geol. Ges. in Wien; Wien

JANOSCHEK, R. 1957: Die Molassezone, 4 Abb. aus: Erdöl in Österreich. Verlag Natur u. Technik: 75–86; Wien

JANOSCHEK, R. 1961: Über den Stand der Aufschlußarbeiten in der Molassezone Oberösterreichs. 12 Abb., Erdoel-Zeitrschr. 77/5: 161–175; Wien–Hamburg

JANOSCHEK, R. 1964: Das Tertiär in Österreich, 1 Tab., Mitt. Geol. Ges. 56 f. 1963/2: 319–360; Wien

JANOSCHEK, R. 1969: Erdöl und Erdgas in Oberösterreich, 8 Abb., 2 Tab., aus: Geologie und Paläontologie des Linzer Raumes: 91–106 u. 173–181, Katalog des OÖ. Landesmuseums Nr. 64; Herausg. Stadtmuseum Linz u. OÖ. Landesmuseum; Linz

JANOSCHEK, R. & GÖTZINGER, K. 1969: Exploration for Oil and Gas in Austria, 11 figs., 8 tables. aus: The exploration for petroleum in Europe and North Africa (P. HEPPLE, ed.): 161–180, Inst. of Petroleum; London

JANOSCHEK, R., KÜPPER, H. & ZIRKL, E. J. 1956: Beitäge zur Geologie des Klippenbereiches bei Wien. 1 Abb., 7 Tafeln. Mitt. Geol. Ges. in Wien, 47 (1954): 235–308; Wien

JANOSCHEK, W. 1980: Die österreichischen Erdöl- und Erdgasprovinzen: Produktionsstatistik und Reserven. 4 Abb., 1 Faltbeilage. aus: Erdöl und Erdgas in Österreich: 226–234, Herausg. F. BACHMAYER, Naturhist. Mus. Wien und F. BERGER, Horn–Wien

JANSCHEK, H. 1975: Geothermische Messungen an Bohrungen und artesischen Brunnen in der Oststeiermark. 3 Abb., 2 Tab., Ber. wasserwirtsch. Rahmenplanung, 33: 83–91; Graz

JASKOLLA, F. 1978: Geologisch-tektonische Untersuchungen an Satellitenbildlineamenten in den Nördlichen Kalkalpen, 35 Abb., Anhang 1–4. Diss. Fachber. Geowiss. Univ. München, 118 S.; München

JENIKOWSKY, F 1934: Bau eines Ersatzstollens in km 68/69 der II. Wiener Hochquellenleitung in Hendorf bei Scheibbs. 1 Abb., 2 Tab. Zeitschr. d. Ing. u. Arch. Ver. 39/40: 235–236; Wien

JIŘIČEK, R. 1978: Mikropaleontologie a jeji nove aplikace v geologickem pruzkumu. Zemni plyn a nafta, Rocnik XXIII, Cislo 4 a. Seminar o micropaleontologii, zari 1978; Hodonin

JIŘIČEK, R. 1984: Korelace severnich vapencovych alp a zapadnich karpat v podloži videnske panve, 4 Abb. Korrelation der nördlichen Kalkalpen und Westkarpaten im Untergrund des Wr. Beckens. Zemmy plyn a nafta, Roč. XXIX, Cislo 2: 177–203; Hodonin

JIŘIČEK, R. 1985: Deltovy vyvoj spodniho panonu v jizni casti videnske panve, 6 fig. Zemni plyn a nafta – Ročnik XXXI (1985) Cislo 2, Hodonin

JIŘIČEK, R. 1988: Stratigrafie, Paleogeografie a mocnost sedimentu h Neogenu videnske panve. Zemni plyn a nafta, Ročnik XXXIII (1988) Cislo 4: 583–622

JIŘIČEK, R. & SEIFERT. P. 1990: Paleogeography of the Neogene in the Vienna Basin and the Adjacent Part of the Foredeep. Compendium XXX Anniversary of ČSFR-Austrian Agreement about exchange of geological experiences; Praha-Wien

JIŘIČEK, R. & TOMEK, Č. 1981: Sedimentary and structural evolution of the Vienna Basin, 6 figs. Earth evolution sciences 3–4: 195–204

JONES, V. T. & DROZD, R. J. 1983: Predictions of Oil or Gas Potential by Near-Surface Geochemistry. 21 figs, 5 tables. Bull. AAPG, 67/6: 932–952; Tulsa

JUDSON, S. 1968: Erosion of the land, or What's happening to our continents. Amer. Scientist, 56: 356–374

JÜNTGEN, H. u. KLEIN, J. 1975: Entstehung von Erdgas aus kohligen Sedimenten. 22 Abb., 1 Tab., Erdöl u. Kohle, 28/2: 65–73; Hamburg

JURANEK, E. 1992: Erdgas in Tirol. Jetzt sind alle Bundesländer angeschlossen. 2 Abb., ÖMV-Gruppe, Mix, 3: 5–6; Wien

JÜRGENS, R. u. KRÜGER, V. 1991: Neue Entwicklungen und Felderfahrungen auf dem Gebiet steuerbarer Motorsysteme für Tiefbohrungen auf Erdöl und Erdgas. 16 Abb. Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/4: 163–167; Hamburg–Wien

JÜTTNER, K. 1933: Zur Stratigraphie und Tektonik des Mesozoikums der Pollauer Berge. 6 Abb., Verh. Naturf. Ver. Brünn, 64 für 1932: 15–31; Brünn

KAES, H. 1984 a: Die nationale Energieversorgung im Rahmen internationaler Verbindungen. 1 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 7/8: 5–7; Wien

KAES, H. 1984 b: Energie und Umweltschutz, 5 Abb. ÖMV-Zeitschrift, 11/12: 4–8; Wien

KÄGLER, S. 1987: Neue Mineralölanalyse, 1. Band, Hüthig Vg, 790 S.

KALLBRUNNER, H. 1935: Nach dem Erdgasausbruch, Neues Wiener Tagblatt, 28. 3. 1935

KAMMANN, R. & SPERBER, A. 1990: Inspektion und Datenerfassung von Bohrstrangkomponenten, 7 Abb. Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/12: 504–508; Hamburg–Wien

KAMPTNER, E. 1931: Nannoconus steinmanni nov. gen. nov. spec., ein merkwürdiges gesteinsbildendes Mikrofossil aus dem jüngeren Mesozoikum der Alpen. Paläontol. Zeitschrift, 13: 288–298; Berlin

KAMPTNER, E. 1948: Coccolithen aus dem Torton des Inneralpinen Wiener Beckens. 2 Tafeln. Sitz. Ber. Öst. Akad. Wiss. m. n. Kl. Abt. 1, 157: 1–16; Wien

KAMPTNER, E. 1953: Zur Frage des geologischen Alters der Coccolithineen und ihrer Eingnung für fossile Erhaltung. Anz. m. n. Kl. Öst. Ak. d. W. 1953/10: 184–188; Wien

KANTAS, K. 1961: Geophysikalische Interpretationsfragen im Wiener Becken, 17 Abb. Erdöl u. Kohle, 14/8: 600–608; Hamburg

KAPOUNEK, J. 1938: Geologische Verhältnisse der Umgebung von Eisenstadt (Burgenland), 1 Karte. Jb. GBA, Jg. 1938, 88/1 u. 2: 49–102; Wien

KAPOUNEK, J. & HORVATH, Sz. 1968: Die Bohrung Schönkirchen Tief 32 als Beispiel für den Aufschluß einer Lagerstätte im tiefen Anteil der Kalkalpen. 6 Abb., 5 Tab. Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 84/11: 396–407; Wien-Hamburg

KAPOUNEK, J., KAUFMANN, A., KRATOCHVIL, H. & KRÖLL, A. 1964: Die Erdöllagerstätte Schönkirchen Tief im alpin-karpatischen Beckenuntergrund. 12 Abb., 3 Tab. Erdoel-Zeitschr. 80/8: 305–317; Wien–Hamburg

KAPOUNEK, J., KÖLBL, L. & WEINBERGER, F. 1963: Results of new exploration in the basement of the Vienna basin. 10 figs., 5 tables. 6th WPC, Section I, Paper 2: 205–221; Frankfurt/M.

KAPOUNEK, J., KRÖLL, A., PAPP, A. & TURNOVSKY, K. 1965: Die Verbreitung von Oligozän, Unter- und Mittelmiozän in Niederösterreich. 1 Tab., 5 Kartenbeilagen, 4 Schnitte. Erdoel-Erdgas-Zeitschrift, 81/4: 109–115; Hamburg–Wien

KAPOUNEK, J., KRÖLL, A., PAPP, A. & TURNOVSKY, K. 1967: Der mesozoische Sedimentanteil des Festlandsockels der Böhmischen Masse. 4 Tafeln, 1 Tab., Jb. GBA, 110: 73–91; Wien

KAPOUNEK, J. u. PAPP, A. 1969: Der Vulkanismus in der Bohrung Orth 1 und die Verbreitung von Grobschüttungen zwischen dem Spannberger Rücken und der Donau. 6 Abb., Verh. GBA, 2: 114–123; Wien

KAPOUNEK, J., PAPP, A., TURNOVSKY, K. 1960: Grundzüge der Gliederung von Oligozän und älterem Miozän in Niederösterreich nördlich der Donau. 1 Tab., Verh. GBA, 1960/2: 217–226; Wien

KAPPELMEYER, O. 1982: Geothermal Energy. 6 figs, 1 table. aus: K. O. THIELHEIM (ed.), Primary Energy: 335–345. Springer Verlag; Berlin–Heidelberg–New York

KAPPELMEYER, O. 1985: Geothermik, 53 Abb., 14 Tab. aus: Angewandte Geowissenschaften von F. BENDER (Herausg.), II: 435–490, Enke Verlag; Stuttgart

KARNER, R. 1983: Moderne Behandlungsverfahren – Sandbekämpfung, 1 Abb. ÖMV-Zeitschrift, 3: 30–31; Wien

KARRER, F. 1867: Zur Foraminiferen-Fauna in Österreich. Sitzb. k. Akad. Wiss. Wien, LV. 1867

KARRER, F. 1871: Die Verhältnisse des Leitha-Conglomerates zum marinen Tegel bei Berchtoldsdorf. Verh. G.R.A. 1871/16: 331–333; Wien

KARRER, F. 1877: Geologie der Kaiser Franz Josefs Hochquellen-Wasserleitung, 96 Abb., 20 Tafeln, 11 Tab. Abh. GRA, 9, 420 S.; Wien

KARRER, F. 1894: Geologische Studien in den tertiären und jüngeren Bildungen des Wiener Beckens, 6 Abb., Jb. GRA, Jg. 1893, 43/2: 377-398; Wien

KASSAI, L. 1980: Der heutige Stand der wirksameren Erdölverdrängungsverfahren, 5 Abb. Z. f. ang. Geol. 26/11: 554–558; Berlin

KAUFMANN, A. 1958: Zur Hydrologie und Entölung der Lagerstätte Aderklaa. 6 Abb., Erdoel-Zeitschrift, 74/12: 428–431; Wien–Hamburg

KAUFMANN, A. 1961: Erfahrungen beim Wasserfluten in der Flychlagerstätte des Ölfeldes Neusiedl. 10 Abb. Erdoel-Zeitschr. 77/8: 326–336, Wien–Hamburg

KAUFMANN, A. 1976: Erdöl- und Erdgasspeicherung in unterirdische Formationen. 1 Tab., Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 92/9: 296–300; Hamburg–Wien

KAUFMANN, A. 1977: Geothermie in Österreich, ÖMV-Zeitschr. 1977/1: 5–7; Wien

KAUFMANN, A. 1978: Sekundäre und tertiäre Entölung in der ÖMV Aktiengesellschaft, ÖMV-Zeitschrift, 2: 12–14; Wien

KAUFMANN, A. 1984 a: Das Feld Matzen – Lagerstättentechnik, 8 Abb., 3 Tab. Erdöl-Erdgas, 100/5: 175–179; Hamburg–Wien

KAUFMANN, A. 1984 b: Öl und Gas – wie lange noch?, 1 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 11/12: 11–12; Wien

KAUFMANN, A., KÖLBL, L., KRATOCHVIL, H. & WIESENEDER, H. 1959: Reservoir rocks, fluids and energy systems of the Matzen field in the Vienna Basin. 21 figs, 6 tables. 5th WPC, Section II, Paper 14, 22 S.; New York

KAUFMANN, A. & RAUTH, G. 1984: Der mittlere Lagerstättendruck eines gering permeablen Gasträgers. 3 Abb., 6 Tab., Erdöl-Erdgas, 100. Jg. 7/8: 261–264; Hamburg–Wien

KAUFMANN, A. & SCHÖNBERGER, K. 1980: Lagerstättentechnik Öl und Gas (50 Jahre Erdöl in Österreich) Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 96/5: 174–177; Hamburg–Wien

KAUFMANN, A. & STOCKENHUBER, F. 1979: Heutiger Stand der tertiären Entölung und Ausblick in die nähere Zukunft, 8 Abb., Erdoel-Erdgas-Z., 95/8: 279–284; Hamburg–Wien

KAUFMANN, A. A. & KELLER, G. V. 1981: The Magnetotelluric Sounding Method (Methods in Geochemistry and Geophysics, 15), 596 p. Elsevier Scient. Publ. Comp.; Amsterdam-Oxford-New York

KEAREY, Ph. & VINE, F. J. 1990: Global Tectonics, 275 figs., 5 tables. Blackwell Scient. Publ., 302 p.; Oxford-London-Edinburgh-Boston-Melbourne

KEENAN, P. G. & DYSON, P. M. 1981: Wellsite computers – their increasing role in drilling operations, 1 fig. Middle East Oil Technical Conference of Soc. of Petrol. Eng. SPE 9620: 411–414; Manana/ Bahrein

KEINDL, J. 1929: Untersuchungen über die tertiären Schotter des westlichen Weinviertels. Mitt. Geograph. Ges. 72: 283–292; Wien

KESSEL, D. 1983: Entwicklung neuer und Verbesserung bestehender Verfahren zur tertiären Erdölgewinnung. EKEP-Synopse 8320, Erdöl u. Kohle, 36/6: 282; Leinfelden–Echterdingen

KESSEL, D. G. 1986: Die wichtigsten Wirkmechanismen beim Tensid/Polymerfluten, 8 Abb., 1 Tab. Erdöl-Erdgas-Kohle, 102/11: 504–508; Hamburg–Wien

KESSEL, D., PUSCH, G. & ALBERTSEN, M. 1989: Ergebnisse und Bewertung von Laboruntersuchungen zum CO_2-Fluten, 14 Abb. Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/9: 351–357; Hamburg–Wien

KESSEL, D. & RUTHAMMER, G. 1992: Lagerstättencharakterisierung und Lagerstättenmanagement. Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/3: 119–120; Hamburg–Wien

KEYDEL, W. 1988: Fernerkundung mit Mikrowellen, 10 Abb., 2 Tab., Die Geowissenschaften, 6/8: 227–234; Weinheim

KEYDEL, W. 1991: Radarverfahren zur Satelliten-Fernerkundung am Beispiel des ERS-1, 11 Abb., 2 Tab. Die Geowissenschaften, 9/4–5: 102–110; Weinheim

KHARAKA, Y. K. & al. 1985: SEPM Short Course 17: Relationships of Organic Matter and Mineral Diagenesis; Soc. Economic Paleontologists and Mineralogists, S. 108–112; Wyoming

KIESL, W., KOEBERL, C. & GÖTZINGER, M. A. 1990: Geochemie und Mineralogie des Malm-Mergels (8552,1 m) der Bohrung Zistersdorf ÜT2A, 5 Abb., 1 Tab. Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/5: 193–196; Hamburg–Wien

KIESLINGER, A. 1969: Die nutzbaren Gesteine Oberösterreichs, 5 Tafeln. aus: Geologie und Paläontologie des Linzer Raumes: 109–117. Herausgeg. v. Stadtmuseum Linz u. OÖ. Landesmuseum; Linz

KIRNBAUER, F. 1963: Zur Geschichte der Bitumengewinnung in Österreich, 40 Abb., 3 Tab. Blätter f. Technikgeschichte, 25: 82–127; Springer Vg. Wien Technisches Museum für Industrie u. Gewerbe in Wien

KIRSCH, R., STÜMPEL, H. & RABBEL, W. 1991: Reflexionsseismische Flachgrunduntersuchungen. Meßverfahren für die Erkundung von Deponiestandorten und Altlasten. 12 Abb., Die Geowissenschaften, 9/7: 210–214; Weinheim

KISHAZI, P et al. 1977: Geologische und petrographische Verhältnisse der sandig-kiesigen Deckschichtserie der helvetischen kohleführenden Schichten von Brennberg. 9 Abb., Mitt. ungar. Forsch. Inst. Bergbau 20: 109–120; Budapest

KITTLER, G. 1971: Der kristalline Untergrund der Molassezone im östlichen Niederösterreich. 30 Abb., Unveröff. Diss. phil. Fak. Univ. Wien, 76 Seiten; Wien

KLAGER, R. 1989: Umweltschutz in der Lobau, 2 Abb., ÖMV Zeitschrift, 1/89: 36–37; Wien

KLAUS, W. 1960: Sporen der karnischen Stufe der ostalpinen Trias. 14 Abb., 11 Tafeln, Jb. GBA, Sdb. 5: 107–184; Wien

KLAUS, W. 1963: Sporen aus dem südalpinen Perm. Vergleichsstudie für die Gliederung nordalpiner Salzserien. 38 Abb., 20 Tafeln, Jb. GBA 106: 229–361; Wien

KLAUS, W. 1964: Zur statigraphischen Einstufung von gipsführenden Schichten in Bohrungen, 4 Tafeln, Erdoel-Zeitschr. 80: 119–132; Wien–Hamburg

KLAUS, W. 1972: Zur Aufbereitungstechnik und Stratigraphie von Trias-Sporen, 2 Abb., Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. 21/1: 427–435; Innsbruck

KLAUS, W. 1984: Zur Mikroflora des Unter-Sarmat am Alpen-Südostrand, 15 Abb., 19 Tafeln. Beitr. Paläont. Österr. 11: 289–400; Wien

KLAUS, W. 1987: Einführung in die Paläobotanik, Band 1, Vg. F. Deuticke, 314 S.; Wien

KLEINITZ, W. 1988: Kontrolle von Injektionswässern in Erdölaufbereitungsbetrieben, 13 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 104/6: 256–262; Hamburg–Wien

KLEINITZ, W. und BAK, F. 1991: Sulfatreduzierende Bakterien in Erdölförderbetrieben, 10 Abb., 2 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/12: 507–511; Hamburg–Wien

KLEMME, H. D. 1980 a: The geology of future petroleum resources, 5 figs., Revue de l'Inst. France de Petrol, XXXV/2: 337–349; 26th Int. Geol. Congr. Coll. C 2, Energy Resources; Paris

KLEMME, H. D. 1980 b: Petroleum basins-classification and characteristics. 23 figs., 1 table. J. of. Petrol. Geol. 3/2: 187–207; Beaconsfield

KLENK, R. 1985: Die Entwicklung der EDV im ÖMV-Konzern, 1 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 9: 1–2; Wien

KLENNER 1971: Telefonat von Dr. KLENNER mit Ing. BRIX vom 20. April 1971: brennbare Gase im Gemeinde-Brunnen am Nordrand von Scharndorf nahe dem Reservoir (Sande aus 132,5–135,6 m)

KLINGNER, F. E. 1929: Über das Ergebnis einer auf Erdöl angesetzten Kernbohrung bei Winetsham im oberösterreichischen Innkreis. Petroleum 1929

KNETT, J. 1931: Neuere Jodstudien – Ergebnisse aus österreichischen Heilquellen-Kurorten. 1 Tab (Beilage). Internat. Mineralquellen-Zeitung1-5/: 1–14; Wien–Berlin

KOCH, E. 1987: Plattentektonik und Erdölgeologie – Eine Übersicht, 12 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/ 3: 113–119; Hamburg–Wien

KOCH, G. A. 1893 a: Neue Tiefbohrungen auf brennbare Gase im Schlier von Wels, Grieskirchen und Eferding in Oberösterreich. Verh. GRA, 5: 101–129; Wien

KOCH, G. A. 1893 b: Die Naturgase der Erde und die Tiefbohrungen im Schlier von Oberösterreich. Monatsbl. d. wissenschaftl. Club in Wien

KOCH, G. A. 1894: Tiefbohrergebnisse und Gaseruption in Wels. Neues Wiener Tagblatt vom 25. Oktober 1894

KOCH, G. A. 1895: Geol. Gutachten über die Gasausströmungen in der Schottergrube der Staatsbahnen zu Wels; Wels

KOCH, G. A. 1896: Zur Wolfsegger Tiefbohrung in Wels; Wien

KOCH, G. A. 1898 a: Eine Tiefbohrung in Hernals; Wien

KOCH, G. A. 1898 b: Aphorismen zum jüngsten Welser Gasbrunnen; Wien

KOCH, G. A. 1902: Geologisches Gutachten über das Vorkommen von brennbaren Natur- und Erdgasen, jod- und bromhältigen Salzwässern sowie Petroleum usw. im Gebiet von Wels in Oberösterreich. Zeitschr. d. Vereines der Bohring., 9/9; Wien

KOCH, G. A. 1907: Über einige der ältesten und jüngsten artesischen Bohrungen im Tertiärbecken von Wien. Verlag Schworella u. Heick; Wien

KOCH, G. A. 1909: Die Trinkwasserversorgung der Gemeinde Hinterbrühl. Geol. Gutachten. Vg. Schworella u. Heick; Wien

KOCH, G. A. 1911: Das Welser Erdgas und dessen rationelle Verwertung. Allg. österr. Chem. u. Techn. Ztg. 29, 17; Wien

KOCH, G. A. 1912: Ungehobene Erdschätze in Wien. Neue Freie Presse vom 6. August 1912, Nr. 17224

KOCH, J. 1974: Untersuchungen über die Zunahme der Vitrinitreflexion mit der Tiefe in einigen Sedimentbecken. 4 Abb., Erdöl u. Kohle, 27/3: 121–124; Hamburg

KOCH, W., BAUER, R. & SCHWARZ, G. 1990: Flugturbinentreibstoff Jet A 1, 1 Abb., ÖMV-Mix, 2: 6; Wien

KOHL, H. 1969: Quartär und Hydrogeologie des Linzer Raumes, 3 Abb., aus: Geologie und Paläontologie des Linzer Raumes: 71–90, 161–167. Katalog Stadtmuseum Linz u. OÖ. Landesmuseum; Linz

KOHL, H. 1975: Brief an ÖMV AG (Ölfund aus der Baugrube der neuen Traunbrücke in Ebelsberg bei Linz), Unveröffentlicht, 1 Seite; Linz

KOHN, V. 1911: Geologische Beschreibung des Waschbergzuges, 2 Profile, 1 Karte. Mitt. Geol. Ges. in Wien, IV: 117–142; Wien

KÖLBEL, B. 1984: Erdöl-Erdgas-Geologie und Plattentektonik, 6 Abb., Z. f. ang. Geol. 30/4: 173–178; Berlin

KÖLBL, L. 1957 a: Aufsuchen von Erdöl (Erdgas), 2 Abb., Erdöl in Österreich: 18–22; Vg. Natur und Technik; Wien

KÖLBL, L. 1957 b: Die Lagerstättenwässer des Matzener Sandes, 6 Abb., 2 Tab., Erdoel-Zeitschrift, 73/9: 242–251; Wien

KÖLBL, L. 1957 c: Sedimentationsformen tortoner Sande im mittleren Teil des inneralpinen Wiener Bekkens. Jahrb. d. GBA, 100/1: 115–135; Wien

KÖLBL, L. 1958 a: Art und Verteilung der Sedimentkörper im Torton des Erdölfeldes Matzen (Wiener Bekken), 5 Abb., Eclogae Geologicae Helvetiae 51/3: 999–1009; Basel

KÖLBL, L. 1958 b: Die Tiefenwässer des Erdölfeldes Matzen. 3 Abb., 3 Tab., Erdoel-Zeitschr. 74/12: 406–414; Wien–Hamburg

KÖLBL, L. 1966: Geologische Studie über die Bildung der tortonen Zwischenhorizonte von Matzen und die Entstehung ihrer Lagerstätten, 11 Abb., 3 Tab., Erdoel-Erdgas-Zeitschr., 82/2: 45–65; Wien–Hamburg

KÖLBL, L. 1967: Entstehung und Diagenese von Tiefenwässern aus dem kalkalpinen Untergrund des Wiener Beckens, 7 Abb., 4 Tab. Erdoel-Erdgas-Zeitschr., 83/3: 72–80; Wien–Hamburg

KÖLBL, L. 1969: Pioniere des Erdöls im Wiener Becken. Österr. Berg- u. Hüttenkalender 1969: 81–83

KÖLBL, L. 1970: Herkunft und Chemismus von Tiefenwässern aus dem Beckenuntergrund von Aderklaa-Breitenlee. 2 Abb., 2 Tab., Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 86/2: 52–58; Wien–Hamburg

KOLLER, L., PASS, F., DROZDA, J., BRODNER, R. & SCHENK-SUDHOF, E. 1980: Die Entwicklung der Erdölverarbeitung in Österreich, 4 Abb., Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 96/5: 195–198; Hamburg–Wien

KOLLMANN, H. 1964: Stratigraphie und Tektonik des Gosaubeckens von Gams (Steiermark, Österreich) 5 Abb., 4 Tafeln, Jb. GBA, 107: 71–159; Wien

KOLLMANN, H. A, BACHMAYER, F., NIEDERMAYR, G., SCHMID, M. E., KENNEDY, W. J., STRADNER, H., PRIEWALDER, H., FUCHS, R. & WESSELY, G. 1977: Beiträge zur Stratigraphie und Sedimentation der Oberkreide des Festlandsockels im nördlichen Niederösterreich, 7 Abb., 6 Tafeln, 1 Tab. Jb. GBA, 120/2: 401–447; Wien

KOLLMANN, K. 1960 a: Cytherideinae und Schulerideinae n. subfam. (Ostracoda) aus dem Neogen des östl. Oesterreich, 21 Tafeln, 5 Abb., 5 Beilagen, Mitt. Geol. Ges. Wien, 51 f. 1958: 89–195; Wien

KOLLMANN, K. 1960 b: Das Neogen der Steiermark (mit besonderer Berücksichtigung der Begrenzung und seiner Gliederung), 1 Abb., 2 Beilagen. Mitt. Geol. Ges. in Wien, 52 f. 1959: 159–167; Wien

KOLLMANN, K. 1965: Jungtertiär im Steirischen Bekken, 2 Abb., 6 Tafeln. Mitt. Geol. Ges. in Wien, Bd. 57 f. 1964/2: 479–632; Wien

KOLLMANN, K. 1966: Die Mächtigkeitsverteilung der Ablagerungen des Obereozäns und tiefen Rupels als Grundlage für eine Rekonstruktion der frühen Baugeschichte des Ölfeldes Ried (Molassezone Oberösterreich) 6 Ab.., 1 Tafel. Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 82/5: 175–185; Wien-Hamburg

KOLLMANN, K. 1977: Die Öl- und Gasexploration der Molassezone Oberösterreichs und Salzburgs aus regional-geologischer Sicht. 19 Abb., Erdoel-Erdgas-Zeitschr., Sonderausgabe, 93: 36–49; Hamburg-Wien

KOLLMANN, K. u. MALZER, O. 1980: Die österreichischen Erdöl- und Erdgasprovinzen: Die Molassezone Oberösterreichs und Salzburgs. 9 Abb., 1 Tab., 3 Faltbeilagen. aus: Erdöl und Erdgas in Österreich: 179–201, Herausg. F. BACHMAYER, Naturhist. Mus. Wien und F. BERGER, Horn; Wien

KOOP, St. 1989: DMP – Die ÖMV-Tochter im bayerischen Raum. 1 Abb., ÖMV-Zeitschrift 3:49; Wien

KOPETZKY; G. 1957: Das Miozän zwischen Kainach und Laßnitz in Südweststeiermark. 1 Tab., 1 Karte, 2 Tafeln. Mitt. Mus. Bergbau etc. Landesmuseum Joanneum, 18, 112 S.; Graz

KOPP, E. 1983: Gasmeß- und Steuerungstechnik, 4 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 1: 17–19; Wien

KOSSWIG, K. 1980: Möglichkeiten der Anpassung von Tensiden an die Lagerstättenbedingungen beim

Tensidfluten, 8 Abb., 4 Tab., Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 96/9: 318–323; Hamburg–Wien

KÖSTER, J., KULKE, H. & LADWEIN, H. W. 1992: Geologie der Muttergesteine, 3 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/3: 106–107; Hamburg–Wien

KOUBEK, G. 1991: Neuer Erdgasspeichervertrag mit Austria Ferngas, 2 Abb., ÖMV-Mix, 4: 4–5; Wien

KOVACIC, H., BRANDSTETTER, F. & KAUBA, H. 1988: Die biologische Kläranlage im Lager Lobau, 2 Abb., ÖMV-Mix, 4: 3–4; Wien

KOVAR, J. 1982: Eine Blätter-Flora des Egerien (Ober-Oligozän) aus marinen Sedimenten der Zentralen Paratethys im Linzer Raum (Österreich), 12 Abb., 8 Tab., 38 Tafeln, Beitr. Paläont. Österr. 9: 1–209; Wien

KOZUR, H. u. MOSTLER, H. 1972: Die Bedeutung der Conodonten für statigraphische und paläogeographische Untersuchungen in der Trias, 4 Tafeln, 3 Tab., Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. 21/2: 777–810; Innsbruck

KRABBE, H.-J. 1991: Erdgas-Aquiferspeicher: Die COS-Umwandlung in H2S unter Speicherbedingungen und Versuche zur Schwefelreduzierung im Ausspeichergas, 11 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/6: 280–284; Hamburg–Wien

KRABIĆKA, K. u. ZAHORA, M. 1983: Die Produktionsanlagen der Raffinerie Schwechat. 9 Abb., ÖMV-Zeitschrift 2: 2–6; Wien

KRAINER, B. 1984: Zur zeitlichen Einstufung, Statigraphie und Tektonik im Nordteil des Gleisdorfer Sarmatsporns (Oststeiermark) 4 Abb., Mitt. naturw. Ver. Stmk, 114: 95–106; Graz

KRAINER, B. 1987: Sedimentation und Shoshonit von Weitendorf, Badenien, Steirisches Becken. 4 Abb., 2 Tab. Mitt. Öst. Geol. Ges. 80 f. 1987: 143–156; Wien

KRAJEWSKI, P. 1990: Tagungsbericht: Untersuchungen des Zusammenhanges von Oberflächengeologie und den Amplituden seismischer Registrierungen. Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/6: 270; Hamburg–Wien

KRALIK, M. 1983: Anwendungsmöglichkeiten von K-Ar- und Rb-Sr-Isotopenuntersuchungen an Sedimenten, Erz- und Erdöllagerstätten, 5 Abb., Mitt. Öst. Geol. Ges. 76: 189–204; Wien

KRAMER, H. u. KRÖLL, A. 1979: Die Untersuchungsbohrung Vigaun U 1 bei Hallein in den Salzburger Kalkalpen, 3 Abb., Mitt. Öst. Geol. Ges. 70: 1–10; Wien

KRATOCHVIL, H. 1958: Die physikalischen Eigenschaften des Lagerstätteninhaltes der Struktur Matzen, 9 Abb., Erdoel-Zeitschr. 74/12: 414–420, Wien–Hamburg

KRATOCHVIL, H. 1983: Gasaustritt bei einer Brunnenbohrung bein Mank, NÖ (Fohra), 1 Karte, 1 Profil. Unveröffentlichter Bericht. 3 Maschinseiten; Wien

KRATOCHVIL, H. u. BUCHTA, H. 1972: Analyse einer Bitumenprobe aus Fossilien aus dem Hallstätter Kalk, Fundort Raum Bad Goisern, Oberösterreich, Unveröffentl. Bericht ÖMV AG, 1 Seite; Wien

KRATOCHVIL, H. u. LADWEIN, H. W. 1984 a: Die Muttergesteine der Kohlenwasserstofflagerstätten im Wiener Becken und ihre Bedeutung für die zukünftige Exploration, 18 Abb., Erdoel-Erdgas-Z. 100/3: 107–115; Hamburg–Wien

KRATOCHVIL, H. u. LADWEIN, H. W. 1984 b: Die Entwicklung der geochemischen Vorstellungen über das Wiener Becken und ihre Bedeutung als Explorationswerkzeug, 5 Abb., Erdöl-Erdgas, 100/10: 334–338; Hamburg–Wien

KRAUS, E. 1951: Die Baugeschichte der Alpen. 1. Teil: 552 S., 138 Abb., 21 Tafeln, 2. Teil: 489 S., 123 Abb., 11 Tafeln; Akademie-Verlag; Berlin

KRAUS, L. 1969: Erdöl- und Erdgaslagerstätten im ostbayerischen Molassebecken, 14 Abb., 2 Tab., Erdöl-Erdgas-Z. 85/11: 442–454; Wien–Hamburg

KREBS, E. u. HIMSTEDT, W. 1962: Richtbohren mit der Bohrturbine, 34 Abb., Erdoel-Zeitschr. 78/4: 211–227; Wien–Hamburg

KREJCI-GRAF, K. 1961: Mikronaphta und die Entstehung des Erdöls, 13 Tab., Mitt. Geol. Ges. in Wien 53: 133–175; Wien

KREJCI-GRAF, K. 1962: Über Ölfeldwässer, 1 Abb., 6 Tab., Erdöl u. Kohle, 15/2: 102–109; Hamburg

KREJCI-GRAF, K. 1966: Geochemische Faziesdiagnostik, 4 Tab., Freiberger Forschungshefte C 224, 80 Seiten; Leipzig

KREJCI-GRAF, K. 1969: Zur Geochemie des Wiener Beckens III, Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 85/8: 304–309; Wien–Hamburg

KREJCI-GRAF, K. 1974 a: Über die Zukunft der Erdöl-Prospektion. Teil I. Grundlagen. Erdöl u. Kohle, 27/4:185–190

KREJCI-GRAF, K. 1974 b: Über die Zukunft der Erdöl-Prospektion. Teil II. Ölhöffigkeit verschiedener Gebiete. Erdöl u. Kohle, 27/5: 235–240; Hamburg

KREJCI-GRAF, K. 1979 a: Wanderungszustände des Erdöls, 7 Abb., Erdöl u. Kohle, 32/6: 253–256; Hamburg

KREJCI-GRAF, K. 1979 b: Über den Lagerstättendruck in Ölfeldern, 10 Tab., Erdöl und Kohle, 32/8:376–382; Hamburg

KREJCI-GRAF, K. 1980: Wässer in Ölfeldern, 1 Abb., 14 Tab., Erdöl und Kohle, 33/8: 355–361; Hamburg

KREJCI-GRAF, K. 1981: Diskordante Tektonik, 4 Abb., Geol. Rundschau, 70/3: 1263–1275; Stuttgart

KREJCI-GRAF, K., APPELT, W. & KREHER, A. 1966: Zur Geochemie des Wiener Beckens. 3 Abb., 12 Tab., Geolog. Mitteilungen, 7: 49–108; Aachen

KREJCI-GRAF, K., ERNST, W., HUBER, W., KRAUS, F., STADLER, G. & WERNER, H. 1968: Zur Geochemie des Wiener Beckens II. Bor und Jod., 4 Tab., Chemie der Erde, 27/2: 143–150; Jena

KREJCI-GRAF, K., HECHT, F. und PASSLER, W. 1957: Über Ölfeldwässer des Wiener Beckens. Geol. Jb., 74: 161–210; Hannover

KRETZSCHMAR, H.-J., CZOLBE, P., HEILMANN, M. & KÜHNEL, G. 1985: Phasendispersion bei der unterirdischen Gas-Wasser-(Tensid-) Strömung, 10 Abb., Z. f. angew. Geologie, 31/1: 6–12; Berlin

KRETSCHMAR, H.-J., KAMMEL, D. & HEIDENREICH, H. 1989: Reservoirmechanische Modellsimulation von Fracbehandlungen in Gasbohrungen, 10 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/11: 443–448; Hamburg–Wien

KREUTZER, N. 1971: Mächtigkeitsuntersuchungen im Neogen des Ölfeldes Matzen, Niederösterreich,

21 Abb., Erdoel-Erdgas-Zeitschr., 87/2: 38–49; Wien–Hamburg

KREUTZER, N. 1974: Lithofazielle Gliederung einiger Sand- und Schotterkomplexe des Sarmatien und obersten Badenien im Raume von Matzen und Umgebung (Wiener Becken). 17 Abb., Erdoel-Erdgas-Zeitschr., 90/4: 114–127; Wien–Hamburg

KREUTZER, N. 1978: Die Geologie der Nulliporen (Lithothamnien)-Horizonte der miozänen Badener Serie des Ölfeldes Matzen (Wiener Becken), 13 Abb., Erdoel-Erdgas-Zeitschr., 94/4: 129–145; Hamburg–Wien

KREUTZER, N. 1979: 30 Jahre Erdöl im Feld Matzen, ÖMV-Zeitschrift 2: 13–14; Wien

KREUTZER, N. 1980: 30 Jahre Erdöl im Feld Matzen, Österr. Kalender f. Berg, Hütte u. Energie, 26: 87–88; Montan Verlag Wien

KREUTZER, N. 1984: Die Produktionsgeologie in der ÖMV AG, 6 Abb., Erdöl-Erdgas, 100/10: 329–333; Hamburg–Wien

KREUTZER, N. 1985 a: Probleme der Lagengliederung von Öl- und Gashorizonten, 4 Abb., Erdöl-Erdgas, 101/1: 11–14; Hamburg–Wien

KREUTZER, N. 1985 b: Der geologische Aufbau des Erdölfeldes Hochleiten/NÖ, 5 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 3: 21–23; Wien

KREUTZER, N. 1986 a: Die Geologie des Flysches im Steinberggebiet bei Zistersdorf, 5 Abb., ÖMV-Zeitschr. 5: 43–45; Wien

KREUTZER, N. 1986 b: Die Ablagerungssequenzen der miozänen Badener Serie im Feld Matzen und im zentralen Wiener Becken, 14 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 102/11: 492–503; Hamburg–Wien

KREUTZER, N. 1988: Matzen field, Vienna Basin, Austria. A field study for the Atlas of Oil and Gasfields for the Treatise of Petroleum Geology. AAPG; Tulsa

KREUTZER, N. 1990 a: The lower Pannonian sands and the Pannonian-Sarmation boundary in the Matzen area of the Vienna basin., 8 figs., Thirty years of geological cooperation between Austria and Czechoslovakia: 105–111, GBA-Vienna and Geolog. Survey Prague

KREUTZER, N. 1990 b: Sediments of the Miocene, mainly Badenian in the Matzen area of the Vienna Basin. Compendium XXX Anniversary of ČSFR-Austrian Agreement about exchange of geological experiences; Praha–Wien

KREUTZER, N. 1992: Matzen Field-Austria, Vienna Basin, 1 Appendix, 50 figs., AAPG, Treatise-Atlas, Structural Traps VII: 57–93; Tulsa

KREUTZER, N. and HLAVATÝ, V. 1990: Sediments of the Miocene (mainly Badenian) of the Matzen area in Austria and in the southern part of the Vienna basin in Czechoslovakia, 13 figs., Thirty years of geological cooperation between Austria and Czechoslovakia: 112–123, GBA-Vienna and Geol. Survey Prague

KREUZ, M. 1988: Einsatz von Tauchkreiselpumpen, 1 Abb., ÖMV-Mix, 7: 3; Wien

KREY, J. 1970: Akkumulation organischer Substanz in küstennahen Meeresgebieten. 8 Abb., 4. Tab., Erdöl u. Kohle, 23/11: 711–716; Hamburg

KRISTAN, E. 1958: Geologie der Hohen Wand und des Miesenbachtales (Niederösterreich), 3 Abb., 2 Tafeln. Jb. GBA, 101/2: 249–291; Wien

KRISTAN-TOLLMANN, E. 1964: Die Foraminiferen aus den rhätischen Zlambachmergeln der Fischerwiese bei Aussee im Salzkammergut, 6 Abb., 39 Tafeln, Jb. GBA, Sdb. 10, 189 S.; Wien

KRISTAN-TOLLMANN, E. u. TOLLMANN, A. 1962: Die Mürzalpendecke – eine neue hochalpine Großeinheit der östlichen Kalkalpen, 1 Tafel, Sitzber. öst. Akad. Wiss. m. n. Kl. Abt. I, 171: 7–39; Wien

KRISTAN-TOLLMANN, E. u. TOLLMANN, A. 1982: Die Entwicklung der Tethystrias und Herkunft ihrer Fauna, 2 Abb., Geol. Rundschau, 71/3: 987–1019; Stuttgart

KRÖGER, H. 1990: Verbesserung der Bildauswertung, 2 Abb. Die Geowissenschaften, 8/5: 135–136; Weinheim

KROLEWSKI, H. 1961: Verhalten von Mineralöl im Boden, 8 Abb. Erdöl u. Kohle, 14/6: 492–496; Hamburg

KRÖLL, A. 1964: Die Ergebnisse der Aufschlußarbeiten der ÖMV-AG in der Molassezone Niederösterreichs in den Jahren 1957–1963. Teil IV: Ergebnisse der geophysikalischen Untersuchungen. 10 Abb., Erdöl Zeitschr. 80/6: 221–227; Wien–Hamburg

KRÖLL, A. 1977: Probleme übertiefer Exploration und Produktion: Geologie, Geophysik. Erdoel-Erdgas-Zeitschr., 93. Jg., Sonderausgabe: 72–74; Hamburg

KRÖLL, A. 1980 a: Die österreichischen Erdöl- und Erdgasprovinzen: Das Wiener Becken. 15 Abb., 1 Tab., 4 Faltbeilagen. aus: Erdöl und Erdgas in Österreich: 147–179, Herausg. F. BACHMAYER, Nat. Hist. Mus. Wien und F. BERGER, Horn; Wien

KRÖLL, A. 1980 b: Die österreichischen Erdöl- und Erdgasprovinzen: Die Molassezone Niederösterreichs. 2 Abb., 1 Tab., 2 Faltbeilagen. aus: Erdöl und Erdgas in Österreich: 202–212; Herausg. F. BACHMAYER, Naturhist. Mus. Wien und F. BERGER, Horn; Wien

KRÖLL, A. 1980 c: Die erdöl- und erdgashöffigen Gebiete Österreichs: Niederösterreich, Wien und Nordburgenland. 1 Abb., aus: Erdöl und Erdgas in Österreich: 212–216; Herausgeber F. BACHMAYER, Naturhist. Mus. Wien und F. BERGER, Horn; Wien

KRÖLL, A. 1982 a: Neues von der Aufsuchungstätigkeit der ÖMV in Österreich, 1 Abb., ÖMV-Zeitschrift 1/1–4; Wien

KRÖLL, A. 1982 b: Suche nach Erdöl und Erdgas in Tirol und Vorarlberg, 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 3: 52–53; Wien

KRÖLL, A. 1982 c: Erster Erdgasfund in der Steiermark, 5 Abb., 1 Tab. ÖMV-Zeitschrift, 3: 54–55; Wien

KRÖLL, A. 1983: Der Inlandsaufschluß 1982, 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 2: 21–23, Wien

KRÖLL, A. 1984: Die Erdöl- und Erdgasregion Matzen/Schönkirchen aus geologischer Sicht, 7 Abb., Erdöl-Erdgas 100/5: 185–195; Hamburg–Wien

KRÖLL, A., FLÜGEL, H. W., SEIBERL, W., WEBER, F., WALACH, G. & ZYCH, D. 1988: Erläuterungen zu den Karten über den prätertiären Untergrund des Steirischen Beckens und der Südburgenländi-

schen Schwelle, 5 Abb., Geolg. Bundesanstalt, 49 Seiten; Wien

KRÖLL, A. & HELLER, R. 1978: Die Tiefbohrung Afling U 1 in der Kainacher Gosau, 3 Abb., Verh. GBA, 1978/2: 23–34; Wien

KRÖLL, A., SCHIMUNEK, K. & WESSELY, G. 1981: Ergebnisse und Erfahrungen bei der Exploration in der Kalkalpenzone in Ostösterreich, 9 Abb., Erdoel-Erdgas Z., 97/4: 134–148; Hamburg–Wien

KRÖLL, A. & SPÖRKER, H. 1980: Aktueller Stand der Explorations- und Bohrtechnik, 9 Abb., 2 Tabellen. Erdöl-Erdgas Zeitschrift, 96/1: 12–19; Hamburg–Wien

KRÖLL, A. & WESSELY, G. 1967: Neue Erkenntnisse über Molasse, Flysch und Kalkalpen auf Grund der Ergebnisse der Bohrung Urmannsau 1. 3 Abb., 1 geol. Karte, 1 Schnitt. Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 83/10: 342–353; Wien–Hamburg

KRÖLL, A. & WESSELY, G. 1972: Neue Ergebnisse beim Tiefenaufschluß im Wiener Becken. Erdöl-Kohle-Erdgas-Petrochemie, 25/11: 639; Hamburg

KRÖLL, A. & WESSELY, G. 1973: Neue Ergebnisse beim Tiefenaufschluß im Wiener Becken. 7 Abb., Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 89/11: 400–413; Hamburg–Wien

KRONBERG, P. 1984: Photogeologie, 238 Abb., Enke Verlag, 268 S.; Stuttgart

KRONBERG, P. 1985: Fernerkundung der Erde, 246 Abb., Enke Vg. 394 S.; Stuttgart

KRUG, V., BAUM, G. & WINDGASSEN, W. 1981: Nutzung bohrlochseismischer Spezialmessungen zur Untersuchung petrophysikalischer Parameter in der Umgebung von Tiefbohrungen, 6 Abb., Z. geol. Wiss., 9/8: 851–862; Berlin

KRUGER, P. & OTTE, C (ed.) 1973: Geothermal Energy, 92 figs., 28 tables, 360 S., Stanford Univ. Press.; Stanford

KRÜPER, M. & GOETHEL, G. F. 1992: Ökologische und ökonomische Aspekte in der Mineralölindustrie, 1 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/4: 148–151; Hamburg–Wien

KRYSTYN, L. 1971: Stratigraphie, Fauna und Fazies der Klaus-Schichten (Aalenien-Oxford) in den östlichen Nordalpen., 1 Abb., 3 Taf., Verh. GBA, 3: 486–509; Wien

KRYSTYN, L. 1973: Zur Ammoniten- und Conodonten – Stratigraphie der Hallstätter Obertrias (Salzkammergut, Österreich), 7 Abb., 5 Taf., Verh. GBA, 1973/1: 113–153; Wien

KRYSTYN, L. 1980: Triassic Conodont Localities of the Salzkammergut Region, 16 Abb., 4 Tafeln, Abh. GBA, 35: 61–98; Wien

KRYSTYN, L. & SCHÖLLNERGER, W. 1972: Die Hallstätter Trias des Salzkammergutes, 7 Abb., 1 Tab., Exk.-Führer Tagung Paläont. Ges. 1972, 61–106; Graz

KUCKELKORN, K., HILTMANN, W. & SCHWERD, K. 1990 a: Zur Maturität und Erdölbildung in den Allgäuer Alpen (1), 4 Abb., 1 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/1: 7–11; Hamburg-Wien

KUCKELKORN, K. & HILTMANN, W. 1990 b: Zur Maturität und Erdölbildung in den Allgäuer Alpen (2), 7 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/2: 54–57; Hamburg-Wien

KUENEN, Ph. H., 1950: Marine Geology, Vg. Wiley, 568 S.; New York

KUHLMANN, K. B. 1982: Transport von Erdöl, 4 Abb., 2 Tab., aus: WINNACKER/KÜCHLER, Chemische Technologie, Band 5: Organische Technologie, 24–33, C. Hanser Vg.; München–Wien

KÜHN, O. 1955: Die Bryozoen der Retzer Sande, 2 Tafeln, Sitz.-Ber. Öst. Ak. d. W., m. n. KL. I, 164: 231–248; Wien

KÜHN, O. 1960: Die Bruderndorfer Schichten nördlich Wien, 1 Abb., Anz. öst. Ak. d. W., Jg. 1960, 97/3: 49–52; Wien

KÜHN, O. et al. 1930: Das Danien der äußeren Klippenzone bei Wien, 18 Abb., 2 Tafeln, Geol. u. paläont. Abhandlungen, N.F. 17/5: 493–576; Jena

KÜHN, O. & TRAUB, F. 1967: Die Korallen des Paleozäns von Österreich, 2 Tafeln, Mitt. bayer. Staatssammlung, Paläont. etc., 7: 3–21; München

KÜHN, P. & DIENER, I. 1983: Anwendung geochemischer Thermometer zur Ableitung geothermischer Daten, 4 Abb., 1 Tab., Z. f. angew. Geol. 29/8: 382–385; Berlin

KÜHN, W. 1983: Chlorkohlenwasserstoffe im Grundwasser, 17 Abb., 13 Tab., Wr. Mitt. Wasser, Abwasser, Gewässer, 51, V 1–V 28; Wien

KÜHN, W. & BARTMANN, W. 1980: Einige Erfahrungen bei der Anwendung mathematisch-statistischer Methoden zur Auswertung von Analysendaten aus Bohrprofilen. 1 Abb., Z. geol. Wiss., 8/9: 1155–1159; Berlin

KUKAL, Zd. 1970: Geology of recent sediments; Academia Publ. House of the Czechoslovak Acad. of Science, 490 p.; Prag

KÜMEL, F. 1936: Vulkanismus und Tektonik der Landseer Bucht im Burgenland, 3 Abb., Jb. GBA, 86 Bd. 1936/3 u. 4: 203–235; Wien

KUMMERER, W., URBAN, M. & KRAMES, W. 1992: Relining. Die Sanierung alter Leitungen ist Umweltschutz, 4 Abb., ÖMV-Gruppe, Mix, 4: 23–24; Wien

KUNETZ, G. 1957: Anwendung statistischer Eigenschaften der Erdströme in der praktischen Geophysik, 6 Abb., Freiberger Forschungshefte, Heft C/32: 5–19

KUNETZ, G. 1958: Grundlagen und Anwendung der tellurischen Prospektionsmethode, 16 Abb, 1 Tab., Erdoel-Zeitschr. 74/9: 302–315, Wien-Hamburg

KUNZ, B. 1966: Das seismische Bruchproblem in der Molasse, 9 Abb., Erdöl-Erdgas-Zeitschrift, 82/5: 185–188; Wien–Hamburg

KUNZ, B. 1978: Temperaturmessungen in Erdölbohrungen der Molassezone Oberösterreichs. 7 Abb., 1 Tab. 1 Tafel, Mitt. Österr. Geol. Ges. 68: 51–58; Wien

KÜPPER, H. 1954: Geologie und Grundwasservorkommen im südlichen Wiener Becken (mit Beiträgen von W. PRODINGER u. G. WOLETZ). 6 Abb., 6 Tab., 5 Tafeln. Jahrb. GBA, 97/2: 161–210; Wien

KÜPPER, H. 1955: Ausblick auf das Pleistozän des Raumes von Wien, 1 Abb., 1 Tab., 2 Tafeln. Verh. GBA, Sonderheft D: 136–152; Wien

KÜPPER, H. 1957: Erläuterungen zur geologischen Karte Mattersburg-Deutschkreuz (1:50.000), 12 Taf., GBA, 67 Seiten; Wien

KÜPPER, H. 1959: Österreichs Beiträge zur Entwicklung der Mikropaläontologie, 3 Abb., 1 Tab., Erdoel-Z., 5: 114–121; Wien

KÜPPER, H. 1960: Ergebnisse aus dem Ostalpenorogen mit Ausblicken auf östlich anschließende Räume. Geol. Rundschau, 50: 457–465; Stuttgart

KÜPPER, H. 1964: Geologie von Vöslau und Umgebung. 2 Abb., 1 Faltkarte. Jahrb. Landesk. v. Niederöst. 36: 1–16; Wien

KÜPPER, H. 1965 a: Quasicraton und Orthogeosynklinale (Ostalpen und Böhmische Masse im Kenntnisbild der heutigen Geologie). 1 Tab., 1 Karte. Eclogae geologicae Helvetiae, 58/1: 73–85; Basel

KÜPPER, H. 1965 b: Geologie von Wien, Kurzfassung 1964, 20 Tab., 16 Fototafeln, 8 Fossiltafeln, 20 Falttafeln, 212 S., Vg. Gebr. Hollinek Wien, Vg. Gebr. Borntraeger Berlin

KÜPPER, H. 1977 a: Über Thermen, Karst- Formations- und Grundwässer im südlichen Wiener Becken. 5 Abb., 2 Tab., Verh. GBA, 1977/2: 105–120; Wien

KÜPPER, H. 1977 b: Über die Tektonik des südwestlichen Leithagebirges und die Stellung der Therme Leithaprodersdorf. 1 Abb., 1 Tab., Verh. GBA, 1977: 293–298; Wien

KÜPPER, H., FUCHS, G., PRODINGER, W. & WEINHANDL, R. 1962: Geologie der Heilquelle Sauerbrunn, Burgenland, 2 Tafeln, 1 Abb., Jb. GBA, 105/1: 39–47; Wien

KÜPPER, H., PAPP, A. & ZIRKL, E. J. 1950: Zur Kenntnis des Alpenabbruches am Westrand des Wiener Beckens, 7 Tafeln, Jb. GBA, XCIV. Bd., 1. Teil, 1949–1951: 41–92; Wien

KÜPPER, H. u. WIESBÖCK, I. 1966: Erläuterungen und Index zur Übersichtskarte der Mineral- und Heilquellen in Österreich. 101 Seiten. Herausgeg. v. d. GBA und d. Öst. Ges. f. Raumforschung u. Raumplanung; Wien

KÜPPER, I. 1961: Alttertiäre Foraminiferenfaunen in Flyschgesteinen aus dem Untergrund des nördlichen Inneralpinen Wiener Beckens (Österreich), 1 Lageskizze, 2 Tafeln, 3 Tabellen. Jb. GBA, 104: 239–271; Wien

KÜPPER, K. 1956: Stratigraphische Verbreitung der Foraminiferen in einem Profil aus dem Becken von Gosau (Grenzbereich Salzburg-Oberösterreich), 2 Tafeln, Jb. GBA, 1956, 99/2: 273–320; Wien

KURKA, F. 1989: Umweltschutz in der Raffinerie Schwechat, 5 Abb., ÖMV Zeitschrift, 1/89: 20–23; Wien

KURKA, F. 1991: Umweltschutz in der Raffinerie Schwechat, 7 Abb., ÖMV Magazin, 3: 34–39; Wien

KURZWEIL, H. 1973: Sedimentpetrologische Untersuchungen an den jungtertiären Tonmergelserien der Molassezone Oberösterreichs. 11 Abb., Tschermaks, Min. Petr. Mitt. 20: 169–215; Wien

LACHMAYER, K. 1976: Temperaturen aus Tiefbohrungen im Wiener Becken. 2 Abb., 3 Tab. Erdoel-Erdgas Zeitschr. 92/9: 287–290; Hamburg–Wien

LADWEIN, H. W. 1976: Sedimentologische Untersuchungen an Karbonatgesteinen des autochthonen Malm in N.Ö. (Raum Altenmarkt-Staatz). Diss. Phil. Fak. Univ. Innsbruck

LADWEIN, H. W. 1983 a: Kenntnisse über die Entstehung von Erdöl und Erdgas, 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 2: 18–19; Wien

LADWEIN, H. W. 1983 b: Gesteinsuntersuchungen in der Kohlenwasserstoffexploration. 6 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 5: 25–27; Wien

LADWEIN, H. W. 1984: Source Rocks in Vienna Basin and Their Importance for Hydrocarbon Exploration Along Northern Edge of the Alps (Abstract). Fossil Fuels of Europe Conf. and Exhib., July 1984. AAPG, Bull., 68/6: 795; Tulsa

LADWEIN, W. 1986: Neue Wege bei der Kohlenwasserstoffexploration in den Kalkalpen? 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 8: 45–46; Wien

LADWEIN, H. W. 1988: Organic Geochemistry of Vienna Basin: Model for Hydrocarbon Generation in Oberthrust Belts, 20 figs., 2 tables. AAPG. Bull. 72/5: 586–599; Tulsa

LADWEIN, W. u. FUCHS, R. 1991: Information der Öffentlichkeit bei neuen Bohrprojektion, 6 Abb., ÖMV-Magazin, 3: 8–11; Wien

LADWEIN, H. W., LANGANGER, H. & SCHRÖDER, L. 1992: Welt-Erdöl-/Erdgas-Reserven und -Ressourcen, 2 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/3: 140; Hamburg–Wien

LADWEIN, H. W., SCHMIDT, F., SEIFERT, P. & WESSELY, G. 1991: Geodynamics and generation of hydrocarbons in the region of the Vienna basin, Austria. 21 figs. aus: Generation, accumulation and production of Europe's hydrocarbons (A. M. SPENCER, ed.) Spec. Publ. of the Europ. Ass. of. Petr. Geologists 1: 289–305; Oxford

LADWEIN, H. W., SEIFERT, P. & SCHMIDT, F. 1989: Reife-Modeling und Kohlenwasserstoffgenese im alpinen Überschiebungsbereich. 1 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/5: 204–205; Hamburg–Wien

LAHN, E. 1938: Die österreichische Erdölproduktion im Jahre 1937. 1 Abb., Zeitschr. „Radio Wien" 16: 10; Wien

LAMMERER, B. 1976: Struktur des Alpenrandes zwischen Inn und Bodensee im Satellitenbild. 6 Abb., Geol. Rundschau 65/2: 525–536; Stuttgart

LANDES, K. K. 1946: Porosity through Dolomitization. 1 Fig., 1 Table. Bull AAPG 30/3: 305–318

Landeskuranstalten Bad Hall: Jodsolebad Bad Hall, Oberösterreich. Prospekt der Direktion der Landeskuranstalten Bad Hall

LANG, H. 1992: Jahresbericht 1991, 17 Tabellen, Fachverband d. Erdölindustrie Österreichs, 37 Seiten; Wien

LANG, H. 1993: Jahresbericht 1992; 19 Tabellen; Fachverband der Erdölindustrie Österreichs, 43 Seiten; Wien

LANGANGER, H. 1989: Kosten und Wirtschaftlichkeit von E. u. P-Projekten vor und nach dem Ölpreisverfall, 5 Abb., 2 Tab. Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/1: 12–14; Hamburg–Wien

LANGANGER, H. 1992: Wirtschaftliche Betrachtung des Upstream-Bereiches, 5 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/3: 137–139; Hamburg–Wien

LANGANGER, H. 1993: Verkauf der OMV Canada Ltd. – Freisetzung von Mitteln für Investitionen im europanahen Raum; ÖMV Gruppe Mix, 4/1993: S. 6; Wien.

LANGANGER, H. & HAMILTON, W. 1992: ÖMV-Energie: Exploration and Production, Worldwide Activities, zahlr. Abb., ÖMV Aktiengesellschaft, 32 S.; Wien

LANGANGER, H. & SCHRÖDER, L. 1987: Kohlenwasserstoff-Reserven und Alternativen, 8 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/11: 470–474; Hamburg–Wien

LANGE, P. 1956: Die Vorarlberger Flyschzone am Südrand des helvetischen Halbfensters zwischen Hoher Ifen und Widderstein im Kleinen Walsertal. 9 Abb., 2 Tafeln. Geologie, 5: 172-218; Berlin

LANGER, I. 1958: Mikroanalytische Methode zur Bestimmung von Schwefelwasserstoff und organisch gebundenem Schwefel im Erdgas. 1 Abb., Erdoel-Zeitschr., 74/12: 436–438; Wien–Hamburg

LANGGUTH, H.-R. & VOIGT, R. 1980: Hydrogeologische Methoden, 156 Abb, 72 Tab., 486 S., Springer Verlag; Berlin–Heidelberg–New York

LANIK, A. 1986: Das Laboratorium Verarbeitung, 5 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 9: 2–6; Wien

LANIK, A. & CSOKLICH, Ch. 1984: Laboratorium Verarbeitung Schwechat, 4 Abb., ÖMV-Zeitschrift 3: 5–8; Wien

LANIK, A. & RAITH, J. 1984: Anwendung polarographischer Methoden in Erdöllaboratorien. 6 Abb., Erdöl-Erdgas, 100/3: 103–106; Hamburg–Wien

LARCHER, J. 1983: Gasverteilung und Transit, 5 Abb., ÖMV-Zeitschrift 1: 14–16; Wien

LARSEN, G. & CHILINGAR, G. V.(editors) 1979: Diagenesis in Sediments and Sedimentary Rocks. 138 figs., 41 tables. Elsevier Scient. Publ. Comp., 579 S.; Amsterdam, Oxford, New York

LARTER, St. 1989: Chemical models of vitrinite reflectance evolution. 5 figs., 2 tables. Geol. Rundschau, 78/1: 349–359; Stuttgart

LAUTERBACH, M., VOIGT, H.-D. & ASTL, A. 1979: Berechnungen zur Rand- und Sohlenwasseraktivität beim Abbau von Erdgaslagerstätten. 7 Abb., Z. f. ang. Geol. 25/4: 147–152; Berlin

LAUTERJUNG, J. & EMMERMANN, R. 1990: Röntgenuntersuchungen an Bohrklein. 8 Abb., 1 Tab., Die Geowissenschaften 8/9: 265–270; Weinheim

LECHLER, S. 1958: Open-Hole-Tests in tiefen Bohrungen. 11 Abb., Erdöl-Z. 74/2: 29–38; Wien–Hamburg

LECHNER, H. 1987: Schaumarbeiten bei der Sondenbehandlung, 2 Abb., ÖMV-Mix, 2: 2; Wien

LECHNER, H. 1988: Ablenkung aus der Verrohrung bei der Sonde Schönkirchen Tief 29. 1 Abb., ÖMV-Mix, 3: 3; Wien

LEDITZKY, H. & ZOJER, H. 1984: Untersuchung der geothermischen Verhältnisse im Verwaltungsbezirk Radkersburg. Steir. Beitr. Rohstoff- u. Energieforsch. 4: 37–38; Graz

LEFFLER, W. L. 1979: Petroleum Refining for the Nontechnical Person. Penn Well Publ. Comp.; Tulsa

LEFFLER, W. L. & BURDICK, D. L. 1983: Petrochemicals for the Nontechnical Person.- Penn Well Publ. Comp.; Tulsa

LEHMANN, U. & HILLMER, G. 1980: Wirbellose Tiere der Vorzeit. 265 Abb., 10 Tab., F. Enke Vg., 340 S.; Stuttgart

LEHMANN, W. 1984: Rohölaufbereitung und Verpumpung im Erdölförderbetrieb. 4 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 3: 22-23; Wien

LEHNER, A. & RUTHAMMER, G. 1982: Fördertechnik. 4 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 4: 10–12; Wien

LEHNERT, K. & WECK, D. 1963: Der Einfluß der Bohrspülung auf die Durchführbarkeit und Qualität von Bohrlochvermessungen. 5 Abb., Zeitschr. f. angew. Geol. 10: 543–548; Berlin

LEIN, R. 1981: Deckschollen von Hallstätter Buntkalken in Salzbergfazies in den Mürztaler Alpen südlich von Mariazell (Steiermark). 4 Abb., 1 Tafel., 1 Beilage. Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. Österr. 27: 207–234; Wien

LEIN, R. 1985: Das Mesozoikum der Nördlichen Kalkalpen als Beispiel eines gerichteten Sedimentationsverlaufes infolge fortschreitender Krustenausdünnug. 4 Abb., Archiv Lagerstättenforsch. GBA 6: 117–128; Wien

LEINWEBER, W. 1987: Erdöl und Erdgas – Entstehung, Suche, Förderung, Transpot und Verarbeitung. 22 Folien mit Erläuterungen. Vg. f. Jugend u. Volk, Wien–München.

LEISS, O. 1990 a: Neue Aspekte zur Geodynamik und Beckenbildung als Ergebnis der Beckenanalyse von synorogenen Kreidevorkommen innerhalb der Nördlichen Kalkalpen (Österreich) 17 Abb., 1 Tab. Geol. Rundschau, 79/1: 47–84; Stuttgart

LEISS, O. 1990 b: Sedimentationsgeschehen und Biofazies innerhalb der Nördlichen Kalkalpen während der kretazischen Orogenese (Schwerpunkt: Gosau-Formation-Coniac/Santon). 17 Abb., 1 Tab., Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. Österr. 36: 39–85; Wien

LEITNER, K.-H. 1983: Die Geschichte der petrochemischen Unternehmen in Schwechat. 2 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 6: 2–4; Wien

LEMCKE, K. 1977: Erdölgeologisch wichtige Vorgänge in der Geschichte des süddeutschen Alpenvorlandes. 10 Abb., Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 93. Jg. Sonderausgabe: 50–56; Hamburg–Wien

LEMCKE, K. 1984: Geologische Vorgänge in den Alpen ab Obereozän im Spiegel vor allem der deutschen Molasse. 14 Abb. Geol. Rundschau 73/1: 371–397; Stuttgart

LEMCKE, K. & WAGNER, R. 1961: Zur Kenntnis des vortertiären Untergrundes im Bodenseegebiet. 1 Abb., Bull. Verein Schweizer Petrol. Geol. und Ing. 27/73: 9–14

LEPÉZ, P. 1937 a: Methangasausbrüche und Gewältigungsarbeiten bei Untersuchungsstollen des Altausseer Salzberges. Montan-Rundschau/16

LEPÉZ, P. 1937 b: Methangasausbrüche im Altausseer Salzbergbau. 3 Abb., Petroleum, 33/43: 9–11 (Zeitschr. des Internat. Bohrtechnikerverbandes 45./11, 1. Nov. 37); Wien–Berlin

LEPPER, J. & SCHÖNEICH, H. 1984: Korrelative Anwendung von Bohrlochmessungen. 4 Abb., aus: Angewandte Geowissenschaften. Band III: 108–112, F. Enke Verlag; Stuttgart

LEPPER, U. 1976: Elemente der Emulsionsflutung. 8 Abb., 1 Tab. Erdöl-Erdgas Zeitschr. 92/12: 426–433; Hamburg–Wien

LEUCHS, K. 1932: Die Bitumenführung des Hauptdolomites der norischen Trias. Kali, verwandte Salze u. Erdöl. 26, 91

LEUTNER, R. 1961: Infrarot-spektroskopische Untersuchungen von Rohöl des Wiener Beckens. 5 Abb., 1 Tab., Erdöl u. Kohle 14/9: 697–701; Hamburg

LEVORSEN, A. I. 1967: Geology of petroleum. 2nd edition. 724 Seiten. W. H. FREEMAN; San Francisco

LEYTHAEUSER, D. 1985: Erkennung und Quantifizierung der primären Migration des Erdöls. 14 Abb., Erdöl u. Kohle. 38/12: 535–542; Leinfelden–Echterdingen

LEYTHAEUSER, D. & LADWEIN, H. W. 1992: Wechselbeziehungen zwischen Erdölgenese und Migration. Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/3: 108–109; Hamburg–Wien

LEYTHAEUSER, D., SCHAEFER, R. G. & RADKE, M. 1987: On the primary migration of petroleum. Proceedings 12th World Petroleum Congress 2: 227–236; Houston

LICHTBLAU, J. H. 1983: Oil's role in the energy future. 16 tab., 11th WPC, RTD 9/1, 11 p.; London

LIEB, H., SPITZY, H. u. SKRUBE, H. 1952: Chemische Studien über das Jodmilieu von Bad Hall. 3 Abb., 9 Tab. Archiv f. Physik. Therapie, 4/4: 275–294; Leipzig

LIEBL, W. 1983: Die verschiedenen Typen der Kohlenwasserstofflagerstätten. 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 4: 13–14; Wien

LINDNER, H. & SCHEIBE, R. 1975: Zum gegenwärtigen Stand der Gravimetrie und der Magnetik bei der Erkundung tiefer geologischer Stockwerke. 4 Abb., 10 Tab. Z. geol. Wissen. 3, 12: 1559–1577; Berlin

LINDNER, H. & WRUCK, K. 1978: Einsatz gravimetrischer und magnetischer Spezialmessungen zur Vorerkundung reflexionsseismischer Profile. 7 Abb., Z. f. angew. Geol. 24/10: 412–417; Berlin

LINK, W. K. 1952: Significance of oil and gas seeps in world oil exploration. 44 figs. Bull. AAPG, 36/8: 1505–1540; Tulsa

LINNENBERG, W. 1989: Das Computerprogramm GEOSTAT. Ein geostatisches Auswertungssystem für Lagerstättendaten. 3 Abb., Die Geowissenschaften, 7/6: 162–165; Weinheim

LINSKESEDER, M., REICH-ROHRWIG, P. & SCHWARZ, G. 1991: Erfolgreiche Projekte in der Raffinerie Schwechat. 2 Abb., ÖMV-Mix, 2: 5; Wien

LINTZ, J. jr. 1972: Remote Sensing for Petroleum. 6 figs., Bull. AAPG. 56/3: 542–553; Tulsa

LIPHARD, K. G. 1992: Dichtung und Wahrheit: Analytik von Spurenstoffen im Boden. 5 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/4: 171–174; Hamburg–Wien

LIPOLD, M. V. 1865: Das Kohlengebiet in den nordöstlichen Alpen. Jahrb. GRA, 15: 40

LIST, F. K. 1968: Zur Technik der photogeologischen Auswertung im Kalkalpinen Bereich (Heiterwand-Gebiet, östl. Lechtaler Alpen, Tirol) 3 Abb., 1 Tafel, 4 Tab. Geol. Rundschau, 58/1: 196–219; Stuttgart

LOBITZER, H. 1974: Fazielle Untersuchungen an norischen Karbonatplattform – Beckengesteinen (Dachsteinkalk-Aflenzer Kalk etc.) 1 Abb., 4 Tafeln. Mitt. Geol.Ges. Wien 66/67 f. 1973/74: 75–91; Wien

LOBITZER, H. 1978: Mikrofazielle Untersuchungen an Karbonatgesteinen des Paleozäns der Waschbergzone (Michelstetten, NÖ.) 3 Tafeln. Verh. GBA, 1978/2: 147–155; Wien

LOGIGAN, St. 1953: Das Swabben von Sonden. 12 Abb., 3 Tab., Erdöl-Zeitung, 69/2: 17–27; Wien

LOGIGAN, St. 1955: Zur Frage des Bohrlochabstandes („Well Spacing"). 33 Abb., 3 Tab., Industrieverlag von Hernhausen KG, 96 S.; Hamburg

LOGIGAN, St. 1980: Matzen vor 30 Jahren. Österr. Kalender f. Berg, Hütte u. Energie, 26: 109–112; Montan Verlag; Wien

LOGIGAN, St. 1982: Lagerstättentechnik in Österreich vor 1956, 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 1: 13–16; Wien

LOGIGAN, St. & DIEM, E. 1964: Die Ergebnisse der Aufschlußarbeiten der ÖMV AG in der Molassezone Niederösterreichs in den Jahren 1957–1963, Teil V: Lagerstättenstudie über die Gasvorkommen Wildendürnbach und Ameis. 4 Abb., 3 Tab., Erdoel-Zeitschrift, 80/7: 251–255: Wien–Hamburg

LOGIGAN, St. & LACHMAYER, O. H. 1969: Besondere Fragen im Zusammenhang mit dem Wassereinpreßprogramm im 8. Tortonhorizont von Matzen. 8 Abb., 1 Tab., Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 85/6: 220–228; Wien–Hamburg

LOGIGAN, St. et al. 1977: Entwicklung und aktueller Stand der Lagerstättentechnik. 12 Abb., Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 93. Jg., Sonderausgabe, S. 102–112, Hamburg-Wien

LOGIGAN, St. 1982: Lagerstättentechnik in Österreich vor 1956; 3 Abb.; ÖMV-Zeitschrift, Heft 1: 13–16; Wien

LOIBL, F. 1984: Sicherheitstechnischer Dienst und betriebsärztliche Betreuung in der ÖMV, 1 Abb., 6 Tab. ÖMV-Zeitschrift, 6: 1–3; Wien

LORBACH, M. 1969 a: Wege zur automatischen Verhütung von Ausbrüchen aus Tiefbohrungen. 6 Abb., Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 85/2: 44–51; Wien–Hamburg

LORBACH, M. 1969 b: Die Ausbildung des Ingenieurs für die Erdölgewinnung. 4 Abb., Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 85/11: 436–441; Wien–Hamburg

LORBACH, M. 1977: Probleme übertiefer Exploration und Produktion. Erdoel-Erdgas-Z. 93. Jg., Sonderausgabe: 70–72; Hamburg–Wien

LORBACH, M. 1979: Erdölreserven und deren Verfügbarkeit. 21 Abb., Radex-Rundschau, 3: 1061–1074; Radenthein, Kärnten

LORBACH, M. 1984: Funktionelle Kohlenwasserstoffreserven. 21 Abb., 1 Tab. Erdöl-Erdgas, 100/1: 36–46; Hamburg–Wien

LORBACH, M. 1988: Gedanken zum zukünftigen Erdölbedarf. 9 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 104/4: 146–149; Hamburg–Wien

LORBACH, M. & SCHÖFFMANN, F. 1991 a: Beherrschung von Kicksituationen in Tiefstbohrungen (1): Reibungsverluste von Bohrspülungen. 13 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/5: 207–214; Hamburg–Wien

LORBACH, M. & SCHÖFFMANN, F. 1991 b: Beherrschung von Kicksituationen in Tiefstbohrungen (2): Gasverhalten, Zuflußraten und Druckaufbau im geschlossenen System. 9 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/12: 500–506; Hamburg–Wien

LOSECKE, W., KNÖDEL, K. & MÜLLER, W. 1982: Magnetotelluric Exploration of Deep Sedimentary Basins. 9 figs. Erdöl u. Kohle, 35/1: 9–13; Hamburg

LÖTSCH, Th. & PUSCH, G. 1988: Bewertung von Polymerprodukten für die EOR-Anwendung. 6 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 104/12: 503–507; Hamburg–Wien

LÜBBEN, H. 1980: Lagerstättentechnische Entwicklungen auf den Gebiet der Erdöl- und Erdgasgewinnung. 7 Abb., Erdöl u. Kohle, 33/4: 166–169; Hamburg

LÜBBEN, H. & LEINER, J. 1988: Öl: Perspektiven im Upstream-Bereich. 10 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 104/5: 194–198; Hamburg–Wien

LÜBBEN, H. & LEINER, J. 1989: Betrachtugen zur Reichweite der Erdgasvorkommen der Welt. 11 Abb., 1 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/1: 21–25; Hamburg–Wien

LUDWIG, E., PANZER, Th. & ZDAREK, E. 1906: Über die Vöslauer Therme. Tschermaks Min. u. Petr. Mitt., N. F. 25: 157–178; Wien

LUGER, F. 1987: Das Raffinerie-Fackelsystem. 1 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 1: 43; Wien

LUGER, F. 1988 a: Vor 50 Jahren: Raffinerie Schwechat im Blickpunkt der Medien. 2 Abb., ÖMV-Mix, 1: 8–10; Wien

LUGER, F. 1988 b: 1944/45 Die Bombenangriffe. Die Raffinerie Schwechat im Zweiten Weltkrieg. 8 Abb., ÖMV-Mix, 3: 6–8; Wien

LUGER, F. 1988 c: Geschichte der Raffinerie Schwechat: 1945–1955: Die Raffinerie Schwechat als SMV-Betrieb. 7 Abb., ÖMV-Mix, 4: 6–8; Wien

LUGER, F. 1988 d: Juli 1946: Vorbereitungen zur Gründung der ÖMV. Historisch bedeutsame Parlamentsreden. ÖMV-Mix, 5: 5; Wien

LUGER, F. 1988 e: Geschichte der Raffinerie Schwechat: 1936–1945: Die NOVA-Raffinerie. 4 Abb., ÖMV-Mix, 6:9–10; Wien

LUGER, F. 1989 a: Das Moskauer Memorandum. ÖMV-Mix, 1: 14; Wien

LUGER, F. 1989 b: Die Verhandlungen in Moskau 1955. ÖMV-Mix, 2: 8; Wien

LUGER, F. 1989 c: Die Erdöl-Ablöselieferungen an die UdSSR. 1 Tab., ÖMV-Mix, 3: 13; Wien

LUGER, F. 1989 d: Das Moskauer Memorandum aus Zeitzeugenschaft, 1 Abb., ÖMV-Mix, 4: 10–11; Wien

LÜTZKENDORF, W. 1944: Die Rohölentwässerung mit Hilfe von Dismulgan. 4 Abb., Oel u. Kohle, 40. 27/28: 481–484; Berlin

MAASS, H.-W. 1964: Das „Vibroseis"-System als optimales Laufzeit-Verfahren. 19 Abb., Erdöl u. Kohle, 17/9: 699–707; Hamburg

MACKENZIE, A. S. 1984: Application of biological markers in geochemistry. aus: Adv. in Petrol-Geochemistry, J. BROOKS & D. WELTE: 115–214; Academic Press; London

MACKOWSKI, L., SAFOSCHNIK, R. & HACKEL, A. 1980: Die österreichische Gaswirtschaft und ihre Stellung im europäischen Gasverbund. 18 Abb., 2 Tab. Erdoel-Erdgas Z. 96/5: 178–186; Hamburg–Wien

MADERBÖCK, R. 1988: Bohrtechnik und Umweltschutz, 3 Abb. Erdöl-Erdgas-Kohle 104/10: 398–400; Hamburg–Wien

MAIER, A., SCHENZ, W. & SPÖRKER, H. 1977: Einsatz von Ölspülungen bei tiefen und übertiefen Bohrungen in Europa 13 Abb., 1 Tab. Erdoel-Erdgas-Zeitschr., 93. Jg., Sonderausgabe: 89–95; Hamburg–Wien

MAIER, L. 1987: Öltransport durch die AWP-Pipeline. 6 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 3: 8–12; Wien

MALCHER, H. 1976: Aus der praktischen Erfahrung gewonnene Gesichtspunkte hinsichtlich der Erstellung von Parametern für die numerische Lagerstättensimulation. Erdöl-Erdgas-Zeitschr., 92/9: 290–292; Hamburg–Wien

MALCHER, H. 1983: Gas aus der Erde, 1 Abb., ÖMV-Zeitschrift 6: 12–13; Wien

MALZER, O. 1981: Geologische Charakteristik der wichtigsten Erdöl- und Erdgasträger der oberösterreichischen Molasse. Teil II: Die Konglomerate und Sandsteine des Oligozäns. 11 Abb., Erdoel-Erdgas Z. 97/1: 20–28; Hamburg–Wien

MANN, F. H. 1963: Die Analyse von Gestängetests. 2 Abb., 3 Tab., Erdoel-Z. 79/8: 343–349; Wien–Hamburg

MANN, U. 1989: Revealing hydrocarbon migration pathways. 5 figs., 2 tables. Geol. Rundschau, 78/1: 337–348; Stuttgart

MANDL, G. W. 1984 a: Zur Tektonik der westlichen Dachsteindecke und ihres Hallstätter Rahmens (Nördliche Kalkalpen, Österreich). 7 Abb., 1 Tafel. Mitt. Öst. Geol. Ges. 77: 1–31; Wien

MANDL, G. W. 1984 b: Zur Trias des Hallstätter Faziesraumes – ein Modell am Beispiel Salzkammergut (Nördliche Kalkalpen, Österreich). 5 Abb., 5 Tafeln, 8 Beilagen. Mitt. Geol. Ges. Bergbaustud. 30/31: 133–176; Wien

MARAVIC, M. 1976: Dynamische Untersuchungsmethoden von Speichergesteinen. Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 92/9: 278–280; Hamburg–Wien

MARESCH, O. 1959: Anwendung der Differenzen-Thermoanalyse auf Spuren organischer Substanzen. 6 Abb., Erdoel-Zeitschr. 3: 67–71; Wien–Hamburg

MARESCH, O. 1966: Die Erforschung von Nannofossilien mittels des Elektronenmikroskopes in der Erdölindustrie. 4 Tafeln. Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 82/9: 377–384; Wien–Hamburg

MARESCH, O. 1970: Elektronenmikroskopische Untersuchungen von Kalken und Dolomiten. 2 Abb., 1 Tab., 8 Taf., Verh. GBA 1970/4: 648–672; Wien

MARHOLD, A. 1988: Vergaserkraftstoffzusammensetzung und Emissionen. 8 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 104/9: 368–371; Hamburg–Wien

MARSAL D. 1979: Statistische Methoden für Erdwissenschaftler, 2. Auflage. 54 Abb., 86 Beispiele. E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchh., 192 S.; Stuttgart

MARSCH, F. 1991: Fernerkundung vom Flugeug und Satelliten. 4 Abb., ÖMV Magazin 2: 34–35; Wien

MARTINI, E. 1971: Standard Tertiary and Quaternary Calcareous Nannoplankton Zonaition. Proc. II. Planktonic Conf.: 739–785; Roma

MARX, C. 1980: Technologische Entwicklungen auf dem Gebiet der Erdöl- und Erdgasgewinnung. 7 Abb., Erdöl und Kohle, 33/2: 74–78; Hamburg

MARX, C. & KÜRZL, H. 1984: Analyse der Bohrtechnischen Entwicklung in der Zeit von 1975–1983, 15 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 100/4: 123–131; Wien–Hamburg

MASON, B. & MOORE, C. B. 1985: Grundzüge der Geochemie, 97 Abb., 66 Tab. F. Enke Publ., 340 S.; Stuttgart

MATURA, A. u. SUMMESBERGER, H. 1980: Geology of the Eastern Alps. An Excursion Guide. 52 figs., 10 tables. Intern. Geol. Congr., 26th Session, Excursion 034A. Abh. GBA, 34: 103–170; Wien

MAURER, H. 1972: Zur Geologie des Helvetikums und der Flyschzone zwischen dem Steyr- und Kremstal. 4 Tafeln. Mitt. Geol. Ges. in Wien, 64. Bd. für 1971: 137–172; Wien

MAURITSCH, H. & FRISCH, W. 1980: Paleomagnetic results rom the Eastern Alps and their comparison with data from the Southern Alps and the Carpathians. 2 figs., 1 table. Mitt. Öst. Geol. Ges., Bd. 73 f. 1980: 5–13; Wien

MAUVE, K. 1965: Die Laufzeitsondierung. Dissertation phil. Fak. Univ. Wien, 161 Seiten; Wien

MAYER, F. 1982: Petro-Atlas, Erdöl und Erdgas, 3. Auflage. Georg Westermann Verlag, 148 Seiten; Braunschweig

MAYER, H. u. GLANTSCHNIK, J. 1991: Erdöl- und Erdgasförderung in Oberösterreich, 2 Abb., ÖMV-Gruppe Magazin, 1: 53–54; Wien

MAYER-GÜRR, A. 1968: Erschließung und Ausbeutung von Erdöl- und Erdgasfeldern. 119 Abb., 5 Tab. aus: Lehrbuch der Angewandten Geologie, II/1: 672–917, F. Enke Verlag; Stuttgart

MAYER-GÜRR, A. 1976: Petroleum Engineerung, 169 figs., 11 tables, Geology of Petroleum Vol. 3. F. Enke Publishers, 208 p.; Stuttgart

MAZZUCATO, M. & BOJCZUK, P. 1989: Zweite Polyethylen-Anlage für Raffinerie Burghausen, 1 Abb., ÖMV Zeitschrift, 3: 55–56; Wien

McCOLLUM, B. & LaRUE, W. W. 1931: Utilization of Existing Wells in Seismograph Work. AAPG. Bull. 15: 1409–1417; Tulsa

McPHATER, D. & MacTIERNAN, B. 1983: Well-Site Geologist's Handbook. 12 figs., tables. Penn Well Books, 77 p.; Tulsa

MEDER, H. G. 1966: Über die Berechnung der Durchlässigkeit von Sandsteinen aus Porosität und Korngrößenverteilung, 9 Tab., Erdöl und Kohle, 19/9: 626–634

MEDWENITSCH, W. 1962: Die Bedeutung der Grubenaufschlüsse des Halleiner Salzberges für die Geologie des Ostrandes der Berchtesgadener Schubmasse. 3 Abb., 2 Tab., Z. dt. geol. Ges., 113 f. 1961: 463–494; Hannover

MEDWENITSCH, W., SCHLAGER, W. & EXNER, Ch. 1964: Ostalpenübersichtsexkursion. Geolog. Führer zu Exkursionen durch die Ostalpen. 3 Tafeln, 8 Abb., Mitt. Geol. Ges. Wien, 57/1: 57–106; Wien

MEESMANN, P. 1926: Geologische Untersuchung der Kreideketten des Alpenrandes im Gebiet des Bodenseerheintales. Verh. Naturforsch. Ges. in Basel, XXXVII: 1–111; Basel

MEINHOLD, R. 1964: Gesetzmäßigkeiten der Erdölakkumulation in den Sedimentationsbecken. 13 Abb., Zeitschr. f. angew. Geologie 10/3: 118–126; Berlin

MEINHOLD, R. 1979: Die organische Geochemie – ihr Nutzen und ihre Grenzen bei der Erdöl- und Erdgaserkundung. 14 Abb., 2 Tab., Z. f. angew. Geologie, 25/6: 220–229; Berlin

MEINHOLD, R. 1980: Bemerkungen zum Direktnachweis von Erdöl- und Erdgaslagerstätten. 9 Abb., 2 Tab., Z. f. ang. Geol. 26/6: 287–293; Berlin

MEINHOLD, R. 1983: Nicht oder nicht genügend gelöste geochemische Probleme der Erdölentstehung. 4 Abb., 4 Tab., Z. f. angew. Geol. 29/11: 553–558; Berlin

MEINHOLD, R. u. PÄTZ, H. 1978: Erdöl und Erdgas – vom Plankton bis zur Pipeline, 58 Abb., 169 S., B. G. Teubner Verlagsges.; Leipzig

MEISEL, E. 1984: Aktiv am Sektor Umweltschutz (Erdgasbetrieb), 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift 1: 4–5, Sonderdruck; Wien

MEISEL, E. 1986: Umweltschutzaktivitäten des Erdgasbetriebes, 5 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 5: 9–11; Wien

MEISEL, E. 1989: Umweltschutz im Erdgasbetrieb, 6 Abb., ÖMV Zeitschrift 1/89: 14–17; Wien

MEISEL, E. 1991: Umweltschutz im Bereich Erdgas, 2 Abb., ÖMV Magazin, 3: 12–14; Wien

MEISSNER, R. u. STEGENA, L. 1977: Praxis der seismischen Feldmessung und Auswertung, 197 Abb., 7 Tab., 275 S., Gebr. Borntraeger; Berlin–Stuttgart

MEIXNER, H. & MENZ, J. 1978: Möglichkeiten des Einsatzes der Photogrammetrie in der Geologie, 22 Abb., Z. geol. Wiss. 6/2: 143–160; Berlin

MELTON, C. E. and GIARDINI, A. A. 1984: Petroleum formation and the thermal history of the earth's surface, 2 figs., 2 tables. J. of Petrol. Geol. 7/3: 303–312; Beaconsfield

MENZ, J. 1981: Genauigkeit von Isoliniendarstellungen, 5 Abb., Neue Bergbautechnik, 11/5: 268–270; Leipzig

MERKEL, R. H. 1981: Well Log Formation Evaluation; 2nd Printing, 81 figs., 3 tables, AAPG, Continuing Educ. Course Series 14: 82 p.; Houston

MEUSINGER, R. u. SCHINDLBAUER, H. 1992: Eine einfache Methode zur Berechnung der Octanzahl von Paraffinen. 3 Abb., 1 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/1: 20–22; Hamburg–Wien

MEYER, H. G. 1985: Zum Problem der flächenhaften Erkundung und der räumlichen Interpretation in der Seismik – ein Überblick. 4 Abb., 4 Tab., Z. f. angew. Geologie, 31/1: 1–6; Berlin

MIHATSCH, A. 1991: Berücksichtigung des Umweltschutzes im Bergrecht. ÖMV Magazin, 3: 5; Wien

MILAN G. 1992 a: ÖMV unterzeichnet weiteren Konzessionsvertrag in Pakistan. 2 Abb., ÖMV Gruppe-Mix, 2: 3–4; Wien

MILAN, G. 1992 b: ÖMV in Pakistan: der Stand der Exploration. 6 Abb., ÖMV Gruppe-Mix 4: 4–6; Wien

MILITZER, H. SCHEIBE, R. & SEIBERL, W. 1984: Angewandte Magnetik, 45 Abb., 8 Tab. aus: Angewandte Geophysik, Band 1, Herausg. H. MILITZER u. F. WEBER: 127–189; Springer Vg. u. Akademie Vg.; Wien, New York und Berlin

MILITZER, H. & WEBER, F. (Herausgeber) 1984: Angewandte Geopyhsik, Band 1, Gravimetrie und Magnetik, 226 Abb., 35 Tab. Springer Vg/Akademie Vg, 353 S., Wien–Berlin

MILITZER, H. & WEBER, F. (Herausgeber) 1985: Angewandte Geophysik, Band 2, Geoelektrik – Geothermik – Radiometrie – Aerogeophysik. 208 Abb., 44 Tab., Springer Vg/Akademie Vg, 371 S., Wien–Berlin

MILITZER, H. & WEBER, F. (Herausgeber) 1987: Angewandte Geophysik, Band 3, Seismik, 239 Abb., 4 Tab., Springer Vg/Akademie Vg, 420 S., Wien–Berlin

MILLES, R. & PAPP, A. 1957: Über das Vorkommen sarmatischer Schichten im Außeralpinen Wiener Bekken. Verh. GBA, 1957/2: 130–136; Wien

MINICHMAYR, W. 1975: Brief an ÖMV-AG vom 7. Mai 1975 (Ölfund beim Bau eines Feldbrunnens in Bergham bei Alkoven, Erdbeerplantage). Unveröffentlicht, 1 Seite, Bergham/Alkoven

MISRA, A. 1962: Über den Druckunterschied in einer Gassäule durch das Eigengewicht des Gases. 4 Abb., Erdoel-Zeitschr., 78/4: 236–239; Wien–Hamburg

MÖBUS, G. & FÖRSTER, A. 1983: Mehr tektonische Informationen aus Bohrungen. Darstellung der Bearbeitungsmethodik. 5 Abb., Z. f. angew. Geol. 29/6: 259–264; Berlin

MOCK, K. 1975: Berggesetz 1975 – Kurzdarstellung unter besonderer Berücksichtigung der Neuerungen, 2. Auflage. Bundeskammer der gewerbl. Wirtschaft, 77 S., Montan Verlag Wien

MOCK, K. 1980: Die Rechtsgrundlagen des Kohlenwasserbergbaues seit der Ersten Republik. Erdöl-Erdgas-Zeitsch. 96/5: 150–152; Hamburg–Wien

MOCK, K. 1987: Bergrechtliche Vorschriften. Loseblattausgabe; Edition Bergbau und Energie; Wien

MOCK, K. 1990: Bergrechtliche Vorschriften. Loseblattausgabe, 1. Ergänzungslieferung. Edition Bergbau und Energie; Wien

MOCK, K. 1991 a: Berggesetz 1975, in: „Das österreichische Recht" von HEINDL-LOEBENSTEIN-VEROSTA, Loseblattsammlung VIII f., Bergrecht (letzte Lieferung 1. 2. 1991), Vg. Last u. Co.; Wien

MOCK, K. 1991 b: Die Berggesetznovelle 1990 – Neuerungen und Auswirkungen; Berg- u. Hüttenmänn. Monatshefte, 1991/10: 399–404

MOCK, K. 1992: Berggesetz 1975 – Kurzdarstellung, 3. Auflage; Bundeswirtschaftskammer, Edition Bergbau und Energie

MOHR, W. 1989: Der CO_2-Pilot-Test im Ölfeld Ried Österreich. 9 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/9: 358–363; Hamburg–Wien

MORITZ, J. 1965: Unter- und Obertagsausrüstung von Erdgassonden der ÖMV-AG. 10 Abb., Erdoel-Erdgas Zeitschr. 81/1: 8–15; Wien–Hamburg

MORITZ, J. 1980: Gänserndorf ÜT 1 – die tiefste Sonde Österreichs, 3 Abb., Österr. Kalender f. Berg, Hütte u. Energie: 26: 89–91; Montan Verlag; Wien

MORITZ, J. & MELLAUNER, A. 1980: Fördertechnik Gas (50 Jahre Erdöl in Österreich), 13 Abb., Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 96/5: 169–173; Hamburg–Wien

MOSTAFAVI, M. 1978: Die Neogenentwicklung am Nordrand des Oberpullendorfer Beckens (Burgenland), 9 Tab., 2 Tafeln (Karten). Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. Österr. 25: 111–143; Wien

MOSTLER, H. (Herausgeber) 1972 a: Beiträge zur Mikrofazies und Stratigraphie von Tirol und Vorarlberg. 569 S., 8 Kt., 3 Taf., Univ. Verl. Wagner; Innsbruck, München

MOSTLER, H. 1972 b: Die stratigraphische Bedeutung von Crinoiden-, Echiniden- und Ophiuren-Skelettelementen in triassischen Karbonatgesteinen. 3 Abb., 3 Tafeln., Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud., 21/2: 711–728; Innsbruck

MOSTLER, H. 1976: Poriferenspiculae der alpinen Trias, 12 Abb., 1 Tab., Geol. Paläont. Mitt. Innsbr. 6/5: 1–42; Innsbruck

MOSTLER, H. 1977: Zur Palökologie triadischer Halothurien (Echinodermata) 9 Abb., 1 Tab., Ber. nat.-med. Ver. Innsbr. 64: 13–40; Innsbruck

MOSTLER, H. & ROSSNER, R. 1977: Stratigraphisch-fazielle und tektonische Betrachtungen zu Aufschlüssen in skyth-anisischen Grenzschichten im Bereich der Annaberger Senke (Salzburg, Österreich), 13 Abb., 6 Tafeln. Geol. paläont. Mitt. Innsbr., 6/2: 1–44; Innsbruck

MOTTL, M. 1970: Die jungtertiären Säugetierfaunen der Steiermark, Südost-Österreich. 10 Abb., Mitt. Mus. Bergbau etc. Landesmus. Joanneum, 31: 77–168; Graz

MUCK, C. 1902: Gutachten über die Welser Erdgase und die Aussichten einer Tiefbohrung auf Erdöl. Chem. u. Techniker Ztg.; Wien

MUCK, C. 1903: Die Tiefbohrung des Aerars bei Wels. Österr. Zeitschr. f. Berg- u. Hüttenwesen

MUHEIM, F. 1979: Die subalpine Molassezone im östlichen Vorarlberg. 1 Abb., 2 Tafeln, Eclogae geol. Helv. 27: 181–296; Basel

MÜHLFELD, R. et al. 1981: Fernerkundung in Geologie und Bodenkunde. 22 Abb., 4 Tab., 2 Tafeln. aus: Angewandte Geowissenschaften von F. BENDER (Herausg.), I: 464–506, Enke Verlag; Stuttgart

MÜLLER, K., 1960: Druckabfall und Randwassertrieb in Erdgaslagerstätten. 2 Abb, Erdöl u. Kohle, 13/9: 628–630; Hamburg

MÜLLER, K., 1961 a: Förderraten und Ausbeutefaktoren in Gasfeldern mit Randwassertrieb. 3 Abb., Erdöl u. Kohle, 14/9: 695–697; Hamburg

MÜLLER, K., 1961 b: Ausbeutefaktoren von Gaslagerstätten bei Gasexpansion, 9 Abb., 4 Tab. Erdöl u. Kohle, 14/11: 900–903; Hamburg

MÜLLER, K. 1973: Das „Randcenoman" der Nördlichen Kalkalpen und seine Bedeutung für den Ablauf der ostalpinen Deckenüberschiebungen und ihrer Schubweiten. 6 Abb., 2 Tab., Geol. Rundschau, 62/1: 54–96; Stuttgart

MÜLLER, M., 1985: Maderhalm 1 und Kierwang 1 – zwei Tiefbohrungen in das Helvetikum des bayerischen Allgäus. Jb. GBA, 127/4: 639–641; Wien

MÜLLER, M., 1986: Geologische Ergebnisse von Tiefbohrungen durch die Vorarlberger Molasse. Öst. Geol. Ges. Wandertagung Dornbirn, 1 Seite

MÜLLER, M., NIEBERDING, F. & WANNINGER, A. 1988: Tectonic style and pressure distribution at the northern margin of the Alps between Lake Con-

stance and the River Inn. 10 figs., Geol. Rundschau, 77/3: 787–796; Stuttgart

MÜLLER, M., NIEBERDING, F. & WEGGEN, K. 1992: Hindelang 1 (Bavarian Alps): A Deep Wildcat with Implications for Future Exploration in the Alpine Thrust Belt. – In: SPENCER, A. M. (Ed.): Generation, Accumulation and Production of Europe's Hydrocarbons II; Special Publication of the European Assoc. Petroleum Geoscientists, 2

MÜLLER, R. & SPRINGER, F. P. 1990: Aspekte der Wirtschaftlichkeit der Erdgasförderung bei Preisänderungen, 12 Abb., 1 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/6: 247–252; Hamburg–Wien

MÜLLER-JUNGBLUTH, W.-U. 1970: Sedimentologische Untersuchungen des Hauptdolomits der östlichen Lechtaler Alpen, Tirol. 3 Abb., 8 Tafeln, 1 Karte. Festband Geol. Inst., 300-Jahr-Feier Univ. Innsbruck: 255–308; Innsbruck

MÜNCH, H. G. 1983: Eine Datenbank für geologische Bohrungsdaten in der Erdölindustrie, 3 Abb., Erdoel-Erdgas-Z., 99/6: 194–198; Hamburg–Wien

MUNDRY, E. 1969: Mathematische Verfahren in der Geologie. Einsatz von Rechenautomaten. 17 Abb., 3 Tab., aus: Lehrb. d. Angew. Geologie (Herausg. A. BENTZ †) II/2: 1884–1944. F. Enke Verlag; Stuttgart

MUNDRY, E. 1970: Zur automatischen Herstellung von Isolinienplänen. 7 Abb., Beil. geol. Jb. 98: 77-93; Hannover

MUNDRY, E. et al. 1985: Geoelektrik, 100 Abb., 7 Tab., aus: Angewandte Geowissenschaften von F. BENDER (Herausg.) II: 299–434, Enke Verlag; Stuttgart

MURAWSKI, H. 1983: Geologisches Wörterbuch, 81 Abb., 8 Tab., 8. Auflage, 281 Seiten. F. Enke Verlag; Stuttgart

MURBAN, K. 1939: Die vulkanischen Durchbrüche in der Umgebung von Feldbach, 7 Profile, 1 Karte. 11 Seiten. Mitt. Abtlg. f. Bergb., Geol. und Pal. des Landesmuseums „Joanneum", Heft 3; Graz

MURER, H. 1991: Lagerstätten und Produktionsverhalten der oberösterreichischen Öl- und Gasfelder der ÖMV, 2 Abb., 1 Tab. ÖMV-Gruppe Magazin, 1: 51–52; Wien

MUSIL, F. 1922: Öl- und Gasvorkommen in Niederösterreich. Selbstverlag des Verfassers; Wien

MUSIL, F. 1925 a: Eine neue „Erdöl"bohrung in Niederösterreich. Int. Zeitschr. f. Bohrtechnik, Erdölbergbau u. Geologie 5

MUSIL, F. 1925 b: Neue Erdölanzeichen im inneren Wiener Becken. Chemiker- u. Techniker Ztg. 43: 134; Wien

MUTHENTHALLER, H. & EDELMANN, A. 1956: Über die chemisch-physikalischen Eigenschaften der Erdöle des Wiener Beckens. 6 Abb., 6 Tab., Erdoel-Zeitschr. 12, 8 Seiten, Urban Vg; Wien

NACHTMANN, W. & WAGNER, L. 1987: Mesozoic and Early Tertiary evolution of the Alpine foreland in Upper Austria and Salzburg, Austria, 9 figs., 1 plate. Tectonophysics 137: 61–76; Amsterdam

NÄVEKE, R. u. GRAFF, M. 1987: Mikrobielle Stoffwechselprozesse in Erdölfeldern und Gewinnungsanlagen. Zusammenfassung DGMK-Forsch. Ber. 345. Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/7/8: 337; Hamburg–Wien

NEBERT, K. 1979: Die Lignitvorkommen Südostburgendlands. 10 Abb., 6 Tab., 3 Tafeln. Jahrb. GBA, 122/1: 143–180; Wien

NEBERT, K, GEUTEBRÜCK, E. & TRAUSSNIGG, H. 1980: Zur Geologie der neogenen Lignitvorkommen entlang des Nordostsporns der Zentralalpen (Mittelburgenland). 27 Abb., 12 Tab., 4 Tafeln. Jb. GBA, 127/1: 39–112; Wien

NEGLIA, S. 1979: Migration of Fluids in Sedimentary Basins. 19 figs., 2 tables. Bull. AAPG, 63/4: 573–597: Tulsa

NĚMEC, F. 1984: Ein Beitrag der Bohrung Šaštin 12 zur Kenntnis der geologischen und ölgeologischen Problematik des Wiener Beckens und dessen Untergrundes im Raume der klippennahen Zone (Übers. J. SABATA). 3 Abb., 1 Tab., Erdgas und Erdöl, 29/1

NĚMEC, F. & KOCÁK, A. 1976: Der vorneogene Untergrund des slowakischen Teiles des Wiener Bekkens (slowakisch). 10 Abb., 7 Tab., 1 Karte. Mineralia slovak. 8: 481–555; Bratislava

NEUGEBAUER, H. J. u. GERMANN, D. 1989: Zur thermischen und dynamischen Entwicklung von Vorlandbecken, 4 Abb. 1 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/5: 206–208; Hamburg–Wien

NEUHAUSER, M. 1991: Vertragsabschluß mit Albanien. 2 Abb., ÖMV-Gruppe-Magazin, 2: 19; Wien

NEUMANN, E. 1977: Beziehungen zwischen Schichtwasserbewegung und Kohlenwasserstoffmigration. 2 Abb., 2 Tab., Zeitschr. f. angew. Geologie, 23/7: 342–344; Berlin

NEUMANN, H.-J. 1963: Kapillarkräfte und Bewegung von Öl in Porenräumen. 9 Abb., 1 Tab. Erdöl u. Kohle, 16/10: 1000–1004; Hamburg–Wien

NEUMANN, H.-J. 1964: Grenzflächenspannung und Entölung von Lagerstätten. 1 Abb., 1 Tab. Erdöl u. Kohle, 17/5: 346–348; Hamburg

NEUMANN, H.-J. 1981 a: Chemisches Fluten zur tertiären Erdölgewinnung. 4 Abb., Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 97/1: 29–33; Hamburg-Wien

NEUMANN, H.-J. 1981 b: Zur Entölung beim Tensidfluten. 5 Abb., Erdöl u. Kohle, 34/11: 497–499; Hamburg

NEUMANN, H.-J. 1981 c: Composition and Properties of Petroleum. Wiley Ltd. 137 S.

NEUMANN, H.-J. u. PACZYNSKA-LAHME, B. 1986: Tensidfluten– Ein Jahrzehnt Forschung. 4 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 102/9: 397–401; Hamburg–Wien

NEWENDORP; P. D. 1980: Petroleum Exploration Risk Analysis. 4 figs., aus: Devel. in Petr. Geol. 2 (ed. G. D. HOBSON): 273–298. Applied Sc. Publ; London

NEY, P. 1986: Gesteinsaufbereitung im Labor. 7 Abb., 9 Tab., Vg. Enke, Stuttgart

NIEDERBACHER, P. 1982: Geologisch-tektonische Untersuchungen in den südöstlichen Lechtaler Alpen (Nördliche Kalkalpen, Tirol) 15 Abb., 2 Tab., 3 Photos, 3 Beilagen. Geol. Pal. Mitt. Innsbr., 12/7: 123–154; Innsbruck

NIEDERMAYR, G. 1966: Beiträge zur Sedimentpetrographie des Wienerwald-Flysches. 3 Taf., 8 Abb., 4 Tab., Verh. GBA, Jahrgang 1966, 1/2: 106–141; Wien

NIENHUIS, P. H. 1981: Distribution of organic matter in living marine organisms; aus: Marine Organic Chemistry (E. K. DUURSMA and R. DAWSON, edts.): 31–69, Elsevier Verl., 521 Seiten; Amsterdam

NORTH, F. K. 1985: Petroleum Geology. 478 figs., 10 tables, 36 plates. Allen & Unwin, 607 p.; Boston -London -Sydney

NOTH, R. 1951: Foraminiferen aus Unter- und Oberkreide des österreichischen Anteils an Flysch, Helvetikum und Vorlandvorkommen. 2 Tab., 9 Tafeln. Jahrb. GBA, Sonderband 3, 91 S.; Wien

NÖVIG, T. 1989: Auswahlkriterien für Bohrwerkzeuge. 17 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/6: 250–257; Hamburg–Wien

NOWACK, E. 1921: Studien am Südrand der Böhmischen Masse. 2 Abb., Verh. d. geol. Staatsanstalt/2: 37–48; Wien

OBERHAUSER, R. 1963: Die Kreide im Ostalpenraum Österreichs in mikropaläontologischer Sicht. 2 Abb., 1 Tab., 1 Karte. Jb. Geol. B.A. 1963/106: 1–88; Wien

OBERHAUSER, R. 1968: Beiträge zur Kenntnis der Tektonik und Paläogeographie während der Oberkreide und dem Paläogen im Ostalpenraum. 2 Abb., 2 Tafeln. Jb. GBA, 1968/111: 115–145; Wien

OBERHAUSER, R. 1971: Brief über Methanvorkommen im Lutzkraftwerkstollen (1 Karte) bei Ludesch. Unveröffentlicht, 1 Seite; Wien, 14. Dez. 1971

OBERHAUSER, R. 1973: Stratigraphisch-paläontologische Hinweise zum Ablauf tektonischer Ereignisse in den Ostalpen während der Kreidezeit. 3 Abb., Geol. Rundschau, 62/1: 96–106; Stuttgart

OBERHAUSER, R. (Redaktion) 1980 a: Der geologische Aufbau Österreichs. 164 Abb., 2 Farbkarten (33 Mitarbeiter) Herausgegeben v.d. Geol. Bundesanstalt, 701 Seiten. Springer Verlag; Wien-New York

OBERHAUSER, R. 1980 b: Molasse-Untergrund, Helvetikum, Flysche und Klippenzonen in Vorarlberg. 5 Abb., aus: Der geologische Aufbau Österreichs (R. OBERHAUSER, Red.) Springer-Verlag: 177–188; Wien–New York

OEHLER, D. Z. and STERNBERG, B. K. 1984: Seepage-Induced Anomalies, „False" Anomalies, and Implications for Electrical Prospecting, 19 figs., 7 tables. AAPG. Bull. 68/9: 1121–1145; Tulsa

OELSNER, Ch. 1991: Oberflächengeothermik. 6 Abb., Die Geowissenschaften, 9/1: 18–22; Weinheim

OELSNER, Ch. und RÖSLER, R. 1981: Eine Bohrlochsonde zur gleichzeitigen Messung von Wärmestrom und Wärmeleitfähigkeit in situ. 2 Abb., Neue Bergbautechnik, 11/5: 266–268; Leipzig

OFNER, M. & SANDAUER, Ch. 1975: Projekt u. Bau: Produktenleitung West. 1 Abb., ÖMV Zeitschrift 2: 17–19; Wien

ÖMV AG – Öffentlichkeitsarbeit 1988: Erdöl und Erdgas – Eine Zusammenfassung der Medienpakete für die 8. bis 12. Jahrgänge an Österreichs Schulen. 46 Abb., zahlr. Tab., ÖMV Zeitschrift 3/1988, Sonderdruck, 57 Seiten; Wien

ÖMV Aktiengesellschaft 1992: Übersicht der Kohlenwasserstoffproduktion Österreichs nach Firmen, Erdölprovinzen und Jahren. Unveröffentl. Tabellenwerk in 4 Teilen; Wien

ORASCH, R. 1984: Die österreichische Erdölindustrie im Jahre 1983. 3 Tab., Erdöl-Erdgas, 100/7/8: 256–261; Hamburg–Wien

ORASCH, R. 1985: Die österreichische Erdölindustrie 1984. 5 Tab., Erdöl-Erdgas, 101/7/8: 231–236: Hamburg–Wien

ORTNER, P. 1985: Automatisierung in der Raffinerie Schwechat. 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 9: 9–11; Wien

Österr. Normungsinstitut 1981: Begriffe der Kohlenwasserstofflagerstätten (ÖNORM G 1044). Österr. Normungsinstitut, 38 Seiten; Wien

OSTROFF, A. G. 1967: Comparison of some formation water classification systems. 3 figs., 4 tables. Bull. AAPG, 51/3: 404–416; Tulsa

OSTROFF, A. G. 1979: Introduction to Oilfield Water Technology, NACE, 394 p.; Houston

OTT, E. 1974: Algae (Dasycladaceae). 4 Tab., Catalogus fossilium austriae, 17 b, 64 Seiten, Springer Verlag; Wien

ÖTTL, H. 1987: Synthetik-Apertur-RADAR für die zivile Fernerkennung, 1 Abb., Spektr. d. W. 5: 22, 24–25; Heidelberg

OURISSON, G., ALBRECHT, P. & ROHMER, M. 1984: Der mikrobielle Ursprung fossiler Brennstoffe. 7 Abb., Spektrum d. Wiss., 10: 54–59, 62–64; Heidelberg

ÖZERLER, M. 1991: Application of Fluorescence Microscopy for Carbonate Petrographic Study. 6 figs., 1 tab. Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/4: 159–162; Hamburg–Wien

PAL, Z. 1980: Die Wechselbeziehungen zwischen Bohrgeschwindigkeit und Spülungswerten. Z. f. ang. Geol., 26/4: 216–217; Berlin

PAPP, A. 1939: Untersuchungen an der sarmatischen Fauna von Wiesen. 3 Abb., 2 Tafeln, 4 Tab., Jb. Zweigst. Wien Reichst. f. Bodenforschung. 89/3 u. 4: 315–355; Wien

PAPP, A. 1949: Fauna und Gliederung der Congerienschichten des Pannon im Wiener Becken. 1 Tab., Anz. österr. Ak. d. W., m. n. Kl. 85 f. 1948: 123–134; Wien

PAPP, A. 1950 a: Fauna und Gliederung des Sarmats im Wiener Becken. Anz. österr. Akad. d. Wiss., m. n. Kl. 86 f. 1949: 256–266; Wien

PAPP, A. 1950 b: Das Sarmat von Hollabrunn. Verh. GBA, 1948/4–6: 110–112; Wien

PAPP, A. 1951: Das Pannon des Wiener Beckens. 7 Abb., 4 Tab., Mitt. Geol Ges. in Wien, 39–41 (1946–1948): 99–193; Wien

PAPP, A. 1952: Zur Kenntnis des Jungtertiärs in der Umgebung von Krems a. d. Donau (N.Ö.). Verh. GBA: 122–126; Wien

PAPP, A. 1953: Die Molluskenfauna des Pannon im Wiener Becken. 25 Tafeln, 1 Textabb., 7 Tab., Mitt. d. Geol. Ges. in Wien. 44 f. 1951: 85–222; Wien

PAPP, A. 1954: Die Molluskenfauna im Sarmat des Wiener Beckens. 20 Tafeln, 2 Tab., Mitt. Geol. Ges. in Wien, 45 f. 1952: 1–112; Wien

PAPP, A. 1955: Bemerkungen über Vorkommen und Variabilität der Bivalvengattung Oncophora, 2 Tafeln. Verh. GBA, 2: 120–133; Wien

PAPP, A. 1956 a: Orbitoiden aus dem Oberkreideflysch des Wienerwaldes. 1 Tafel, 2 Tab., Verh. GBA, 1956/2: 133–143; Wien

PAPP, A. 1956 b: Fazies und Gliederung des Sarmats im Wiener Becken. 3 Tabellen. Mitt. Geol. Ges. in Wien, 47 f. 1954: 35–98; Wien

PAPP, A. 1958: Vorkommen und Verbreitung des Obereozäns in Österreich. 2 Tafeln, 2 Abb., Mitt. Geol. Ges. Wien, 50. Band f. 1957: 251–270; Wien

PAPP, A. 1959: Nummuliten aus dem Untereozän vom Kühlgraben am Fuße des Unterberges (Salzburg). 10 Abb., 1 Tab. Verh. GBA, 1959/2: 163–179; Wien

PAPP, A. 1961: Die Fauna der Michelstettener Schichten in der Waschbergzone (NÖ.) 10 Abb., 2 Tab., Mitt. Geol. Ges. Wien, 53 f. 1960: 209–248; Wien

PAPP, A. 1962 a: Die Nummulitenfaunen vom Michelberg (Waschbergzone) und aus dem Greifensteiner Sandstein (Flyschzone), 3 Abb., Verh. GBA, 1962/2: 281–290; Wien

PAPP, A. 1962 b: Über das Vorkommen sarmatischer Schichten bei Langenlois am Kamp (NÖ.). 1 Abb., Verh. GBA, 2, 1962: 361–363; Wien

PAPP, A. 1962 c: Das Vorkommen von Lebensspuren in einzelnen Schichtgliedern im Flysch des Wienerwaldes; 1 Abb., Verh. GBA, 1962/2: 290–296; Wien

PAPP, A. 1963: Die biostatigraphische Gliederung des Neogens im Wiener Becken. 14 Tafeln, 2 Tabellen. Mitt. Geol. Ges. in Wien, 56/1: 225–317; Wien

PAPP, A. 1967: Mollusken aus dem Aderklaaer Schlier. 1 Tafel. Kühn-Festschrift, Öst. Palaont. Ges.: 341–346; Wien

PAPP, A. 1968: Zur Nomenklatur des Neogens in Österreich. 1 Tab., Verh. GBA, 1968: 9–27; Wien

PAPP, A. 1975: Die Entwicklung der Uvigerinen in der Puchkirchner Schichtengruppe; aus: Chronostratigraphie und Neostratotypen, V; OM, Egerien: 279–287. Slow. Ak. d. W.; Bratislava

PAPP, A. 1978: Die Schichtenfolge des Badenien in der Molassezone, im Wiener Becken und am Alpenostrand-Molassezone nördlich der Donau. 2 Abb., Chronostratigraphie und Neostratotypen, Miozän der Zentralen Paratethys, VI, M 4, Badenien: 63–65; Bratislava

PAPP, A., GRILL, R., JANOSCHEK, R., KAPOUNEK, J., KOLLMANN, K. & TURNOVSKY, K. 1968: Zur Nomenklatur des Neogens in Österreich. 1 Tab., Verh. GBA, 1–2: 9–27; Wien

PAPP, A., KROBOT, W. & HLADECEK, K. 1973: Zur Gliederung des Neogens im zentralen Wiener Becken. 4 Abb., Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. Österr. 22: 191–199; Wien

PAPP, A., KRÖLL, A. & FUCHS, R. 1978: Das Egerien in der Waschbergzone, Niederösterreich. 1 Abb., 2 Tafeln. Verh. GBA, 1978/2: 63–71; Wien

PAPP, A. & KÜPPER, K. 1952: Über die Entwicklung der Heterosteginen im Torton des Wiener Beckens. 1 Abb., 1 Tab., Anz. d. m. n. Kl. d. Öst. Akad. Wiss., 1952/10: 110–118, Wien

PAPP, A., RÖGL, F. & SENEŠ, J. 1973 a: Chronostratigraphie und Neostratotypen, Miozän der zentralen Paratethys, M 2, Ottnangien. zahlr. Abb., Tafeln, Tabellen. Slow. Ak. d. Wiss., 841 Seiten; Bratislava

PAPP, A., RÖGL, F. & STEININGER, F. 1970: Führer zur Paratethys-Exkursion in die Neogen-Gebiete Österreichs. (v. 26.–30. 5. 1970) 1 Tab., Paläont. Inst. d. Univ. Wien, 55 S.; Wien

PAPP, A. & SCHMID, M. E. 1971: Zur Uvigerimen im Badenien des Wiener Beckens. 3 Abb., 3 Tab., Verh. GBA, 1: 47–58; Wien

PAPP, A. & SCHMID, M. E. 1978: Die Entwicklung der Uvigerinen im Badenien der Zentralen Paratethys. 3 Tafeln, S. 279–284. Chronostratigraphie und Neostratotypen, Miozän der Zentr. Paratethys, 6, M 4; Bratislava

PAPP, A. & STEININGER, F. 1973: Die stratigraphischen Grundlagen des Miozäns der zentralen Paratethys und die Korrelationsmöglichkeiten mit dem Neogen Europas. 2 Tab., Verh. GBA, 1973/1: 59–65; Wien

PAPP, A. & STRADNER, H. 1961 a: Über die Aufbereitung harter Sedimentgesteine zur Untersuchung auf Nannofossilien. 3 Abb., Erdoel-Z., 9: 417–418; Wien

PAPP, A. & STRADNER, H. 1961 b: Tertiäre Discoasteriden aus Österreich und deren stratigraphische Bedeutung. 24 Abb., 42 Tafeln, 4 Tab., Jb. GBA, Sonderband 7: 1–160; Wien

PAPP, A. & THENIUS, E. 1954: Vösendorf, ein Lebensbild aus dem Pannon des Wiener Beckens. Ein Beitrag zur Geologie der unterpliozänen Congerienschichten des südlichen Wiener Beckens. 15 Taf., 4 Tab., Mitt. Geol. Ges. 46 f. 1953: 1–109 (Sonderband); Wien

PAPP, A. & TURNOVSKY; K: 1953: Die Entwicklung der Uvigerinen im Vindobon (Helvet u. Torton) des Wiener Beckens. 3 Tab., 1 Tafel, Jb. GBA, Jg. 1953, XCVI/1: 117–142; Wien

PAPP, A. & TURNOVSKY, K. 1964: Die Ergebnisse der Aufschlußarbeiten der ÖMV AG in der Molassezone Niederösterreichs in den Jahren 1957–1963. Teil II: Paläontologisch-biostratigraphische Ergebnisse. 1 Abb. (Tafel) mit 27 Fig., Erdoel-Zeitsch. 80/3: 93–99; Wien–Hamburg

PAPP, A. & TURNOVSKY, K. 1970: Anleitung zur biostratigraphischen Auswertung von Gesteinsschliffen (Microfacies Austriaca). 3 Tab., 11 Abb., 88 Tafeln. Jahrb. BGA, Sonderband 16, 50 Seiten; Wien

PASCHER, G. 1989: Das Neogen der Mattersburger Bucht (Burgenland). Wissensch. Arb. Burgenland; Eisenstadt

PASCHINGER, H. 1974: Steiermark. Steirisches Randgebirge, Grazer Bergland, Steirisches Riedelland. 5 Tab., 7 Karten. Sammlg. geogr. Führer, Bd. 10, 251 S., Verlag Gebr. Borntraeger; Berlin–Stuttgart

PASS, F. 1982: Verarbeitung von Erdöl (Raffinerietechnik). 39 Abb., 47 Tab., aus: WINNACKER/KÜCHLER, Chemische Technologie; Band 5: Organische Technologie: 48–163, C. Hanser Verlag, München–Wien

PASSLER, W. THIARD, A. & LANIK, A. 1958: Die Ermittlung des pH-Wertes von Wässern aus Tiefenproben. 1 Abb., Erdoel-Zeitschr. 74/12: 422–426; Wien–Hamburg

PÄTZ, H. 1981: Hydrodynamische Fallen – Erscheinungen und Ursachen. 2 Abb., Z. f. geol. Wissensch. 9/9: 997–1006; Berlin

PÄTZ, H. 1982: Plattentektonische Aspekte in der Erdölgeologie. 2 Abb., 1 Tab., Z. geol. Wiss. 10/4: 491–499; Berlin

PÄTZ, H. 1984: Die Genese der Kohlenwasserstoffe und die Anlage ihren Lagerstätten – ein gesetzmäßiger zyklischer Prozeß oder Zufall?. Z. Geol. Wiss., 12/1: 113–118; Berlin

PÄTZ, H. & JORDAN, H. 1980: Die Wechselbeziehungen zwischen Erdöl- und Hydrogeologie bei der Untersuchung von Kohlenwasserstofflagerstätten. 1 Abb., 1 Tab., Z. ang. Geol. 26/1: 6–9; Berlin

PATZER, U. 1982: Erkundungsseismik – Substanzaussage und Anwendung von Transversalwellen. Z. f. ang. Geol. 28/1: 7–13; Berlin

PAUL, C. M. 1898: Der Wienerwald. Ein Beitrag zur Kenntnis der nordalpinen Flyschbildungen. 5 Tafeln, 27 Abb., Jahrb. GRA, 48/1: 53–178; Wien

PAULITSCH, P. 1992: Das tiefste Bohrloch der Erde. Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/6: 255; Hamburg–Wien

PENNEY, T. R. & BHARATHAN, D. 1987: Energie aus Erdwärme. 7 Abb., Spektr. d. Wissensch., 3: 120–126; Heidelberg

PERCH-NIELSEN, K. 1985: Mesozoic Calcareous Nannoplankton (p. 329–426). Cenozoic Calcareous Nannoplankton (p. 427–554). aus: BOLLI, H. M., SAUNDERS, J. B. and PERCH-NIELSEN, K.: Plankton Stratigraphy. Cambridge University Press; Cambridge

PERNTHANER, P. 1969: Flutprogramm Maustrenk – Schlierbasis. 1 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 12/3: 18–19; Wien

PERNTHANER, P. 1983: Entwicklung und Ausbau des Feldes Steinberg-Windischbaumgarten, 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 3: 36–37; Wien

PERNTHANER, P. u. KREUTZER, N. 1985: Entwicklung und Ausbau des Feldes Altlichtenwarth, 2 Abb., ÖMV-Zeitschr. 6: 29–30; Wien

PERRODON, A. 1983: Dynamics of oil and gas accumulations. 220 figs., 4 plates, 5 tables. Bulletin des Centres de Recherche Expl.-Prod. Elf-Aquitaine, 368 p., mem. 5; Pau

PERRODON, A. & MASSE, P. 1984: Subsidence, sedimentation and petroleum systems, 11 figs. J. of Petrol Geol. 7/1: 5–25; Beaconsfield

PESCHEL, G. & MÖBUS, G. 1986: Zur Berechnung des Kluftvolumens aus Bohrkernbeobachtungen. Z. f. angew. Geol. 32/4: 107; Berlin

PESCHEL, R. 1983: Erläuterungen zur „Geologischen Karte von Linz und Umgebung" (nach J. SCHADLER, 1964), 6 Abb., 1 Faltkarte. Naturkundl. Jb. d. Stadt Linz, Bd. 28 f. 1982: 181–236; Linz

PETERS, K. E., ISHIWATARI, R. & KAPLAN, I. R. 1977: Color of Kerogen as Index of Organic Maturity. 3 figs., 1 table. Bull. AAPG, 61/4: 504–510; Tulsa

PETERSON, G. & RAUTER, H. 1962: Entsandung von Bohrspülungen mit dem Hydrozyklon. 13 Abb., Erdoel-Zeitschr. 78/12: 671–678; Wien–Hamburg

PETERSS, K. 1980 a: Auftreten von Entspannungsklüften in Bohrkernen, 4 Abb., 1 Tab., Zeitschr. geol. Wiss. 8/3: 295–302; Berlin

PETERSS, K. 1980 b: Zur tektonischen Bearbeitung von Bohrkernen. 6 Abb., Z. geol. Wissensch. 8/9: 1201–1208; Berlin

PETRASCHEK, W. 1922: Der geologische Bau des Wiener Beckens. Eine geologische Betrachtung zu Schumanns gravimetrischen Untersuchungen. Berg- u. Hüttenmänn. Jb. 69/70: 63–66; Wien

PETRASCHEK, W. 1923 a: Das Vorkommen von Erdöl und Erdgas in Deutsch-Österreich. Zeitschr. Petroleum 19/10: 296

PETRASCHEK, W. 1923 b: Neue Studien über die Erdgasgebiete in Niederösterreich. Der geologische Bau des Wiener Beckens. Petroleum 19: 683–687; Wien

PETRASCHEK, W. 1924 a: Kohlengeologie der österr. Teilstaaten. VI. Braunkohlenlager der österr. Alpen. VI/2: Ennstal, Kärnten und Tirol. 63 Abb., Berg- u. Hüttenmann. Jahrb.: 145–212 (Zusammendruck); Wien

PETRASCHEK, W. 1924 b: Kohlengeologie der österr. Teilstaaten. VII. Die tertiären Senkungsbecken am Fuße der Alpen: 213–244, Berg- u. Hüttenmann. Jahrb. 72; Wien

PETRASCHEK, W. 1924 c: Die Gegend von Taufkirchen im oberösterreichischen Innkreis und das dortige Erdölvorkommen. 1 Abb., Berg- u. Hüttenmann. Jahrb. 72/3: 49–54; Wien

PETRASCHEK, W. 1925 a: Kohlengeologie der österr. Teilstaaten VII/2 Die Kohlenlagen im inneralpinen Wiener Becken und seiner nördlichen Fortsetzung, dem Gödinger Revier. Berg- u. Hüttenm. Jahrb.: 245–272 (Zusammendruck); Wien

PETRASCHEK, W. 1925 b: Die Gegend von Taufkirchen im oberösterreichischen Innkreis und das dortige Erdölvorkommen. Petroleum 1925: 1129 ff

PETRASCHEK, W. 1926: VII/3. Die Kohlenlager des außeralpinen Wiener Beckens: 273–298. VIII. Die Steinkohlen der Alpen: 299–320. aus: Kohlengeologie der österr. Teilstaaten. Zeitschr. d. Oberschles. Berg- u. Hüttenmann. Vereins; Kattowitz

PETRASCHEK, W. 1930: Erdölgeologie von Österreich. in „Engler-Höfer – Das Erdöl", 2. Teil, 2.; Leipzig

PETRASCHEK, W. 1947: Bitumen und Erdgas im Haselgebirge des alpinen Salzbergbaues. Berg- u. Hüttenmänn. Monatshefte, 92/6: 106–109; Wien

PETRASCHEK, W. E. & POHL, W. 1982: Lagerstättenlehre. 3 Auflage. 212 Abb., 10 Tab. E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchh., 341 S.; Stuttgart

PETTERS, V. 1936: Geologische und mikropaläontologische Untersuchungen der Eurogasco im Schlier Oberösterreichs. Petroleum 32/5, 3 S.; Berlin–Wien

PETTIJOHN, F. J., POTTER, P. E. & SIEVER, R. 1973: Sand and Sandstone, 258 figs., 618 S., Springer Verlag; New York, Heidelberg, Berlin

PETUCH, B. 1953: Fortlaufende Kerngewinnung mit umgekehrter Spülung, 8 Abb., Erdöl-Zeitung, 69/12: 161–169; Wien

PHILP, R. P. 1987: Surface prospecting methods for hydrocarbon accumulations; aus: Adv. in Petrol. Geochemistry, J. BROOKS & D. WELTE 2: 209–253, Academic Press; London

PIA, J. u. BÄUML, E. 1937: Von den Walen des Wiener Miozäns. Kurze Übersicht der Kenntnisse und Fragen. Mit Beiträgen von Elisabeth BÄUML. 56 Abb., 5 Tab. Mitt. Geol. Ges. in Wien, XXIX. Bd. f. 1936: 357–428; Wien

PIFFL, L. 1971: Zur Gliederung des Tullner Feldes, 9 Abb., 1 Tafel. Ann. Naturhist. Museum, Wien 75: 293–310; Wien

PIFFL, L. 1974: Das Tullner Feld. Ein Beitrag zu Morphogenese einer Donaulandschaft. 1 Karte, 1 Abb., 1 Tab., Heidelberger Geogr. Arbeiten, Heft 40, Hans Graul-Festschrift: 77-86; Heidelberg

PILGER, H. 1937: Beitrag zur Untersuchung von Spül- und Meißelproben bei Rotary-Bohrungen. Öl und Kohle, 13: 1127–1137; Berlin

PILLER, W. 1976: Fazies und Lithostratigraphie des gebankten Dachsteinkalkes (Obertrias) am Nordrand des Toten Gebirges (S Grünau/Almtal Oberösterreich). 15 Abb., 1 Tafel. Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. Öst. 23: 113–152; Wien

PILLER, W. & LOBITZER, H. 1979: Die obertriadische Karbonatplattform zwischen Steinplatte (Tirol) und Hochkönig (Salzburg), 3 Abb., Verh. GBA, 1979/2: 171–180; Wien

PINTER, K. 1978: Erdölförderung mittels Plungerliftverfahren im Erdölförderbetrieb. 6 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 3: 14–16; Wien

PINTER, K. 1988: Entwicklung der Fördertechnik im EFB, 3 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 104/10: 400–403; Hamburg-Wien

PINTER, K. & RUTHAMMER, G. 1984: Energiesparen in der Erdölgewinnung. 5 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 4: 25–26; Wien

PIRKL, H., ALBERTS, B. & HEINRICH, M. 1986: Geologische Aspekte des Umweltschutzes – Bodenschutz. 7 Abb., Geologische Bundesanstalt, 3. Auflage, 26 Seiten; Wien

PIRSON, S. J. 1977: Geologic Well Log Analysis (2nd ed.) 160 Abb., 8 Tab. Gulf Publ. Comp. Book Division, 377 p.; Houston, London, Paris, Tokyo

PIRSON, S. J. 1982: Progress in magneto-electric exploration. 3 figs., The Oil and Gas J. 80/41: 216–221, 225, 228; Tulsa

PISKE, J. & BLESCHERT, K.-H. 1985: Bemerkungen zur Gewinnung geologischer Ausgangsdaten und deren Einfluß auf den Erkenntnisprozeß. 1 Abb., 1 Tab., Z. f. angew. Geologie, 31/3: 57–61; Berlin

PLACHY, H. 1965: Die Ostracodenfauna aus dem Sarmat des Wiener Beckens. 1 Tab., 8 Tafeln, 1 Anhang. Unveröff. Diss. phil. Fak. Univ. Wien, 74 Seiten; Wien

PLACHY, H. 1981: Neue Erkenntnisse zur Tektonik im Wiener Raum, 5 Abb., 1 Tafel. Mitt. Öst. Geol. Ges. 74/75 f. 1981/82: 231–243; Wien

PLANK, J. 1990: Feldergebnisse mit einem neuen Filtratreduzierer für Bohrspülungen. 3 Abb., 3 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/4: 150–154; Hamburg–Wien

PLÖCHINGER, B. 1958 a: Der Hauptrandbruch des Wiener Beckens im Raume Perchtoldsdorf-Kalksburg (mit Beiträgen v. R. OBERHAUSER, W. PRODINGER, R. WEINHANDL), 2 Abb., 1 Tab. Verh. GBA, 1: 61–71; Wien

PLÖCHINGER, B. 1958 b: Das Molasseprofil längs der Bregenzer Ach und des Wirtatobels. 4 Abb., 1 Tafel. Jb. GBA, 101: 293–322; Wien

PLÖCHINGER, B. 1958 c: Schotteruntersuchungen von Proben aus der Mitterndorfer Senke (Inneralpines Wiener Becken) 1 Abb., Verh. GBA. 1958/1: 108-113; Wien

PLÖCHINGER, B. 1961 b: Die Gosaumulde von Grünbach und der Neuen Welt (Niederösterreich) 19 Abb., 1 Tafel. Jb. GBA, 104/359–441; Wien

PLÖCHINGER, B. 1964 a: Die Kreide-Paleozänablagerungen in der Gießhübler Mulde zwischen Perchtoldsdorf und Sittendorf (N.Ö.), 1 Tafel, 6 Abb., 2 Tab., Mitt. Geol. Ges. Wien, Jg. 1963, 56/2: 469–501; Wien

PLÖCHINGER, B. 1964 b: Die tektonischen Fenster von St. Gilgen und Strobl am Wolfgangsee (Salzburg, Österreich). 2 Tafeln, 9 Abb., Jb. GBA, 107: 11–69; Wien

PLÖCHINGER, B. 1967: Erläuterungen zur Geologischen Karte des Hohe-Wand-Gebietes (Niederösterreich) mit Beiträgen von F. BRIX, A. KIESLINGER, H. TRIMMEL. 20 Abb., 4 Tafeln. 142 S., GBA, Wien

PLÖCHINGER, B. 1979: Die Ergebnisse der geologischen Neuaufnahme des Anninger-Gebietes (Niederösterreich); 8 Abb., 1 Tafel; Jb. GBA, 122/2: 429–453; Wien

PLÖCHINGER, B. 1980: Die Nördlichen Kalkalpen. 12 Abb., aus: Der geologische Aufbau Österreichs, v. R. OBERHAUSER (Red.): 217–264, Vg. Springer; New York–Wien

PLÖCHINGER, B. 1983: Salzburger Kalkalpen, 34 Abb., 3 Taf., 2 Tab, 2 Karten. Sammlung geol. Führer 73, 144 S., Gebr. Bornträger; Stuttgart

PLÖCHINGER, B. 1984: Zum Nachweis jurassisch-kretazischer Eingleitungen von Hallstätter Gesteinsmassen beiderseits des Salzach-Quertales (Salzburg) 3 Abb., Geol. Rundschau, 73/1: 293–306; Stuttgart

PLÖCHINGER, B. & PREY, S. 1968: Profile durch die Windischgarstener Störungszone im Raume Windischgarsten – St. Gallen, 4 Abb., 2 Tab., 3 Tafeln. Jb. GBA, 111/2: 175–211; Wien

PLÖCHINGER, B. & PREY, S. 1974: Der Wienerwald. 23 Abb., 3 Tab., 2 geol. Karten. (Sammlg. geol. Führer 59) 141 S., Vg. Gebr. Bornträger; Berlin–Stuttgart,

PLODER, W. 1989: Mikroorganismen im Kampf für eine bessere Umwelt. 4 Abb., ÖMV Zeitschrift, 2: 20–21; Wien

PLODER, W. & POLLAK, K. 1991: Mikroben gegen Ölverschmutzung. 2 Abb., ÖMV Magazin, 3: 60–61; Wien

POGACSAS, G. & SEIFERT, P. 1991: Vergleich der neogenen Meeresspiegelschwankungen im Wiener und Pannonischen Becken. Jubiläumsschrift 20 Jahre geologische Zusammenarbeit Österreich-Ungarn, Teil 1: 72–93; GBA Wien und MAFI Budapest; Wien

POHL, W. 1968: Zur Geologie und Paläogeographie der Kohlenmulden des Hausruck (Oberösterreich). 6 Abb., 6 Tafeln. Diss. d. Univ. Wien 17; Verlag Notring, 70 Seiten; Wien

POIS, A. 1933: Zur Geschichte der Erdöl- und Erdgasfunde in Österreich. 14 Abb., 1 Karte. Zeitschr. Petroleum, 29/10: 1–13; Wien

POLESNY, H. 1983: Verteilung der Öl- und Gasvorkommen in der oberösterreichischen Molasse, 16 Abb.,

Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 99/3: 90–102; Hamburg–Wien

PÖLL. H. 1933: Untersuchung einer Rohölprobe aus der Urmannsau, Gemeinde Gaming, N.Ö., Privates Gutachten, 3 Maschinseiten; Wien, 11. März 1933

POLL, K. 1972: Zur Geologie der Weyerer Bögen (Nördliche Kalkalpen) 43 Abb., 1 Tab., 5 Tafeln. Erlanger geol. Abh. 88: 1–72; Erlangen

POLLAK, K. 1986 a: Schmierstoffe, 1. Teil. 1 Abb., 2 Tab. ÖMV-Zeitschrift, 5: 33–35; Wien

POLLAK, K. 1986 b: Schmierstoffe, 2. Teil, Getriebeöle, 3 Tab. ÖMV-Zeitschrift, 6: 12–13, Wien

POLLAK, K. 1989 a: Maßnahmen zur Reduzierung der KW-Emissionen beim Betanken von PKW, 2 Abb., ÖMV-Mix, 3: 5–6; Wien

POLLAK, K. 1989 b: ÖMV AG Forschungszentrum Schwechat. 1 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/10: 392–393; Hamburg–Wien

POLLAK, K. 1991 a: Neue Technologien zur Abfallaufarbeitung. 3 Abb., ÖMV-Mix, 4: 22–23; Wien

POLLAK, K. 1991 b: Seibersdorf bewertet alternative biogene Kraftstoffe. 3 Abb., ÖMV-Mix, 6: 15–17; Wien

POLLAK, K. & HEIDLER, E. 1985: Revamp der FCC-Anlage der Raffinerie Schwechat. 5 Abb., Erdöl-Erdgas 101/5: 151–153; Hamburg–Wien

POLLAK, W. 1989: Neue Explorationsvorhaben der ÖMV in Libyen, 3 Abb., ÖMV Zeitschrift 3: 22; Wien

PONGRACZ, L. 1983: Die Produktionsgeologie, 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 1: 22–23; Wien

PONTILLER, F. 1991: Sandsperren im Erdgasspeicher Tallesbrunn, 2 Abb., ÖMV-Gruppe Magazin, 2: 28–29; Wien

PONTILLER, F. 1992: Erdgasspeicher Thann: offizielle Inbetriebnahme, 4 Abb., ÖMV Gruppe-Mix, 8: 2–3; Wien

POOLEN, van H. K. & BATEMAN, S. J. 1958: Application of DST to Hydrodynamic Studies. World Oil: 90–104

PORSTENDORFER, G. 1980: Entwicklungstendenzen der feldgeophysikalischen Methoden in der Kohlenwasserstoff-Erkundung, 7 Abb., Z. f. ang. Geol., 26/7: 333–337; Berlin

POSCH, E. & WALACH, G. 1990: Das Bouguer-Schwerefeld in Vorarlberg, 4 Abb., 2 Tab., 1 Tafel. Mitt. Öst. Geol. Ges. 82. Bd. für 1989: 105–118; Wien

POSEPNY, F. 1885: Schlagwetterexplosion im Hallstätter Salzberg von 1664. Österr. Zeitschr. f. Berg- u. Hüttenwesen 33: 606–607

POTT, G. 1966: Automatische Datenverarbeitung in der angewandten Geophysik. 5 Abb., Erdöl und Kohle, 19/5: 333–339; Hamburg

POTTER, P. E. & PETTIJOHN, F. J. 1977: Paleocurrents and Basin Analysis., 2nd Ed, 167 Figs., 30 Plates. 425 p., Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York

POWELL, T. G. & SNOWDON, L. R. 1983: A Composite Hydrocarbon Generation Model. Implications for Evaluation of Basins for Oil and Gas. 7 figs., 2 tables. Erdöl u. Kohle, 36/4: 163–170; Leinfelden-Echterdingen

PRAZAK-REISINGER, H. & ABED-NAVANDI, M. 1991: Wo wir stehen – Umweltschutz bei der PCD Polymere, 7 Abb., ÖMV Magazin, 3: 61–64; Wien

PREUL, F. 1969: Das Aufstellen von Schichtenverzeichnissen. Gewinnung, Behandlung und allgemeine Bearbeitung von Bohrproben. 13 Abb., 7 Tab., aus: Lehrbuch der Angewandten Geologie, Band II, Teil 2: 1945–1984, F. Enke Verlag; Stuttgart

PREVEDEL, B. 1987: Preussag Gamma-Steering-Tool. Ein neuer Weg zur Optimierung von Richtbohroperationen. 5 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/2: 67–72: Hamburg-Wien

PREY, S. 1953 a: Flysch, Klippenzone und Kalkalpenrand im Almtal bei Scharnstein und Grünau (O.Ö.) 1 Abb., 1 Tafel. Jb GBA, Jg. 1953, 96/2: 301–343; Wien

PREY, S. 1953 b: Streiflichter zum Problem der „Scherlinge" in der Flyschzone. 1 Abb., Verh. GBA 1953/2: 138–145; Wien

PREY, S. 1957: Ergebnisse der bisherigen Forschungen über das Molassefenster von Rogatsboden (NÖ). 2 Abb., 1 Tafel. Jb. GBA, Jg. 1957, 100/2: 299–358; Wien

PREY, S. 1962 a: Flysch und Helvetikum in Salzburg und Oberösterreich, 3 Abb., 2 Tabellen, Zeitschr. deutsch. geol. Ges. 1961/113, 2. u. 3. Teil: 282–292; Hannover

PREY, S. 1962 b: Neue Gesichtspunkte zur Gliederung des Wienerwald-Flysches. Verh. GBA, 1962/2: 258–262; Wien

PREY, S. 1964: Flyschfenster von Windischgarsten. 5 Abb., 1 Tafel. Mitt. Geol. Ges. Wien, 57/1: 246–255; Wien

PREY, S. 1965: Neue Gesichtspunkte zur Gliederung des Wienerwaldflysches (Fortsetzung), Verh. GBA, Heft 1/2: 107–118; Wien

PREY, S. 1968: Neue Gesichtspunkte zur Gliederung des Wienerwaldflysches (2. Fortsetzung) Verh. GBA, 1968/1–2: 155–171; Wien

PREY, S. 1971: Zur Entstehung des Flysches der Ostalpen im Sinne der Theorie der turbidity currents. Anz. d. m. n. Kl. d. öst. Ak. d. W. 107(1970): 190–200; Wien

PREY, S. 1973: Der südöstliche Teil der Flyschzone in Wien, ausgehend von der Bohrung Flötzersteig 1, 2 Abb., 1 Tab., Verh. GBA, 1973/1: 67–94, Wien

PREY, S. 1975: Neue Forschungsergebnisse über Bau und Stellung der Klippenzone des Lainzer Tiergartens in Wien (Österreich), 6 Abb., Verh. GBA, 1975/2–3: 1–25; Wien

PREY, S. 1978: Rekonstruktionsversuch der alpidischen Entwicklung der Ostalpen, 6 Abb., Mitt. Öst. Geol. Ges., 1976/69: 1–25; Wien

PREY, S. 1979: Der Bau der Hauptklippenzone und der Kahlenberger Decke im Raume Purkersdorf-Wienerwaldsee (Wienerwald). 2 Abb., Verh. GBA, 1979/2: 205–228; Wien

PREY, S. 1984: Das Helvetikum von Ohlsdorf-Oberweis an der Traun nördlich Gmunden (OÖ.). 4 Abb., Jb. GBA 126: 497–511; Wien

PREY, S., RUTTNER, A. & WOLETZ, G. 1959: Das Flyschfenster von Windischgarsten innerhalb der Kalkalpen Oberösterreichs, 1 Abb., 1 Tafel. Verh. GBA, 1959/2: 201–216; Wien

PRICE, L. C. 1976: Aqueous Solubility of Petroleum as Applied to its Origin and Primary Migration. 19 Figs., 9 Tables. AAPG., Bull. 60/2: 213–244; Tulsa

PRICE, L. C. 1981: Primary petroleum migration by molecular solution: consideration of new data. 1 fig., 2 tables. J. of Petrol. Geol. 4/1: 89–101; Beaconsfield

PRICE, L. C: 1983: Geologic time as a parameter in organic metamorphism and vitrinite reflectance as an absolute paleogeothermometer, 22 figs., 1 table. J. of Petrol. Geol. 6/1: 5–38; Beaconsfield

PRIKRYL, J. & VALISOVA, I. 1980: Die Regulierung der Schmiereigenschaften von Bohrspülungen. Z. f. ang. Geol. 26/11: 590–591; Berlin

PROBST, K. 1961: Die Raffinerie der Österreichischen Mineralölverwaltung Aktiengesellschaft in Schwechat. 8 Abb., Erdoel-Z. 5: 198–203; Wien

PRÖGLHÖF, G. 1982: Die Abteilung Geophysik – Bohrlochgeophysik, 1. Teil, 7 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 2: 2–4; Wien

PUSCH, G. 1989: Welchen Beitrag können die EOR-Verfahren zur Reservenerhöhung leisten? 9 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/1: 17–20; Hamburg–Wien

PUSCH, G. & LÖTSCH, Th. 1987: Eigenschaften wasserlöslicher Polymere zum Fluten in hochsalinen Erdöllagerstätten, 11 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/6: 272–277; Hamburg–Wien

PUSCH, G., MEYN, R. & MÜLLER, Th. 1987: CO2-Fluten-Ein vielversprechendes Verfahren der tertiären Entölung. Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/1: 27–28; Hamburg–Wien

PUSCH, G., SCHWEITZER, P. & GAMINGER, O. 1986: Stationäre und instationäre Gas-Permeabilitätsmessung an niedig-permeablen Gesteinen. 9 Abb., 2 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 102/5: 235–239; Hamburg–Wien

PYC, J. 1991: Tertiäre Erdölgewinnung aus tiefen Lagerstätten mit Hilfe konventioneller Dampfinjektionssysteme, 11 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/9: 364–370, Hamburg–Wien

QUADFLIEG, E., KRUG, G. & SPERBER, A. 1990: Werkstoffauswahl und Konzept für das Bohrgestänge der KTB-Tiefbohrung; 14 Abb.; Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/2: 63–68; Hamburg, Wien

RABEDER, G. 1981: Die Arvicoliden (Rodentia, Mammalia) aus dem Pliozän und dem älteren Pleistozän von Niederösterreich, 194 Abb., 50 Tab., 15 Tafeln. Beitr. Paläont. Österr. 8: 1–373; Wien

RABEDER, G. u. DAXNER-HÖCK, G. 1970: Die Wirbeltierfauna aus dem Alt-Pliozän (O.-Pannon) vom Eichkogel bei Mödling (NÖ.) I.–III., Ann. naturhist. Mus. Wien, 74: 589–605; Wien

RAMBOUSEK, H. 1977: Die „ÖMV Aktiengesellschaft" – Entstehung und Entwicklung eines nationalen Unternehmens der Mineralölindustrie. 8 Tab. u. Tafeln, 2 Karten. Diss. d. Wirtsch. Univ. Wien. Verb. d. wissensch. Ges. Öst. 225 Seiten; Wien

RAMBOW, F. H. K. 1985: Unique logging tool „sees" into wellbore, 14 figs., World Oil, 201/1: 79, 81, 83, 85, 87, 88; Houston

RAMMEL, M. 1989: Zur Kenntnis der Flyschzone im Untergrund des Wiener Beckens: Die Glaukonitsandsteinserie. 63 Abb., 19 Tab., 9 Beilagen. 149 S., Dissertation Formal- u. Naturwiss. Fakultät d. Universität Wien

RAMMNER, R. 1975: Drahtlose Übermittlung von Informationen aus durchbohrten Schichten während der Bohrtätigkeit. 1 Abb., Z. Angew. Geowiss. 1: 30–42; Berlin

RANJBAR, M. 1991: Modifikation der Polymerretention in porösen Medien. 7 Abb., 1 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/12: 512–515; Hamburg-Wien

RATSCHBACHER, L. 1991: Laternal extrusion in the eastern alps, Part 1: boundary conditions and experiments scaled for gravity, 8 figs., Tectonics, 10/2: 245–256

RATSCHBACHER, L., FRISCH, W. & LINZER, H.-G. 1991: Lateral extrusion in the eastern alps, Part 2: structural analysis. 8 figs., 1 table. Tectonics, 10/2: 257–271

REICH, H. 1947: Seismische Probleme im Alpenvorland. 2 Tab., Verh. GBA. 1945/1–3: 55–66; Wien

REICH, H. 1960: Zur Frage der geologischen Deutung seismischer Grenzflächen in den Alpen. 4 Abb., 2 Tafeln, Geol. Rundschau, 50: 465–473; Stuttgart

REICHEL, P. 1987: Rauchgasentschwefelungsanlage der Raffinerie Schwechat. 4 Abb., ÖMV-Mix, 1: 3; Wien

REICHEL, P., BAUER, E. & JANDA, H. 1987: Die Rauchgasentschwefelungsanlage der ÖMV AG, Raffinerie Schwechat, 4 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/9: 382–384; Hamburg–Wien

REICH-ROHRWIG, P. 1984: Umweltfreundliche Technologie in der Raffinerie, 1 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 1: 8–9, Sonderdruck; Wien

REINECK, H.-E. & SINGH, I. B. 1980: Depositional Sedimentary Environments, 683 figs., 38 tables, Springer Vg., 2nd ed., 549 p.; Berlin–Heidelberg–New York

REINICKE, M. 1988: Lagerstätten-Management mittels Simulation. 5 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 104. Jg., 7/8: 327–330; Hamburg–Wien

REISINGER, W. & SPÖRKER, H. 1980: Tiefbohrtechnik (50 Jahre Erdöl in Österreich) 10 Abb., Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 96/5: 144–149; Hamburg–Wien

REISS, J. 1962: Verwendung von Stützankern bei Openhole-Testen. 5 Abb., Erdöl-Z. 78/4: 206–210; Wien–Hamburg

REISS, J. & HEITKER, A. 1989: Heutiger Stand des Einsatzes von Workover-Anlagen in Erdöl- und Erdgasfeldern und in Tiefspeicherbetrieben. 6 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/12: 505–511; Hamburg–Wien

REISS, J. & MÜNCH, H.-G. 1990: Die Nutzung von Erdwärme aus dem kristallinen Untergrund. 3 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/11: 443–448; Hamburg–Wien

REITER, K. u. POLLAK, K. 1986: Schmierstoffe, III. Teil, Motorenöle, 1 Abb., 3 Tab., ÖMV-Zeitschrift, 7: 22–25; Wien

RENTZSCH, K., PILLATZKE, L., SCHULZE, W. & BIRKE, M. 1983: Der Anomalie-Begriff in der geochemischen Prospektion. Z. f. angew. Geol. 29/10: 509–512; Berlin

RENTZSCH, J., SCHULZE, W., BIRKE, M., MÜLLER, H., EICHBERG, M. & PILLATZKE, L. 1985: Geoche-

mische Prospektion in anthropogen beeinflußten Gebieten, 2 Abb., 2 Tab., Z. f. angew. Geologie, 31/12: 290–295; Berlin

Republik Österreich 1975: Berggesetz 1975, Bundesgestz vom 11. April 1975 über den Bergbau und über die Änderung der Gewerbeordnung 1973. Montan-Verlag, 210 Seiten; Wien

RESCH, W. 1979: Zur Fazies-Abhängigkeit alpiner Trias-Foraminiferen. 3 Abb., 2 Tab., 5 Phototafeln. Jb. GBA, 122/1: 181–249; Wien

RICHARDSON, G. 1980: Gegenwärtiger Stand von Meßverfahren während des Bohrens mittels Druckpulstechniken unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Aspekte. 2 Abb., Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 96/8: 291–294; Hamburg

RICHTER, D. 1974: Grundriß der Geologie der Alpen, 101 Abb., 6 Tab., 2 Tafeln. Verlag Gruyter, 213 S.; Berlin–New York

RICHTER, G. & GOHN, M. 1989: Die Umweltbeeinflussung durch Erdölprodukte in Österreich, 5 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/12: 483–485; Hamburg–Wien

RICHTER, K. mit Beiträgen von W. DECHEND, G. LÜTTIG, H. MÜLLER, F. PREUL 1961: Die geologische Geländeaufnahme. 65 Abb., 9 Tabellen. aus: Lehrb. d. Angew. Geologie, I: 1–160, Vg. F. Enke; Stuttgart

RICHTER, M. 1924: Zur Frage des Erdöls von Tegernsee. Petroleum, 20/9; Wien

RICHTER, M. 1948: Der westalpine Molassetrog. 2 Abb., Erdöl u. Kohle, 1/12: 341–351; Hamburg

RICHTER, M. 1950: Die Molassefenster in der Flyschzone von Niederösterreich. 2 Abb., 2 Beilagen. Neues Jb. Geol. Paläont. Ab. 92: 31–46; Stuttgart

RICHTER, M. 1969: Vorarlberger Alpen, 58 Abb., 1 Karte. Sammlung geol. Führer, 49, 169 S., Vg. Gebr. Borntraeger; Berlin

RIECKMANN, M. 1983: Tertiäre Erdölgewinnung, EKEP-Synopse 8319. Erdöl u. Kohle, 36/6: 281, Leinfelden–Echterdingen

RIECKMANN, M. u. BECKER, J. 1962: Messung gesteinsphysikalischer Parameter an Spülproben. 12 Abb., Erdoel-Zeitschr. 78/11: 629–637; Wien–Hamburg

RIEDER, E. 1991: Planung und Vorbereitung eines Polymerpilots im Ölfeld Matzen, 10 Abb., 5 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/6: 261–268; Hamburg–Wien

RIEDER, E. 1992: Polymerfluten im Ölfeld Matzen. ÖMV Gruppe-Mix, 2: 16–17; Wien

RINGHOFER, W. 1976: Sedimentologische und statigraphische Untersuchungen in Hinblick auf Transport und Ablagerung in den alttertiären Anteilen der Laaber Teildecke (Hois- und Agsbachschichten). 60 Abb., 2 Tab., 9 Tafeln. Unveröff. Dissertation Phil. Fak. d. Universität Wien, 107 Seiten; Wien

RINGHOFER, W. 1986: Geologische Auswertung von Bohrparametern beim übertiefen Aufschluß im Wiener Becken. 9 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 102/3: 116–122; Hamburg–Wien

RINGHOFER, W. 1990: Monitoring of exploratory wells and high pressure detection in polygenetic structured areas. 7 figs. Thirty years of geological cooperation between Austria and Czechoslovakia, 225–233, GBA-Vienna and Geol. Survey-Prague

RINGHOFER, W. & VALEK, P. 1985: Der Einsatz von DATA-UNITS, 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 9: 6–7; Wien

RISCHMÜLLER, H. 1986: Kurzer Überlick über den Stand bewährter und die Entwicklung neuer Verfahren in der Erdölfördertechnik. 5 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 102/1: 19–22; Hamburg–Wien

RISCHMÜLLER, H. 1989: Das Kontinentale Tiefbohrprogramm der Bundesrepublik Deutschland (KTB) – Überblick und Stand des Projektes, 12 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/5: 212–218; Hamburg–Wien

RISCHMÜLLER, H. 1991: Beitrag der Bohrprojekte der Lithosphärenforschung zur Entwicklung der Bohrtechnik für große Tiefen, dargestellt am Beispiel des KTB, 12 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/2: 51–58; Hamburg–Wien

RISTOW, D. 1984: Geophysikalische Explorationstechniken, Teil I: Explorationsseismik, 37 Abb., Erdöl u. Kohle, 37/8: 343–356; Leinfelden–Echterdingen

RITTER, U. 1984: The influence of time and temperature on vitrinite reflectance. Org. Geochem, 6: 473–480

RIZZI, P. W. 1973: Hochdruckzonenfrüherkennung in Mitteleuropa, 16 figs., Erdoel-Erdgas-Z. 89/7: 249–256; Hamburg–Wien

RJABUCHIN, G. E. 1976: Betrachtungen zum Aufschluß neuer Erdöl- und Erdgaslagerstätten in großen Teufen. Zeitschr. f. ang. Geol., 22/3: 101–106; Berlin

ROBERT, P. 1988: Organic Metamorphism and geothermal history. ELF-Aquitaine & Reidel Publishing, 311 pp.; Dortrecht

ROBINSON, D. and ZIMMER, W. 1989: Seismic stratigraphy of late oligocene Puchkirchen Formation of Upper Austria, 23 figs., 2 tables. Geol. Rundschau, 78/1: 49–79; Stuttgart

ROBINSON, J. E. and MERRIAM, D. F., 1984: Computer evaluation of prospective petroleum areas, 4 figs, 1 table. Oil and Gas J., 82/34: 135–138; Tulsa

ROEDER, D. 1976: Die Alpen aus plattentektonischer Sicht, 11 Abb., Z. dt. Geol. Ges., 127: 87–103; Hannover

ROENNEKE, H. 1979: Möglichkeiten und Grenzen in der Entwicklung neuer Tiefbohr-Technologien. 2 Abb., 4 Tab., Erdoel-Erdgas-Z., 95/8: 259–267; Hamburg–Wien

ROETZEL, R. 1983: Die Faziesentwicklung des Oligozäns in der Molassezone zwischen Krems und Wieselburg (Niederösterreich). Mit Beiträgen von P. HOCHULI und F. STEININGER, 57 Abb., 9. Tab., Jahrb. GBA, 126/1: 129–179; Wien

ROETZEL, R. u. NAGEL, D. (ed.) 1991: Exkursionen im Tertiär Österreichs, 49 Abb., Vg. Österr. Paläontol. Ges. 216 S.; Wien

RÖGL, F. 1969 a: Die Foraminiferenfauna aus den Phosphoritsanden von Plesching bei Linz (Oberösterreich) – Ottnangien (Untermiozän), 4 Tafeln, 1 Tab., Naturkundl. Jahrbuch der Stadt Linz: 213–234; Linz

RÖGL, F. 1969 b: Die miozäne Foraminiferenfauna von Laa an der Thaya in der Molassezone von Niederösterreich, 9 Tafeln, 1 Abb., Mitt. Geol. Ges. Wien, 61: 63–123; Wien

RÖGL, F., FUCHS, R., SCHNABEL, W., SEIFERT, P. & WAGNER, L. 1986: Excursion Guide to the 2nd IWAF Excursion in Austria 1986: June 26, 1986: Vienna Woods and Vienna Basin. June 27–28, 1986:

Molasse Basin and Margin of the Eastern Alps. 19 figs., 2nd Int. Workshop of agglutinated Foraminifera: 59–92; Inst. of Palaont., Univ. of Vienna

RÖGL, F. & STEININGER, F. F. 1983: Vom Zerfall der Tethys zu Mediterran und Paratethys. 2 Abb., 14 Tafeln. Ann. Naturhist. Mus. Wien, 85/A.: 135–163; Wien

RÖGL, F. & STEININGER, F. 1984: Neogene Paratethys, Mediterranean and Indo-Pacific Seaways. 13 figs. Fossils and Climate, 10: 171–200

Rohöl-Aufsuchungs G.m.b.H. 1985: Die Geschichte einer Erdölgesellschaft; 61 S., zahlr. Abb.; Eigenverlag, Wien

Rohoel-Gewinnungs AG. 1957: Geschichte einer Erdölgesellschaft, 1935–1957, 6 Abb., 3 Karten. Rohoel-Gewinnungs A.G., 40 Seiten; Wien

RÖLLEKE, F.-J. 1992: Sicherheitsmaßnahmen bei der Förderung und Fortleitung von Sauergas – Ein bergaufsichtlicher Erfahrungsbericht nach fast 20jähriger Sauergasproduktion. 3 Abb., 2 Tab. Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/6: 270–276; Hamburg–Wien

ROMANKEVICH, E. A. 1984: Geochemistry of Organic Matter in the Ocean. Springer Verlag, 334 S.; Berlin

RONNER, F. 1974: Die Nutzung geothermaler Energie, 19 Abb., 2 Taf. Verh. GBA, 1974: 145–199; Wien

RONNER, F. 1980: Geothermische Energie, 2 Abb., aus: Der geologische Aufbau Österreichs: 574–579, Herausgegeben von der GBA, Springer Verlag; Wien–New York

RONOV, A. B. 1968: Probable changes in the composition of sea water during the course of geological time. 7 figs., 6 tables. Sedimentology, 10: 25–43; New York, London, Amsterdam

ROSELT, G. 1980: Zur Entwicklung und Veränderung organischer Substanz und Bildung fossiler Brennstoffe. 1 Abb., 4 Tab., Z. f. ang. Geol. 26/7: 342–350; Berlin

ROSENBERG, G. 1965: Der kalkalpine Wienerwald um Kaltenleutgeben (NÖ. und Wien), 2 Taf., Jahrb. GBA, 108: 115–153; Wien

ROYDEN, L. H. 1985: The Vienna basin. A thin skinned pull apart basin. 18 figs., 2 tables. aus: Strike slip deformation, basin formation and sediments (K. T. BIDDLE and N. CHRISTIE-BLICK, eds.) Soc. Econ. Paleont. Mineral. Spec. Publ. 37: 319–338; Tulsa

ROYDEN, L., HORVATH, F. & RUMPLER, J. 1983: Evolution of the Pannonian basin system. 1. Tectonics, 10 figs., Tectonics, 2/1: 63–90, The Americ. Geoph. Union

ROYDEN, L., HORVATH, F., NAGYMAROSY, A. & STEGENA, L. 1983: Evolution of the Pannonian basin system. 2. Subsidence and thermal history. 23 figs, 7 tables. Tectonics 2/1: 91–137, The American Geophysic. Union

ROYDEN, L., SCLATER, J. G. & VON HERZEN, R. P. 1980: Continental Margin Subsidence and Heat Flow: Important Parameters in Formation of Petroleum Hydrocarbons. 13 figs., 2 tables. AAPG. Bull. 64/2: 173–187; Tulsa

RÜCKHEIM, J. 1991: Reservoir-Geochemie. Ein neuer Wegweiser zur Erfoschung von Erdöllagerstätten. 6 Abb., Die Geowissenschaften 9/11: 341–346; Weinheim

RUDAKOW, G. 1961: Zur Bildung der Erdöllagerstätten des Wiener Beckens, 2 Abb., Z. f. angew. Geol. 7/11: 578–579; Berlin

RÜDDIGER, G. 1987 a: Erfassen, Beurteilen und Sanieren mineralölkontaminierter Standorte, 1 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/1: 31–36; Hamburg–Wien

RÜDDIGER, G. 1987 b: Biologische in-situ-Sanierung von Mineralölkohlenwasserstoffen – Ja oder Nein? 2 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 103. Jg. 7/8: 334-336; Hamburg–Wien

RUF, W. 1963: Die Schichtfolge der „Aufschlußbohrung Dornbirn 1", Bull. Ver. Schweiz. Petrol. Geol. und Ing., 29/77; Zürich

RÜHL, W. 1971: Unterirdische Großraumlagerung von gasförmigen und flüssigen Kohlenwasserstoffen. 22 Abb., Erdöl u. Kohle, 24/5: 299–309; Hamburg

RÜHL, W. 1976: Lagerstätte-Behandlungen-Wirtschaftlichkeit, 2 Abb., Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 92/12: 416–418; Hamburg-Wien

RÜHL, W. 1977 a: Probleme übertiefer Exploration und Produktion: Lagerstätte-Behandlungen-Wirtschaftlichkeit. 2 Abb., Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 93 Jg., Sonderausgabe: 79–81; Hamburg–Wien

RÜHL, W. 1977 b: Vorratsberechnung von Erdöl- und Erdgas-Lagerstätten. 16 Abb., 2 Tab. Geol. Rundschau, 66/3: 890–914; Stuttgart

RUMMEL, F. 1984: Nutzung der Erdwärme, 11 Abb., Geowissensch. in unserer Zeit, 2/3: 73–81; Weinheim

RUMPF, K. K. 1961: Die neue Raffinerie Schwechat im Rahmen der österreichischen Mineralölwirtschaft. 4 Abb., 2 Tab., Erdöl u. Kohle, 14/7: 544–549; Hamburg

RUNGE, H. C. u. HÄFELE, W. 1984: Zur Verfügbarkeit von Erdöl und Erdgas. Vorräte-Angebot und Nachfrage-Finanzierung. 13 Abb., Erdöl u Kohle, 37/2: 57–62; Leinfelden–Echterdingen

RUPP, Ch. 1986: Paläoökologie der Foraminiferen in der Sandschalerzone (Badenien, Miozän) des Wiener Beckens. Beiträge zur Paläontologie von Österreich, Institut für Paläontologie der Univ. Wien: 1–97; Wien

RUTHAMMER, G. u. SOMMER, D. 1991: Die Geschichte der Erdölindustrie in Österreich. 15 Abb., 1 Tab., ÖMV-AG-RAG-van Sickle, 20 Seiten; Wien

RUTTENSDORFER, W. 1978: Der zukünftige Primärenergiebedarf und seine Deckung. 1 Abb., 6 Tab., ÖMV-Zeitschrift, 3: 7–10; Wien

RUTTENSDORFER, W. 1984: ÖMV – Öl und Gas für Österreich, 1 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 7/8: 8–10; Wien

RUTTENSTORFER, W., 1990: Der Tankstellenmarkt in den östlichen Nachbarländern, 3 Abb., ÖMV-Magazin: 17; Wien

RÜTTINGER, J. 1975: Untersuchung über die Verbesserung der Entölung von Lagerstätten durch Zusatz von oberflächenaktiven Stoffen zum Flutwasser, 17 Abb., 3 Tab., Erdöl-Erdgas-Zeitschr., 91/9: 285–298; Hamburg–Wien

RUTTNER, A. 1960: Das Flyschfenster von Brettl am Nordrand der N.Ö. Kalkalpen. 1 Tafel. Verhandl. GBA, 1960/2: 227–236; Wien

RUTTNER, A. 1963: Das Fenster von Urmannsau und seine tektonische Stellung, 3 Tafeln, 1 Abb., Verh. GBA, Heft 1/2: 6–16; Wien

RZEHAK, A. 1888: Die Foraminiferen der Nummulitenschichten des Waschberges und Michelsberges bei Stockerau in Nieder-Oesterreich, Verh. GRA 1888/11: 226–229; Wien

RZEHAK, A. 1891: Die Foraminiferenfauna der alttertiären Ablagerungen von Bruderndorf in Niederösterreichs mit Berücksichtigung des angeblichen Kreidevorkommens von Leitzersdorf. Ann. k.k. Naturhist. Hofmuseums, VI/1: 1–12; Wien

RZEHAK, A. 1916: Erdölbitumina in der Markgrafschaft Mähren. Petroleum, 12/3: Wien

SACHS, B., GUTDEUTSCH, R., ZYCH, D., SEIBERL, W. & STRAUSS, U. 1989: Die Kaumberganomalie in Niederösterreich – Versuch einer Interpretation zur Klärung des Verlaufs des subalpinen kristallinen Untergrundes. 7 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/12; 501–504; Hamburg–Wien

SACHSENHOFER, R. F. 1987: Fazies und Inkohlung mesozoischer Kohlen der Alpen Ostösterreichs. 7 Abb., 10 Tab., 2 Tafeln. Mitt. Öst. Geol. Ges. 80 f. 1987: 1–45; Wien

SACHSENHOFER, R. F. 1991: Maturität im Steirischen Tertiärbecken. 6 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/1: 12–17; Hamburg–Wien

SACHSENHOFER, R. F. 1992: Coalification and thermal histories of Tertiary basins in relation to late Alpidic evolution of the Eastern Alps, 15 figs., 1 table. Geologische Rundschau, 81/2: 291–308; Stuttgart

SADATI, S.-M. 1981: Die Hohe Wand: Ein obertriadisches Lagunen-Riff am Ostende der Nördlichen Kalkalpen (Niederösterreich), 15 Abb., 10 Tab., 13 Tafeln. Facies 5: 191–264; Erlangen

SADJADI, S. & GOLD, O. 1986: Bohrtechnische Probleme bei der Entwicklung des Feldes Höflein, 8 Abb., 1 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 102/1: 23–27; Hamburg–Wien

SAFOSCHNIK, R. 1965: Die Gewinnung von flüssigen Kohlenwasserstoffen im Zuge der Aufbereitung von Erdgas. 11 Abb., Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 81/3: 67–74; Wien–Hamburg

SAFOSCHNIK, R. 1985: Die Rolle der ÖMV im europäischen Erdgasverbund, 1 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 2: 2–3; Wien

SAFOSCHNIK, R. 1990: Österreich ist Erdgas-Drehscheibe, 2 Abb., ÖMV-Magazin: 14; Wien

SAFOSCHNIK, R. 1992: Gasreserven und Liefermöglichkeiten, 2 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 108/3: 133–134; Hamburg–Wien

SAFOSCHNIK, R. & HOCHRAINER, H. P. 1984: Das Gebiet Matzen im Brennpunkt der Erdgasversorgung Österreichs. 10 Abb., Erdöl-Erdgas, 100/5: 163–168; Hamburg–Wien

SAFOSCHNIK, R. & SCHWARZ, G. 1978: Österreich im europäischen Erdgasverbundsystem. Erdgasversorgung und Weiterentwicklung der Technologie des Erdgasferntransportes. 7 Abb., 2 Tab., Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 94/6: 215–222; Hamburg–Wien

SAFRONOVA, T. P. 1981: Der Einfluß von Migrationsprozessen auf die Herausbildung der Erdölzusammensetzung. 5 Abb., Z. f. ang. Geol. 27/1: 41–44; Berlin

Salzkammergut-Zeitung 1973: Fossil-Sensation in Bad Goisern (Autor Br. L., Bad Goisern). Ausgabe vom 11. Jänner 1973/2: 3

SANDAUER, Ch. 1985: Donaudüker Höflein – Stromkilometer 1945,05, 6 Abb., ÖMV-Zeitschrift 10/26–27; Wien

SANDAUER, Ch. 1990: Der Umweltschutz ist für die ÖMV ein Hauptanliegen, 3 Abb., ÖMV-Magazin: 16–18; Wien

SANDER, B. 1921: Über bituminöse Mergel. Jb. Geol. Staatsanst. 71: 135–148; Wien

SANDER, B. 1922: Bemerkungen zur Petrographie der Häringer Bitumenmergel. Jb. GBA, 72; Wien

SANDER, B. 1923: Über bituminöse und kohlige Gesteine. Mitt. Geol. Ges. in Wien 15: 1–50; Wien

SASSEN, R. 1985: Basic geochemical strategies for hydrocarbon exploration, 3 figs., Oil and Gas J., 83/50: 128–132; Tulsa

SAUER, R. 1980: Zur Stratigraphie und Sedimentologie der Gießhübler Schichten im Bereich der Gießhübler Gosaumulde (Nördliche Kalkalpen), 78 Abb., 21 Tafeln, 4 Karten. 181 S., Unveröff. Dissertation Formal- und Naturwiss. Fakultät, Universität Wien

SAUER, R., SEIFERT, P. & WESSELY, G. 1992: Guidebook to Excursions in the Vienna Basin and the adjacent Alpine-Carpathian Thrustbelt in Austria; 200 Abb., 7 Tab.; Mitt. österr. Geol. Ges., 85/1992: 5–239; Wien

SAUERZOPF, F. 1952: Beitrag zur Entwicklungsgeschichte des südburgenländischen Pannons. 2 Tab., 2 Tafeln, Burgenländ. Heimatbl, 14 (1): 1–16; Eisenstadt

SAUNDERS, D. F. & TERRY, St. A. 1985: Onshore exploration using the new geochemistry and geomorphology, 3 figs., Oil and Gas J. 83/37: 126–130; Tulsa

SAWADIANS, M. 1984: 1000-Tonnen-Futterrohr-Einbauvorrichtung. 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 1: 24–25; Wien

SAXBY, J. D. 1982: A reassessment of the range of kerogen maturities in which hydrocarbons are generated, 4 figs., J. of Petrol. Geol. 5/2: 117–128; Beaconsfield

SCHABEREITER, M. & BARDY, H. 1988: Daplen-Polyolefine und ihre Anwendung. 9 Abb., 4 Tab., ÖMV-Zeitschrift, 1: 32–36; Wien

SCHAEBEN, H. 1988: Geology and mathematics: Progressing mathematization of geology. Geol. Rundschau, 77/2: 591–607; Stuttgart

SCHAFFER, F. X. 1904 u. 1906: Geologie von Wien. I. Teil, 33 Seiten, 1 geol. Karte 1:25.000; 1904. II. Teil, 242 Seiten, 1 Karte, 17 Tafeln und 25 Abb.; 1906. III. Teil, 128 Seiten; 1906. Verlag R. Lechner; Wien

SCHAFFER, F. X. 1910: Der Leithakalk von Maustrenk (Niederösterreich). Mitt. Geol. Ges. in Wien, 3: 481–484; Wien

SCHAFFER, F. X. 1914: Das Miocän von Eggenburg. Die Fauna der ersten Mediterranstufe des Wiener Beckens und die geologischen Verhältnisse der Umgebung des Manhartsberges in Niederöster-

reich. 10 Tafeln, 21 Abb., 1 geol. Karte. Abh. GRA, XXII/4: 124 S.; Wien

SCHAFFER, F. X. 1928: Kein Erdöl im Wiener Becken. Wiener Mittags-Zeitung, 20. 4. 1928

SCHAFFER, F. X. 1941: Das Erdölvorkommen in der Urmannsau bei Kienberg, Niederdonau. Ber. d. Zweigst. Wien des Reichsamtes f. Bodenforschung: 36–38; Wien

SCHAFFER, F. X. (Herausg.) 1951: Geologie von Österreich. 2. Auflage, 97 Abb., 1 Karte. Vg. Deuticke, 810 S.; Wien

SCHAFFER, R. & TOMEK, H. 1980: 25 Jahre ÖMV, zahlr. Abb., ÖMV-Zeitschrift, 23., 3/80, 127 Seiten; Wien

SCHALKHAMMER, G. K. 1958: Über die Möglichkeit der Verwendung von Gasanalysen zur Klärung geologischer Fragen im Wiener Becken. 4 Abb., 10 Tab., Erdoel-Zeitschrift, 74/12: 431–436; Wien–Hamburg

SCHALLHART, D. 1967: Die transalpine Ölleitung I. Teil. Planung und Durchführung eines Großprojektes der Mineralölindustrie in Österreich. 3 Abb., Erdoel-Erdgas-Zeitschr., 83/6: 206–209; Wien–Hamburg

SCHARNOW, U., BIRR, H. D., HUPFER, P., GELLERT, J. F. & SAGER, G. 1978: Grundlagen der Ozeanologie. 210 Abb., 44 Tab., 6 Anlagen. 434 Seiten. Transpress VEB, Verlag f. Verkehrswesen; Berlin

SCHAUBERGER, O. 1960: Über das Auftreten von Naturgasen im alpinen Salinar. 2 Abb., 3 Tab., Erdoel-Zeitschr., 76/7: 226–233; Wien–Hamburg

SCHAUBERGER, O. 1979: Die Mineral- und Thermalquellen im Bereich des ostalpinen Salinars zwischen Salzach und Enns. zahlr. Tab., 1 Karte. Schriftenr. oberöst. Musealverein, 9, 120 S.; Linz

SCHEIDEGGER, A. E. 1974: The physics of flow through porous media, 54 figs., 8 tab., Univ. Toronto Press, 355 p.; Toronto

SCHEIDEGGER, A. E. 1976 a: Foundations of Geophysics. 133 figs., 9 tables. 238 Seiten. Elsevier Scientific Publ. Comp.; Amsterdam, Oxford, New York

SCHEIDEGGER, A. E. 1976 b: Untersuchungen des Beanspruchungsplanes im Einflußgebiet der Diendorfer Störung. 22 Abb., Jb. GBA, 119: 83–95; Wien

SCHENZ, R. & FRITSCH, W. 1984: Voraussetzungen und Auswirkungen auf die Produktion (Umweltschutz), 6 Abb., 2 Tab., ÖMV-Zeitschrift, Sonderdruck, 1: 13–16; Wien

SCHENZ, R. & FRITSCH, W. 1986: Voraussetzungen und Auswirkungen auf die Produktion (Reduktion des Blei- und Schwefelgehaltes an Raffinerieprodukten), 5 Abb., 2 Tab., ÖMV-Zeitschrift, 5: 22–26; Wien

SCHENZ, R. & FRITSCH, W. 1988: Die Grenzen der Kraftstoffzusammensetzung aus der Sicht eines Raffineriebetriebes. 13 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 104/6: 272–276; Hamburg–Wien

SCHERMANN, O. 1966: Über Horizontalseitenverschiebungen am Ostrand der Böhmischen Masse. 8 Abb., Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. 16: 89–103, für 1965; Wien

SCHETTLER, H. 1954: Feststellen von Ölspuren in Spülproben durch Behandlung des Bohrgutes mit heißem Wasser. 5 Abb., Erdöl u. Kohle, 7/6: 355–357; Hamburg

SCHETTLER, H. 1960: Einige methodische Fragen der Spülprobenbearbeitung. Z. DGG. 112: 407–413

SCHEWE, J. H. & KOBEK, W. 1974: Das Schmiermittel-Taschenbuch, Dr. Alfred Hüttig Vg. G.m.b.H.; Heidelberg

SCHIEMENZ, S. 1960: Fazies und Paläogeographie der Subalpinen Molasse zwischen Bodensee und Isar. 23 Abb., 17 Tab., 6 Tafeln. Beih. Geol. Jahrb. H 38, 119 S.; Hannover

SCHIMUNEK, K. 1978: Neue Vibratoren für die ÖMV-Geophysik. 2 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 1: 21–22; Wien

SCHIMUNEK, K. 1979: Ein neues seismisches Registriersystem für die ÖMV-Geophysik. 5 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 3: 9–11; Wien

SCHIMUNEK, K. & WINKLER, G. 1983: Tiefbohrlochseismik, 2 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 3: 29; Wien

SCHINDLBAUER, H., PASS, F. & RECHBERGER, A. 1980: Produkte aus Erdöl, Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 96/5: 199–202; Hamburg–Wien

SCHINDLBAUER, H. u. TLUSTOS, R. 1984: Trends in der Analyse von Vergaserkraftstoffen. 1 Tab., Erdöl-Erdgas, 100/11: 384–388; Hamburg–Wien

SCHINDLER, H.-J. 1989: Die ÖMV in Libyen: Wachhund oder Partner. 5 Abb., ÖMV Zeitschrift, 3: 18–21; Wien

SCHIPPEK, F. 1959: Die Erdgasfelder der Österreichischen Mineralölverwaltung. 29 Abb., 11 Tab., Vol. I, Atti del Convegno di Milano 1957: 283–332; Roma. Giacimenti Gassiferi dell' Europa Occidentale

SCHIPPEK, F. 1963: Die Erdgasvorkommen in Österreich, 3 Abb., 3 Tab., Erdoel-Zeitschr., Kongreßausgabe, 79: 21–32; Wien-Hamburg

SCHLAGER, W. 1969: Das Zusammenwirken von Sedimentation und Bruchtektonik in den triadischen Hallstätterkalken der Ostalpen. 8 Abb., Geol. Rundschau, 59/1: 289–308; Stuttgart

SCHLEINZER, H. 1967: Neuere Erfahrungen auf dem Gebiet der Gasliftförderung.12 Abb., Erdöl-Erdgas-Zeitschrift, 83/11: 380–384; Wien

SCHLEINZER, H. 1982: Hochleiten – Eine Symbiose von Technik, Forst und Jagd. 7 Abb., 1 Tab., ÖMV-Zeitschrift, 1: 30–32; Wien

SCHLEINZER, H. 1984: Süßwasserfluten im Feld Pirawarth, 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 9: 23–24; Wien

SCHLEINZER, H. 1989 a: Korrosionsschutz bei der Erdölförderung. 3 Abb., ÖMV-Mix, 6: 5–6; Wien

SCHLEINZER, H. 1989 b: Ablagerungen bei der Erdölförderung. 3 Abb., ÖMV-Mix, 7: 4–5; Wien

SCHLEINZER, H. 1991: Wasserfluten im Feld Hochleiten. 4 Abb., ÖMV-Mix, 5: 11–12; Wien

SCHLUMBERGER Ltd. 1969: Log interpretation principles. 85 figs., 10 tables. 110 Seiten. Schlumberger Limited; New York

SCHLUMBERGER Ltd. 1970: Fundamentals of dipmeter interpretation. 137 figs., 145 p., Schlumberger Limited; New York

SCHLUMBERGER Ltd. 1972: Log Interpretation Volume I – Principles; New York

SCHLUMBERGER Ltd. 1981: Dipmeter Interpretation Volume I – Fundamentals. 118 figs., 61 p., Schlumberger Limited; New York

SCHMATZBERGER, E. 1976 a: Entstehung und Entwicklung der ÖMV AG. 1 Abb., ÖMV Broschüre, 26 Seiten; Wien

SCHMATZBERGER, E. 1976 b: 20 Jahre ÖMV – Entstehung und Entwicklung der ÖMV, 3 Abb., Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 92/7: 206–212; Hamburg–Wien

SCHMID, Ch. 1956: Über die effektive und relative Durchlässigkeit poröser Ölspeichergesteine. 8 Abb., Erdöl u. Kohle, 9/2: 73–76; Hamburg

SCHMID, H. 1968: Das Jungtertiär an der SE-Seite des Leithagebirges zwischen Eisenstadt und Breitenbrunn (Burgenland) 6 Tafeln, 5 Beil.-Tafeln. Wiss. Arb. Burgenland, 41, 74 Seiten; Eisenstadt

SCHMID, M. 1962: Die Foraminiferenfauna des Bruderndorfer Feinsandes (Danien) von Haidhof bei Ernstbrunn, NÖ. 4 Abb., 6 Tafeln. Sitzber. österr. Akad. Wiss., m. n. Kl. Abt. 1, 171: 315–361; Wien

SCHMID, M. E. 1967: Zwei neue planktonische Foraminiferen aus dem Badener Tegel von Sooß, NÖ. 2 Abb., Kühn-Festschrift, Öst. Palaont. Ges.: 347–352; Wien

SCHMIDINGER, H. 1991: Erdgas zur Ammoniak-Produktion. 3 Abb., ÖMV Gruppe Magazin, 1: 63–64; Wien

SCHMIDT, F. 1987: Die Zukunft der Energieversorgung aus der Sicht der Mineralölindustrie. 2 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/6: 255–257; Hamburg–Wien

SCHMIDT, F. & ERDOGAN, L. T. 1991: Basin modelling in an overthrust area of Austria. Proc. of Basin Modelling Conference; Stavanger

SCHMIDT, H. 1954: Über das Verhalten bituminöser Stoffe im ultravioletten Licht. 2 Abb., Erdöl u. Kohle, 7/7: 428–433; Hamburg

SCHMIDT, W. 1908: Die Kreidebildungen von Kainach, 8 Abb., 3 Taf., Jahrb. GRA, 58: 223–246; Wien

SCHMIDT, W. J. 1979: Geothermie als Energiequelle. Radex-Rundschau, 1979/3: 1075–1081; Radenthein

SCHMIDT, W. J. 1985 a: Die Zukunft der Erdölindustrie, ÖMV-Zeitschrift, 1: 20–21; Wien

SCHMIDT, W. J. 1985 b: Künftige Hoffnungsgebiete der Erdölproduktion. 1 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 4: 20–22; Wien

SCHMIDT, W. J. 1989: Explorationsräume der Zukunft. Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/1: 14–17; Hamburg–Wien

SCHMIDT, W. J. 1990: Die mineralischen Rohstoffe im Wandel der Wirtschaft. Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/4: 136–138; Hamburg–Wien

SCHMIED, H. 1984: Bohrkernuntersuchungen – Ein Beitrag zur Verbesserung der Entölung. 5 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 2: 17–19; Wien

SCHMIED, H. u. SUCHANEK, R. 1976: Vergleichende Porositätsuntersuchungen an Kernen des 9. Oncophorahorizontes des Feldes Roseldorf der ÖMV AG, 3 Abb., 3 Tab. Erdoel-Erdgas-Zeitschrift, 92/9: 280–284; Wien–Hamburg

SCHMITZ, G. 1956: Die Sinkgeschwindigkeit von Bohrklein und ihr Einfluß auf Spülproben-Untersuchungen. 10 Abb., 4 Tab., Erdöl u. Kohle, 9/11: 757–762; Hamburg

SCHMOKER, J. W. 1984: Empirical Relation Between Carbonate Porosity and Thermal Maturity: An Approach to Regional Porosity Prediction. 9 figs., 1 table. AAPG., Bull., 68/11: 1697–1703; Tulsa

SCHMÖLZER, A. 1956: Zur Geochemie der Jodquellen Bad Halls. 5 Abb., 3 Tab., Mitt. Geol. Ges. in Wien, 47 f. 1954: 99–120; Wien

SCHNABEL, E. 1924: Die staatlichen Naphtagruben von Gbely in der Slowakei (1913–1922). Petroleum 1924/18

SCHNABEL, W. 1970: Zur Geologie des Kalkalpennordrandes in der Umgebung von Waidhofen/Ybbs, Niederösterreich. 2 Tafeln, 2 Tab., Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud., 19: 131–188; Wien

SCHNABEL, W. 1979: Geologie der Flyschzone einschließlich der Klippenzone. 9 Abb., Arbeitstagg. GBA, Blatt 71 Ybbsitz: 17–42, GBA; Wien

SCHNABEL, W. u. BRÜSTLE, L. 1975: „GEOL" – eine freiformatige erdwissenschaftliche Proben- und Aufschlußdatei auf EDV-Basis, 4 Abb., Mitt. geol. Ges. Wien, 66–67 (1973/74): 195–220; Wien

SCHNEIDER, G. 1992: Meilenstein im E & P-Geschäft. Bohrbeginn für ÖMV in Libyen. 3 Abb., ÖMV Gruppe-Mix, 2: 4–6; Wien

SCHOELL, M. 1981: Anwendung von Isotopenanalysen in der Erdöl- und Erdgasforschung. 23 Abb., Erdöl u. Kohle, 34/12: 537–544; Hamburg

SCHOELL, M. 1983: Genetic Characterization of Natural Gases. 7 figs., AAPG. Bull. 67/12: 2225–2238; Tulsa

SCHOEPPEL, R. J. & GILARRANZ, S. 1966: Use of well log temperatures to evaluate regional geothermal gradients. 6 figs., 1 tables. Journ. Petrol. Technology, 18: 667–673

SCHÖFFMANN, F. 1992: Sidetrack Matzen 323. 4 Abb., ÖMV Gruppe-Mix, 10: 8–10; Wien

SCHÖFFMANN, F. 1993: Nachjustierung von Bohranlagen gemäß umwelttechnischer Erfordernissen; 5 Abb; Erdöl-Erdgas-Kohle, 109/5: 216–219; Hamburg–Wien

SCHOKLITSCH, K. 1962: Untersuchungen an Schwermineralspektren und Kornverteilungen von quartären und jungtertiären Sedimenten des Oberpullendorfer Beckens (Landseer Bucht) im mittleren Burgenland. 27 Tab., 2 Karten. Sitz. Ber. Öst. Ak. d. W., m. n. kl., Abt. I 171/3–5: 79–141; Wien

SCHÖLLNBERGER, W. 1973: Zur Verzahnung von Dachsteinkalk-Fazies und Hallstätter Fazies am Südrand des Toten Gebirges (Nördliche Kalkalpen, Österreich) 9 Abb., 4 Tafeln. Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud., 22: 95–153; Wien

SCHÖNBERGER, K. 1982: Die Rolle der Benetzbarkeit bei der Ausbeute von Erdöllagerstätten. 8 Abb., 1 Tab., Erdoel-Erdgas-Z., 98/4: 130–135; Hamburg–Wien

SCHÖNFELLINGER, H. W. 1976: Umweltschutz und Erdölindustrie. Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 92/9: 308–310; Hamburg–Wien

SCHÖNFELLINGER, H. W. 1984: Umweltschutz und Erdölindustrie, 2 Abb., 1 Tab., ÖMV-Zeitschrift, Sonderdruck, 1: 1–2; Wien

SCHÖNFELLINGER, H. W. 1986: Umweltschutz und Erdölindustrie, 3 Abb., 1 Tab., ÖMV Zeitschrift, 5: 1–3; Wien

SCHÖNHOFER, J. 1988: Schlammaufbereitung zum Platzsparen. 2 Abb., ÖMV-Mix, 6: 5; Wien

SCHÖNHOFER, J. u. UHRMANN, W. 1985: Umweltfreundliche Verwertung von Ölfeldschlämmen, 7 Abb., Erdöl-Erdgas, 101/12: 390–394; Hamburg–Wien

SCHÖPL, K. 1984: Natur und Industrie als gute Nachbarn (Zentraltanklager Lobau). ÖMV Zeitschrift, Sonderdruck, 1: 10; Wien

SCHOTT, W. 1968: Aufsuchen von Erdöl- und Erdgaslagerstätten. 48 Abb., aus: Lehrbuch der Angewandten Geologie, Band II, Teil 1: 563–671, F. Enke Verlag; Stuttgart

SCHOTT, W. 1984 a: Geologische Höffigkeitsbewertung, 9 Abb., aus: Angewandte Geowissenschaften III (F. BENDER, Herausgeber): 58–68, F. Enke Verlag; Stuttgart

SCHOTT, W. 1984 b: Explorationsplanung, 7 Abb., aus: Angewandte Geowissenschaften III (F. BENDER, Herausgeber): 70–78, F. Enke Verlag, Stuttgart

SCHOTT, W. 1984 c: Auswertung von Erdöl- und Erdgasbohrungen, 3 Abb., aus: Angewandte Geowissenschaften III: 102–108, F. Enke Verlag; Stuttgart

SCHOTT, W. 1984 d: Dokumentation von Erdöl- und Erdgasbohrungen, 5 Abb., aus: Angewandte Geowissenschaften III: 112–118, F. Enke Verlag; Stuttgart

SCHOTT, W. 1984 e: Beispiel für die Aufstellung des Schichtenverzeichnisses einer KW-Bohrung, aus: Angewandte Geowissenschaften III: 118–125, F. Enke Verlag; Stuttgart

SCHOTT, W. & MAYER-GÜRR, A. 1968: Arbeitsmethoden der Erdölgeologie, 48 Abb., Lehrb. d. Angew. Geologie, II/I: 563–917, Vg. F. Enke; Stuttgart

SCHOWALTER, T. T. 1979: Mechanics of Secondary Hydrocarbon Migration and Entrapment. 35 figs., 3 tables. AAPG, Bull. 63/5: 723–760; Tulsa

SCHOWALTER, T. T. & HESS, P. D. 1982: Interpretation of Subsurface Hydrocarbon Shows. 22 figs., 4 tables. AAPG., Bull, 66/9: 1302–1327; Tulsa

SCHRAMM, J.-M. 1982: Überlegungen zur Metamorphose des klastischen Permoskyth der Nördlichen Kalkalpen vom Alpenostrand bis zum Rätikon (Österreich). 1 Abb., Verh. GBA 1982/2: 73–83; Wien

SCHREITER, R. 1937: Das Erdöl in Süddeutschland, Bohrtechnikerzeitung 6; Wien

SCHRÖCKENFUCHS, G. 1975: Hydrogeologie, Geochemie und Hydrodynamik der Formationswässer des Raumes Matzen-Schönkirchen Tief. 15 Abb., 3 Tab., Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 91/9: 299–321; Hamburg–Wien

SCHRÖCKENFUCHS, G. 1984: Anwendung der Lagerstättensimulation. 4 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 3/84: 15–16; Wien

SCHRÖCKENFUCHS, G., LOGIGAN, St. & SPITZL, J. 1973: Simulation der Dolomitlagerstätte Schönkirchen-Tief zur Produktionsoptimierung bei Durchführung eines Druckerhaltungsprogrammes. 12 Abb., 2 Tab., Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 89/9: 320–329; Hamburg–Wien

SCHRÖDER, L. 1984: Bearbeitung von Erdöl- und Erdgasbohrungen. Klassifikation. 1 Abb., 1 Tab. aus: Angewandte Geowissenschaften III (F. BENDER, Herausg.): 78–79, F. Enke Verlag; Stuttgart

SCHRÖDER, L. & FRITSCH, W. 1987: Unkonventionelle Kohlenwasserstoffe und Rückstände. 3 Abb., 1 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/11: 466–470; Hamburg–Wien

SCHROLL, E. 1976: Analytische Geochemie II: Grundlagen und Anwendungen, 126 Abb., 79 Tab. 374 S., F. Enke Vg.; Stuttgart

SCHUBERT, Ch. 1985: Über die methodische Einheit von Erkundung und Vorratsberechnung aus erdölgeologischer Sicht, 2 Tabellen. Z. geol. Wiss. 13/1: 73–83; Berlin

SCHUBERT, Ch. & FRICKE, S. 1985: Zur Bestimmung des Granularspeicherraumes, 2 Abb., 1 Tab., Z. f. angew. Geol., 31/7: 169–174; Berlin

SCHUBERT, E. 1987: Chancen und Risiken der derzeitigen Erdöl- und Erdgasexploration. 1 Abb., 3 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/7/8: 302–304; Hamburg–Wien

SCHUBERT, K. & BOJCZUK, P. 1989: Bau einer Polypropylen-Anlage in Burghausen. 3 Abb., ÖMV Zeitschrift, 3: 53–54; Wien

SCHUBERT, R. J. 1903 a: Die Ergebnisse der mikroskopischen Untersuchung der bei der ärarischen Tiefbohrung zu Wels durchteuften Schichten. 1 Tafel. Jahrb. GRA, 53/3: 385–422; Wien

SCHUBERT, R. 1903 b: Die Petroleumbohrung in Wels. Neues Wiener Tagblatt vom 23. Dezember 1903

SCHULTZ, O. 1971: Die Selachierfauna (Pisces, Elasmobranchii) des Wiener Beckens etc. 1 Tab., 4 Tafeln. Ann. naturhist. Mus. Wien, 75: 311–341; Wien

SCHULTZ, O. 1972: Eine Fischzahn-Brekzie aus dem Ottnangien (Miozän) Oberösterreich. Ann. Naturhist. Mus. 76: 485–490; Wien

SCHULTZ, O. 1978: Neue und fehlinterpretierte Fischformen aus dem Miozän des Wiener Beckens. 1 Tafel. Ann. naturh. Mus. Wien 81: 203–219; Wien

SCHULZ, E. 1963: Zusammenfassender geologischer Bericht über die Aufschlußbohrung Staatz 1. Unveröffentlichter Firmenbericht der ÖMV AG

SCHULZ, E. 1971: Mündliche Mitteilung von Dr. E. SCHULZ zu Ing. F. BRIX über den Fund von asphaltähnlichem Material NE Maria Neustift

SCHULZ, W. 1970: Sekundäre Erdölgewinnung durch Anwendung von Wärme. 11 Abb., Erdöl u. Kohle, 23/7: 410–417; Hamburg

SCHULZ, W., WESSELY, W. & BRASE, K. 1991: Horizontalbohrungen öffnen neue Wege zu mehr Öl- und Gasreserven. 7 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/10: 394–396; Hamburg–Wien

SCHULZE, H. 1981: Methodische Aspekte zum Nachweis adsorbierter Gase als Migrationsanzeiger von Kohlenwasserstoffen. Z. f. ang. Geol. 27/2: 76–78; Berlin

SCHUMANN, R. 1922: Ergebnisse aus Drehwaagenmessungen im Wiener Becken. Berg- u. Hüttenmänn. Jb. 69/70: 55–62, Jg. 1921/22; Wien

SCHUMANN, R. 1923: Neue Studien über die Erdgasgebiete in Niederösterreich. Ergebnisse aus Drehwaagenmessungen im Wr. Becken. Petroleum 19: 648–656; Wien

SCHUMANN, R. 1929: Zur Erforschung der Lagerstätten unterirdischer Mineralien. Tägl. Montan-Berichte, 1929/35

SCHUSTER, F. 1987: Flugüberwachung für Rohrleitungen. 2 Abb., ÖMV-Mix, 1: 5; Wien

SCHÜTT, H. 1967: Landschnecken der untersarmatischen Rissoenschichten von Hollabrunn, NÖ. 24 Abb., Arch. Molluskenkd. 96: 199–222; Frankfurt/M

SCHWARTZ, W. u. MÜLLER, A. 1958: Methoden der Geomikrobiologie. Freib. Forsch.-H. C 48: 1–40; Berlin

SCHWARZ, G. 1982: Pipelines für Erdöl und Erdgas in Europa, 2 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 4: 4–7; Wien

SCHWINGENSCHLÖGL, R. 1981: Geologie der Kalkvoralpen und der subalpinen Zone im Raume Kirchberg/Pielach in Niederösterreich. 7 Abb., 2 Tafeln, 2 Beilagen. Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. Österr. 27: 39–86; Wien

SCHWINGENSCHLÖGL, R. 1984: Die geologische Baugrundkartierung des Donaukraftwerkes Greifenstein. 12 Abb., Felsbau, 2/1: 16–25; Wien

SCHWINGENSCHLÖGL, R. 1986: Photogeologie und Bruchtektonik des Totengebirgsplateaus, 13 Abb., 2 Beilagen, 1 Karte, Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. Österr. 32: 79–103; Wien

SCHWITZER, M. K. & SALDERN, A. v. 1962: Schutz gegen Korrosion und Mikroorganismen in primären Ölsonden und Flutungsanlagen mit Hilfe von kationogenen oberflächenaktiven Substanzen, 5 Abb., 1 Tab., Erdöl u. Kohle, 15/12: 974–977; Hamburg

SEIBOLD, E. 1964: Das Meer, 73 Abb., 21 Tab., aus: Lehrbuch der Allg. Geologie, 1 (R. BRINKMANN, Herausg.): 280–500; F. Enke Verlag; Stuttgart

SEIBOLD, E. & BERGER, W. H. 1982: The Sea Floor – An Introduction to Marine Geology. 206 figs., 9 tables, 288 p., Springer Verlag; Berlin, Heidelberg, New York

SEIDL, E. 1989: Prozeßanalysengeräte im Raffineriebetrieb – Entwicklung am Beispiel der Raffinerie Schwechat, 4 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/3: 129–130; Hamburg–Wien

SEIFERT, P. 1982: Sedimentologie und Paläogeographie des Eozäns der Waschbergzone (Niederösterreich), 5 Abb., 1 Tab., 3 Tafeln. Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. Österr. 28: 133–176; Wien

SEIFERT, P., STRADNER, H. u. SCHMID, M. E. 1978: Bericht über das Paleozän der Waschbergzone (NÖ.). 3 Abb., 1 Tafel., Verh. GBA, 1978/2: 129–141; Wien

SEITZ, E. 1984: Drei Jahre Dampfeinpressung durch die Kesselanlagen des Dampfflutprojektes Maustrenk, 8 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 11/12: 24–27; Wien

SELIG, R. 1991: Oberösterreich – Erdgasland mit Tradition. 7 Abb., ÖMV Gruppe Magazin, 1: 60–62; Wien

SENFTL, E. 1968: Schwerekarte von Österreich, 1:1,000.000, Österreich-Atlas, Kt II/4, Österr. Akad. d. Wissensch.; Wien

SICKENBERG, O. 1929: Eine unterpliozäne Therme auf der Wiener Thermenlinie bei Leobersdorf in N.Ö., Sitz. Ber. m. n. Kl. 4. 7. 1929, Akad. d. W. in Wien, Akad. Anz. Nr. 17/66: 203–205; Wien

Shell-Austria Aktiengesellschaft 1988: Energiewirtschaft in Zahlen. zahlr. Tab., Erdöl 7/8, 12 Seiten; Wien

Shell Austria Aktiengesellschaft 1990: Daten und Fakten der Energieszene; zahlr. Tab., Erdöl Heft 7/8, 12 S.; Wien

SHELL Briefing Service 1990: Weltenergie-Daten und Fakten, 28 Abb., Shell Austria AG, Wien, 12 Seiten, Nr. 3; Hamburg–Wien–Zürich

SHELL Briefing Service 1991: Weltenergie-Daten und Fakten, 26 Abb., Shell Austria AG, Wien, 16 Seiten, Nr. 2; Hamburg–Wien–Zürich

SHIERS, G. E. 1987: Pipeline-Verlegung durch steuerbare, horizontale Bohrungen. 7 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 103/12: 531–534; Hamburg–Wien

SIEBER, R. 1953 a: Die Fossilführung der Molasse in Oberösterreich und Salzburg. Erdöl-Zeitung, 69/5: 61–64; Wien

SIEBER, R. 1953 b: Die Fauna des Schlierbasisschuttes des Steinberggebietes von Zistersdorf (N.Ö.). Verh. GBA, 3: 202–208; Wien

SIEBER, R. 1955: Systematische Übersicht der jungtertiären Bivalven des Wiener Beckens. Ann. naturhist. Mus. Wien, 60: 169–201; Wien

SIEBER, R. 1956: Die Tortonfauna von Mattersburg und Forchtenau (Burgenland). Verh. GBA, 1956: 236–249; Wien

SIEBER, R. 1958 a: Systematische Übersicht der jungtertiären Gastropoden des Wiener Beckens. Ann. naturhist. Mus. Wien, 62: 123–192; Wien

SIEBER, R. 1958 b: Zur makropaläontologischen Zonengliederung im österreichischen Tertiär, 1 Tab., Erdoel-Zeitschr. 74: 108–110; Wien–Hamburg

SIEBER, R. 1958 c: Die Tortonfauna von Steinabrunn bei Drasenhofen (Bez. Mistelbach, NÖ). Verh. GBA, 1958/2: 142–155, Wien

SIEBER, R. 1958 d: Paläontologisch-stratigraphische Untersuchungen im Jungtertiär des nördlichen Niederösterreich. Verh. GBA, 1958/3: 296–297; Wien

SIEGEL, F. R. 1974: Geochemical Prospecting for Hydrocarbons, 10 Abb., 2 Tab., aus: Applied Geochemistry.: 228–255, J. WILEY and Sons, New York, London, Sydney; Toronto

SIEHL, A. 1957: Das Jungtertiär in der näheren Umgebung von Hornstein im Burgenland. 2 Tafeln, Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. Wien, 8: 60–75; Wien

SIEMENS, G. 1940: Das Schwerebild des Wiener Bekkens. Beitr. zur Angew. Geophysik 8/2; Leipzig

SIEVER, R. 1983: Burial History and Diagenetic Reaction Kinetics. 8 figs, AAPG. Bull. 67/4: 684–691; Tulsa

SIGMUND, A. 1937: Die Minerale Niederösterreichs, 2. Aufl., 11 Abb., 247 S., Vg. F. Deuticke; Wien–Leipzig

SIMANEK, V. 1974: Erdölgeochemische (organischgeochemische) Untersuchungen an den südöstlichen Abhängen des Böhmischen Massivs (tschechisch), 2 Abb., 1 Tab. (Übersetzung J. SABATA). Erdgas u. Erdöl, XIX/3

SKALA, W. 1967: Kurzbericht über die Untersuchung von Fließrichtungen in den Basisschottern des Obersarmats im Steirischen Becken. 2 Abb., Mitt. naturw. Ver. Stmk, 97: 28–31; Graz

SKALA, W. 1968 a: Lithologische Untersuchungen an den Sanden der Kirchberger-Karnerberger-Zwischenserie (Pannon C, Steirisches Becken), 12 Abb., 2 Tab., 1 Tafel. Mitt. Geol. Ges. in Wien, 1967/60: 69–95; Wien

SKALA, W. 1968 b: Lithologische Untersuchungen an den Kirchberger Sanden (Pannon C, Steirisches Becken) mit Hilfe elektronischer Datenverarbeitung. 6 Abb., Geol. Rundsch. 58/1: 220–229; Stuttgart

SLEZAK, P. (Redaktion) 1975: Österreichisches Heilbäder- und Kurortebuch. Zahlr. Abb., Tab., Analysen, 196 Seiten. Bohrmann Verlag KG; Wien

SMITH, A. G., HURLEY, A. M. & BRIDEN, J. C. 1982: Paläokontinentale Weltkarten des Phanerozoikums, 88 Abb. (Übersetzt von A. WILLNER), F. Enke Vg, 102 Seiten; Stuttgart

SNOWDON, L. R. & POWELL, T. G. 1982: Immature Oil and Condensate – Modification of Hydrocarbon Generation Model for Terrestrial Organic Matter. 13 figs., AAPG., Bull. 66/6: 775–788; Tulsa

SOFER, Z. 1984: Stable Carbon Isotope Compositions of Crude Oils: Application to Source Depositional Environments and Petroleum Alteration. 8 figs., 1 table. AAPG, Bull. 68/1: 31–49; Tulsa

SOHS, F. 1964: Das Neogen am Westrande des Leithagebirges (zwischen Hornstein und Sommerein), 16 Abb., 1 Karte, 6 Beilagen. Unveröffentl. Diss. phil. Fak. Univ. Wien, 191 S.; Wien

SOKOLOW, W. A. 1955: Die Gasvermessung. Eine direkte geochemische Methode zur Erdölerkundung. 73 Abb., VEB Verlag Technik Berlin 1955, 228 S.

SOLOMONICA, P. 1935: Zur Geologie der sogenannten Kieselkalkzone am Kalkalpenrande bei Wien und ihrer angrenzenden Gebiete. 1 Karte, 1 Profil, 1 Tab., Mitt. d. Geol. Ges. in Wien, 27 f. 1934: 1–120; Wien

SOMMER, D. 1982: Fernerkundung (Remote Sensing) 4 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 4: 17–18; Wien

SOMMER, D. 1984: Die Sonde Gösting II, 2 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 7/8: 16–17; Wien

SOMMER, D. 1986 a: Die Erdöl- und Erdgasindustrie in Österreich. Von ihren Anfängen bis zum Ende der Ersten Republik. Erster Teil. 10 Abb., ÖMV Zeitschrift, 2: 8–11; Wien

SOMMER, D. 1986 b: Die Erdöl- und Erdgasindustrie in Österreich. Von ihren Anfängen bis zum Ende der Ersten Republik. 2. Teil. 10 Abb., ÖMV Zeitschrift, 3: 16–18; Wien

SOMMER, D. 1986 c: Die Erdöl- und Erdgasindustrie in Österreich. Von ihren Anfängen bis zum Ende der Ersten Republik. 3. Teil. 1 Abb., ÖMV Zeitschrift, 4: 12–13; Wien

SOMMER, D. (Red.) 1986 d: Unternehmensgruppe ÖMV-Gewinnung, 33 Abb., ÖMV Aktiengesellschaft, 32 Seiten; Wien

SOMMER, D. 1987 a: Oil and Gas in Austria, 9 Abb., 8 Tab., Fachverband der Erdölindustrie, 26 Seiten; Wien

SOMMER, D. 1987 b: Die Erdölwirtschaft der Monarchie und des Nachfolgestaates Österreich (bis 1938). ÖMV-Zeitschrift, 3: 1; Wien

SOMMER, D. 1991: Oil and Gas in Austria, 9 figs., 9 tables. Fachverband der Erdölindustrie Österreichs, 30 S.; Wien

SOMMER, D. & UNTERWELZ, H. 1984: Vor 25 Jahren: Aderklaa 78, 1 Tab., ÖMV-Zeitschrift, 7/8: 18; Wien

SOMMERMEIER, L. 1930: Die Erbohrung von Erdöl am Steinberg in Niederösterreich. Tägliche Berichte f. d. Petroleumindustrie Nr. 246

SPENGLER, E. 1951: Die nördlichen Kalkalpen, die Flyschzone und die helvetische Zone. Aus: Geologie von Österr., 2. Aufl.: 302–413, Vg. Deuticke; Wien

SPENGLER, E. 1953: Versuch einer Rekonstruktion des Ablagerungsraumes der Becken der Nördlichen Kalkalpen. Teil 1 (Westabschnitt) 8 Abb., 1 Tafel. Jb. GBA, 96: 1–64; Wien

SPENGLER, E. 1956: Versuch einer Rekonstruktion des Ablagerungsraumes der Decken der Nördlichen Kalkalpen. Teil 2 (Mittelabschnitt), 5 Abb., 1 Tafel, Jb. GBA, 99: 1–74; Wien

SPENGLER, E. 1959: Versuch einer Rekonstruktion des Ablagerungsraumes der Decken der Nördlichen Kalkalpen. 3. Teil (Ostabschnitt), 5 Abb., 1 Tafel, Jb. GBA, 102: 193–312; Wien

ŠPIČKA, V. 1967: Beitrag zur Bruchtektonik des Wiener Beckens. 3 Abb., 1 Tafel. Sborn. geol. věd., řada geol. 12: 149–179; Praha

SPIEGLER, D. & RÖGL, F. 1992: Bolboforma (Protophyta, incertae sedis) im Oligozän und Miozän des Mediterran und der Zentralen Paratethys. 2 Abb., 5 Tab., 4 Tafeln. Ann. Naturhist. Mus. Wien, 94/A: 59–95; Wien

SPILLMANN, F. 1969: Die fossilen Säugetierfaunen des Linzer Raumes, 3 Abb., 5 Tafeln. aus: Geologie und Paläontologie des Linzer Raumes: 55-69, Katalog Stadtmuseum Linz u. OÖ. Landesmuseum; Linz

SPITZ, A. 1920: Die nördlichen Kalkketten zwischen Mödling- und Triestingbach. 12 Abb., 3 Tafeln. Mitt. d. Geol. Ges. in Wien, 12 f. 1919: 1–115; Wien

SPITZENBERGER, E. 1986: Forschungsaktivitäten bei der Petrochemie Danubia. 2 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 9: 16–17; Wien

SPÖRKER, H. 1969 a: Schönkirchen T 32 – Bohrtechnische Erfahrungen beim Abteufen der 6000 m Bohrung. 29 Abb., Erdoel-Erdgas-Zeitschrift, 85/1: 2–13; Wien–Hamburg

SPÖRKER, H. 1969 b: Der ÖMV-Konzern: Der Bohrbetrieb. 9 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 12/3: 12–16; Wien

SPÖRKER, H. 1976 a: 75 Jahre nach Spindletop – Eine Standortbestimmung der modernen Tiefbohrtechnik, 16 Abb., Erdoel-Erdgas-Zeitschrift, 92/1: 20–27; Hamburg-Wien

SPÖRKER, H. 1976 b: Tiefstbohrtechnik. Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 92/12: 418–419; Hamburg–Wien

SPÖRKER, H. 1977: Probleme übertiefer Exploration und Produktion: Tiefstbohrtechnik. Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 93, Sonderausgabe: 81–82; Hamburg–Wien

SPÖRKER, H. 1980: Aufschließung und Förderung von Erdöl und Erdgas: Technik des Bohrens. 6 Abb., aus: Erdöl und Erdgas in Österreich: 69–79, Herausg. F. BACHMAYER, Nat. Hist. Mus. Wien u. F. BERGER, Horn; Wien

SPÖRKER, H. 1982: Gewinnung von Erdöl und Erdgas, 10 Abb., 5 Tab., aus: WINNACKER/KÜCHLER, Chemische Technologie; Band 5: organische Technologie: 1–24, C. Hanser Vg.; München-Wien

SPÖRKER, H. 1984: Die Entwicklung der Tiefbohrtechnik in der ÖMV Aktiengesellschaft,13 Abb., Erdöl-Erdgas, 100/5: 169–174; Hamburg–Wien

SPÖRKER, H. 1989: ÖMV goes international, 6 Abb., ÖMV Zeitschrift, 3/89: 1–3; Wien

SPÖRKER, H. & KRÖLL, A. 1979: Bohrtechnische Aspekte der übertiefen Exploration in Österreich. 8 Abb., Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 95/1: 10–16; Hamburg–Wien

SPÖRKER, H. & LOGIGAN, St. 1988: Ausbrüche bei Tiefbohrungen in Österreich, 8 Abb., 3 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 104/5: 208–214; Hamburg–Wien

STAHL, W. & FABER, E. 1983: Carbon isotopes as a petroleum exploration tool, 8 figs., 5 tables. 11th WPC, PD3/3, 13 p.; London

STAHL, W., FABER, E., CAREY, B. D. & KIRKSEY, D. L. 1981: Near-Surface Evidence of Migration of Natural Gas from Deep Reservoirs and Source Rocks. 8 figs., 6 tables. AAPG, Bull. 65/9: 1543–1550; Tulsa

STANCZAK, H. 1981: Ölschlammbereitung. ÖMV Zeitschrift, 2: 23–25; Wien

STANEK, N. 1976: Die Heil- und Thermalwässer in Österreich. Internat. Congr. on Thermal Waters, Geothermal Energy and Vulcanism of the Mediterr. Area, Proceedungs/2: 534–539; Athens

STARLINGER, Th. 1991: Überblick über Entwicklungen umweltrelevanter Gesetze und Verordnungen. ÖMV Magazin, 3: 3–5; Wien

STAUB, R. 1972: Neue Wege zum Verständnis des Ostalpen-Baues. 19 Fotos. Veröff. Univ. Innsbruck, Alpenkundl. Stud. IX, (1971) 354 S.; Innsbruck

STAUDIGL, L. 1991: Umweltschutz durch Brandschutz, 4 Abb., ÖMV Magazin, 3: 6–7; Wien

STEGENA, L., GÉCZY, B. & HORVÁTH, F. 1975: Late Cenozoic Evolution of the Pannonian Basin. 10 figs., Tectonophysics, 26: 71–90; Amsterdam

STEHLIK, A. 1966: Voruntersuchungen und vorläufige balneologische Beurteilung der im Jahre 1965 erbohrten Thermalquelle in Oberlaa (Wien). Bundesstaatl. Anstalt f. experim.-pharmakol. u. balneol. Unters., 10 Seiten; Wien

STEIN, R., RULLKÖTTER, J. & WELTE, D. H. 1986: Accumulation of organic-carbon-rich sediments in the Late Jurassic and Cretaceous Atlantic Ocean – a synthesis. Chemical Geology 56: 1–32

STEINHAUSER, P., GANGL, G. & MAKOVEC, F. 1980: Detailuntersuchung der Diendorfer Störung bei Melk, 6 Abb., 2. intern. Alpengravimentrie-Koll. (Tiefbau der Ostalpen): 53–63; Wien

STEINHAUSER, P., SEIBERL, W., ZYCH, D. & RUESS, D. 1980: Bestimmung des Bouguer-Schwerefeldes der Karawanken und der Sattnitz. 4 Abb., 1 Tab. Mitt. ÖGG., 71/72 f. 1978/79: 299–306; Wien

STEININGER, F. 1963 a: Die Molluskenfauna aus dem Burdigal (U-Miozän) von Fels am Wagram in Niederösterreich (Vorläufige Mitteilung) 1 Tab., Verh. GBA, 1/2: 33–39; Wien

STEININGER, F. 1963 b: Die Molluskenfauna aus dem Burdigal (Unter-Miozän) von Fels am Wagram in Niederösterreich. 3 Abb., 2 Tab., 13 Tafeln. Denkschr. österr. Ak. d. W. m. n. Kl. 110/5, 87 Seiten; Wien

STEININGER, F. 1969: Das Tertiär des Linzer Raumes. 1 Tabelle, 14 Tafeln. aus: Geologie und Paläontologie des Linzer Raumes: 35–52, Katalog Stadmuseum Linz und OÖ. Landesmuseum; Linz

STEININGER, F. 1979: Die Entwicklung der Meere in Zentral- und Osteuropa während der letzten 25 Millionen Jahre. 11 Abb., 1 Tab., Wissenschaftliche Nachrichten, 50: 8–12; Wien

STEININGER, F. & BAGDASARJAN, G. B. 1977: Neue radiometrische Alter mittelmiozäner Vulkanite der Steiermark (Österreich), ihre biostratigraphische Korrelation und ihre mögliche Stellung innerhalb der paläomagnetischen Zeitskala. 3 Abb., 1 Tab., Verh. GBA, 1977/2: 85–99; Wien

STEININGER, F. F., BERNOR, R. L. & FAHLBUSCH, V. 1990: European Neogene marine/continental chronologic correlations. in: LINDSAY, E. H., FAHLBUSCH, V & MEIN, P.: European Neogene mammal chronology: 15–46; 1 Fig., 1 Tab., Plenum Press; New York

STEININGER, F., RESCH, W. et al. 1982: Biostratigraphische Gliederungsmöglichkeiten im Oligozän und Miozän Vorarlbergs, 3 Abb., Docum. Lab. Geol. Lyon, H. S. 7: 77–85; Lyon

STEININGER, F. F. & RÖGL, F. 1984: Paleogeography and palinspastic reconstruction of the Neogene of the Mediterranean and Paratethys. 9 figs., The Geological Evolution of the Eastern Mediterranean (ed. J. E. DIXON and A. H. F. ROBERTSON); Oxford

STEININGER, F. F. & RÖGL, F. 1985: Die Paläogeographie der Zentralen Paratethys im Pannonien. 5 Abb., aus: PAPP, JAMBOR, STEININGER (ed.) Chronostratigraphie und Neostratotypen. Miozän der zentralen Paratethys M 6 Pannonien: 46–56; Budapest

STEININGER, F., RÖGL, F. & MARTINI, E. 1976: Current Oligocene/Miocene biostratigraphic concept of the Central Paratethys (Middle Europe), 3 figs., 1 table (2 parts). Newsl. Stratigr., 4(3): 174–202; Berlin–Stuttgart

STEININGER, F., SENEŠ, J. et al. 1971: Chronostratigraphie und Neostratotypen, II: M1 Eggenburgien. Die Eggenburger Schichtengruppe und ihr Stratotypus. zahlr. Abb., Tab. u. Tafeln. Vyd. Slov. Akad. Vied, 827 Seiten; Bratislava

STEININGER, F. F., WESSELY, G., RÖGL, F. & WAGNER, L. 1986: Tertiary sedimentary history and tectonic evolution of the eastern Alpine foredeep. – Giornale Geol., ser. 3, v. 48 (1–2): 285-297, 10 Abb.; Bologna

STEINMANN, K. 1972: Untersuchungen an Tiefbohrzement auf Elektrolytbeständigkeit unter besonderer Berücksichtigung der Bohrlochverhältnisse. 29 Abb., 4 Tab., Erdöl-Erdgas-Zeitschr., 88/12: 472–490; Hamburg–Wien

STEINMETZ, H. 1972: Die zukünftige Bedeutung von Erdöl und Erdgas im Rahmen der Energiewirtschaft. 3 Abb., 3 Tab., Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 88/12: 456–460; Hamburg–Wien

STEPHANI, O. 1903: Über das Welser Erdgas. Zeitschr. f. angew. Chemie, XVI/2: 27–32, 13. Jänner 1903

STERBA, J. 1990: Heimische Exploration und Produktion – das Standbein jeder Erdölunternehmung. 3 Abb., ÖMV-Magazin: 10; Wien

STERBA, J., KRÖLL, A. & SCHNEIDER, G. 1981: Entscheidungsanalyse bei übertiefen Aufschlußprojekten im kalkalpinen Deckenbereich Österreichs. 9 Abb., Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 97/5: 169–174; Hamburg–Wien

STERBA, J. & RUTHAMMER, G. 1984: Ölfördertechnik im Feld Matzen, 13 Abb., Erdöl-Erdgas, 100/5: 180–185; Hamburg–Wien

STERN, G. & KIRCHNER, G. 1991: Chemie Linz errichtet neues Forschungsgebäude. 3 Abb., ÖMV-Mix, 1: 7–8; Wien

STEWART-GORDON, T. J. 1982: Europe sees gas as top energy source by 2000. 3 tables. World Oil, 194/5: 181, 182, 184, 186, 187; Houston

STINY, J. 1932: Zur Kenntnis jugendlicher Krustenbewegungen im Wiener Becken, 7 Abb., Jb. GBA, 82/1 u. 2: 75–102; Wien

STINI, J. 1953: Zur Kenntnis der Herkunft der Badener Heilquellen. Skizzen zum Antlitz der Erde, Kober-Festschrift: 315–322; Wien

STINI, J. 1954: Gedanken über die Bildung von Warmquellen (Thermen), 6 Abb., Geologie u. Bauwesen, 20: 212–228; Wien

STOCKENHUBER, F. 1976: Theoretische Überlegungen zum Einsatz tertiärer Entölungsmaßnahmen in den Lagerstätten der ÖMVAG im Wiener Becken. Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 92/9: 284–286; Hamburg–Wien

STOCKENHUBER, F. 1978: Stand der tertiären Entölung in der ÖMV, ÖMV-Zeitschrift, 1: 11–13; Wien

STOCKENHUBER, F. 1983: Kohlendioxyd zur Erhöhung der Ölausbeute. ÖMV-Zeitschrift, 2: 24–25; Wien

STOCKENHUBER, F. 1988: Entwicklung der Entölungsmaßnahmen in der ÖMV AG und ihr Beitrag zum Umweltschutz, 2 Abb., 1 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 104/10: 403–406; Hamburg–Wien

STOLL, R. D, & RÖPER, St. 1982: Reinigung von Sauergas. Darstellung der wichtigsten Verfahren, 9 Abb., 5 Tab., Erdöl u. Erdgas, 35/8: 380–385; Hamburg

STONE, I. J. and COOK, A. C. 1979: The influence of some tectonic structures upon vitrinite reflectance. 10 figs., 2 tables. J. of Geology, 87/5: 497–508; Chicago

STOWASSER, H. 1958: Einige Bausteine zur Tektogenese des Wiener Beckens. 1 Abb., Erdoel-Zeitschr., 74/12: 395–400; Wien–Hamburg

STOWASSER, H. 1966: Strukturbildung am Steinbergbruch im Wiener Becken. 2 Tafeln. Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 82/5: 188–191; Wien–Hamburg

STOYAN, D. 1975: Bestimmung der Genauigkeit von Isolinienkarten und Vorratsberechnungen. 5 Abb., 1 Tab., Zeitschr. f. angew. Geol., 21/1: 45–50; Berlin

STRACKE, M. 1991: Biologische Reinigung von ölkontaminierter Erde, 2 Abb., ÖMV Magazin, 3: 94–95; Wien

STRACKE, M. 1992: Reif für die Praxis: Biologische Reinigung ölkontaminierter Erde, 2 Abb., ÖMV Gruppe-Mix, 6: 16; Wien

STRADNER, H. 1958: Die fossilen Discoasteriden Österreichs. 1 Teil: Die in den Bohrkernen der Tiefbohrung Korneuburg 1 enthaltenen Discoasteriden. 38 Abb., 2 Diagr. Erdoel-Zeitschr. 74/6: 178–188; Wien–Hamburg

STRADNER, H. 1959: Die fossilen Discoasteriden Österreichs, II.Teil. Erdoel-Z. 75/12: 472–488; Wien–Hamburg

STRADNER, H. 1960: Über Nannoplankton-Invasionen im Sarmat des Wiener Beckens. 2 Abb., Erdoel-Zeitschrift, 76/12: 430–432; Wien–Hamburg

STRADNER, H. 1961 a: Über fossile Silicoflagelliden und die Möglichkeit ihrer Verwendung in der Erdölstratigraphie. 1 Abb., 3 Tafeln. Erdöl u. Kohle, 14/2: 87–92: Hamburg

STRADNER, H. 1961 b: Vorkommen von Nannofossilien im Mesozoikum und Altertiär. 99 Abb., Erdöl-Zeitschr. 77/3: 77–88; Wien

STRADNER, H. 1962 a: Über neue und wenig bekannte Nannofossilien aus Kreide und Alttertiär. 3 Tafeln, 64 Abb., Verh. GBA, 1962/2: 363–377; Wien

STRADNER, H. 1962 b: Bericht 1961 über die Aufsammlung von mesozoischen und alttertiären Nannoplanktonmaterialien aus der Waschbergzone (NIederösterreich). Verh. GBA, 3:106–107; Wien

STRADNER, H. 1963: New Contributions to Mesozoic Stratigraphy by Means of Nannofossils. 6 plates, 5 charts. 6th World Petrol. Congr., Section I, Paper 4, 17 p. (167–183); Francfort/M.

STRADNER, H. 1964: Die Ergebnisse der Aufschlußarbeiten der ÖMV AG in der Molassezone Niederösterreichs in den Jahren 1957–1963, Teil III: Ergebnisse der Nannofossil-Untersuchungen. 51 Abb., Erdoel-Zeitschrift, 80/4: 133-139; Wien–Hamburg

STRADNER, H. 1969 a: Upper Eocene calcareous nannoplankton from Austria and problems of interhemispherical correlation, 1 fig, 1 table, 8 plates. Proceed. of the 1st internat. conf. on planktonic microfossils, II: 663–669; Leiden

STRADNER, H. 1969 b: The Nannofossils of the Eocene Flysch in the Hagenbach Valley (Northern Vienna Woods), Austria. 4 figs., 10 plates. Ann. de la Soc. Geol. de Pologne, 39/1–3: 403–432; Krakau

STRADNER, H. 1978: Bericht über Nannofossilien aus dem Paleozän von Michelstetten (Waschbergzone), NÖ, 1 Tafel, Verh. GBA 1978: 143–146; Wien

STRADNER, H. & ADAMIKER, D. 1966: Nannofossilien aus Bohrkernen und ihre elektronenmikroskopische Bearbeitung. 3 Tafeln, 16 Abb., Erdoel-Erdgas-Zeitschr., 82/8: 330–341; Wien–Hamburg

STRADNER, H. & FUCHS, R. 1978: Das Nannoplankton in Österreich, M4–Badenien. 2 Abb., 16 Tafeln. Chronostratigraphie und Neostratotypen Miozän der Zentralen Paratethys, M4, Badenien: 489–531; Bratislava

STRADNER, H. & FUCHS, R., 1980: Über Nannoplanktonvorkommen im Sarmatien (Ober-Miozän) der Zentralen Paratethys in Niederösterreich und im Burgenland, 2 Abb., 10 Tafeln. Beitr. zur Paläont. v. Österr. 7: 251–279; Wien

STRADNER, H. & PAPP, A. 1961: Tertiäre Discoasteriden aus Österreich und deren stratigraphische Be-

deutung. 24 Abb., 42 Tafeln, 4 Tab., Jahrb. GBA, Sonderband 7: 1–160; Wien

STRAUCH, E. & WESSELY, G. 1987 a: ÖMV-Aufschlußtätigkeit 1986, 2 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 2: 10–11; Wien

STRAUCH, E. & WESSELY, G. 1987 b: Was gibt's beim Aufschluß Neues? 1 Abb., ÖMV-Mix, 3: 6; Wien

STREINTZ, M. 1933: Erdöl und Erdgas in Österreich, 7 Abb., Zeitschr. „Petroleum", XXXIX, 10: 17–24; Berlin–Wien

STREINTZ, M. 1935: Der Erdgasausbruch von Enzersdorf a. d. Fischa (22. März 1935); 4 Abb., Tägl. Montanberichte, XXVI/24: 5–8; Wien–Berlin

STREINTZ, M. 1936: Erdöl und Erdgas in Österreich. Das österr. Erdöl, Oberste Bergbehörde: 3–6; Wien

STRNAD, M. 1973: Die Anwendung der IR-Spektroskopie bei der geochemischen Untersuchung von Erdöl.- 3 Tab., VII. Geoch. Konf., Bd. I, Geochemie: 542–559; Budapest

STRÖBL, E. HERNDLER, E. & SCHIMUNEK, K. 1988: Die Alpen als seismische Herausforderung, 12 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 104/12: 493–498; Hamburg–Wien

STROGANOW, W. P. 1969: Über den Einfluß toniger Deckschichten auf die Lage des Gas/Wasser- und Gas/Öl-Kontakts in mehrschichtigen Lagerstätten. 2 Abb., 1 Tab., Z. f. ang. Geol., 15/11: 572–574; Berlin

STUMPAUER, M. 1988 a: Der neue Erdöl- und Erdgassaal im Technischen Museum in Wien eröffnet. 11 Abb., ÖMV-Mix, 1: 1–3; Wien

STUMPAUER, M. 1988 b: Eröffnung des Erdöl- und Erdgassaales im Technischen Museum, 8 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 1: 45–47; Wien

STUMPAUER, M. & BAUER, R. 1988: Ohne Raffinerie keine Erdölprodukte., 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 1: 1–3; Wien

STUR, D. 1870: Beiträge zur Kenntnis der stratigraphischen Verhältnisse der marinen Stufe des Wiener Beckens. 3 Tab., Jahrb. GRA XX/III: 303–342; Wien

STUTZER, O. 1931: Erdöl – Allgemeine Erdölgeologie und Überblick über die Geologie der Erdölfelder Europas. 199 Abb., (Die wichtigsten Lagerstätten der „Nicht-Erze", Band 1), 628 S., Vg. Gebr. Bornträger; Berlin

SUESS, E. 1862: Der Boden der Stadt Wien, 21 Abb., 1 Karte. 326 Seiten. Vg. W. Braumüller; Wien

SUESS, F. E. 1891: Beobachtungen über den Schlier in Oberösterreich und Bayern. 3 Abb., 1 Tab., Annalen des k.k. Naturhist. Hofmuseums, VI/3: 407–429

SUESS, F. E. 1905: Die Tektonik des südlichen Teiles der Boskowitzer Furche. Verh. GRA, 4:95–98; Wien

SUIDA, H. 1932: Analyse des Öles von „Gösting 1". Tägl. Ber. üb. d. Petroleumind. 21. 12. 1932

SUIDA, H. & PÖLL, H. 1933: Untersuchung österreichischer Erdöle. Petroleum, 29/22: 9–10; Berlin–Wien

SUKOPP, K. 1990: Meß- und Regeltechnik in der Automation eines Erdölfeldes am Beispiel „ÖMV-COMS", 5 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/3: 105–108; Hamburg–Wien

SUKOPP, K. & HINTERLEITNER, H. 1984: Meßwerterfassungs- und Meßwertverarbeitungssystem im Erdölförderbetrieb. 2 Teil. 6 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 7/8: 20–24; Wien

SUMMESBERGER, H. & WAGNER, L. 1971: Der Lithostratotypus des Gutensteiner Kalkes (Gutenstein, NÖ, Mitteltrias) 2 Abb., 3 Taf., 1 Profil. Ann. Naturhist. Mus. Wien, Bd. 75, 1971/10; 343–356; Wien

SUMMESBEGER, H. & WAGNER, L. 1972: Der Stratotypus des Anis (Trias). Geologische Beschreibung des Gebietes von Großreifling (Steiermark). 4 Abb., 1 Tafel, 1 Profil. Ann. Naturhist. Mus. 76: 515–538; Wien

SÜSSER, R. 1989: Wasserfluten im Nordfeld, 3 Abb., ÖMV-Mix, 4: 2; Wien

SWEET, W. E. jr. 1974: Marine Acoustical Seep Detection. 2 Figs., 2 Tables. AAPG. Bull. 58/6, part II of II.: 1133–1136; Tulsa

SZALAY, A. and HORVÁTH, F. 1989: Basin Analysis Dualysis: a complex tool for hydrocarbon exploration, 7 figs. 11 pages. Hungarian Oil and Gas Trust, Petroleum Exploration Company; Szolnok

SZOLNOKI, J. & FISCH, I. 1973: Die mikrobiologische Zerlegung von Kohlenwasserstoffen durch Bakterien aus dem Schichtenwasser. 8 Abb., 2 Tab., VII. Geoch. Konf., Budapest 1973, I. Geochemie: 192–208

SZTANKOCZY, E. 1959: Wirtschaftliche und technische Resultate bei Turbinen-Bohrungen in Österreich. 5 Abb., 3 Tab., Erdoel-Zeitschr. 75: 467–471; Wien

TANZIL, St. 1985: Distribution of world oil resources. 1 fig., 3 tabl. Oil and Gas J., 83/22: 86–90; Tulsa

TAUBER, A. F. 1939: Studien im Sarmat und Pannon des Küniglberg-Glorietteberg-Zuges in Wien. Verh. Zweigst. Wien Reichsst. f. Bodenf. 7–8: 161–183; Wien

TAUBER, A. F. 1941: Die Bedeutung rezenter, mariner und limnischer Geröllwanderung für das Auftreten von exotischen Geröllen mit Beispielen aus den tertiären Sedimenten des Wiener Beckens. 10 Abb., Jb. d. Reichsst. f. Bodenf. 61: 79–108; Berlin

TAUBER, A. F. 1952: Grundzüge der Geologie von Burgenland. 4 Taf., 1 Tab., 3 Karten. Burgenland Landeskunde, Bgld. Landesreg.: 39–86; Wien

TAUBER, A. 1959 a: Geologische Stratigraphie und Geschichte des Neusiedlerseegebietes. 1 Abb., Wiss. Arb. aus d. Burgenland, 23: 18–24; Eisenstadt

TAUBER, A. 1959 b: Grundzüge der Tektonik des Neusiedlerseegebietes. 9 Tafeln. Wiss. Arb. aus dem Burgenland, 23: 26–31; Eisenstadt

TAUSCHER, W., VITOVEC, W. & RICHTER, G. 1991: Kohlenwasserstoffemissionen aus der Mineralölkette in Österreich 1988, 5 Abb., 3 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/10: 426–429; Hamburg–Wien

TAYLOR, J. C. M. & GERNECK, J. R. 1983: „Bit Metamorphism", Gesteinsumwandlung durch Meißeleinfluß. 15 Abb., 1 Tab., Erdöl-Erdgas-Z., 99/6: 189-193; Hamburg–Wien

TEICHMÜLLER, M. 1971: Anwendung kohlenpetrologischer Methoden bei der Erdöl- und Erdgasprospektion. 6 Abb., Erdöl u. Kohle, 24/2: 69–76; Hamburg

TEICHMÜLLER, M. 1979: Beispiele für die Anwendung fluoreszenzmikroskopischer Methoden bei der Erdölprospektion. 15 Abb., 1 Tafel. 8. Congr. internat. Strat. Geol. Carbonifére 4: 78–89; Moskwa

TEICHMÜLLER, M. u. OTTENJANN, K. 1977: Liptinite und lipoide Stoffe in einem Erdölmuttergestein. 7 Abb., 1 Tab., 2 Tafeln. Erdöl u. Kohle-Erdgas-Petrochemie, 30/9: 387–398; Hamburg

TEICHMÜLLER, M. u. TEICHMÜLLER, R. 1975: Inkohlungsuntersuchungen in der Molasse des Alpenvorlandes. 8 Abb., 2 Tab., Geologica Bavarica 73: 123–142; München

TELL, K. 1983: Der Erdöllehrpfad von Prottes. 8 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 2: 44–47; Wien

THENIUS, E. 1950: Die Säugetierfauna aus den Congerienschichten von Brunn-Vösendorf bei Wien. 1 Tab., Verh. d. GBA 1948: 113–131: 7–9; Wien

THENIUS, E. 1954: Über die Alterseinstufung der Arsenalterrasse von Wien, 2 Abb., Mitt. Geol. Ges. Wien, 45 f. 1952: 135–146; Wien

THENIUS, E. 1960 a: Wirbeltierfunde aus der paläogenen Molasse Österreichs und ihre stratigraphische Bedeutung. Verh. GBA, 1: 82–88; Wien

THENIUS, E. 1960 b: Die jungtertiären Wirbeltierfaunen und Landfloren des Wiener Beckens und ihre Bedeutung für die Neogenstratigraphie. 1 Tab., Mitt. Geol. Ges. in Wien, 52 f. 1959: 203–209; Wien

THENIUS, E. 1967: Säugetierfährten aus dem Rohrbacher Konglomerat (Pliozän) von Niederösterreich. 4 Tafeln, 3 Abb., Kühn-Festschrift, Öst. Paläont. Ges.: 363–379; Wien

THENIUS, E. 1970: Die Tier- und Pflanzenwelt von einst. 5 Tafeln, 4 Abb., aus: Naturgeschichte Wiens, Band I: 191–234. Verlag Jugend u. Volk; Wien–München

THENIUS, E. 1974: Niederösterreich (2. Auflage), 16 Tab., 48 Abb., Bundesländerserie Geol. Bundesanstalt, 280 Seiten; Wien

THENIUS, E. 1976: Allgemeine Paläontologie, 81 Abb., 1 Tab., 157 Seiten. Prugg Verlag Wien-Eisenstadt, Verlag Brüder Hollinek; Wien

THENIUS, E. 1980: Evolution des Lebens – und der Mensch. Die erdgasgeschichtliche Dokumentation. 16 Abb., Schriften d. Vereines zur Verbreitung naturwiss. Kenntnisse in Wien, Bericht über das 120. Vereinsjahr: 79–139; Wien

THENIUS, E. 1981: Versteinerte Urkunden, 3. Aufl., 93 Abb., Verständliche Wissenschaft, 81, Springer Vg., 202 Seiten; Berlin-Heidelberg–Wien

THENIUS, E. 1983: Niederösterreich im Wandel der Zeiten, 3. Auflage. 9 Tafeln, 63 Abb. u. 4 Tab., Amt der n.ö. Landesregierung, Katalog des n.ö. Landesmuseums 144, 150 S.; Wien

THOMASSON, M. P., SANDY, J., REEVES, R. G., LUCAS, J. R., EHNI, B. & PROKOP, B. F. 1984: Nonseismic methods: A key to integrated exploration. 2 figs., World Oil, 199/7: 59–64; Houston

THOMPSON, T. L. 1976: Plate tectonics in oil and gas exploration of continental margins, 44 figs., Bull. AAPG. 60/9: 1463–1501; Tulsa

THRASH, J. C. jr. 1980: CO2 injection successfully recovers tertiary oil. 2 figs., World Oil 191/4: 68–70; Houston

TIETZE, E. 1901: Über eine Bohrung in den Neogenschichten bei Göding in Mähren. Verh. GRA, 2; Wien

TIRATSOO, E. N. 1976: Oilfields of the world, 2nd Edition, 53 figs., 111 tables, 6 maps (coloured) 384 S., Scientific Press Ltd; Beaconsfield

TISSOT, B. P. 1984: Recent Advances in Petroleum Geochemistry Applied to Hydrocarbon Exploration, 13 figs., AAPG., Bull., 68/5: 545–563; Tulsa

TISSOT, B. P., BARD, J. F. & ESPITALIE, J., 1980: Principal factors controlling the timing of petroleum generation, 9 figs., Canad. Soc. of Petr. Geol. Memoir 6: 143–152; Calgary

TISSOT, B., DURAND, B., ESPITALIE, J. & COMBAZ, A. 1974: Influence of Nature and Diagenesis of Organic Matter in Formation of Petroleum., 12 Figs., AAPG. Bull., 58/3: 499–506; Tulsa

TISSOT, B. & PELET, R. 1981: Sources and fate of organic matter in ocean sediments, 10 figs., 1 table. Oceanologica Acta, 26th Int. Geol. Congr. 1980, Geology of oceans, Coll. C 4: 97–103; Paris

TISSOT, B. P. & WELTE, D. H. 1984: Petroleum formation and occurence, 2nd ed., Springer Verlag, 699 p., Heidelberg, New York, Berlin

TLUSTOS, R. 1965: Fördertechnik im Erdölfeld Schönkirchen-Tief. 6 Abb., 3 Tab., Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 81/9: 322–330; Wien–Hamburg

TLUSTOS, R. 1969: Der ÖMV-Konzern: 20 Jahre Erdölförderung in Matzen-Auersthal, 14 Abb., 1 Tab., ÖMV-Zeitschrift, 12/3: 3–11; Wien

TLUSTOS, R. 1980: Die Ölindustrie und der Umweltschutz. aus: Erdöl und Erdgas in Österreich: 264–267, Herausg. F. BACHMAYER, Naturhist. Mus. Wien und F. BERGER, Horn; Wien

TLUSTOS, R. 1989: 40 Jahre Sonde Matzen 3, 2 Abb., ÖMV-Mix, 3: 13–14; Wien

TLUSTOS, R. & POTT, E. 1980: Fördertechnik Öl (50 Jahre Erdöl in Österreich) 9 Abb., Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 96/5: 160–168; Hamburg–Wien

TOLLMANN, A. 1955: Das Neogen am Nordwestrand der Eisenstädter Bucht. 7 Abb., 8 Tab., 2 Profiltafeln, 1 Karte. Wiss. Arb. aus d. Burgenland 10, Bgld. Landesmuseum u. Inst. f. d. wiss. u. wirtsch. Erf. d. Neusiedlersees, 75 Seiten; Eisenstadt

TOLLMANN, A. 1957: Die Erdölvorkommen in den Sedimentationsbecken der Erde, 8 Abb., 1 Tab., Erdoel-Zeitschrift, 73/6: 148–151; Wien–Hamburg

TOLLMANN, A. 1960: Die Foraminiferenfauna des Oberconiac aus der Gosau des Ausseer Weißenbachtales in der Steiermark. 2 Abb., 16 Tafeln. Jb. GBA, 103: 133–203; Wien

TOLLMANN, A. 1963 a: Die Faziesverhältnisse im Mesozoikum des Molasse-Untergrundes der West- und Ostalpen und im Helvetikum der Ostalpen. 2 Abb., Erdöl-Zeitschr., 79/2: 41–52; Wien–Hamburg

TOLLMANN, A. 1963 b: Ostalpensynthese, 23 Abb., 11 Falttafeln. Verlag F. Deuticke, 256 Seiten; Wien

TOLLMANN, A. 1964: Analyse der Weyerer Bögen und der Reiflinger Scholle. 1 Tafel. Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. 14: 89–124; Wien

TOLLMANN, A. 1967: Tektonische Karte der Nördlichen Kalkalpen. 1. Teil: Der Ostabschnitt, 2 Tafeln. Mitt. Geol. Ges. Wien, 59 f. 1966/2: 231–253; Wien

TOLLMANN, A. 1969 a: Tektonische Karte der Nördlichen Kalkalpen. 2 Teil: Der Mittelabschnitt, 1 Tafel. Mitt. Geol. Ges. Wien, 61 f. 1968: 124–181; Wien

TOLLMANN, A. 1969 b: Die Bruchtektonik in den Ostalpen. 1 Abb., Geol. Rundschau, 59/1: 278–288; Stuttgart

TOLLMANN, A. 1970 a: Tektonische Karte der Nördlichen Kalkalpen. 3. Teil: Der Westabschnitt, 3 Tafeln. Mitt. Geol. Ges. Wien, 62 (1969): 78–170; Wien

TOLLMANN, A. 1970 b: Der Deckenbau der westlichen Nordkalkalpen. 1 Abb., N. Jb. Geol. Paläont. Abh. 136: 80–133; Stuttgart

TOLLMANN, A. 1973: Grundprinzipien der alpinen Dekkentektonik. Monographie der Nördlichen Kalkalpen, 1, 170 Abb., Vg. F. Deuticke, 404 S.; Wien

TOLLMANN, A. 1976 a: Analyse des klassischen nordalpinen Mesozoikums (Monographie der Nördlichen Kalkalpen II). 256 Abb., 3 Taf., Vg. F. Deutikke, 580 S.; Wien

TOLLMANN, A. 1976 b: Der Bau der Nördlichen Kalkalpen (Monographie der Nördlichen Kalkalpen III). 130 Abb., 7 Tafeln. Vg. F. Deuticke, 449 S.; Wien

TOLLMANN, A. 1977 a: Die Bruchtektonik Österreichs im Satellitenbild. 1 Tafel., N. Jb. Geol. Paläont. Abh., 153/1: 1–27; Stuttgart

TOLLMANN, A. 1977 b: Geologie von Österreich, Band 1: Die Zentralalpen. 200 Abb., 25 Tabellen. 766 S., Vg. F. Deuticke; Wien

TOLLMANN, A. 1978: Plattentektonische Fragen in den Ostalpen und der plattentektonische Mechanismus des mediterranen Orogens. 11 Abb., Mitt. Öst. Geol. Ges. 69/1976: 291–351; Wien

TOLLMANN, A. 1980 a: Neuergebnisse über die dekkentektonische Struktur der Kalkhochalpen. 1 Abb., Mitt. Österr. Geol. Ges. 71/72 f. 1978/79: 397–402; Wien

TOLLMANN, A. 1980 b: Großtektonische Ergebnisse aus den Ostalpen im Sinne der Plattentektonik. 1 Abb., Mitt. Öst. Geol. Ges. 71/72, 1978/1979: 37–44; Wien

TOLLMANN, A. 1981: Oberjurassische Gleittektonik als Hauptformungsprozeß der Hallstätter Region und neue Daten zur Gesamttektonik der Nördlichen Kalkalpen in den Ostalpen. 4 Abb., 1 Tab., Mitt. Öst. Geol. Ges., 74/75 f. 1981/82: 167–195; Wien

TOLLMANN, A. 1984: Entstehung und früher Werdegang der Tethys mit besonderer Berücksichtigung des mediterranen Raumes. 4 Abb., Mitt. Öst. Geol. Ges. 77 f. 1984: 93–113; Wien

TOLLMANN, A. 1985: Geologie von Österreich, Band II. Außerzentralalpiner Teil, 286 Abb., 27 Tab., Vg. F. Deuticke, 710 Seiten; Wien

TOLLMANN, A. 1986 a: Upper Jurassic/Neocomian gravitational tectonics in the Northern Calcareous Alps in Austria; 6 Abb., 15 S. – in: P. FAUPL & H. FLÜGEL (Ed.): Geodynamics of the Eastern Alps; Österr. Bundesverlag.

TOLLMANN, A. 1986 b: The alpidic evolution of the Eastern Alps. 8 Abb., aus: Geodynamics of the Eastern Alps (P. FAUPL & H. FLÜGEL, ed.) Österr. Bundesverlag, 20 Seiten; Wien

TOLLMANN, A. u. KOLLMANN, K. 1957: Die Mikrofauna des Burdigal von Eggenburg (Niederösterreich) Sitzber. Öst. Ak. d. W., m. n. Kl. 166: 165–213; Wien

TOLLMANN, E. 1962: Bericht über die Geologie des Fensters von Urmannsau bei Kienberg, N.Ö., Unveröffentlichter ÖMV-Bericht

TOMANCOK, R. 1989: 250.000 Tonnen Butadien aus der Raffinerie Schwechat, 4 Abb., ÖMV Zeitschrift 3: 61–62; Wien

TOMEK, H. 1988: Fertigstellung der TRANS-AUSTRIA-GASLEITUNG II sowie 20 Jahre Erdgasimport aus der UdSSR, 13 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 2: 22–27; Wien

TOMEK, H. 1989: Besucher sind herzlich willkommen bei der ÖMV, 5 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 2: 26–27; Wien

TOPERCZER, M. 1947: Erdmagnetische Bodenuntersuchungen in der Südoststeiermark. BHM, 92: 157–165; Wien

TOTH, G. 1948: Das Torton von Perchtoldsdorf; Ann. Naturhist. Mus. Wien; 56: 400–409; Wien

TOULA, F. 1914: Die Tiefbohrung bis 600 m Tiefe aus dem Gebiet der Fabrik chem. Produkte, und zwar der Holzverkohlungs-Industrie-Aktiengesellschaft in Liesing bei Wien. 1 Tafel, Nova Acta, Abhandl. d. Kaiserl. Leopold-Carol. Deutschen Akademie der Naturforscher in Halle, 100/3, 57 Seiten; Halle

TOWNSEND, D. W. 1979: Computer data bases aid exploration. 7 figs., The Oil and Gas Journal, 77/27: 144, 146, 150, 152, 154, 158-159; Tulsa

TRAUTH, F. 1933: Exposé über das Erdölvorkommen an der Erlauf bei Urmannsau (südöstlich von Kienberg-Gaming). 1 Kartenbeilage + Profil. Unveröffentlicht, 12 Maschinseiten; Wien

TRAUTH, F. 1936: Darlegung über die Erdöl-Freischurfgebiete der Firma J. HEISER in den Niederösterreichischen Voralpen. 8 Maschinseiten. Unveröffentl. Gutachten; Wien

TRAUTH, F. 1937: Über die tektonische Gliederung der östlichen Nordalpen. 1 Karte. Mitt. Geol. Ges. in Wien, XXIX f. 1936: 473–573 (Jg. 1936); Wien

TREIBS, A. u. HIRNER, A. 1982: Abiogene Entstehung von Erdöl? Kritische Anmerkungen zu den Thesen von GOLD und SOTER. Erdöl u. Kohle, 35/4: 170–172; Leinfelden-Echterdingen

TREY F. 1958: Zur magnetischen Orientierung von Gesteinskernen. 4 Abb., Erdoel-Zeitschr. 74/10: 337–339; Wien–Hamburg

TROLL, O. v. 1907: Die pontischen Ablagerungen von Leobersdorf und ihre Fauna, 1 Tafel. Jb. GRA. 57/1: 33–90; Wien

TRUMAUER, H. 1960: Über die Druck- und Temperaturabhängigkeit der Abbindezeit von Zementen. 8 Abb., 1 Tab., Erdoel-Zeitschr. 8: 270–273; Wien

TRÜMPY, R. 1985: Die Plattentektonik und die Entstehung der Alpen. 14 Abb., Neujahrsbl. naturf. Ges. Zürich 187 (1985), 47 Seiten; Zürich

TRUSHEIM, F. 1956: Über die Spülproben-Bearbeitung, 6 Abb., Erdoel-Zeitschrift, 72/5: 351–361; Wien–Hamburg

TSAMBOURAKIS, G. 1974: Der kristalline Untergrund der Molasse- und Flyschzone in Niederösterreich,

Oberösterreich und Salzburg. Dissertation Univ. Wien

TUNN, W. 1979: Anwendung von Tensiden und Polymere bei der tertiären Erdölgewinnung. Entwicklung neuer und Verbesserung bestehender Verfahren. EKEP-Synopse 79009, Erdöl u. Kohle, 32/3: 133; Hamburg

TURNOVSKY, K. 1948: Arbeitsmethoden der angewandten Mikropaläontologie, 2 Abb., Z. Mikroskopie III: 181–188; Wien

TURNOVSKY, K. 1963: Zonengliederung mit Foraminiferenfaunen und Ökologie im Neogen des Wiener Beckens. Mitt. d. Geol. Ges. in Wien, 56. Band 1963/1: 211–224; Wien

TURNOVSKY, K. 1976 a: Das Tertiär in Österreich/1. Teil. 1 Tafel. Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 92/7: 228–233; Hamburg–Wien

TURNOVSKY, K. 1976 b: Das Tertiär in Österreich/Teil 2, Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 92/12: 437–441; Hamburg–Wien

UDVARDI, G. 1984: Die Bedeutung des Steigrohres in der Erdölförderung. 10 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 2: 20–23; Wien

UKERT, Th. 1974: Wieviel Erdöl gibt es überhaupt? 4 Tabellen. Oel-Zeitschr. f. d. Mineralölwirtsch.: 221–223

UNGERER, P. 1989: State of the art or research in kinetic modelling of oil formation and expulsion. Adv. in Organic Geochemistry 16/1–3; 1–25

URBAN, K. 1946: Ein Beitrag zur Kenntnis des tieferen Miozän in der südlichen Umgebung von Göding. 1 Schnitt, 2 Abb., Übers. aus dem Tschech. Dr. E. BRAUMÜLLER. Jb. Staatl. Geol. Anst. ČSR, 13: 327–342; Prag

URLICHS, M. 1973: Ostracoden aus den Kössener Schichten und ihre Abhängigkeit von der Ökologie. 8 Abb., 4 Tafeln, 1 Beilage. Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. Österr. 21 f. 1972: 661–710; Innsbruck

VACEK, M. 1901: Ueber Säugetierreste der Pikermifauna vom Eichkogel bei Mödling, 2 Tafeln. Jb. GRA, 1900/50/1: 169–186; Wien

VALISOVÁ, I. & KAZDA, J. 1980: Bentonitbewertungsmethoden für Bohrspülungen. 1 Abb., 1 Tab., Z. f. ang. Geol. 26/9: 481–482; Berlin

VAN WAGONER, J. C., MITSCHUM, R. M., CAMPION, K. M. & RAHMANIAN, V. D. 1990.: Siliclastic sequence stratigraphy in well logs, cores and outcrops: concepts for high-resolution correlation of time and facies. AAPG Methods in Exploration Series 7; Tulsa

VASSOEVIĆ, N. V. & SOKOLOV, V. A. 1980: Erdöl- und Erdgasbildung in großen Tiefen. 4 Abb., Z. f. ang. Geol. 26/7: 377–379; Berlin

VAVRA, N. 1978: Bryozoen aus dem Paleozän von Michelstetten (Waschbergzone, Niederösterreich), 2 Tafeln. Verh. GBA, 1978: 97–108; Wien

VAVRA, N. 1979: Die Bryozoenfaunen des österreichischen Tertiärs. 2 Abb., 4 Tab., N. Jb. Geol. Paläont. Abh. 157: 366–392; Stuttgart

VEIT, E. 1943: Zur Stratigraphie des Miozäns im Wiener Becken. Mitt. d. R.A. f. Bodenf. Zweigst. Wien 6: 3–32; Wien

VEIT, E. 1953: Molasse und alpin-karpatischer Überschiebungsrand in Niederösterreich und Südmähren. 11 Abb., 4 Tab. Neues Jahrb. Gel. u. Pal. Abh. 97: 149–188; Stuttgart

VENDEL, M. 1963: Zur Entstehung der Thermen des Wiener Beckens. Mitt. Geol. Ges. Wien, 55: 183–207; Wien

VENDITTO, J. J. & GEORGE, C. R. 1984: Better wellbore temperature data equals better cement jobs. 5 figs., 1 table. Wordl Oil, 198/2: 47–50; Houston

VERM, R. W., WADE, Ch. J. & MATER, J. L. 1985: High-performance 3 D migration of seismic data. 2 figs, 3 tables. Oil and Gas J., 83/40: 92, 94, 98,100; Tulsa

VETTERS, H. 1905: Die Fauna der Juraklippen zwischen Donau und Thaya, 3 Abb., 2 Tafeln. Beitr. Paläont. Geol. Österr.-Ung. Orients. 17: 223–259; Wien

VETTERS, H. 1914: Die Bedeutung des Egbeller Erdölvorkommens für die benachbarten Teile Niederösterreichs. Zeitschr. d. Intern. Vereines d. Bohringen. und Bohrtechn. 1914: 99

VETTERS, H. 1918 a: Geologisches Gutachten über die Wasserversorgung der Stadt Retz, 2 Tafeln. Jb. GRA, LXVII f. 1917: 461–480; Wien

VETTERS, H. 1918 b: Die geologischen Verhältnisse des niederösterreichischen Marchgebietes im Hinblick auf das Vorkommen von Erdöl und Erdgas. Unveröff. Gutachten 1918

VETTERS, H. 1921: Über Erdölspuren bei Neulengbach. Zeitschr. „Petroleum", 17/6: 181–183; Wien

VETTERS, H. 1923: Die Braunkohlenvorkommen bei Neulengbach, Starzing und Hagenau in Niederösterreich. 2 Tafeln. Jahrb. GBA, 73/1 u. 2: 39–61; Wien

VETTERS, H. 1924: Kleinere Notizen über die Bohrung Wollmannsberg; Verh. GBA, 1924

VETTERS, H. 1925 a: Erdöl- und Erdgasbohrungen in Nieder- und Oberösterreich. Petroleum 19: 613; Wien

VETTERS, H. 1925 b: Über die Möglichkeit des Vorkommens von Erdöl und Erdgas im nordöstlichen Hügellande Niederösterreichs. Unveröffentl. Gutachten, 31. 12. 1925

VETTERS, H. 1925 c: Kleinere Notizen über die Bohrung Wollmannsberg, Verh. GBA, Jg. 1925

VETTERS, H. 1926 a: Ueber die Oelhöffigkeit der Umgebung von Zistersdorf und Hohenau in Niederösterreich. Geol. Gutachten, 17 Maschinseiten; Wien, 7. Jänner 1926

VETTERS, H. 1926 b: Zur Frage der Erdölhöffigkeit des nordöstlichen Niederösterreichs. Intern. Zeitschr. f. Bohrt. Erdölbergbau und Geologie, 34/19: 5–9; Wien

VETTERS, H. 1927: Geologisches Gutachten betreffend die Erdölhöffigkeit des Steinberggebietes bei Zistersdorf und Neusiedl a. d. Zaya. 1. 11. 1927

VETTERS, H. 1930: Kleinere Notizen über die Erdölspur in der Mitterau bei Perschling. Verh. GBA, 1930

VETTERS, H. 1931 a: Ölfunde bei Kierling, Wiener Bank- und Börsenzeitung 8/23, 1 Seite; Wien

VETTERS, H. 1931 b: Der gegenwärtige Stand der Erdölbohrungen in Österreich. Tägl. Berichte d. Petroleum-Industrie Nr. 35

VETTERS, H. 1931 c: Über die Tektonik des nordöstlichen Niederösterreich und der Isoseistenverlauf des Schwadorfer Bebens. Intern. Zeitschr. f. Bohrtechnik usw. 13 u. 14/1931

VETTERS, H. 1933: Die Zistersdorfer Erdölfunde. Radio-Wien, 9/18: 16–17, Wien

VETTERS, H. 1935 a: Erdöl und Erdgas im Wiener Bekken. Wiener Neueste Nachrichten, 3. 4. 1935

VETTERS, H. 1935 b: Das Erdöl im Wiener Becken. 1 Tab., 1 Abb., Tägl. Berichte über d. Petroleumindustrie, 29/84, 7 S.; Wien–Berlin

VETTERS, H. 1936: Österreichs Erdöl- und Erdgasvorkommen und höffigen Gebiete. 10 Abb., 1 Karte. Das österr. Erdöl, Oberste Bergbehörde: 7–19; Wien (Wirtschaftsverl- u. Zeitungsges.m.b.H. Baden)

VETTERS, H. 1937 a: Die Entwicklung des Zistersdorfer Ölfeldes. Tägl. Ber. üb. d. Petroleumindustrie 2 v. 4. 1. 1937

VETTERS, H. 1937 b: Zur Frage der Ölhöffigkeit der österreichischen Flyschzone. 1 Abb., Leobner Bergmannstag 1937: 349–357, Festschr. d. Berg- u. Hüttenmänn. Jahrb. der Montan. Hochsch. Leoben, Vg. Springer; Wien

VETTERS, H. 1937 c: Erläuterungen zur Geologischen Karte von Österreich und seinen Nachbargebieten. 351 Seiten. Herausgeg. v. d. GBA Wien

VETTERS, H. 1938 a: Ueber die Möglichkeiten von Erdölvorkommen in der nordalpinen Flyschzone Oesterreichs. 2 Karten, 1 Profil, 3 Abb., Bohrtechniker-Zeitung, 56/5: 65–73: Wien

VETTERS, H. 1938 b: Über die Ergebnisse der Schurfbohrung in der Gemeinde Rogatsboden bei Scheibbs N.Ö. 3 Maschinseiten, unveröffentl. Bericht vom 11. Mai 1938; Wien

VICANEK, J. 1985: Erdölförderung durch horizontale Bohrungen. 11 Abb., Erdöl-Erdgas, 101/3: 85–90; Hamburg–Wien

VIRUS, W. 1958: Ein neues Gerät zur chromatographischen Gasanalyse. 1 Abb., Erdöl u. Kohle, 11/12: 867–868; Hamburg

VOGEL, P. & MARX, C. 1984: Druckberechnung in Erdgassonden, 2 Abb., Erdöl-Erdgas, 100/1: 30–36; Hamburg–Wien

VOGEL, P. & MARX, C. 1985: Berechnung von Blowoutraten in Erdgassonden, 1 Abb., Erdöl-Erdgas, 101/10: 311–317; Hamburg–Wien

VÖGL, E. 1957: Einfluß von verschiedenen Spülungszusätzen auf den elektrischen Wiederstand von Rm, Rmc, Rmf, 6 Abb., 4 Tab., Erdöl-Zeitschr. 73/7: 180–184; Wien–Hamburg

VÖGL, E. 1961: Probleme bei der Ermittlung der optimalen Aufschluß- und Produktionsbedingungen kleiner Lagerstätten (Beispiel Feld Ried des RAG). Erdoel-Zeitschr. 12: 563–580; Wien–Hamburg

VÖGL, E. 1962: Derzeitiger Stand der elektrischen und radioaktiven Bohrlochmeßverfahren. 84 Abb., 9 Tab., Erdoel-Zeitschr. 78/9: 529–544, 10: 579–594, 12: 689–709; Wien–Hamburg

VÖGL, E. 1965: Bewertung von Lagerstätten- und Aufschlußprojekten, 14 Abb., 8 Tab., Erdoel-Erdgas Zeitschr. 81/6: 185–194, 7: 244–255; Wien–Hamburg

VÖGL, E. 1966: Produktionserfahrungen in den alten Ölfeldern Zistersdorf und Gaiselberg der RAG, 10 Abb., 13 Tab., Erdöl-Erdgas-Zeitschr. 82/5: 192–206; Hamburg–Wien

VÖGL, E. 1970: Die Quantifizierung der Unsicherheit und des wahrscheinlichen Gewinnes in der Erdöl- und Erdgasexploration bzw. -exploitation. 19 Abb., 12 Tab., Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 86/7: 266–283; Wien–Hamburg

VOHRYZKA, E. 1958: Geolog. Untersuchungen im Gebiete von Baden-Völsau (1 Karte, 8 Tab., 13 Tafeln, 16 Textfig.) Dissertation Phil. Fak. Univ. Wien 1958 (unveröffentlicht), 169 Seiten

VOIGT, H.-D. 1979: Berechnung der Erdgasvorräte nach der Druckabfallmethode bei deformierbarem Porenzraum. 7 Abb., 2 Tab. Z. f. ang. Geologie 25/1: 15–20; Berlin

VOIGT, H.-D. 1990: Verbesserte Materialbilanzmethode zur Berechnung der Erdgasvorräte in geschichteten Lagerstätten. 5 Abb., 1 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/1: 16–18; Hamburg–Wien

VOIGT, H.-D. & ASTL, A. 1985: Bestimmung von Speichereigenschaften und dynamischen Schichtparametern durch Testarbeiten. 5 Abb., Z. geol. Wiss. 31/1: 95–101; Berlin

VOIGT, H.-D. & WAGNER, R. 1978: Interpretation von Fließ- und Druckaufbaukurven aus Gestängetests. 3 Tab., 6 Abb., Zeitschr. f. ang. Geol. 24/11: 488–494; Berlin

VOIGT, H.-D. & WAGNER, R. 1986: Interpretation von Gestängetests bei äußerst geringem Gaszufluß. 8 Abb., 1 Tafel. Z. f. angew. Geologie, 32/4: 102–107; Berlin

VÖLCKER, F. C. 1989: Auswirkungen des EG-Binnenmarktes auf die Erdöl- und Erdgasgewinnungsindustrie. Erdöl-Erdgas-Kohle, 105/6: 242–243; Hamburg–Wien

VÖLZ, H. & SCHWARTZ, W. 1962: Über die regionale Verteilung kohlenwasserstoffoxydierender Bakterien in verschiedenen Böden. 5. Abb., 2 Tab., Erdöl u. Kohle, 15/6: 426–429; Hamburg

VORÖS, P. 1986: Umweltschutz in der Raffinerie. ÖMV-Zeitschrift 5: 16; Wien

VÖRÖS, P. 1989: Umweltschutz- eine Verpflichtung, 3 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 1: 1–2; Wien

VÖRÖS, P. 1990: Reduktion der Kohlenwasserstoffdämpfe durch die ÖMV, 1 Abb., 2 Tab., ÖMV-Mix, 4: 7–8; Wien

VÖRÖS, P. 1992: Störfallverordnung (Umweltsicherheit). ÖMV Gruppe-Mix, 2: 17; Wien

VORTISCH, W. 1938: Ein geologischer Querschnitt durch die Kammerker-Sonntagshorn-Gruppe, 1. Teil. Abh. Deutsch. Ges. d. Wiss. u. Künste in Prag, math.-nat. Abtlg. 1938

VOSSMERBÄUMER, H. 1976: Allgemeine Geologie. Ein Kompendium. 116 Abb., 277 S., E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung; Stuttgart

VOZOFF, K., ELLIS, R. M. & BURKE, M. D. 1964: Telluric currents and their use in petroleum exploration. 12 figs., Bull. AAPG. 48/12: 1890–1901; Tulsa

VYCHA, G. 1989: Funksteuerung von Gasliftsonden, 2 Abb., ÖMV-Mix, 7: 2; Wien

WAAGEN, L. 1914: Die Thermalquellen der Stadt Baden in Nieder-Österreich. 2 Abb., 1 Tab., Zeitschr. f. prakt. Geol. 22/2: 84–97; Berlin

WAAGEN, L. 1924 a: Erdöl in Oesterreich?, Reichspost vom 14. August 1924; Wien

WAAGEN, L. 1924 b: Österreich ein Erdölland? Wirtschaftl. Nachrichten (Handel, Gewerbe, Industrie, I/11: 295–296; Wien

WAAGEN, L. 1927: Die Bohrung auf Erdöl in der Gemeinde Mooskirchen, Steiermark. Montan-Ztg. 1927, 6 Seiten; Graz

WAAGEN, L. 1928: Erdöl oder kein Erdöl im Wiener Becken. Int. Zeitschr. f. Bohrtechn. Erdölbergb. u. Geologie; Wien

WAAGEN, L. 1930: Geologisches Gutachten über die Erdölhöffigkeit des Platt-Waldes nördlich von Dobermannsdorf in Niederösterreich vom 19. 5. 1930

WAAGEN, L. 1931: Der neue Oelaufschluß von Kierling bei Wien. 1 Abb., Intern. Zeitschr. f. Bohrtechnik, Erdölbergbau u. Geologie, 39/12: 89–91; Wien

WAAGEN, L. 1933 a: Erdöl bei Köflach. Neues Wiener Journal, 5. März 1933; Wien

WAAGEN, L. 1933 b: Erdölhöffige Gebiete in Oesterreich, 1 Abb., Int. Zeitschr. f. Bohrt. Erdölbergb. u. Geologie 8 Seiten, 39/12; Wien

WAAGEN, L. 1933 e: Bemerkungen über das Gasfeld von Oberlaa und das Erdöl vom Steinberg bei Zistersdorf. Intern. Zeitschr. f. Bohrtechnik, Erdölbergbau und Geologie, 1933/14: 155–157; Wien

WAAGEN, L. 1933 d: Dome, Antiklinalen und Brüche im Wiener Becken. Intern. Zeitschr. f. Bohrtechnik, Erdölbergbau und Geologie. 41: 183–184; Wien

WAAGEN, L. 1935 a: Die Tiefbohrung Engelmann in Hernals. 1 Abb., Jahrb. GBA, 85, Wien 1935/3–4: 287–307; Wien

WAAGEN, L. 1935 b: Der Unterbau des Wiener Bekkens. Intern. Z. f. Bohrtechnik, Erdölbergbau u. Geologie, 4 u. 5, 10 S.; Wien

WAAGEN, L. 1937: Die Oelaussichten am Ostrande der Alpen. Bohrtechniker-Zeitung 7, Urban Verlag, 2 Seiten; Wien

WAAGEN, L. 1949: Die Erdgasvorkommen Vorarlbergs. Bohrtechnikerzeitg., 7: 6; Wien

WACHTEL, G. & WESSELY, G. 1981: Die Tiefbohrung Berndorf 1 in den östlichen Kalkalpen und ihr geologischer Rahmen, 7 Abb., 3 Tafeln. Mitt. Österr. Geol. Ges. 74/75, Jg. 1981/82: 137–165; Wien

WAGENBRETH, O. 1958: Geologisches Kartenlesen und Profilzeichnen. 189 Abb., 3 Tafeln. B.G. Teubner Verl. Ges.; Leipzig, 188 S.

WAGNER, H. G. & ZELLNER, R. 1984: Abbau von Kohlenwasserstoffen in der Atmosphäre. 10 Abb., 4 Tab., Erdöl u. Kohle, 37/5: 212–219; Leinfelden–Echterdingen

WAGNER, L. 1970: Die Entwicklung der Mitteltrias in den östlichen Kalkalpen im Raum zwischen Enns und Wiener Becken. 175 Abb., 25 Tafeln. Unveröff. Phil. Diss. Univ. Wien, 202 Seiten; Wien

WAGNER, L. 1980: Geologische Charakteristik der wichtigsten Erdöl- und Erdgasträger der oberösterreichischen Molasse. Teil I: Die Sandsteine des Obereozän. 13 Abb., Erdoel-Erdgas-Z. 96/9: 338–346; Hamburg–Wien

WAGNER, L., KUCKELKORN, K. & HILTMANN, W. 1986: Neue Ergebnisse zur alpinen Gebirgsbildung Oberösterreichs aus der Bohrung Oberhofen 1 – Stratigraphie, Fazies, Maturität und Tektonik. 10 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 102/1: 12–19; Hamburg–Wien

WAGNER, R. & VOIGT, H.-D. 1982: Gestängetest-Packertest. Geohydrodynamische Erkundung-17, 9 Abb., Z. f. angew. Geol. 28/9: 432–440; Berlin

WÄHNER, K. 1990: Erfahrungen beim Einsatz hochtemperaturstabiler wasserbasischer Bohrspülung, 5 Tab. Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/5: 200–201; Hamburg–Wien

WALACH, G. 1978: Ein Beitrag zur Analytik sandiger Sedimente – dargestellt am Beispiel eines Profiles durch die Westflanke des Oststeirischen Beckens. 8 Abb., 3 Tab., Mitt. Österr. Geol. Ges., 68 (1975): 143–161; Wien

WALGER, E. 1965: Zur Darstellung von Korngrößenverteilungen. 11 Abb., Geol. Rundschau, 54/2: 976–1002; Stuttgart

WALLBRECHER, E. 1978: Ein Cluster-Verfahren zur richtungsstatistischen Analyse tektonischer Daten. 12 Abb., 2 Tab., Geol. Rundschau, 67/3: 840–857; Stuttgart

WALTER, G. H. 1985: Trans-Austria-Gasleitung: Erweiterung, 2 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 1: 8–9; Wien

WALTER, G. H. 1986: Baubeginn Trans-Austria-Gasleitung II., 5 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 7: 40–43; Wien

WALTER, G. H. 1987: Beginn des Gastransportes in der TAG II, 16 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 3: 16–21; Wien

WALTER, H. & DUNIKOWSKI, E. v. 1884: Das Petroleumgebiet der galizischen Westkarpaten. Verh. GRA, 1884/2: 20–25; Wien

WALZEK, F. 1987: Rohöltanker – für die ÖMV unterwegs. 2 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 3: 13–15; Wien

WAPLES, D. W. 1984: Geochemistry in exploration: a new philosophy. 2 figs. Oil and Gas J. 82/40: 198, 200, 202; Tulsa

WAPLES, D. 1985: Geochemistry in Petroleum Exploration. D. Reidel Publ. Corp. 232 p.

WARDLAW, N. C. 1980: The influence of pore structure in rocks on the entrapment of oil. 18 figs., Canad. Soc. of. Petrol. Geol. Mem. 6: 193–208; Calgary

WASSOJEWITSCH, N. B., KORTSCHAGINA, Ju. I., LOPATIN, N. W., TSCHERNYSCHEW, W. W & TSCHERNIKOW, K. A. 1969: Die Hauptphase der Erdölbildung, 11 Abb., Z. f. ang. Geol. 15/12: 611–621; Berlin

WATKINS, P. E. u. WHITE, Th. 1956: Kalkrotspülungen, 9 Taf. Erdöl u. Kohle, 9/1: 9–12; Hamburg

WATZKE, H. 1969: Die modernste seismische Apparatur bei der ÖMV-AG im Einsatz. ÖMV-Zeitschrift, 12/6–7: 13–14, Wien

WATZKE, H. 1971: Neuestes Vibroseis-Meßverfahren bei der ÖMV im Einsatz. ÖMV-Zeitschrift, 10–12, 1971, Wien

WEBB, C. L. F. 1990: Biologische Sanierung ölverschmutzter Böden am Beispiel eines Rohöl-Leitungsschadens. 4 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 106/11: 453–455; Hamburg–Wien

WEBER, F. 1960: Zur Geologie der Kalkalpen zwischen Traunsee und Almtal. 3 Tafeln. Mitt. Geol. Ges. Wien, 51 f. 1958: 295–352; Wien

WEBER, F. 1967: Die Ergebnisse der geophysikalischen Messungen in der Mineralwassertiefbohrung Oberlaa. 1 Abb., 1 Tab., Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 83/11: 397–402; Wien–Hamburg

WEBER, F. 1972: Marksteine in der Entwicklung der Angewandten Geopyhsik. 14 Abb., Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 88/12: 461–471; Hamburg–Wien

WEBER, F. 1980: Die Bedeutung des Kohlenwasserstoff-Bergbaues für die Naturwissenschaften in Österreich. 4.6: Geophysik. Erdöl u. Erdgas in Österreich: 225–257, Naturhist. Museum Wien u. F. BERGER, Horn; Wien

WEBER, F. 1983: Ergebnisse magnetischer Messungen in den Kalkalpen des Abschnitts Altenmarkt-Hieflau. 1 Abb., 1 Tafel. Mitt. Öst. Geol. Ges. 76/1983: 167–178; Wien

WEBER, F. 1985 a: Ein Beitrag zur Loginterpretation des autochthonen Mesozoikums im Untergrund der Molassezone von Oberösterreich. 7 Abb., 1 Tab., Erdöl-Erdgas, 101/3: 91–97; Hamburg–Wien

WEBER, F. 1985 b: RAG 1935–1985, Die älteste Ölgesellschaft Österreichs wird 50. 1 Abb., Erdoel-Erdgas, 101/9: 265–266; Hamburg–Wien

WEBER, F. 1985 c: 25 Jahre ÖGEW – Österreichische Gesellschaft für Erdölwissenschaften. Erdoel-Erdgas, 101/9: 264: Hamburg–Wien

WEBER, F. u. SCHMÖLLER, R. 1982: Bohrlochgeophysik in den Kohlebohrungen südlich Zillingdorf, NÖ. 1 Abb., Inst. f. Angew. Geoph. d. Forschnungsges. Joanneum, Leoben, 5 Seiten

WEBER, H. 1967: Die Oberflächenformen des festen Landes, 2. Auflage. 244 Abb., 40 Tafeln. B. G. Teubner Verlagsges. 367 S.; Leipzig

WEGGEN, K., DOHR, G. & WELTE, D. 1980: Fortschritte in der Exploration von Erdöl und Erdgas. 19 Abb., Erdöl und Kohle, 33/2: 65–73; Hamburg

WEIDICH, K. F. 1984: Über die Beziehungen des „Cenomans" zur Gosau in den Nördlichen Kalkalpen und ihre Auswirkungen auf die paläogeographischen und tektonischen Vorstellungen. 11 Abb., Geol. Rundschau, 73/2: 517–566; Stuttgart

WEIGL, M. 1978: Therme Bad Radkersburg. Geschichtliche Entwicklung. 4 Abb., Prakla-Seismos Report 4/1978. aus: Prakla-Seismos Digest 5: 31–35; Hannover

WEIGL, M. 1982: Geoelektrik über Erdöllagestätten – ein Erfahrungsbericht. 9 Abb., Prakla-Seismos Report 4: 12–17; Hannover

WEIGL, M. 1983: Geoelectrics over Oil Deposits. Summary of recent experiences. 8 figs. Erdöl u. Kohle, 36/9: 410–412; Leinfelden–Echterdingen

WEINFURTER, E. 1950: Die oberpannonische Fischfauna vom Eichkogel bei Mödling. 2 Tafeln. Sitz.-Ber. österr. Ak. d. W., m. n. Kl. I, 159: 37–50; Wien

WEINFURTER, E. 1967: Die miozäne Otolithenfauna von St. Veit an der Triesting, NÖ. 2 Tafeln. Kühn-Festschrift, österr. Paläont. Ges.: 381–395; Wien

WEINHANDL, R. 1956 a: Neuere Bohrungen im Bereich der Stadt Wien. 1 Abb., 3 Tab., Verh. GBA 3: 229–235, Wien

WEINHANDL, R. 1956 b: Erdgas in Vorarlberg. Interner Bericht GBA; Wien 1. 3. 1956, 2 Seiten

WEINHANDL, R. 1957: Stratigraphische Ergebnisse im mittleren Miozän des Außeralpinen Wiener Bekkens. 1 Abb., 1 Tab., Verh. GBA 2, 1957: 120–129; Wien

WEINHANDL, R. 1962: Wasserbohrungen im Raume Wien-Mödling. 1 Abb., 2 Tab., Verh. GBA, 1: 1–8; Wien

WEINHANDL, R. 1967: Wasserbohrungen im Raume Hartberg in der Oststeiermark. Verh. GBA, 1967: 232–234; Wien

WEISS, D. & HAMILTON, W. 1992: ÖMV international: GUS – Chancen und Risken. 2 Abb., ÖMV Gruppe-Mix. 10: 2–3; Wien

WEISS, H. 1983: Erdgasaufbereitung. 5 Abb., 1 Tab., ÖMV-Zeitschrift, 1: 11–13; Wien

WEISS, H. 1986: Aderklaa: Energieeinsparung durch Verfahrensänderung (Entschwefelungsanlage) 4 Abb., 2 Tab., ÖMV-Zeitschrift, 7: 37–39; Wien

WEISS, H. 1988: Das Erdgasfeld Höflein, seine Produktion und Gasaufbereitung. 11 Abb., 1 Tab., ÖMV-Zeitschrift, 2: 28–32; Wien

WEISS, H. & MARAVIC, M. 1991: Erdgasspeicher in Österreich. 4 Abb., 1 Tab., Erdöl-Erdgas-Kohle, 107/6: 285–287; Hamburg–Wien

WEISS, H. & PINTER, K. 1983: Abwärmeverwertung Auersthal, 8 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 2: 27–29; Wien

WEISS, W. 1977: Korrelation küstennaher und küstenferner Faziesbereiche in den Unteren Gosauschichten (Oberkreide, Österreich) nach Foraminiferen. 5 Abb., N. Jb. Geol. Palont. Mh 1977: 289–302; Stuttgart

WEITKAMP, J. 1982: Entwicklung der Verarbeitungsverfahren für schwere Rohöle und Teersande. 6 Abb., 4 Tab., Erdöl u. Kohle. 35/10: 460–466; Leinfelden–Echterdingen

WELTE, D. H. 1964: Über die Beziehungen zwischen Erdölen und Erdölmuttergesteinen. 5 Abb., 1 Tab., Erdöl u. Kohle, 17/6: 417–429; Hamburg

WELTE, D. H. 1966: Kohlenwasserstoffgenese in Sedimentgesteinen: Untersuchungen über den thermischen Abbau von Kerogen unter besonderer Berücksichtigung der N-Paraffinbildung. 6 Abb., 1 Tab. Geol. Rundsch. 55/1: 131–144; Stuttgart

WELTE, D. H. 1967: Zur Entwicklungsgeschichte von Erdölen auf Grund geochemischer-geologischer Untersuchungen. 12 Abb., 3 Tab., Erdöl u. Kohle, 20/2: 65–77, Hamburg

WELTE, D. H. 1977: Probleme übertiefer Exploration und Produktion: Grenzbedingungen für Kohlenwasserstoffbildung und -umbildung. Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 93. Sonderausgabe: 76–78; Hamburg–Wien

WELTE, D. H. 1989: The changing face of geology and future needs. 16 figs. Geol. Rundschau, 78/1: 7–20; Stuttgart

WELTE, D. H., KRATOCHVIL, H., LADWEIN, H. W., RULLKÖTTER, J. & SCHÄFER, R. G. 1980: Die Öle des Wiener Beckens und Untersuchungen zur Ermittlung ihrer Herkunft. 3 Abb., Erdöl u. Kohle, Erg. Bd. 80/81: 34–35; Hamburg

WELTE, D. H., KRATOCHVIL, H., LADWEIN, H. W., RULLKÖTTER, J. & SCHÄFER, R. G. 1982: Organic geochemistry of crude oils from the Vienna Basin and an assessment of their origin. Chemical Geology, 35: 33–68; Elsevier

WELTE, D. H. & YALCIN, M. N. 1988: Basin modelling – a new comprehensive method in petroleum geology. aus: Advances in Organic Geochemistry 1987 (MATTAVELLI, L. u. NOVELLI, L., eds.). Organic Geochemistry 13, nos 1–3: 141–151; Pergamon Press; Oxford

WELTE, D. H. & YÜKLER, M. A. 1981: Petroleum Origin and Accumulation in Basin Evolution – A Quantitative Model. 13 figs., AAPG. Bull. 65/8: 1387–1396; Tulsa

WENTY, K. 1967: Beobachtungen zu Geologie des Wienerberges (Wien), 5 Tafeln (bzw. Abb.). Unsere Heimat, 38/10/12: 193–204; Wien

WENZ, W. 1928: Zur Fauna der pontischen Schichten von Leobersdorf und vom Eichkogel bei Mödling. 2 Abb., Senckenbergiana 10: 5–9; Frankfurt/M.

WENZ, W. & EDLAUER, Ae. 1942: Die Molluskenfauna der oberpontischen Süßwassermergel vom Eichkogel bei Mödling, Wien. Archiv f. Molluskenkunde, 74: 82–98, Frankfurt a. M.

WESSELY, G. 1963: Bericht über die am 16. Oktober 1963 durchgeführte Geologische Exkursion in das Gebiet von Strobl am Wolfgangsee (Untersuchung eines Ölaustrittes). Unveröffentlichter ÖMV-Bericht Nr. 519, Geol. Abtlg.; Wien

WESSELY, G. 1974: Rand und Untergrund des Wiener Beckens – Verbindungen und Vergleiche. 3 Tafeln, 1 Abb., Mitt. Geol. Ges. in Wien, 66–67/1973–1974: 265–287; Wien

WESSELY, G. 1983: Zur Geologie und Hydrodynamik im südlicher Wiener Becken und seiner Randzone. 8 Tafeln. Mitt. Öst. Geol. Ges., 76: 27–68; Wien

WESSELY, G. 1984 a: Der Inlandsaufschluß 1983, 2 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 3: 19–21; Wien

WESSELY, G. 1984 b: Der Aufschluß auf kalkalpine und subalpine Tiefenstrukturen im Untergrund des Wiener Beckens. 4 Abb., Erdöl-Erdgas, 100/9: 285–292; Hamburg–Wien

WESSELY, G. 1988 a: Structure and Development of the Vienna Basin in Austria. 10 figs., aus: The Pannonian basin (L. H. ROYDEN and F. HORVATH, eds.), 24. AAPG. Memoir 45: 333–346; Tulsa–Budapest

WESSELY, G. 1988 b: Der Tiefenaufschluß im Wiener Becken und der Molassezone als Ausgangspunkt für die Alpenexploration in Österreich. 5 Abb., Erdöl-Erdgas-Kohle, 104/11: 440–446; Hamburg–Wien

WESSELY, G. 1990: Geological results of deep exploration in the Vienna basin. 4 figs., Geol. Rundschau, 79/2: 513–520; Stuttgart

WESSELY, G. 1991 a: Exploration von Kohlenwasserstoffen in Oberösterreich. B. Geologie. 13 Abb., ÖMV-Gruppe Magazin, 1: 38–49; Wien

WESSELY, G. 1991 b: The Development of Hydrocarbon Exploration in Austria. 21 figs., Akademi Gorniczo-Hutniczej im Stanislawa staszica, 1399: 95–121; Krakow

WESSELY, G., SCHREIBER, O. S. & FUCHS, R. 1981: Lithofazies und Mikrostratigraphie der Mittel- und Oberkreide des Molasseuntergrundes im östlichen Oberösterreich. 5 Abb., 1 Tafel, 20 Fototafeln. Jahrb. GBA, 124/1: 175–281; Wien

WESSELY, G. & SOMMER, D. 1988: ÖMV-Exploration – Wo stehen wird heute. Entwicklung der ÖMV-Aufsuchungsgebiete in Österreich in der Zeit von 1957 bis 1988. 4 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 2: 46–51; Wien

WESTERHAUSEN, H. 1980: Aussichten der weltweiten Exploration auf Erdöl und Ergas. 4 Abb., 1 Tab., Erdoel-Erdgas-Zeitschift, 96/2: 44–50; Hamburg–Wien

WETZEL, W. 1960: Die Anwendung der lumineszenzmikroskopischen Sediment-Analyse in der erdölgeologischen Grundlagen-Forschung. 1 Abb., Erdöl u. Kohle. 13/8: 541–544; Hamburg

WHITE, D. A. and GEHMAN, H. M. 1979: Methods of Estimating Oil and Gas Resources. 14 figs., Bull. AAPG, 63/12: 2183–2192; Tulsa

WHITE, D. A. 1980: Assessing Oil and Gas Plays in Facies-Cycle Wedges. 11 figs., 1 table. AAPG, Bull. 64/8: 1158–1178; Tulsa

WHITE, Th. 1953: Die Verwendung von Quebracho-Extrakt bei Erdölbohrungen. 2 Abb., Erdöl u. Kohle, 6/9: 531–533; Hamburg

WIDDER, R. W. 1986: Neuinterpretation des Buchdenkmalgranites. Diskussion alter und neuer Argumente. 9 Abb., Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. Österr. 33: 287–307; Wien

WIDDER, R. W. 1988: Zur Stratigraphie, Fazies und Tektonik der Grestener Klippenzone zwischen Maria Neustift und Pechgraben/OÖ. 12 Abb., 1 Tafel., 1 Beilage, 2 Karten. Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. Österr. 34/35: 79–133; Wien

WIEDMANN, J. 1972: Ammoniten-Nuklei aus Schlämmproben der nordalpinen Obertrias – ihre stammesgeschichtliche und stratigraphische Bedeutung. 21 Abb., 1 Tab., 6 Tafeln. Mitt. Ges. Geol. Bergbaustud. 21/2: 561–622; Innsbruck

WIESBAUR, J. 1874: Fossile Pflanzen im marinen Tertiär Conglomerate zu Kalksburg bei Wien. Verh. GRA, 1874/7: 157–165; Wien

WIESENEDER, H. 1948: Die vertikale Verteilung der Schweremineralien in den Ölfeldern des nördlichen Wiener-Beckens. 10 Tab., 19 Maschinseiten. Interner Bericht SMV – Zentrallaboratorium; Neusiedl/Zaya, 2. Nov. 1948

WIESENEDER, H. 1952: Die Verteilung der Schwerminералien im nördlichen Inneralpinen Wiener Bekken und ihre geologische Deutung. 3 Tab., 1 Tafel. Verh. GBA, 4: 207–222; Wien

WIESENEDER, H. 1955: Bestimmung und Verteilung des Poreninhaltes von Erdölspeichergesteinen. 2 Figuren, 15 Abb., Erdöl-Zeitschr. 71/9: 135–140; Wien

WIESENEDER, H. 1956: Zur Kenntnis der neuen Erdöl- und Erdgasvorkommen im Wiener Becken. 5 Abb., Erdöl u. Kohle, 9/6: 357–363; Hamburg

WIESENEDER, H. 1958: Zur Lithogenesis des Matzener Sandes. 2 Abb., Erdoel-Zeitschr. 74/12: 403–405; Wien–Hamburg

WIESENEDER, H. 1959: Das Wiener Becken als Erdölprovinz. 2 Abb., 2 Tab., Erdöl u. Kohle, 12/7: 533–537; Hamburg

WIESENEDER, H. 1960 a: Petrographie und Petrologie der eozänen Flyschsandsteine. 1 Tab., 1 Abb., Verh. GBA: 166–171; Wien

WIESENEDER, H. 1960 b: Ergebnisse sedimentologischer und sedimentpetrographischer Untersuchungen im Neogen Österreichs. 26 Abb., Mitt. Geol. Ges. in Wien, 52: 213–223; Wien

WIESENEDER, H. 1962 a: Zur Petrologie der Flyschgesteine des Wienerwaldes. 4 Tab., Verh. GBA, 2: 273–281; Wien

WIESENEDER, H. 1962 b: Zur Deutung sedimentärer Strukturen in klastischen Sedimenten. 1 Tab., 4 Tafeln. Mitt. d. Geol. Ges. in Wien, 54 f. 1961: 249–260; Wien

WIESENEDER, H. 1964: Die Erdöl-Muttergesteinsfrage im Wiener Becken. 3 Abb., 1 Tab., Erdoel-Zeitschrift, 80/12: 479–486; Wien–Hamburg

WIESENEDER, H. 1965 a: Ölfelder des Wiener Beckens (Exkursion A/III). Fortschr. Miner. 42, 1: 132–133; Stuttgart

WIESENEDER, H. 1965 b: Vulkanite im Untergrund der Molassezone Niederösterreichs. Ein Beitrag zur Spilitfrage. 5 Abb., Tsch. Min. u. Petrogr. Mitt. F 3, 10. Machatschki-Festband: 157–169; Wien

WIESENEDER, H. 1966: Die Beziehungen der Granitoide im Untergrund der Nordalpen zum moldanubisch-morawischen und alpin-karpatischen Kristallin. Tschermaks Min. Petr. Mitt. 11/3: 459–474; Wien

WIESENEDER, H. 1967: Zur Petrologie der ostalpinen Flyschzone. 4 Abb., 1 Tab., Geol. Rundschau 56/1: 227–241; Stuttgart

WIESENEDER, H. 1968: Genesis und Speichereigenschaften des alpinen Hauptdolomites. 5 Abb., Erdoel-Erdgas-Zeitschr. 84/12: 434–438; Wien-Hamburg

WIESENEDER, H. 1971: Untersuchungen der säureunlöslichen Rückstände von Feldproben und Bohrkernen des alpinen Hauptdolomits. Unveröffentl. internen Bericht, ÖMV AG, 2 S., 1 Tab.; Wien

WIESENEDER, H. 1973: Neue Aspekte zur Geochemie der Erdöl- und Erdgaslagerstätten des Wiener Beckens. 4 Fig., Mitt. d. Geol. Ges. in Wien, 65 f. 1972: 159–170; Wien

WIESENEDER, H. 1977: Probleme übertiefer Exploration und Produktion: Verhalten der Gesteine unter extremen Druck- und Temperaturbedingungen. Erdoel-Erdgas-Zeitschr., 93, Sonderausgabe: 74–76; Hamburg–Wien

WIESENEDER, H. 1980: Die Entstehung von Erdöl und Erdgas und seine Anreicherung zu nutzbaren Lagerstätten. 2 Abb., aus Erdöl und Erdgas in Österreich: 5–17, Naturhist. Mus. Wien u. F. BERGER, Horn; Wien

WIESENEDER, H. u. BRIX, F. 1981: Erdöl- und Erdgaslagerstätten der ÖMV AG im Wiener Becken (Niederösterreich). Exkursion E 4: 89–94, DGM-Tagung 1981, 1 Abb., 2 Tab., Fortscht. d. Mineralogie, 59/2; Stuttgart

WIESENEDER, H., FREILINGER, G., KITTLER, G. & TSAMBOURAKIS, G. 1976: Der kristalline Untergrund der Nordalpen in Österreich. 5 Abb., 1 Tab., Geol. Rundschau, 65/2: 512–525; Stuttgart

WIESENEDER, H. & KAUFMANN, A. 1957: Zur Auswertung der Korngößenanalysen von Sanden, 6 Abb., Erdoel-Z. 73/8: 214–219; Wien–Hamburg

WIESENEDER, H. & MAURER, I. 1958: Ursachen der räumlichen und zeitlichen Änderung des Mineralbestandes der Sedimente des Wiener Beckens. 11 Abb., 1 Tafel. Eclog. Geol. Helv. 51/3: 1155–1172; Basel

WIESENEDER, H. & SCHARBERT, S. 1970: Ein Latit-Tuffit in der Laaer Serie („Helvet") des Wiener Bekkens. 6 Abb., Tscherm. Min. u. Petr. Mitt. 14: 159–167; Wien

WIESENEDER, H. & ZIRKL, E. 1956: Ein Diabas im Untergrund des Wiener Beckens. 1 Abb., Verh. GBA, 1956: 177–180; Wien

WIESENEDER, H. & ZIRKL, E. J. 1957: Glastuffite von Linenberg bei Zistersdorf (Niederösterreich). 3 Abb., 1 Tab., Verhandl. d. GBA: 136–145; Wien

WIESER, H. 1871: Analyse eines bitumenreichen Kalkmergels von der neuen Jodquelle in Hall. Verh. GRA, 1871/7: 111–112; Wien

WILKIE, D. I. and BERNARD, W. F. 1981: Detecting and controlling abnormal pressure. 11 figs., 1 table. World Oil, 193/1: 129–132, 134, 136, 138, 140, 142, 144; Houston

WILLE-JANOSCHEK, U. 1966: Stratigraphie und Tektonik der Schichten der Oberkreide und des Alttertiärs im Raume von Gosau und Abtenau (Salzburg) 3 Abb., 11 Tafeln. Jb. GBA, 109: 91–172; Wien

WILLE, U. 1968: Die Foraminiferenfauna des Eozäns von Schorn bei Abtenau (Salzburg, Österreich). 3 Abb., 16 Tafeln. Jb. GBA, 111: 213–291; Wien

WILSON, H. 1963: Photo from space – a new tool for oil exploration. 2 figs., The Oil and Gas Journal: 72–73

WILSON, J. L. 1975: Carbonate Facies in Geologic History. 183 figs., 30 plates. Springer Vg., 471 S.; Berlin–Heidelberg–New York

WINKLER A. 1927 a: Der jungtertiäre Vulkanismus im steirischen Becken. 1 Abb., 6 Tafeln. Z. f. Vulkanologie 1927, XI: 1–32; Berlin

WINKLER A. 1927 b: Über die sarmatischen und pontischen Ablagerungen im Südostteil des steirischen Beckens. 16 Abb., Jb. GBA, Jg. 1927, 77/3 u. 4, 393–456; Wien

WINKLER A. 1928: Über neue Probleme der Tertiärgeologie im Wiener Becken. 5 Abb., Centralbl. f. Min. Geol. u. Pal., 1928, Abt. B/2: 65–76, 3: 161–174, 4: 236–251, 5: 307–320; Stuttgart

WINKLER A. 1929: Die jüngeren, miozänen Ablagerungen im südweststeirischen Becken und dessen Tektonik. 3 Abb., Jb. GBA, 79/1 u. 2: 1–32; Wien

WINKLER-HERMADEN, A. 1913: Untersuchungen zur Geologie und Paläontologie des steirischen Tertiärs. 7 Abb., 2 Tab., 2 Tafeln. Jb. GRA, 63: 501–620; Wien

WINKLER-HERMADEN, A. 1933: Ergebnisse über junge Abtragung und Aufschüttung am Ostrande der Alpen. 1 Tafel. Jb. GBA 1933, 83/3 u. 4: 233–274; Wien

WINKLER-HERMADEN, A. 1939: Geologischer Führer durch das Tertiär- und Vulkanland des steirischen Beckens. 27 Abb., 3 Taf., 1 Foto. Sammlung geol. Führer 36. 209 S., Gebr. Borntraeger; Berlin

WINKLER-HERMADEN, A. 1943: Die tertiäre Schichtfolge am Alpenostabfall und ihre Beziehungen zu jener des pannonischen Beckens. Mitt. RA f. Bodenf. Zweigst. Wien, 6: 67–92; Wien

WINKLER-HERMADEN, A. 1951 a: Über neue Ergebnisse aus dem Tertiärbereich des steirischen Bekkens und über das Alter der oststeirischen Basaltausbrüche. Sitz. Ber. Öst. Ah. d. W., m. n. Kl. Abt. I, 160/1 u. 2: 1–15; Wien

WINKLER-HERMADEN, A. 1951 b: Die jungtektonischen Vorgänge im steirischen Becken. 4 Abb., 2 Tafeln. Sitzber. Akad. d. Wiss. Wien, m. n. Kl. Abt I, 160: 37–69; Wien

WINKLER-HERMADEN, A. 1951 c: Die jungtertiären Ablagerungen an der Ostabdachung der Zentralalpen. aus: Geol. v. Österr. 2 Aufl. Vg. Deuticke, Wien 1951: 414–524

WINKLER-HERMADEN, A. 1955: Ergebnisse und Probleme der quartären Entwicklungsgeschichte am östlichen Alpensaum etc. 26 Abb., 1 Tab., 3 Taf. Denkschr. Öst. Akad. Wiss., m. n. Kl. 110, 1/VIII, 180 S.; Wien

WINKLER-HERMADEN, A. 1958: Zur Geologie des südweststeirischen Tertiärbeckens. 1 Abb., Mitt. d. Naturwiss. Vereines f. Steiermark, 88: 233–245; Graz

WINKLER-HERMADEN, A. 1962: Die jungtertiäre [etc.] Auffüllung des Pullendorfer Beckens (etc.). 5 Abb., 8 Tafeln. Sitzber. Öst. Ak. d. W., m. n. Kl. I/171: 143–192; Wien

WINKLER, G. R. & CASSELL, B. R. 1989: Deep VSP study in a complex Alpine overthrust area. 12 figs. First Breack, 7: 111–123

WITZ, R. u. PECHTOLD, N. 1962: Das Verhalten von Kohlenwasserstoffen bei der Hochtemperaturpyrolyse. 10 Abb., Erdöl u. Kohle 15/12: 977; Hamburg

WITTMANN, H. 1984: ÖMV-Fuhrpark. Die historische Entwicklung des Fuhrparks. 10 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 5: 12–16; Wien

WITTMANN, H. 1987: Das Transportwesen in der Erdölgewinnung. 10 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 3: 3–7; Wien

WÖBKING, H. 1973: Geoelektrische Methoden zur Ermittlung von Formationsgrenzen. 6 Abb., Zeitschr. f. angew. Geol. 19/9: 476–480; Berlin

WOLETZ, G. 1950: Schwermineralanalysen von klastischen Gesteinen aus dem Bereich des Wienerwaldes. 1 Tafel, 15 Tab., Jb. GBA, 94/1: 167–194; Wien

WOLETZ, G. 1962: Zur schwermineralogischen Charakterisierung der Oberkreide- und Tertärsedimente des Wienerwaldes. 2 Abb., Verh. GBA, 2: 268–272; Wien

WOLETZ, G. 1963: Charakteristische Abfolgen der Schwermineralgehalte in Kreide- und Alttertiär-Schichten der nördlichen Ostalpen. 4 Abb., 18 Tab., 1 Tafel. Jb. GBA, 106: 89–119; Wien

WOLETZ, G. 1967: Schwermineralvergesellschaftungen aus ostalpinen Sedimentationsbecken der Kreidezeit. 1 Abb., 1 Tab., Geol. Rundschau, 56/1: 308–320; Stuttgart

WOLFSBERGER, G. & SCHÖNHOFER, H. 1983: Chemie im Erdölförderbetrieb. ÖMV-Zeitschrift, 4: 18–19; Wien

WOODWELL, G. M., WHITTAKER, R. H., REINERS, W. A., LIKENS, G. E., DELWICHE, C. C. & BOTKIN, D. B. 1978: The biota and the world carbon budget. Science 199: 141–146

WOOLSEY, R. & SHELTON, J. 1984: Satellite technology uncovers hidden reserves. The Oil and Gas J., 82/16: 93; Tulsa

WRIGHT, N. J. R. 1980: Time, temperature and organic maturation – the evolution of rank within a sedimentary pile. 14 figs., 3 tables. J. of Petrol. Geol. 2/4: 411–425; Beaconsfield

WURM, D. 1982: Mikrofazies, Paläontologie und Palökologie der Dachsteinriffkalke (Nor) des Gosaukammes, Österreich. 32 Abb., 15 Tafeln. Facies, 6: 203–296; Erlangen

WYATT, K. D. & WYATT, S. B. 1982: Downhole Vertical Seismic Profile survey reveals structure near borehole. 8 figs. The Oil and Gas J., 80/42: 77–82; Tulsa

WYSSLING, G. 1984: Palinspastische Abwicklung der helvetischen Decken von Vorarlberg und Allgäu. 2 Abb., 1 Tafel. Jb. GBA, 127: 701–706; Wien

YALCIN, M. N. and WELTE, D. H. 1988: The thermal evolution of sedimentary basins and significance for hydrocarbon generation. Turkish. Assoc. Pet. Geol. Bull. 1/1: 12–26

YÜLKER, M. A. 1987: How essential is quantitative basin modelling in petroleum exploration. Proc 7th Biannual Petrol. Congress of Turkey: 392–404

YÜLKER, M. A. & KOKESH, F. 1984: A Review of models used in Petroleum Resource Estimation and organic geochemistry; aus: Adv. in Petrol. Geochemistry, J. BROOKS & D. WELTE, 1: 69–114, Academic Press; London

ZACHER, W. 1973: Das Helvetikum zwischen Rhein und Iller (Allgäu-Vorarlberg). 12 Abb., 6 Tab. 4 Tafeln, 5 Beilagen. Geotekt. Forsch. 44/I–II: 1–74; Stuttgart

ZANKL, H. 1969: Der Hohe Göll. Aufbau und Lebensbild eines Dachsteinkalk-Riffes in der Obertrias der nördlichen Kalkalpen. 15 Tafeln, 74 Abb., Abh. senckenberg. naturf. Ges. 519: 1–123; Frankfurt/M

ZAPFE, H. 1949: Die Säugetierfauna aus dem Unterpliozän von Gaiselberg bei Zistersdorf in Niederösterreich. 1 Abb., Jb. GBA, 93/1 u. 2: 83–97; Wien

ZAPFE, H. 1964 a: Das Mesozoikum in Österreich. 2 Tab., Mitt. Geol. Ges. Wien, 56 f. 1963/2: 361–399; Wien

ZAPFE, H. 1964 b: Beiträge zur Paläontologie der nordalpinen Riffe. Zur Kenntnis der Megalodontiden des Dachsteinkalks im Dachsteingebiet und Tennengebirge. Ann. Nat. Hist. Mus. Wien, 67: 253–286; Wien

ZAPFE, H. 1967: Beiträge zur Paläontologie der nordalpinen Riffe. Die Fauna der Zlambachmergel der Fischerwiese bei Aussee, Steiermark. 9 Tafeln, 1 Abb., Österr. Paläont. Gesellsch. Kühn-Festschrift: 413–480; Wien

ZAPFE, H. 1969: Beiträge zur Paläontologie der nordalpinen Riffe. Rhaetomegalodenten aus dem Dachsteinkalk der niederösterr. Voralpen. 1 Tafel, 4 Abb., Ann. Naturhist. Museum Wien, 73: 141–159; Wien

ZAPFE, H. 1973: Mesozoikum in Österreich (Überblick über die stratigraphische Forschung, 1963–1972). 9 Abb., Mitt. Geol. Ges. Wien, 65 f. 1972: 171–216; Wien

ZECHNER, H. 1935: Über das Abbrennen der Gase. Montanistische Rundschau, Wien 1935, 7.

ZELT, F. 1979: Die Geofernerkundung – eine moderne Methode in der geowissenschaftlichen Forschung, 4 Abb., 4 Tab., Z. f. ang. Geol. 25/9: 394–402; Berlin

ZESCH, Th. 1983: Richtbohren. 9 Abb., ÖMV-Zeitschrift, 3: 34–35; Wien

ZESCH, Th. 1984: Umweltschutzmaßnahmen im Bohrbetrieb. ÖMV-Zeitschrift, 1: 3, Sonderdruck; Wien

ZESCH, Th. 1985: Richtbohreinsatz Aderklaa UT 1a, 1 Abb., 1 Tab., ÖMV-Zeitschrift, 7: 16; Wien

ZESCH, Th. 1986: Umweltschutzmaßnahmen im Bohrbetrieb. 5 Abb., ÖMV Zeitschrift, 5: 5–7; Wien

ZIEGENHARDT, W. 1975: Einige geologische Aspekte zur Kohlenwasserstoff-Frühbildung in Karbonaten. 4 Abb., Zeitschr. f. angew. Geologie, 21/11: 517–526; Berlin

ZIEGENHARDT, W. 1976: Geologische Probleme der Untergrundspeicherung. Zeitschr. f. angew. Geol. 22/8: 362–368; Berlin

ZIEGENHARDT, W. 1978: Kluftspeicher und Speicherklüftung. 4 Abb., Z. geol. Wiss. 6/3: 373–387; Berlin

ZIMMERLE, W. 1979: Die Bedeutung der Diagenese für die Bildung und Ausbeutung von Erdöl- und Erdgaslagerstätten 12 Abb., 1 Tafel. Geol. Rundschau, 68/3: 1184–1209; Stuttgart

ZIMMERLE, W. 1985: New aspects on the formation of hydrocarbon source rocks. 8 figs., 3 plates. Geol. Rundschau, 74/2: 385–416; Stuttgart

ZISSER, F. 1992: 25 Jahre Erdgas-Untergrundspeicher der ÖMV in Österreich. ÖMV Gruppe-Mix, 8: 3; Wien

ZÖBELEIN, H. K. 1955: Über Alttertiär-Gerölle aus der subalpinen Molasse des westlichen Oberbayerns und der inneralpinen Molasse (Angerbergschichten) des Tiroler Unterinntales (vorläufige Mitteilung). Neues Jb. Geol. Pal. Mh. 8: 342–348; Stuttgart

ZOELLER, W. A. 1984: Determine pore pressures from MWD gamma ray logs. 10 figs., World Oil, 198/4: 97–102; Houston

ZOJER, H. 1977: Untersuchung der geothermischen Tiefenstufe mittels Temperaturmessungen bei artesischen Brunnen in der Oststeiermark und im südlichen Burgenland. 2 Abb., 2 Tab., Verh. GBA, 1977: 393–403; Wien

ZOJER, H. 1984: Geothermie Waltersdorf. 1 Abb., 1 Tab., Steir. Beiträge Rohstoff- u. Energieforsch. 4: 39–43; Graz

ZORN, H. 1964: Erdölprodukte als Basis für vollsynthetische Fasern und Kunststoffe. 18 Abb., Erdoel-Zeitschr. 80/1: 21–29; Wien–Hamburg

ZÖTL, J. 1981: Geothermale Energie in Österreich (I) Oststeiermark 1: Waltersdorf; 6 Abb., Information Geothermie, 3, Forschungszentrum Graz der Forschungsges. Joanneum, 8 Seiten; Graz

ZÖTL, J. 1983: Tiefe Grundwässer im Oststeirischen Becken (Österreich), 1 Abb., 3 Tab., Z. dt. geol. Ges. 134: 857–870; Hannover

ZÖTL, J. u. GOLDBRUNNER, J. 1992: Die Mineral- und Heilwässer Österreichs – geologische Grundlagen und Spurenelemente. 98 Abb., Springer Vg, 400 S.; Wien-New York

ZSUTTY, G. 1963: Stratigraphische Studien im Neogen der Mattersburger Bucht. 8 Abb., 2 Tab., 1 Karte, 1 Beilage, 9 Tafeln. Unveröff. Diss. phil. Fak. Univ. Wien, 138 S.; Wien

ZYCH, D. 1969: Korrekturprobleme bei Schweremessungen im Alpenbereich. 9 Abb., Erdoel-Erdgas Zeitschr. 85/3: 70–80; Wien-Hamburg

ZYCH, D. 1988: 30 Jahre Gravimetermessungen der ÖMV Aktiengesellschaft in Österreich und ihre geologisch-geophysikalische Interpretation. 18 Abb., 3 Tafeln. Archiv f. Lagerst. forschung. GBA, 9: 155–175; Wien

VII.10. Stichwortverzeichnis (Auswahl)

Abdichtung („seal") 29
Abfackeln 489
Abfallbeseitigung 6
Abfangkeile 229
Abgabe von Naturgas an die Verbrauchergruppen 586
abgedeckte Karten 56
Ablagerungen, terrestrische 211
Ablagerungsbedingungen 527
Ablagerungsformen 212
Ablagerungsbereiche 210
Ablagerungsgesteine 209
Abrasion 226
Abscheiden des Gases 180
Abscheidung des Wassers 181
Abscheidung von Kohlensäure 186
Abschiebungsbruch 217
Abschlußbericht, geologisch-technischer 167
Absenkungsrate 42
absolute Altersbestimmung 536
absolute Bohrteufe 229
absolute Zeitangaben 208
Abteilung Kommunikation 602
Abtragung 225
Abwasser 516
Abwasserbeseitigungssonden 158
Abweichung des Bohrlochs 133
abyssaler Bereich 211
Abzugsböden 496
Additive 502, 504, 505, 506
Aderklaa 268, 414–415, 434, 436
– 78 434, 436
– Tief 437, 438
– UT 1 a 440
Aderklaa-Hirschstetten 261
Adria-Wien-Pipeline (AWP) 195, 494, 571, 581
Aeromagnetik 84, 87, 531
Aeromagnetometrie 74
Ägypten 596
Aktivität, tektonische 218
akustische Impedanz 59, 60
Albanien 596
Algen 155
Algizid 227, 485
Alkalifluten 160
Alkane 493
allochthon 216, 537
Alpen 281, 476
–, Nordschub der 282
Alpenkörper 476
Alpenüberschiebung 220
alpin-karpatische Gebirgsbewegung 358
alpin-karpatisches Gebirgssystem 358
– Stockwerk 253
– Überschiebungssystem 325, 334
alpinotyp 216
Altprerau 456
Altersbestimmung, geologische 539, 546
Altersdatierung, relative 536
Althöflein 424
Altlichtenwarth-Neuberg 405
Ameis 461
American Petroleum Institute (API) 19, 485
Amin 230
Aminwäsche 486, 497
Ammoniten 546
Amplitudennormierung 65
Amplitudenregelung, automatische 61
Analogdaten 564
Anchimetamorphose 18
Angola 597
Anis 257
Antiklinalbildungen 365
Antiklinalen (Aufwölbungen) 28, 218
Antiklinorium 218
Antriebsmaschine 103
Aquifer 187
Arbeitsbühne 102
Arbeitsgas 161
Arbeitsgruppen, berufsbezogene 608
Arbeitsprogramm 164
Arenite 209
Aromaten 493, 498
Asphaltaustritte 47
Asphalte 508
Äthan 22
Atom-Absorptions-Spektrograph 34
Atom-Absorptions-Spektrometer 153
Atzbach 452, 455
Aufbereitungsmethoden, mikropaläontologische 150
Aufheizungsgeschichte 530
Auflösungsvermögen 224
Aufschiebungsbruch 217
Aufschlußbohrungen 95, 135
Aufschlußtätigkeit 231
Aufstiegswege für KW 50
Aufsuchungsgebiete 97, 198
Aufsuchungsrechte 570, 571
Aufsuchungstätigkeit 200
Aufsuchungsverpflichtung 170
Auftrieb 28
–, im Formationswasser 321
Aufwölbung (Antiklinale) 28, 218
Ausbeutefaktor 156
Ausbeuteverteilung 494
Ausbeutungsgrad 575
Ausbeutungsstruktur 509
Ausbildungsmöglichkeiten, universitäre 602
Auskeilen 212
Auslandsaktivitäten 595
Auslaufpunkt („spill point") 29
Ausnahmelast 559
Auspitzer Mergel 360
Ausrüstung für die geologische Betreuung von Tiefbohrungen 117
Ausstellung „Erdöl und Erdgas" 600
AUSTRIA FERNGAS Ges.m.b.H. 571
Austrittsstellen, natürliche 46
Auswertestation (workstation), seismische 81
Auswertung geophysikalischer Bohrlochmesser 145
autochthon 216, 537
Autochthones Mesozoikum 222, 249, 277, 281, 285, 287, 289, 318, 323, 327, 328, 329, 330, 331, 337, 339, 342, 346, 354, 360, 362, 363, 381, 476, 477, 526, 546
AWP-Partner 589
Azetolyse 227

Bad Hall 393
Bad Haller Becken 283
Badener Tegel 542
Badenien 232, 299, 541
Bajuvarikum 222

Bakterien 15, 32, 39, 154, 155
Bakterizide 154, 155, 227
Bändermergel 306, 475
basin modelling 44, 89, 91
bathyaler Bereich 211
Baumgarten 261, 434, 436
Bearbeitung, mikropaläontologische 128
Beckenanalyse 226
Beckenbildung 253
Beckenfüllung 232. 292
–, miozäne 240
Beckengeschichte, geologische 44
Beckentiefen 532
Beckenuntergrund 260, 265, 266, 269, 271
–, kalkalpiner 264, 273
Bedingungen, hydrodynamische 36
–, hydrostatische 36
–, vollmarine 538
Begleitstoffe 493
begrabene Berge (buried hills) 226
Bentonit 485–486
Benzin 494, 502
Benzinveredelung 498
Beratung, geologische 133, 189
Bereich, litoraler 211
–, sublitoraler 211
–, höffiger 473
Bergbauanlagen 489
Bergbauberechtigte 198
Bergbehörde 167, 199, 568
bergfrei 197
Berggesetz 1975 97, 197, 487
Bergham 395
Berghauptmannschaft 97, 168, 199, 568
Bergpolizeiverordung, allgemeine 488
Bergrecht 196
Bergrechtsvorschriften 168, 196
Bergwerksberechtigung 198
Berndorf (NÖ) 360, 368, 477, 525
Berndorf (Salzburg) 454
Beschäftigungsentwicklung 10
Beschwerungsmittel 109
Betrachtung, stereoskopische 52
Betreuung, geologische 115, 188
Betriebsbereich, explosionsgefährdeter 489
–, feuergefährdeter 489
Bewegungsphasen 218
Bewegungsvorgänge, tektonische 355
Binokular-Mikroskop 128, 227
Biodegradation 29, 32, 33
Biofazies 211, 538
Biomarker 21
Biomasse 39, 40, 220
Biometrie 539
Biostratigraphie 214, 536, 547
Bioturbation 215
Biozid 485
Biozone 537
Bitumen 14, 508, 550
Bitumenerzeugung 502
Bitumengeruch 349
Bitumengesetz 197, 392
Bitumenoxidation 502
Bitumina, polymermodifizierte 502, 508
Blasebitumen 502
Blattverschiebung 219, 351
Bleigehalt 504
Blockbilder, geologische 57
Boden, Schutz des 517
Bodengasmessung 534
Bodenkarten 56
Bodenmagnetometrie 531
Bodenproben 90
Böhmische Masse 222, 249, 277, 281, 283, 287, 289, 316, 318, 328, 330, 476, 529
Bohranlage 109, 556
–, Umbau von 111
Bohrbarkeitsfaktor 132
Bohrfortschritt 107, 109
Bohrgeologe 114, 523
Bohrgerüst 102
–, Belastbarkeit von 559
Bohrgeschwindigkeit 119
Bohrgestänge 559
Bohrkategorien 134
Bohrkern 97, 110, 114, 120, 125, 148, 165
Bohrkernanalysen 27
Bohrkernlager Neusiedl an der Zaya 601
Bohrklein 121, 150
Bohrkosten 112
Bohrloch, Messungen im 180, 488
–, unverrohrtes, Messungen im 145
–, verrohrtes, Messungen 145
–, Kontrolle des 137
Bohrloch-Telemetrie 560
Bohrlochdiagramme 139
Bohrlochdurchmesser 97, 138
Bohrlochgeophon 67
Bohrlochgeophysik 522, 523
Bohrlochmessungen 27, 132, 145
Bohrlochmund 103
Bohrlochneigungen 111
Bohrlochsohleantriebe 111
Bohrlochstammblatt 114, 116, 117, 164
Bohrlochtests 561, 562
Bohrmannschaft, Schutz der 489
Bohrplan 96
Bohrplatz 96, 98
Bohrprofil 56
Bohrprojekte 96
Bohrpunkt 227, 488
Bohrpunktermittlung 95
Bohrschmant 109
Bohrspülung 97, 108, 139, 174, 485, 490
Bohrstrang 102, 106
Bohrtätigkeit 483
Bohrtechnik 228
Bohrteufe 560
–, relative 229
Bohrteufenrekorde 101
Bohrturbine 111
Bohrung, Liquidation einer 134, 170
Bohrungsauswertung, geochemische 90
Bohrungsbetreuung, geologische 165, 522
Bohrvorbereitung 95, 96
Bohrvorgang 109
Bohrwerkzeuge 107
Boskowitzer Furche 284
Bouguerschwere 85
Bouguerschwerekarte 74
brachyhalin 538
brackisch 538
Braunauer Trog 283
Breitenlee 414
Breitensee 424
Breitstetten 422

Brennstoffprüfstand 507
bright spot 60, 71
Britol Öl Aktiengesellschaft 391
Bruch (Verwurf) 137, 217
Bruch, antithetischer 85, 217, 449
–, synsedimentärer 252, 362
–, synthetischer 68, 217
Bruchaktivität 241
Bruchfläche 217
Bruchschollen 217
Bruchsysteme 217, 357, 526
Bruchtektonik 217
–, synsedimentäre 240, 250
Brucker Pforte 373
Bruderndorfer Schichten 359
Bruttomächtigkeitskarten 188
Buchbergkonglomerat 335
Bulgarien 597
Bundesanstalt, geologische 54, 167, 168, 393, 522
Buntmergelserie 221, 365
Burgenland 373
Burghausen (Bayern, BRD) 510
Burial History 91
Butadien- und MTBE-Anlage 501
Butadien 500
Butan 22, 501, 503, 504

Calcimeter 126
Campan 256, 258
Campan-Sandstein 309
Canadabalsam (Kanadabalsam) 227
Casing-Test, CT 122
Cenoman 256, 288, 290
Cenoman-Sandstein 308
Central European Line (CEL) 195
Cetanzahl 506
Characeen 538
Chemofossilien 537, 551
Chloridgehalt 322
Chlorophyll 227
Chlorwasser 485
Chromatographischer Effekt 31
C-Isotope 23, 94
Claus-Anlage 186, 486, 495, 497, 591
CO_2-Fluten 160
Coccolithen 547
Cold-Box (Kälteanlage) 500
Computernetzwerke 566
Computerprogramme 145
Coniac 290
Coniac-Santon 256, 258
conodonten 151
C_{org} 15, 16
Counterflush-Bohrungen 223, 521
Crackbenzin 500
Cracken 32, 494, 499
–, katalytisches 499
–, thermisches 497, 499, 500
Cuttings 148
Cycloparaffine 493, 498

Daten, bohrlochgeophysikalische 166
–, bohrtechnische 123, 131, 164
–, geologische 136
–, lagerstättenkundliche 166
D-Faktor 123, 131
Dampffluten 160
Dänemark 597

DAPLEN-Polypropylen 512
Darcy 152
Datenerfassungsanlagen 123
Datenpool 564
Datenverarbeitung 564
Decken, alpine 249, 368
Deckenbau 219
–, alpiner 364
Deckenkörper, Unterkantenkarten von 57
Deckenlehre 525
Deckenschub 219
Deckenstirn 219
Deckschollen 219
Deflation 226
degradierte Öle 31
Dekonvolution 65
Deltabildungen 212
Deltasediment 234
–, distales 213
–, proximales 213
Denudation 225
Deponiewesen 485
Depozentren 250
Depressionszone 260
Destillate 497
Destillatheizöl 502
Destillation 494
–, fraktionierende 495
Destillationsbitumen 502
Detailauflösung, sedimentologische 137
Deutsche Erdöl-AG 393
Deutsche Marathon Petroleum Ges.m.b.H. (DMP) 515
Deutschland 597
Diagenese 16, 17, 40
– der Sedimente 527
Diamant-Kernkrone 110
Diamantmeißel 108
Dichtemessung, radioaktive 143
Diesel 502
Dieselersatz 503
Dieselkraftstoffe 502, 504, 506
Dietach 442
Diffraktionen 68
Diffraktogramme 149
Dipmeter 141
Diskordanz 212
Dislokationen 357
DMP Mineralöl Petrochemie GmbH 515
Dogger 249, 256, 257, 320, 361
–, mittlerer 286
–, oberer 286
–, tieferer 286
Dogger-Sandstein 308
Dokumentation der Ergebnisse 163
Dolomitisierung 527
Dom (Kuppel, Brachyantiklinale) 218
Doppelmantentank 517
Doppelstoß-Gestängeverbinder 559
DRAKE 2, 102, 387
Drehmomentänderungen 123
Drehmomentanstieg 131
Drehtisch 103, 106, 229
Drehwaagenmessungen 73, 532
Drösing-Kuty-Depression 261
Druck, hydrostatischer 131
–, überhydrostatischer 355
Druck-Entschwefelung 495
–, katalytische 497

dual completion 179
Dünnschliffanalyse 148
Durchlässigkeit 151, 152, 156, 227
Durchlässigkeitsbarrieren 36
Dürnkrut 420
Dynamometer 177

Ebenthal 420
Eberstallzell 442, 455
– Ost 450
Echolot 180
effektive Porosität 152
Egbell 388
Egerien 293, 316, 318, 319, 326, 361
Eggenburgien 232, 297, 310, 316, 319, 326
Eichhorner Rücken 261
Eigenfeld, magnetisches 224
Eigenpotential142
Eigenschaften, petrophysikalische, Bestimmung der 151
Einheit, geologische 220
–, tektonische 216
Einpreßwasser 155
Einzellige Tiere (Protozoa) 215
Eisensulfat 485
Elastizitätskonstante 59
Elektromagnetik, transiente 77
elektronische Datenverarbeitung (EDV) 564
Elementarschwefel 497
Emulsionsbrecher 181
Endausbeute 483
–, erreichbare 157
Endverrohrung 110
Energiebedarf 3
– der Lagerstätte 176
Energienachschub, fehlender 241
Energieträger in Österreich 577
Energieverbrauch 8, 492
Energieversorgung 1
Entlösungsgas 318, 348, 350
Entölung, sekundäre 484
Entölungsgrad 4, 484
Entölungsmaßnahme, sekundäre 156
Entparaffinierung 501
–, katalytische 495
Entsalzungsstufe 496
Entschwefelung 186
–, katalytische 500
Entschwefelungsgrad 497
Enzersdorf a. d. Fischa 390, 421
Eozän 254, 305
Erdbebenkunde 224
Erdgas 22, 49, 153, 480, 584
–, Speichern von 161
–, Speichervorhaben für 166
Erdgasbergbau II Wels 569
Erdgasproduktion 481
Erdgasspeicher 161
Erdgasspeicherung 186
Erdgasübernahmsstelle Baumgarten an der March 601
Erdgasverbund 196
Erdgasversorgung 571
Erdgaszentralstation Auersthal 601
Erdkartierung 51
Erdkrustenplatten 218
erdmagnetisches Normalfeld 224
Erdöl 19, 49
–, Aufbereitung des 180
Erdöl- und Naturgaswirtschaft in Österreich 576
Erdöl-Bergpolizeiverordnung 487
Erdöl-Bevorratungs- und Meldegesetz vom 19. Mai 1976 (BGBl. Nr. 318) 571
Erdöl-Erdgas-Lehrpfad in Prottes 601
Erdöl-Lagergesellschaft m.b.H. Wien 570
Erdölbegleitwässer 34
Erdölgas 480, 584
Erdölgasproduktion 480
Erdölgesellschaften 569
Erdöllagergesellschaft m.b.H. Lannach 581
Erdölmuttergestein 306
Erdölproduktions-Gesellschaft m.b.H. (EPG) 390
Erdölvorräte 574
Erdwärme 553
Erfassung der Schichtfolge 133
Ernstbrunner Kalk 359
Ernstbrunner Schichten 280
Erosion 225
–, voreozäne 362, 364
Erosionsvorgänge 362
Erregerpunkt 64
Erstarrungsgesteine 213, 528
Eruptionskreuz (E-Kreuz) 184, 229
Eruptionstätigkeit 381
Erweichungspunkt 502
Erweiterungsbohrungen 135, 188
Ethylen 500, 510, 511
Ethylenanlage (Steamcracker) 495, 500
Ethylenerzeugung 500
euhaline Bedingungen 538
europäische Plattform 281
European Gas und Electric Company (Eurogasco) 390
Eurosuper 95 504
Evaporite 209
Evolution 536, 539
Explorationstätigkeiten im Ausland 595

Fachverbände 572
Fackelsystem 508
Fahrbenzin 498, 501. 504
Falle (trap) 28
–, hydrodynamische 28, 30
–, sedimentäre 528
–, stratigraphische 28, 30, 70, 472
–, strukturelle 28, 29
Fallenbildung 42
Fallentypen 28, 242
–, stratigraphischer 242
–, struktureller 242
Falten- und Deckentektonik 218
Faltenbau 218
Fangarbeiten 111, 559
Fangstrukturen 95
Fangwerkzeug 111
FAUK 102
Favoriten 424
Fazies 210, 538
Faziesdifferenzierung, kalkalpine 258
Fazieskarten 56
Fazieszykluskeil 237, 243, 244, 245, 246, 403
–, transgressiv-regressive 244
FCC-Verfahren 499
Feingliederung, fazielle 524
Feldentwicklung 188
Fenster, tektonisches 219
Fernerkundung (remote sensing) 53
Fernleitungen 193

Ferntransport 195
Fernüberschiebung 525
Festbett-Trocknung 186
Festgestein 209
Festwerden 111, 131
Feuer 489
Feuerlöscheinrichtungen 490
Filterkuchenbildung 130
Fischamend–Enzersdorf 421
Fischschiefer 306, 361, 475
Fischschwanzmeißel 107
Fläche, potentiometrische 36
flat spot 71
Fließdruck 131
Fließpunktverbesserer 507
Fließschema 495
Flotation 230, 485
Flugturbinentreibstoffe 504, 505
Fluoreszenz 148
flüssige Mineralölprodukte 589, 590
Flüssiggas 501, 502, 503, 504
Fluten, chemisches 160
Flut- und Schlucksonden 484
Flutsonde 155
Flysch-Kalkalpenzone 475, 476
Flyschzone 221, 253, 254, 260, 325, 330, 335, 342, 346, 360, 366, 367, 544
Fohnsdorf/Seckauer Mulde 477
Foraminiferen 536, 542
Förderhorizonte 228
Förderleitung 185, 193
Fördermethode 176
Förderpotential 158
Fördersonden 578
Fördertechnik 229
Förderung 166, 588
–, eruptive 175
Förderzinse 198
Formation Microscanner 141, 523
Formationsauswertung 561
Formationsinhalt 133, 144, 147
Formationstest 153
Formationsuntersuchung 111
Formationswasser 26, 34, 35, 350
Formationswiderstand 139
Formen, benthonische 537
Forschungszentrum, bodentechnologisches 486
Fossilführung 150
Fossilgenetik 539
Fossilien 149, 214, 536
–, chemische 21
Fossilschutt 215
Fracen 173
Fraktionierkolonne 496, 499
Fraktionierung 494
Frankenfels-Lunzer Deckensystem 255
Friedburg und Puchkirchen 452
Freischurf 389
Friedburg–Hocheck 452
Fündigkeitsrate 578
Fundwahrscheinlichkeit 98
Fürstenfelder Becken 381

Gabon 597
Gaiselberg 409
Galizien 387
Gammastrahlung, natürliche 142
Gänserndorf Übertief 434, 437
Gas 322
–, biogenes 17, 23, 306
–, ideales 230
–, permanentes 504
–, reales 230
–, thermisches 23
Gas- und Ölanalysen 353
Gas- und Ölfelder des Wiener Beckens 424
Gas-Kondensatfeld 368, 469
Gas-Kondensatlagerstätten 184
Gas-Öl-Kontakt 28
Gas-Wasser-Kontakt 28
Gasabscheider 180
Gasanzeichen 46, 89, 110, 321, 352, 353, 354, 355, 356
Gasaustritt 46, 489
Gaschromatogramm 21, 92
Gaschromatograph 153, 551
Gaschromatographie 550
Gasexplosion 390
Gasfallentypen 242
Gasförderung 183
Gasführung 352
Gasfund 368
Gasgenese 17
Gaskappe 31, 153, 314, 352
Gaskondensate 230
Gaslagerstätten 351, 352
–, ausgeförderte 187
–, bakterielle 475
Gasliften 176
Gasliftverfahren 230
Gasmeßgerät 122
Gasöl 494, 496
Gaspipelines 195
Gasprobenbehälter (Gasmaus) 49, 153
Gasquelle 354
Gasregistriergerät 97
Gasreinigungsanlage 193
Gasspeicher 588
Gasspürgerät 489
Gasstation 185
Gastransporte, regionale 193
Gastrennanlage 501
Gastrocknung 185
Gasturbine 193, 194
Gasvorkommen 349, 378
Gaszusammensetzung 183
Gaszustrom 349, 350, 440
Gbely 388
GC/MS 94
Gebiete, prospektive 575
Gebirgsbildung 218
Gebirgsbildungsphase, alpine 225
Geländeuntersuchung, geochemische 164
Genehmigungsverfahren, behördliche 96
–, bergbehördliche 97
Generalbehandlungen 157
genügender Energienachschub 241
Geo-Data-Logs 523
Geo-Log 168, 523
Geochemie 14 ff, 89 ff
Geochemie, organische 550
–, der Kohlenwasserstoffe 14, 18
Geoelektrik 88
Geoelektrische Tiefensondierungen 533
geographische Informationssysteme 566

Geologie 38, 44, 51, 78, 99, 114, 163–167, 187, 208, 521, 602
Geolograph 123
Geomorphologie 225
Geopetalgefüge 213
Geophon 61
Geophonversenkung 67, 124
Geophysik 521
geophysikalische Arbeitsergebnisse 164
geophysikalische Bohrlochmessung 124, 136
geophysikalische Geländearbeit 483
geophysikalische Karten 58
geophysikalische Prospektionsmethoden 58, 488
geotechnische Abdichtung 486
Geotextilien 486
geothermale Heizungsanlage 378
Geothermie 552
geothermische Energie 553, 555
geothermische Tiefenstufe 130, 223, 530
geothermische Wärmegewinnung 554
geothermischer Gradient 223, 383
Geothermometer, chemische 35
Geowissenschaftliche Propektion 163
Geruchsbelästigungen 486
Geruchsprobe 50
Gesamtanalysen, anorganisch-chemische 153
Gesamt- oder Totalporosität 152
Gesamtaufbringung an Rohöl in Österreich 579
Gesamtbohrmeter in Österreich 577
Gesamtlagerkapazität 510
gesättigte Kohlenwasserstoffe 20
Geschwindigkeitsanalysen 67
Gesetzmäßigkeiten, regionale 37
Gestängerohr 106
Gestängetest 110
Gestängetiefpumpe 176
Gestängezug 229
Gestein, inkompetentes 216
–, jungpaläozoisches 327
–, kompetentes 216
–, metamorphes 214
Gesteinsdünnschliffe 538
Gesteinsmerkmale 148
Gesteinszusammensetzung 137
gestörte Molasse 282
Gewässerreinhaltung 516
Gewerbeordnung 487
Gewerkschaft Elwerath, Preussag 393
Gewerkschaft Raky-Danubia 390
gewinnbare Reserven 482
Gewinnung von elementarem Schwefel 593
Gewinnungs- und Speicherrechte 570, 571
Gewinnungsanlagen 180
Gewinnungsfeld 170
Gewinnungsstation 230
Gießhübler Mulde 268
Ginzersdorf 424
Glazialerosion 226
Gleichenberger Kogel 381
Gleitdecke 219
Gleitmasse (Olisthostrom) 214
Gliederung, biostratigraphische 540
Glykoltrocknung 186
Gnas-Fehringer Becken 381
Gnaser Teilbecken 381
Gosaumulde von Glinzendorf 274
Gösting 390, 407, 408
Gösting II 391
Göstinger Schuppe 254
Graben 217
Gräben, jungpaläozoische 326
Grabensystem, paläozoisches 283
Grabenzone 260
Gradierung (gradded bedding) 213
graphische Arbeitsstationen 566
Grauwackenzone 221, 253, 259, 275, 276
Gravelpack 158
Gravimetermessungen 378
Gravimetrie (Schweremessung) 73
gravimetrische Vermessung 365
Grazer Paläozoikum 381
Grestener Schichten 320, 331, 349
Großbritannien 597
Großraffinerie Schwechat 589
Großrechenanlagen 566
Grubengas 48
Grubenwässer 198
Grünau 1 469
Grünbach-Glinzendorfer Gosauzone 275
grundeigene Rohstoffe 197
Grundöle 501
Grundwasser 517
Grundwasserkarten 56
GUS-Jakutien 597
Gussowsche Regel 437

Haag 455
hadaler Bereich 211
Hagenberg 461
Haidhofschichten 359
Haindorf 450
Hakenlasten 560
Haller Serie 310, 453
Halliburton Company Austria Ges.m.b.H. 572
Harmannsdorf 466
Harrersdorfer Einheit 254
Hauptdolomit (Nor) 255, 360, 472
Hauskirchen 407
Hebewerk 102, 103
Heilwasser 552
Heitzing-Gas 455
Heizöl 506
– Extraleicht 506
– Leicht 500, 506
– Mittel 506
– Schwer 500, 506
Heißwasser 554
Heißwasserprobe 127
Heller Mergelkalk 306
Helvetikum 221, 361, 369, 476
Hilfsbohrungen 135
Himberg 424
Hirschstetten 415, 434, 436
Hochbereich von Oberlaa 277
Hochdruckhorizonte 80
Hochdruckpolyethylenanlagen 512
Hochdruckvorhersage 119
Hochdruckzone 28, 114, 123, 131
– Früherkennung 131
Hochleiten 412, 413
Hochscholle 217
Hochspannungsleitungen 488
Hochzone 261
–, mittlere 414
– des Steinberges 355
– von Aderklaa 261

– von Matzen 277
– von Moosbierbaum–Absdorf 334, 348, 423
– von Hohenruppersdorf-Pirawarth-Hochleiten 261
Höflein 352, 395, 468, 469, 471
Hohenruppersdorf 411
Hohlladungen 170
Hohlladungsperforatoren 229
Holozän 300
Hörgersteig 442, 450
Horizont 241
–, geologischer 540
Horizontalbohren 474
Horizontalbohrungen 156, 575
–, Klassifizierung der 190
Horizontalbohrtechnik 189
Hornsteine 210
Horst 217
Horstzone 260
Hot-dry-rock-System 554
Hydrocracken 500, 502
Hydrodynamik 28, 35
Hydrostatik 35
Hydrozyklone 103, 484

Improved Oil Recovery (IOR) 156
Indonesien 597
Induktionslog 139, 140
Informationen, stratigraphische 524
Informationsquellen, direkte 119, 120
–, indirekte 123
Infrarotspektroskopie 551
Inhaltsstoffe, anorganische 153
–, organische 153
Initialkontakt 228
Injektivität 227
Inklinometer 124
Inkohlungsgrad 348
Inlandsverbrauch 592
Inneralpine Becken Kärntens, Steiermark 477
Inntal-Molasse 283
Institut für Angewandte Geophysik der Forschungsgesellschaft Joanneum 572
Intergranularporosität 227
Interkristallporosität 27
Internbau, kalkalpiner 369
Internlagerstätte 227, 437
Interpartikelporosität 27
Interpretation 78, 80
Intervallgeschwindigkeit 70
Intragezeitenbereich 211
Intraklaste 210
Intrapartikelporosität 27
Inversion 226, 364, 376
–, seismische 65
Investitionsvolumen 9
Iran 597
Irland 597
Isomerisieren 495, 498
Isomerisierungsanlage 510
Isoparaffine 498
Isotopengeochemie 552
ITAG (Internationale Tiefbohr AG) 392

Jordanien 597
Jungpaläozoikum 324, 344, 526
Jura 258, 304, 361
Juvavikum 222

Kabeltestgeräte 147
Kagran 414
Kalkalpen 363, 368
Kalkalpenbohrungen 364
–, erste 360
Kalkalpendecken 318
–, höhere 258
Kalkalpenstirn 364
Kalkalpin 260, 361, 476
Kalkflagellaten 547
Kälteverhalten 500
Kanada 597, 598
Kanisfluh-Aufbruch 222
Karbonatgesteine 27, 209
Karn 255, 257, 258
Karpatien 232, 299
Karte, geologische 52, 54
–, geochemische 56
–, lithologische 56
–, paläogeographische 56
–, tektonische 57
Kartenherstellung 54
Kartierungsarbeiten, geologische 164, 483
Katagenese 16, 17, 18, 41
Katalysator 498
katalytisch 495
Kautschuk 501
Kavernenbildung 123, 131
Kellergerüst 102
Kemating 450
Kernapparat 110
Kerne 123
–, orientierte 120, 126
Kerngewinn 228
Kernstrecke 228
Kernverlust 228
Kerogen 14, 25, 38, 537, 551
Kerogengehalt 349
Kerogentypen 15, 17
Kerosin 494, 496, 505
Keuper 259
Kick 123
Kiesfilter 485
Kieslinersetzen 172
Kirchham 450
Klagenfurter Becken 477
Kläranlage 182
–, biologische 182
Klebelog 128, 129
Kleine Ungarische Tiefebene 372
Klement 461
Klementer Schichten 359
Klemmungen 228
Klentnitzer Schichten 359
Klippen 214, 219
Klopfen 498
Kluftlagerstätte 370
Kluftporosität 27, 210, 227, 260
Kohleck 447, 450
Kohlendioxid 381
Kohlenlagerstätten 396
Kohlensäuregas 353
Kohlenstoff, organischer 15, 38
Kohlenstoffkreislauf 14
Kohlenwasserstoffanzeichen 89, 395, 397
Kohlenwasserstoffbergbau 387
Kohlenwasserstoffbildung 17, 18, 91 ff, 368
Kohlenwasserstoffe 5, 492

–, gesättigte 20
–, ungesättigte 20
Kohlenwasserstoffgenese 17, 18, 91 ff, 368
Kohlenwasserstoffinhalt der Lagerstätte 482
Kollision 218
Kolonnenböden 496
Kombinationsfallen 28
Kompaktion 28
Kompletionstechnik 171, 172
Komplettierung 164
Komplexinterpretation 84, 88, 225, 535
Kondensat-Aufbringung 582
Kondensation, retrograde 584
Konkordanz 212
Konservierung 164
Konsortialgebiete 570
Kontamination 227
Konversionsanlagen 509
Konversionsverfahren 498
Konzessionsverteilung 392
Korrektur, statische 72
–, dynamische 65
Korrelation in geschlossenen Schleifen 68
Korrelation 137
Korrelationsuntersuchungen 90, 92 ff
Korrosionsinhibitoren 507
Kraftfahrzeugbestand in Österreich 593, 594, 595
Kraftwerk 508
Kreide 305, 361
Kreuzschichtung 212
Kristallin 324, 328, 330, 373, 440
– der Böhmischen Masse 326, 329, 332, 337, 339, 342, 344, 348, 356
kristallines Grundgebirge 524
Kristallinhochzone 349
Kristallinoberfläche 529
Kristallinschutt 350
Kunststoffolien 486
Kuppelproduktion 509
Kurzprofil, geologisches 166
KW-Anzeichen 351
KW-Bergbau 201
KW-Direkterkennung 84
KW-Führung 523
KW-Genese 332
KW-höffige Gebiete 372
KW-Lagerstätten im Untergrund 434
KW-Vorräte, nutzbare 1

Laaber Decke 254
Labor für Aufschluß und Produktion 148, 601
Laborarbeiten 166, 530
Ladin 257
Lage, permeable131;26
Lager Lobau 510
Lager St. Valentin 510
Lagerstätte 155
–, Inhalt einer 157
– der Molassezone 441
– des Wiener Beckens 403
Lagerstättenbildung 28, 35, 302, 312, 320, 323, 355
Lagerstättendruck 131, 132, 184, 484
–, initialer 438
Lagerstättengesetz 1947 522
Lagerstättenphysik 155
Lagerstättensimulation 160, 166
Lagerstättentechnik 155. 170
Lagerstättentemperaturen 184
Lagerstättentest 490
Lagerstättentiefe 183
Lagerstättenwässer 33
Lagerungsgesetz 536
Landpflanzen 15
Landseer Bucht 223, 371, 373, 376
Lanzendorfer Dom 390
Lärmschutz 517
Lasseer Senke 261, 357
Latdorfien 292
Lateralbewegung 223
Laterolog 139
Latorfien 306
Latorfien/Rupelien 309
Laufzeitsondierung 72
Laufzeitverfahren 61
Lavanttaler Becken 477
Laxenburg 261
Lebewesen, planktonische 538
Leichtbenzinisomerisierung 498
Leichtölaustritte 47
Leitfossilien 536, 540
Leithagebirge 376
Leithakalke 542
Leithen 454
Leithorizonte 68, 542
–, geologische 81
–, lithographische 214
Leopoldsdorfer Bruchsystem 357, 424
Leoprechting 392, 395, 441
Leuchtöl 492
Lias 256, 257, 259
–, oberer 286, 320
Libyen 598
Liften des Öles 175
Ligroin 351, 479
Ligroinproduktion 479
– in Österreich 582
limnisches Becken 538
Lindach 442, 452, 455
– Süd 455
– Ost 442
Linksgestänge 229
Liquidierung 164
Lithofazies 210, 538
Lithologie 144, 523
Lithologie-Log 168, 523
Lithothamnienkalk 320, 383
Lobau 589
Lockergestein 209
Lofer-Zyklotheme 437
Longitudinalwellen 59
Longitudinalwellengeschwindigkeiten 60
Lösungsporosität 27
LUCAS 102
Luftbilder, entzerrte 53
Luftbildkartierung 52
Luftbohrverfahren 109
Luftreinhaltung 516
Lutite 209

Maastricht 256, 290
Mächtigkeit 212
Mächtigkeitskarten 58
Magnetik 74, 86, 224, 531
magnetische Vermessung 365
Magnetisierbarkeit (Suszeptibilität) 74
Magnetisierung, induzierte 87

–, remanente 87
Magnetotellurik 76
Mailberger Abbruch 283
Makrofossilien 150, 536, 539, 544
Malaysien 598
Malm 249, 256, 257, 286, 288, 331, 361
Management-Informationssysteme 566
Mantelserie, tatride 259
Marchegg 424
Marchfelder Tief 261
Maria Elend 421
Maria Lanzendorf 389
Maria Schmolln 450
marine flooding surfaces 248
Marker 212
Markierer, biologische 551
Maschinenöl 497, 501
Massenchromatogramm 303
Massenspektrometer 93 ff, 551
Material, organisches 305
–, –, unlösliches 551
Matrix 227
Mattersburger Becken 221, 371, 376
Maturation 317, 354
Maturität 15, 16
Maturitätsuntersuchungen 549
Matzen 357, 393, 415–419
Matzener Hochzone 261
Maustrenk-Kreuzfeld 410
Maustrenk ÜT 1 440
Maxbergen 424
measurement while drilling 124, 138, 560
Medienpaket „Erdöl und Erdgas" für Österreichs Schulen 601
Meeresplankton 547
Meerwasser 34, 35
Mehrfachüberdeckung 64, 65
Mehrphasenfluß 228
Mehrzellige oder vielzellige Tiere (Metazoa) 215
Meißel, Festwerden des 123
–, Reibungswärme des 130
Meißelmarsch 228
Mergelsteinserie 280, 331, 355, 356
Merkersdorf 461
mesh 229
Messungen, akustische 143
–, magnetische 381
–, radioaktive 142
–, bohrlochgeophysikalische 97
Metagenese 16, 17, 18, 41
Metasomatose 210
Methan 17, 22, 49, 381
–, biogenes 307
Methanbildung 348
Methangehalt 322, 354
Meßkabel 138
Meßprogramm, bohrlochgeophysikalisches 114
Meßsonden 138
Meßwarten 508
–, zentrale 509
Michelstettener Schichten 359
Migration 24, 35, 302, 312, 320, 347, 348, 354, 396
–, primäre 18, 24
–, seismische 65, 67
–, sekundäre 24, 25
Migrationsbahnen 24
Migrationsbarriere 29
Migrationsbrücke 314
Migrationswege 42, 320, 321, 323, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 358, 395, 396, 550
Migrationsweite 312
Mikrofaunen 543
Mikrofazies 149, 524, 538
Mikrofossilien 150, 536, 539, 540, 541
Mikromessungen 141
Mikropaläontologie 536, 537
Mineralölprodukte, flüssige, Export 591, 592
–, flüssiger, Importe 591
Mineralquellen 396
Mineralwässer 357, 552
Minicomputer 566
Mischanlagen 495
Mischprogramme 509
Mischrezepturen 502. 510
Mischung 494
Mistelbacher Scholle 261, 424
Mitnehmereinsatz 229
Mitnehmerstange 106, 229
Mittelburgenländische Schwelle 376
Mitteltrias 258, 259
Mitterndorfer Senke 261, 357
MOBIL OIL AUSTRIA AG 595, 596
Modellvorstellungen, geologische 89
Mödlinger Hochscholle 261, 274, 424
Molasse, siehe Molassezone
–, autochthone 282, 316
–, inneralpine 293, 320
–, Subalpine 316, 325, 329, 330, 334, 342, 364
–, verschuppte 314
Molassebeckens, Untergrund des 283
Molassegas, bakterielles 304
–, thermales 304
Molasse Oberösterreich 441, 443, 464 ff
Molasseschuppen 361, 365
Molassesedimente 305
Molasseuntergrund 291, 361
Molassezone 222, 280, 281, 294, 302, 323, 339, 346, 360, 395, 455 ff, 464 ff, 474–476, 479, 481, 482, 526
–, oberösterreichische 441, 443, 464 ff
–, Speichergesteinsmächtigkeiten der 335
Molch 194
Moldanubikum 529
Molekülspaltung 494
Molln 1 471
Moosbrunn 421
Moosbierbaumer Konglomerat 333
Moravikum 529
Morphologie 225
MTBE-Anlage 495, 501, 505, 510
mudstones 210
Mühlberg 404
Mühlreith 450
Munderfing–Friedburg 455
Muttergestein 14, 34, 41, 153, 280, 302, 306, 315, 317, 318, 323, 324, 326, 331, 333, 349, 350, 351, 353, 354, 355, 368, 395, 530, 550
Muttergesteinseigenschaften 89
Muttergesteinspotential 364
Muttergesteinsuntersuchungen 15

N. V. de Bataafsche Petroleum Maatschapiy 391
Nachfall 108, 228
Nannofossil-Leitarten 547
Nannofossil-Präparate 151
Nannofossilien 536, 546, 548
Nannoplankton 547

Naphthene 493
Natriumsulfit 498
Naturgas 480, 481, 575, 584
–, Gesamtaufbringung 585
–, Importe und Gesamtaufbringung von 584
Naturgasförderung 482
– Österreichs 583
Naturgasvorräte, förderbare 589
Naßdampf 554
Naßgas 22
Nekton 214
Neogen 232
Neokom 256
Netzmittel 228
Neulichtenwarth 405
Neuruppersdorf 459
Neusiedl/Zaya, RAG 407
Neutronmessung 143
Newton'sches Gravitationsgesetz 74
nichtseismische Verfahren 224
nieder- und oberösterreichische Molassezone 455
Niederlande 599
Niederösterreich 283, 286, 315, 323, 360, 392/393, 441, 455 ff, 475
Niedersulz 411
Nor 257, 258
Nordalpen 360, 475
Nordalpines Stockwerk 364
Nördliche Kalkalpen 222, siehe auch Kalkalpen
Normalbenzin 504
Normalparaffine 498
Normalschwere 224
Normengesetz 199
Normung 511
Norwegen 599
NOVA Raffinerie 510
NSO-Verbindungen 19, 31
NSO-Verbindungen plus Asphaltene 20
Nutz-Störverhältnis 224, 534
Nutzenergie 61
Nutzporosität 152, 157, 227
Nutzsignale 224

Ober-Campan 290
Oberaustall 442
Obereozän 292, 309, 320, 361
Oberflächen-Gesteinsproben 90
Oberflächengeologie 521
Oberflächengeophysik 224
Oberflächenkartierungen 521
Oberflächenspannung 228
Oberkreide 249, 258
Oberlaa 261, 277, 390
Oberoligozän 310,
Oberösterreich 283, 288, 302, 304, 307, 314, 360, 362, 392, 393, 441, 442, 443, 464 ff, 475, 476
Oberste Bergbehörde im Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten 97, 168, 568
Oberturon-Sandstein 309
Ofenheizöl 502
Offenhausen 455
oil in place 483
Ökologie 538
Oktanzahl 498, 505
Öl 322
Öl- und Gasanzeichen 42, 90, 121
Öl- und Gasfelder 404 ff
Öl- und Wassersättigung 151, 152
Öl-Wasser-Kontakt 28
Ölanzeichen 46, 89, 321, 352
Ölanzeigen 153
Ölausbiß 354
ölbasische Bohrspülungen 109, 558
Ölfallen, strukturelle 68
Ölfallentypen 242
Ölfenster 17, 93, 368
Ölführung 352
Ölfund 368, 390
Ölgenese 17, 18
Ölgenesezone 475
Ölgeruch 349
Oligozän 254, 305
ölkontaminierte Erde 485
Öllagerstätte 352
Ölpipeline 195
Ölsättigung 153
Ölschiefer 6
Ölschiefervorkommen 48, 396
Ölschock 3
Ölspuren 348, 349
Ölträger 170
Ölzufluß 440
ÖMV Aktiengesellschaft 394, 441, 455, 478, 484, 569, 595, 596
ÖMV-Tankstellen im benachbarten Ausland 600
Oncophoraschichten 335
ÖNORMEN 199
OPEC 2
open hole completion 171
Open-hole-Test, OHT 111, 122
Organisation of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) 2
Orth 421
Österreichische Energiewirtschaft 7
Österreichische Erdgaswirtschafts Ges.m.b.H. 571
Österreichische Gesellschaft für Erdölwissenschaften 603
Österreichische Mineralölverwaltung Aktiengesellschaft, siehe ÖMV Akiengesellschaft
Österreichisches Normungsinstitut 199, 511
Ostracoden 538
Ostrand der Böhmischen Masse 324, 333
Oststeiermark 224
Otolithen 210, 538
Ottnangien 232, 299, 316
Ottokraftstoffe 502, 504, 505
Ozeanbodenzergleitung 220

Packer 110, 184, 562
Pakistan 599
Pal(äo)ökologie 538
Paläogeographie 211, 225, 524
Paläontologie 536
–, angewandte 539
Paleozän 256
Palynologie 538
Palynomorpha 151
Pannonien 232, 300
Pannonisches Becken 131, 222, 371, 373, 383
Paraffin 493, 500
Paraffinausscheidungen 506
parasequence sets 248
Parasequenzen 247
Paratethys 225, 234, 281, 524,
Parautochthon 216
Parndorfer Platte 223

Pausramer Schichten 359
PCD Forschung 514
PCD Polymere Ges.m.b.H. 500, 511, 512
pelagisch 214
Pelite 209
Penetration 131, 132
Penetration, ROP = rate of penetration 119
Penninikum der Zentralalpen 381
Perforation 122, 138, 170, 229
Perforationsstrecke 134
Permeabilität 27, 151, 152, 336, 346
Permoskyth 256, 258, 259
Perneck 450
Personal Computer (PC) 566
Petrochemie 5, 511
Petrochemie Danubia (PCD) 571
Petrochemie Danubia Ges.m.b.H. 601
Petrochemikalien 511
Petroleum 19, 496
Petrologie 521, 527
Petrophysik 131, 137, 145, 227
Pfaffstätt, 452
pH-Wert 230
Photosynthese 14
Phytobenthos 39
Phytolithe 547
Phytoplankton 15, 39, 547
Piberbach 442, 466
Pielacher Tegel 315
Pirawarth 411
Pirawarther-Hochleitener Bruch 411
Plankton 214
Platformer 510
Platformieren 498
Plattentektonik 38, 526
Pleistozän 300
Pliozän 300
Plotter 566
Plug 152
Plutonite 213
Polarisationsmessung, induzierte (IP) 77, 88
Pollen 151, 538, 548, 549
Polstergas 161
Polyethylen 511, 512
Polyethylengranulat 500
polymixohalin 538
Polyolefine 511, 514, 515
Polypropylen, isotaktisches 513
Polypropylenanlagen 513, 515
Polypropylengranulat 500
Polyvinylchlorid 514
Pontien 232, 300
Porenfüllung 156
Porenhälse 149
Porenraum 148, 149
Porosität 27, 137, 144, 151, 152, 523
–, effektive 336, 346
–, primäre 27
–, sekundäre 27
postsedimentär 217
Potentialverfahren 59, 84
Pottenhofen, Neuruppersdorf 459
Poysbrunner Schollen 261
Prä-Jura 308
Prakla-Seismos AG 572
Preussag-Erdöl Ges.m.b.H. 572
Preventeranlage 103, 106, 109
Preßkuchen 485
Primärbenzin 495, 496
Primärenergieträger 492
Primärprodukte 493, 497
Processing 65, 80, 534
Prodelta 212
Produkte, petrochemische 1
–, Qualität der 511
Produkten-Leitung-West (PLW) 195
Produktionsbohrungen 135, 188
Produktionserhöhung 189
Produktionsgeologie 187
Produktionspacker 179
Produktionsplanung 509
Produktionsprozeß 508
Produktionssonde 183
Produktionsstatistik 478
Produktpipeline 510
Progradation 211
Projektinventar 95
Propan 22, 501, 504
Propylen 500, 501, 510, 511
Prospektion 50
–, geochemische 89, 530
Prospektionsarbeiten 45
Prospektionsmethoden, nichtseismische 73
Prospektionsplanung 44
Protonenmagnetometer 76
Prottes Tief 436
Prozeßleitsysteme 508
Prozeßöfen 498
Prozeßrechner 508
Prüfstellen 573
Prüfungsmethoden 48
Psammite 209
Psephite 209
Pseudoimpedanzlog 70
Puchkirchen 1 441, 450, 452, 455
Puchkirchener Serie 310, 311, 319, 451
pull-apart-Becken = pull apart basin 41, 357, 380
„pull apart"-Mechanismus 249, 250
Pumpen 176
Pumpenbock 177, 178
Pumpe mit hydraulischem Antrieb 178, 179
Pumpgestänge 177
Pyrolyse 16, 305, 552
Pyrolyseuntersuchung 153

Quarzlampe 127

Rabensburg 389, 420
Rabensburg Nord 421
Rabensburger Sporn 261
Radiometrie 533
Raffinerie 494, 508
–, Entwicklung der 510
– Burghausen 599, 600
– Schwechat 493, 494, 495, 571, 601
Raffinerieproduktion, Planung der –, 508
Raffineriestruktur 508
Raffinerieverarbeitung 510
RAG-Felder 407, 441 ff, 484
RAG II 392
Rappersdorf 450
Raps-Methyl-Ester 506
Rasterelektronenmikroskop 149
Rauchgasentschwefelung 498
Rauchgasentschwefelungsanlage 516
Raumanalysen, geologische 276

Raumgewicht 132
Raumgewichtsbestimmungen 126, 532
Reaktoren 498
Rechtsgestänge 229
Redltal 447
Reflexionshorizont 59, 224
Reflexionskoeffizient 59
Reflexionsseismik 58, 59, 378, 488, 534, 535
Reflexionsverfahren 78
Reformat 498
Reformieren 495, 498, 505
–, katalytisches 498
Refraktionsseismik 71, 535
Regellast 559
Regression 213, 244
Reife, Reifegrad, Reifung (Maturation) 15, 16, 38, 306
Reifezone 312
Reingruberserie 359
Reinigungsanlagen 516
Rekonstruktion, paläogeographische 137, 527
Rekultivierung 230, 484
Relieflagerstätten 226, 240, 242, 436
Reliefumkehr 226
Reliefunterschiede 326
Remote Data Units 62
Reserven 478, 482
Reservenproblematik 581
Restschwerekarte 74, 75
Reyersdorf 434, 437
Reyersdorfer Antiklinale 268, 274
Reyersdorfer Mulde 268
Rhät 256, 257, 258, 259
Richtbohrungen 111
Richtkern 558
Ried 447, 450
Ried-Schwanenstädter Becken 283
Riegersburg 383
Rifting 220
Ringraum 109, 111
Risiko, geologisches 99
–, technisches 99
–, wirtschaftliches 99
Rohenergieträger 8
Rohgas, Aufbereitung des 185
Rohöl 495
–, Importpreis für 9
–, Inlandsproduktion von 579
Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft 478, 571
Rohölaufsuchungs G.m.b.H. AG 441
Rohöl-Gewinnungs AG (RAG) 391
Rohölaufbringung 578, 589
Rohöldestillation 494, 495, 496
Rohöleinfuhren, Rohölimporte Österreichs 494, 580
Rohöleinkauf 509
Rohölfraktionen 494
Rohölqualität 492
Rohölreserven 582
Rohölsorte 492, 493, 502
Rohölverarbeitung 492, 494
Rohölverarbeitungskapazität 510
Rohr 450
Rohrleitungen 191
Rohstoffe, mineralische, bundeseigene 197
Rollenmeißenl 107
Röntgenbeugungsanalyse 149
Roseldorf 461–463
Rotary-Bohranlage 102, 104
ROZ = Research Oktanzahl 498, 501
Rückstand 494
Rückstandsheizöl 502
Rücküberschiebung 274
Rudite 209
Rupelien 293, 306, 315
–, Oberes 319
Ruster Höhenzug 371, 373, 376

Salinität 211, 538
Salzach-Becken 283
Salzburg 368, 442, 476
Salzgehalt 34
Salzwasser 50, 318, 351, 484
Salzwasseranzeichen 46
Salzwasseraustritte 48
Salzwasservorkommen 322
Salzwasserzufluß 153
Sande, regressive 237
–, transgressive 237
Sandschüttungskarten 58
Sandsperren 158
Sandsteine 27
Sandstreifenschlier 316
Santon 290
Sarmatien 232, 300
Satellitenbilder 53, 534
Sattledt 450
Sauergas 22, 438
Sauergasführung 434
Säuerung 173
Säureinhibitor 228
Schallschutz 486
Schallschutzboxen 517
Schallschutzwände 486
Scharfeneck 411
Scheitel („crest") 29
Scheitelpunkt 218
Schichteinfallen 137
Schichtgeschwindigkeit 59, 72
Schichtgrenzen 136
Schichtkorrelation 539
Schichtlagerungskarten 57
Schichtlücke 222
Schichtneigungsmessung 141, 525
Schiefer, paläozoische 376
Schießtrupp 488
Schlagbohrverfahren 100
Schlämmen 540
Schlämmrückstand 151
Schlammvulkane 46
Schlier 294
Schließdruck 131
Schluck-, Flutsonden 485
Schlumberger Meßverfahren 572
Schmierölveredelung 501
Schmierstoffe 507
Schnitte, geologische 55, 188
Schnittverlauf 55
Schönkirchen 437
Schönkirchen Tief 434, 436
Schönkirchener Tiefenantiklinale 268
Schönkirchener Tiefensynklinorium 268
Schönkirchen-Prottes 261
Schuppen, tektonische 220
Schußkerne 121
Schüttelsiebe 103
Schutzhelm 489
Schußbohrungen, seismische 522

Schußseismik 534
Schwanenstadt 452
Schwanenstadt Nord 447
Schwefel 493, 497
–, elementarer 591, 593
Schwefeldioxid 497
Schwefelgehalt 31, 497, 506
Schwefelgrenzwert 506
Schwefelwasserstoff 46, 49, 130, 486, 497, 558
Schwerebeschleunigung 73, 74
Schwereanomalien 224
Schweredefizit 224
Schweremessung 85, 532
Schwereüberschuß 224
Schwermineralanalyse 149
Schwerölvorkommen 47
Schwerstangen 106
Schwimmdachtank 231, 516
Schwimmschlamm 485
screening analytics 91
Sedimentationsabfolge 137
Sedimentationsbecken 37
Sedimente 209, 211
–, äolisch 211
–, aquatische 211
–, fluviatile 211
–, kieselige 210
–, limnische 211
–, marine 211, 307
Sedimentmantel, autochthoner 475
Sedimentologie 527
Seetransport 192
Seewinkel 223, 371, 372, 373, 377
Seismik, angewandte 224
2D-Seismik 64, 373
2D-Seismiknetz 365
3D-Seismik 65, 70, 448
3D-Seismikmessung 365
seismische Verfahren 224, 534
Seismogramm 224
–, synthethisches 80
Seismostratigraphie 70
seismostratigraphische Analyse 70
Seitenfraktionen 496
Seitenwandanker 121, 562
Seitenwandkerne 165
Selbstversorgungsgrad 8
selektive Verwässerungen 241
Semmeringmeoszoikum 221, 254, 259
Separatoren 185
Sequenz-Stratigraphie 247
SHELL AUSTRIA AG 595, 596
Shell-Mineralölfabrik AG 391
Sicherheitsabstand 97, 488
Sicherheitstechnik 487
Sicherheitsvorschriften 487
SICKLE siehe unter van Sickle
Siedebereich 494
Sigma-Log 123
Simulation 509
Socony Mobil Oil Company 391
Solifluktion 226
Sondenausrüstung 183, 184
Sondenbehandlung 189
Sonderabfalldeponie 485
Sonderkarten 56
Sowjetische Mineralölverwaltung (SMV) 393, 478
Spaltöfen 500
Spannberger Flyschrücken 221, 234
Speichereigenschaften 149
Speicherfähigkeit 227
Speichergestein 27, 42, 137, 149, 155, 302, 307, 318, 319, 320, 323, 333, 336, 344, 346, 361, 365, 381, 475
Speicherhorizonte 144
Spezialbenzine 508
Spezifikation 502
Spiegelmeßgerät 180
Spindelöl 496, 501
Sporen 151, 538, 549
Sporn der Böhmischen Masse 315, 364, 442
Sprengmittel 488
Sprengseismik 62
Sprengungen 488
Sprünge 217
Sprunghöhe 217
Spülgrube 228
Spülproben 97, 121, 123, 128
Spülproben-Klebelog 523
Spülprobenbeschreibung 165
Spülprobenentnahme 114
Spülpumpen 103
Spülsystem 103
Spülungen auf Wasserbasis 109
Spülungsbehandlung 560
Spülungsflüssigkeit 121, 123, 130
Spülungsgewicht 130
Spülungskonditionen 115
Spülungskreislauf 102, 105
Spülungsmenge 130
Spülungsreinigungsgeräte 560
Spülungsumlauf 490
Spülungsverlust 109, 130, 490
Spurenanalysen, seismische 84
St. Marx 424
St. Pöltner Störung 348
St. Ulrich-Hauskirchen, Van Sickle-Plattwald 405
Staatsvertrag 394
Stabilisierungskolonne 496
Stadlkirchen 464
Standardteufen 403, 456
Standrohr 109
Stapeln 64, 224
Stapelung 67
Steiermark 378
Steinberg Nafta Ges.m.b.H. 390
Steinbergbruch 263, 389, 404
Steinbergbruchsystem 357
Steinberggebiet 360
Steinberghoch 261
Steinhaus 450
Steinhaus N 450
Steinhaus NW 450
Steinitzer Einheit 358
Steinitzer Sandstein 360
Steirisches Becken 223, 371, 373, 376, 378, 380, 381, 382, 477
Steirisches–Pannonisches Becken 377
Sterane 21
stereoskopische Betrachtung 52
Steyr 464
Stickstoff 381
Stimulation 157, 173
Stirnschuppen, alpine 364
Stockerau (Nord) 463
Stockerau Ost 463
Stockwerk, autochthones 276, 438

Störenergie 61
Störkörperberechnung 75, 531
Störungsflächen, tektonische 321
Störungssystem 312, 376, 380
Störungszone 357, 532, 534
Stradner Kogel 383
Strahlengeometrie 69
Strahlung, radioaktive 180
Stratigraphie 536
Straßenbau 508
Strippen 497
Struktur, geologische 85, 525, 537
Strukturhochzonen 240
Strukturkarte 57, 188, 272, 275
Struktursuche, geologische 522
Studien, geochemische 354
Stützanker 562
subalpin-autochthones Stockwerk 361
Subduktionsvorgang 218
Subgezeitenbereich 211
Substanz, organische 153, 332, 354
Südburgenland 373, 376, 378
Südburgenländische Schwelle 223, 371, 376, 380, 383
Südost-Leitung (SOL) 196
Südostrand-Hochzone 421
Südsporn der Böhmischen Masse 323, 361
Sulzer Einheit 254
Sumpfgas 48
Supragezeitenbereich 211
Suspensionsstrom 213
Suszeptibilität 88
Süßenbrunn 414
Süßwasser 350
Synklinale (Einmuldungen) 218
Synklinorium 218
synsedimentär 217
system tracts 245, 247, 403

Tafelwasser 552
Tallesbrunn 420
Tallesbrunn-Zwerndorfer Aufwölbung 261
Tanklager 508
Tanköfen 517
Tanks mit Schwimmdach 231, 516
Tankstellen 593
tatrider Typ 217
Tauchkreiselpumpe 178
Technik der Ölförderung 170
Technik des Bohrens 100
Technisches Museum 601
Tektogenese 250
Tektonik 216, 525
Tektonit 216
Teledrift 560
Telemetriesysteme 62
Tellurik 76, 532
Temperaturgeschichte = Temperature History 92
Temperaturmessung 144
Temperaturverhältnisse, unterirdische 553
Testarbeiten 156
Testberichte 166
Testfackel 490
Testgarnitur 562
Tests 97, 114, 122, 123, 130
Teststrecken 144
Tethys 281
Tethysmeer 225
Teufelsgraben 464
Teufenkontrolle 133
Thann, Teufelsgraben, Stadlkirchen 464
Thermalquellen 396, 477
Thermalwasser 223, 357, 552
Thermalwasserbohrungen 393
Thixotropie 109
Thomasler Schichten 359
Tiefbohrgeologie 522
Tiefbohrtechnik 555
Tiefbohrung 45, 95, 100, 488, 539
Tiefenexploration 276
Tiefengestein 213
Tiefenschnitt 78
Tiefscholle 217
Tieftemperaturabscheideanlagen 186
Tirol 396, 476
Tirolikum 222
Tithon 256
–, höheres 288
–, unteres 288
Tone, quellende 131
Tonspülung 109
Toprückstand 496
Totalintensität 75
Totalintensitätsmessung 87
Totöl 161
Totpumpen 228
Traisengraben 347, 348
Traisenmulde 326
Trans-Austria-Gasleitung (TAG) 196
Transalpine Ölleitung (TAL) 195, 581
Transgression 213, 244, 541
Transport des Erdöles 191
Transport von Erdöl in Behältern 192
Transversalwellen 59
Trattnach 450
Trattnach Nord 450
Trias 361
Trockendampf-Vorkommen 554
Trockengas 22
Trübeströme 310
Tunesien 596, 599
Turbidite 213, 224, 544
Turbinen-Richtbohrtechnik 556
Türkei 599
Turmsteigerbühne 490
Turon 256, 290

Überbohren 111
Übergangszone 132
Überhöhung 56
Überlast ziehen 123, 228
Überschiebung 69, 137, 219
–, synsedimentäre 250
Überschiebungsbahnen 323, 351, 358
Überschiebungsflächen 219
Überschiebungskörper, alpiner 249
Umwandlungsgesteine 214
Umweltschutz 170, 230, 511, 516
–, im Gewinnungsbereich 483
–, im Verarbeitungsbereich 516
Umweltschutzbeauftragter 517
Unter-Turon 290
Untere Melker Schichten 318
Untere Quarzarenitserie 356
Untergrundrelief 260
unterirdische Temperaturverhältnisse 553

Unterkreide, Unterkreidezeit 286, 288
–, höhere 256
Untermiozän 310
Unternehmungen, bergbautechnische 572
Untersuchung
–, bakteriologische 154
–, chemische 153
–, geochemische 331
–, lagerstättenkundliche 154
–, magnetische 278
–, makroskopische 148
–, massenspektrometrische 92
–, mikroskopische 148
–, rasterelektronenmikroskopische 149
–, röntgengraphische 149
–, sedimentologische und mineralogische 148
Untersuchungsbohrungen 135
Unterturon-Glaukonit-Sandstein 308
Unterwasserpipelines 195
Urmannsau 395

Vacuum Oil Co. 389
Vakuumdestillate 499
Vakuumdestillation 494, 497
Vakuumdestillationsanlage 502
Vakuumrückstand 495, 500
Van SICKLE Ges.m.b.H. 571
Van SICKLE, Richard K. 392
variszisches Gebirge 283
variszisches Gebirgssystem 217
Verarbeitung 492
Verarbeitungsanlage Neusiedl/Zaya 589
Verarbeitungsprozesse 509
verbesserte Entölungsverfahren 160
– (Enhanced Oil Recovery = EOR) 156
Verbrackung 211
Verbrauch 591
Verdichterstation 193
Veredelung 492, 494
Veredelungsprozesse 493
Veredelungsverfahren 497
Vereine, berufsbezogene 608
Verfüllungsstrecken 134
Vermessung, gravimetrische 365
–, magnetische 365
Verrohrung 102, 109
–, Korrosion der 138
Verrohrungsschema 97, 114
Verrohrungsteufe 133, 145
Versandeinrichtungen 510
Verschleißminderer 507
Verschleißschutz-Additive 504
Versenkungsgeschichte 91
Versorgungslage 3
Verstopfungseffekte, sekundäre 174
Vertical seismic profiling 68, 80, 124
Vertikalintensitätsmessung 87
Vertonung 212
Verwerfungen 217
Verwitterung 225
Verwitterungsbereich 349
Verwurf, antithetischer 68
Vibrationsseismik (Vibroseismik) 61, 62, 534
Visbreakeranlagen 500
Viskosität 27, 502
Viskositäts-Index-Verbesserer 507
Vitrinitreflexion 16, 383
Vitrinitreflexionswerte 306

Vöcklamarkt 455
Voitsberg 442, 447
Voitsdorf 448, 449
Vorarlberg 282, 369, 476
Vorarlberger Erdöl- und Ferngas G. m. b. H. 394
Vorfluter 182, 231
Vorgang, diagenetischer 28, 209
–, plattentektonischer131;356, 358
Vorlandmolasse 314
vormiozäner Beckenuntergrund 240
Vorrat 157
Vorratsprognosen für Naturgas 588
– für Rohöl 581
Vorschriften, bergrechtliche 168, 196
Vulkane 381
vulkanischer Tuff 214
Vulkanite (Erdgußgesteine) 213
Vulkanitkörper 532

Wärmeanomalien 530
Waschberg 461
Waschbergkalk 359
Waschbergzone 222, 253, 254, 327, 329, 339, 346, 358, 457, 474, 475, 526
Wasseraufbereitungsanlage Gänserndorf 155, 485, 601
Wasserflutanlage 155
Wasserfluten 156, 158
Wasserisolation 158
Wassersättigung 137, 144, 153, 523
Wasserstoff 497, 498, 503
Water washing 29, 32
Weizberg 454
Welle, seismische 59
Wellenfronten 60
Wellengeschwindigkeit 71, 78–80
–, seismische 78
Wellenlängenbereiche 54
Wels 392, 441
Wels Nord 468
Welt-Energieversorgung 576
Welterdgasproduktion 3
Welterdgasreserven 4
Welterdölmarkt 2
Welterdölverbrauch 3
Welterdölvorräte 4
Welterdölwirtschaft 1
Weltförderung 574
Weltreserven 4, 43, 574
Weltversorgungslage 5
Weltwirtschaft 387
Werte, petrophysikalische131;345, 347
West-Austria-Gasleitung (WAG) 196
Westpannonisches Becken 223, 382
Weststeirisches Becken 181
Wickendorf 466
Widerstandsmessungen 139
Wiener Becken 220, 234, 346, 354, 360, 371, 376, 381, 388, 396, 434, 472, 474, 478, 479, 480, 481, 482, 526, 540
–, Untergrund des 221, 249, 472
Wienerherberg 421
Wiener Neustädter Becken 261
Wiener Neustädter Senke 357
Wiener Verkehrsbetriebe 503
Wienerberg-Enzersdorfer Hoch 261
Wildendürnbach 441, 460
Windgeschwindigkeit 490

Windisch-Baumgarten 390, 409
Winterdiesel 506
–, Spezial 500
Wirnzberg 466
Wirnzberg–Wickendorf 442
Wirtschaftlichkeit 99
Wirtschaftlichkeit einer Tiefbohrung 157
Wirtschaftsdaten 577
Wochenbericht, geologisch-technischer 165
Wolfsegg-Trauntaler Bohrloch 392
Wurzelzone 219

Zaya-Schichten 359
Zeitangaben, relative 208
Zeitgrenzen, geologische 209
Zeitschnitte (time sections, time slices) 78
–, horizontale 81
Zeitskala, geologische 208
Zell am Pettenfirst 452
Zement 227
Zementation 138
Zementbrücke 111
Zementmantel 170
Zementsteigerung 144
Zementvolumen 138
Zentralalpin-Tatride Zone 259
Zentralalpin-Tatriden-Deckensystem 276
zentralalpine Zone 253
zentralalpines Kristallin 221, 259, 381
Zentrale Schwellenzone 283
Zentralgraben (Rift) 220
Zentraltanklager Lobau 589
Zentrifugen 103, 484
Zeolith 499
Ziegler-Natta-Katalysator 513
Zielhorizont 97
Zielkreis 134
Zistersdorf 390
Zistersdorf ÜT 1 440
Zistersdorf ÜT 1a 394
Zistersdorf ÜT 2 A 438, 440
Zistersdorfer Schuppe 254
Zone, infiltrierte 139
–, kalkalpine 255
Zoobenthos 40
Zooplankton 15, 40
Zuflußhemmungen 156
Zuflußkapazität aus dem Gasträger 184
Zuflußstörungen 174
Zündmittel 488
Zweiweg-Laufzeit (2 t) 65
Zweiwegezeit 224
Zweizonenförderung (dual completion) 230
Zwerndorf 422
Zwerndorf-Baumgarten 261, 434
Zwischenverrohrung 110
Zylinderöle 497

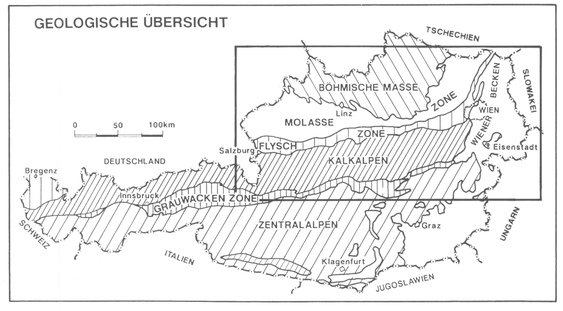
Beilage 1 aus „Erdöl und Erdgas in Österreich", Wien 1993

KARTE DER ERDÖL - UND ERDGASLAGERSTÄTTEN IN ÖSTERREICH

0 10 20km

ÖMV - RAG

gez.: R. Zartl, 1992



LEGENDE

ÖL

GAS

WIENER BECKEN

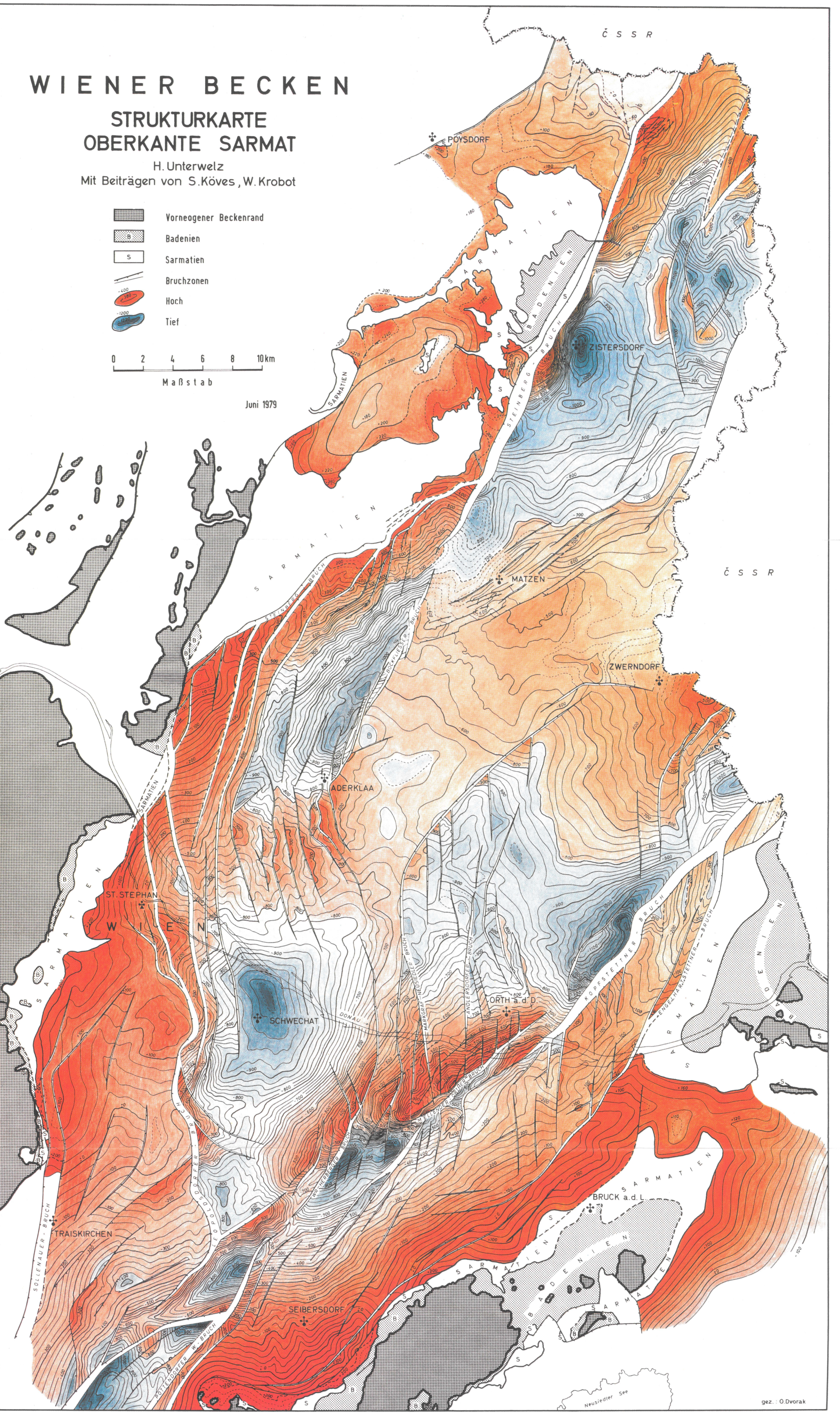
STRUKTURKARTE OBERKANTE SARMAT

H. Unterwelz
Mit Beiträgen von S. Köves, W. Krobot

Vorneogener Beckenrand
B Badenien
S Sarmatien
Bruchzonen
Hoch
Tief

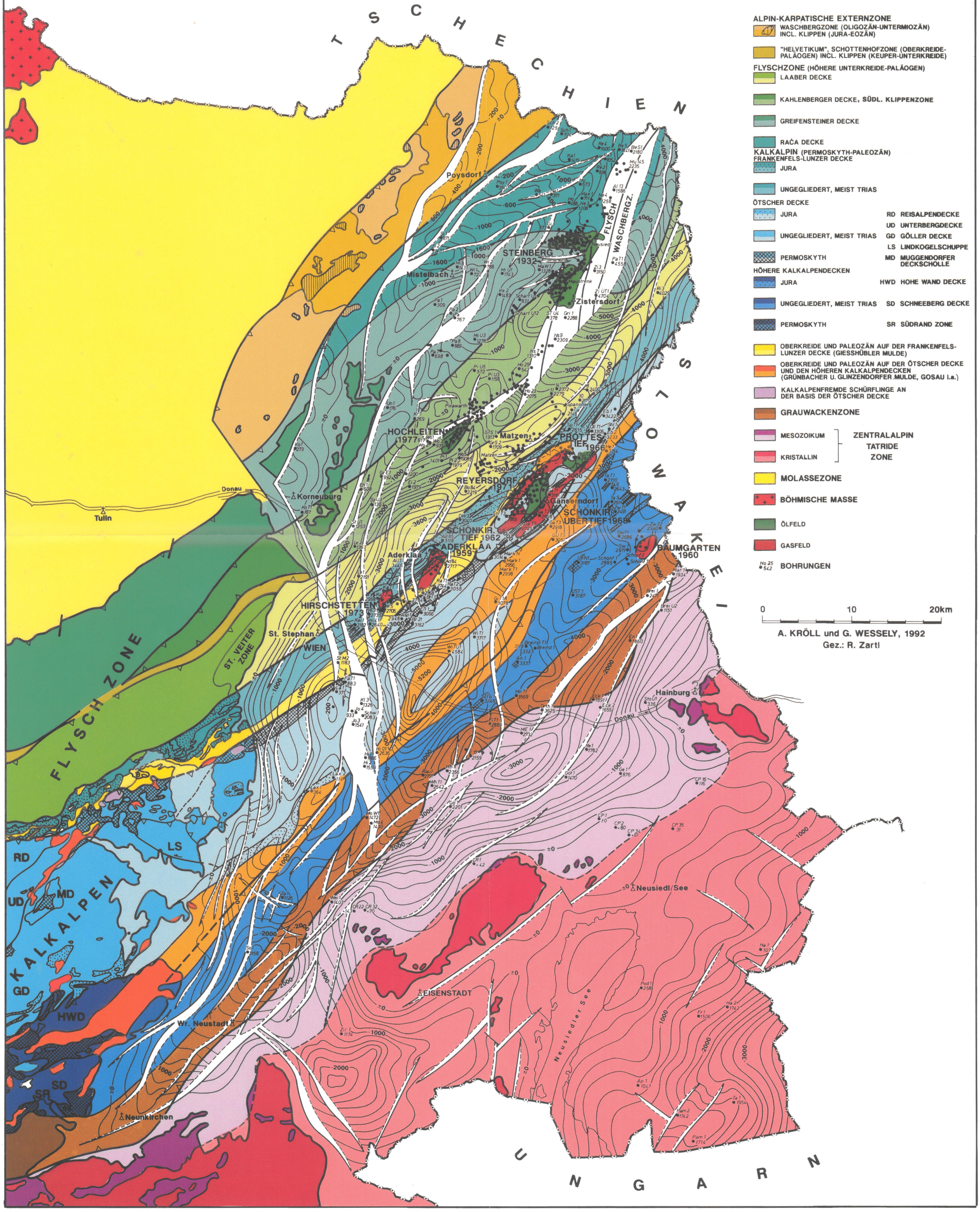
0 2 4 6 8 10 km
Maßstab

Juni 1979



gez.: O. Dvorak

WIENER BECKEN - RELIEF UND TEKTONIK DES UNTERGRUNDES



ALPIN-KARPATISCHE EXTERNZONE
- WASCHBERGZONE (OLIGOZÄN-UNTERMIOZÄN) INCL. KLIPPEN (JURA-EOZÄN)
- "HELVETIKUM", SCHOTTENHOFZONE (OBERKREIDE-PALÄOGEN) INCL. KLIPPEN (KEUPER-UNTERKREIDE)

FLYSCHZONE (HÖHERE UNTERKREIDE-PALÄOGEN)
- LAABER DECKE
- KAHLENBERGER DECKE, SÜDL. KLIPPENZONE
- GREIFENSTEINER DECKE
- RAĆA DECKE

KALKALPIN (PERMOSKYTH-PALEOZÄN)

FRANKENFELS-LUNZER DECKE
- JURA
- UNGEGLIEDERT, MEIST TRIAS

ÖTSCHER DECKE
- JURA
- UNGEGLIEDERT, MEIST TRIAS
- PERMOSKYTH

HÖHERE KALKALPENDECKEN
- JURA
- UNGEGLIEDERT, MEIST TRIAS
- PERMOSKYTH

RD REISALPENDECKE
UD UNTERBERGDECKE
GD GÖLLER DECKE
LS LINDKOGELSCHUPPE
MD MUGGENDORFER DECKSCHOLLE
HWD HOHE WAND DECKE
SD SCHNEEBERG DECKE
SR SÜDRAND ZONE

- OBERKREIDE UND PALEOZÄN AUF DER FRANKENFELS-LUNZER DECKE (GIESSHÜBLER MULDE)
- OBERKREIDE UND PALEOZÄN AUF DER ÖTSCHER DECKE UND DEN HÖHEREN KALKALPENDECKEN (GRÜNBACHER U. GLINZENDORFER MULDE, GOSAU i.a.)
- KALKALPENFREMDE SCHÜRFLINGE AN DER BASIS DER ÖTSCHER DECKE
- GRAUWACKENZONE

ZENTRALALPIN TATRIDE ZONE
- MESOZOIKUM
- KRISTALLIN

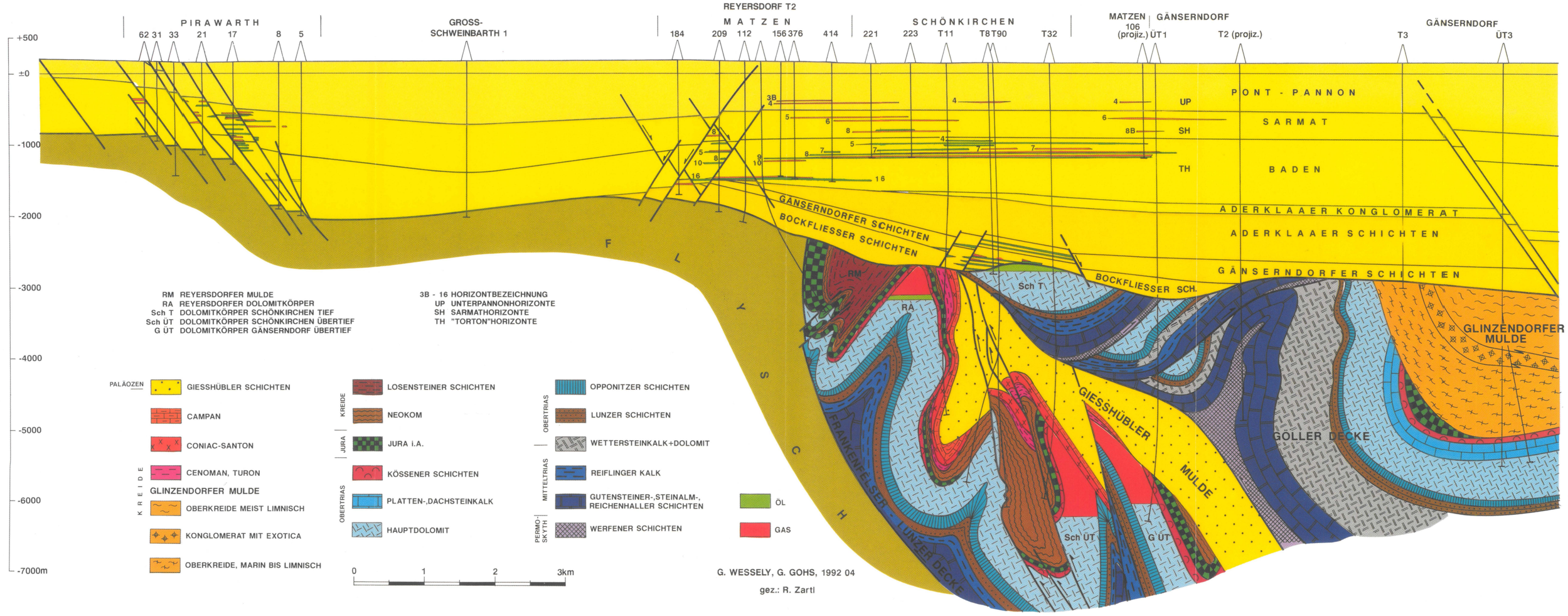
- MOLASSEZONE
- BÖHMISCHE MASSE
- ÖLFELD
- GASFELD
- BOHRUNGEN

0 10 20km

A. KRÖLL und G. WESSELY, 1992
Gez.: R. Zartl

Beilage 4 aus „Erdöl und Erdgas in Österreich“, Wien 1993

GEOLOGISCHER SCHNITT PIRAWARTH - MATZEN - GÄNSERNDORF



G. WESSELY, G. GOHS, 1992 04

gez.: R. Zartl

MOLASSEZONE ÖSTERREICHS - RELIEF UND TEKTONIK DES UNTERGRUNDES

0 10 20km

Nach ÖMV - und RAG Unterlagen, zusammengestellt L. WAGNER, G. WESSELY
gez.: R. Zartl, 1992

KREIDE
OBERÖSTERREICH
- TEUFELSGRABENER FORMATION (O.KREIDE?)
- THANN-HARMANNSDORFER SANDSTEIN (CONIAC-SANTON)
- MERGELFAZIES DES SCHELF i.a. (CONIAC-CAMPAN), WINNZBEGRER MERGELFORMATION (CONIAC-SANTON)
- PIBERBACHER GLAUKONITISCHE FORMATION (TURON)
- SCHUTZFELDSCHICHTEN, SCHIEDLBERGER FORMATION (CENOMAN)
- WESTGRENZE NEUHOFENER HAUPTSANDSTEIN
- HÖHERE UNTERKREIDE

NIEDERÖSTERREICH
- OBERKREIDE i.a.

JURA
OBERÖSTERREICH
- MALM (PLATTFORMFAZIES) und DOGGER i.a.

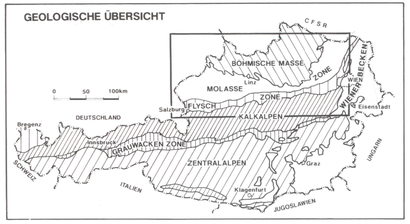
NIEDERÖSTERREICH
- MOP MALM OBERE PLATTFORMKARBONATE
- WESTGRENZE VON MOP UNTER OBERKREIDE
- MB MALM BECKENFAZIES
- MP MALM PLATTFORMFAZIES
- D DOGGER

TRIAS
- TRIAS i.a.

KRISTALLIN UND PALÄOZOIKUM DER BÖHMISCHEN MASSE
- P JUNGPALÄOZOIKUM
- KRISTALLIN UND PALÄOZOIKUM i.a.

- TIEFENLINIEN BEZOGEN AUF FESTLANDSOCKEL DER BÖHMISCHEN MASSE (INCL. PALÄOZOIKUM UND MESOZOIKUM)
- TIEFENLINIEN BEZOGEN AUF FESTLANDSOCKEL DER BÖHMISCHEN MASSE UNTER FLYSCHZONE UND KALKALPEN
- KALKALPINES MESOZOIKUM (TRIAS-KREIDE, ALTTERTIÄR)
- FLYSCHZONE [KREIDE-TERTIÄR]
- OBERTAGS ANSTEHENDE GEFALTETE MOLASSE (WASCHBERGZONE) [JURA-TERTIÄR]
- INNERALPINE MOLASSE (OBEREOZÄN BIS MITTELEOZÄN]
- BRUCH
- ÜBERSCHIEBUNGEN
- BOHRUNGEN DIE DEN FESTLANDSOCKEL DER BÖHMISCHEN MASSE ERREICHT HABEN

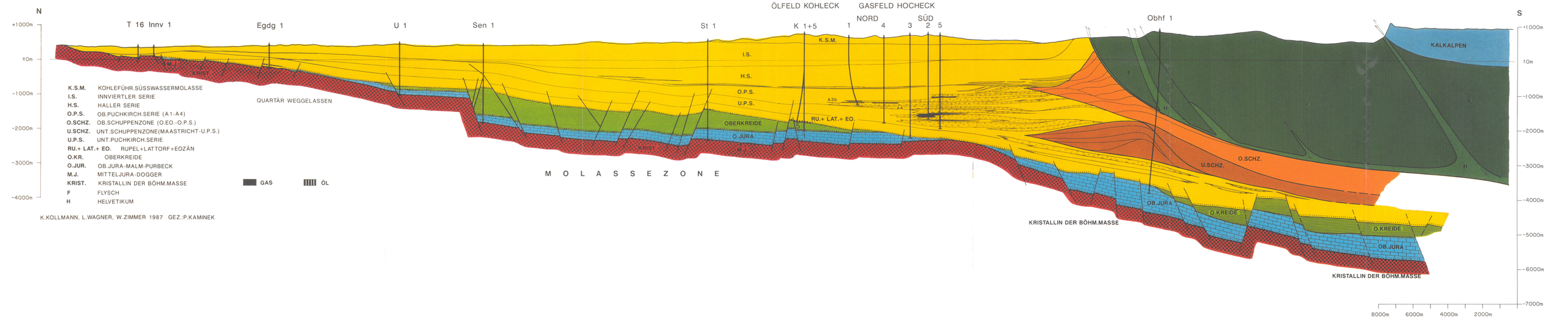
GEOLOGISCHE ÜBERSICHT



BÖHMISCHE MASSE
MOLASSEZONE
FLYSCHZONE
NÖRDLICHE KALKALPEN
ZENTRALALPEN
WIENER BECKEN
Aschach
Eferding
Donau
LINZ
Braunau
Hausruck
Amstetten
St. Pölten
Krems-Donau
Tulln
Stockerau
WIEN
St.Stephan
St. Georgen
SALZBURG
Pettenbach
Kremsmünster
Scheibbs
FENSTER VON URMANNSAU
FENSTER VON BRETTL
ALTPERAU
WILDENDÜRNBACH
FALKENSTEIN
WUZELSDORF
MAILBERG
GROSSHARRAS
DÜRRENLEST
STRONEGG
PATZENTHAL
ALTENMARKT
HOLLABRUNN
GOGGENDORF
GLAUBENDORF
VIENDORF
NIEDERRUSSBACH
JETTSDORF
ABSDORF
STOCKERAU
HERZOGENBURG
STREITHOFEN
GROSSGRABEN
NAPOLTENBACH
WOLFSBACH
PERSCHENEGG
MANZING
ST.CORONA
ZEISELMAUER
KORNEUBURG
KLOSTERNEUBURG
ADERKLAA ULTRA
MAISSAU
HADRES
POYSDORF
ZISTERSDORF
OK
MOP
MB
MP
D
P
E
Gaaden
BERNDORF
MOLLN 1
ORHAU 1
KIRCHDORF 1
STEINFELDEN 1
PETTENBACH BG 1
WART 1
REGAU 1
AUR 1
ZIPF 1
SCHALLERBACH 2
SCHARTEN 1
MARCHTRENK
ENGERWITZDORF
WELS
GUSK
SEEBACH
HEITZING
SCHWANENSTADT
HOCHECK
MUNDERFING
MATTIGHOFEN
TARSDORF
ZAIPOLDING
PUCHKIRCHEN
HAAG
ATTNANG
KEMATING
STEINBRUNN
SCHWAND
NEUHOFEN
ALTTR
ZIPF
WINDISCHGARSTEN
SCHLIERBACH
EGDG
KRZK
OBERNBERG
SIG
RBG
Ranshofen
Salzach
Inn
Mattigh
Ager
Traun
Alz
Saalach
Ischl
Steyr
Enns
Donau
Krems
Kamp
Thaya
Leitha
Rabnitz
Raab
Mur
Drau
Salzach
Inn
Enns
Ybbs
Erlauf
Traisen
Pielach
Melk
Perschling
Kamp
Thaya
Leitha
Rabnitz
Raab
Mur
Drau
Salzach
Inn
Enns
Ybbs
Erlauf
Traisen
Pielach
Melk
Perschling
Kamp
Thaya
Leitha
Rabnitz
Raab
Mur
Drau

Beilage 6 aus „Erdöl und Erdgas in Österreich", Wien 1993

GEOLOGISCHES PROFIL DURCH DEN WESTLICHEN TEIL DER ÖSTERREICHISCHEN MOLASSEZONE



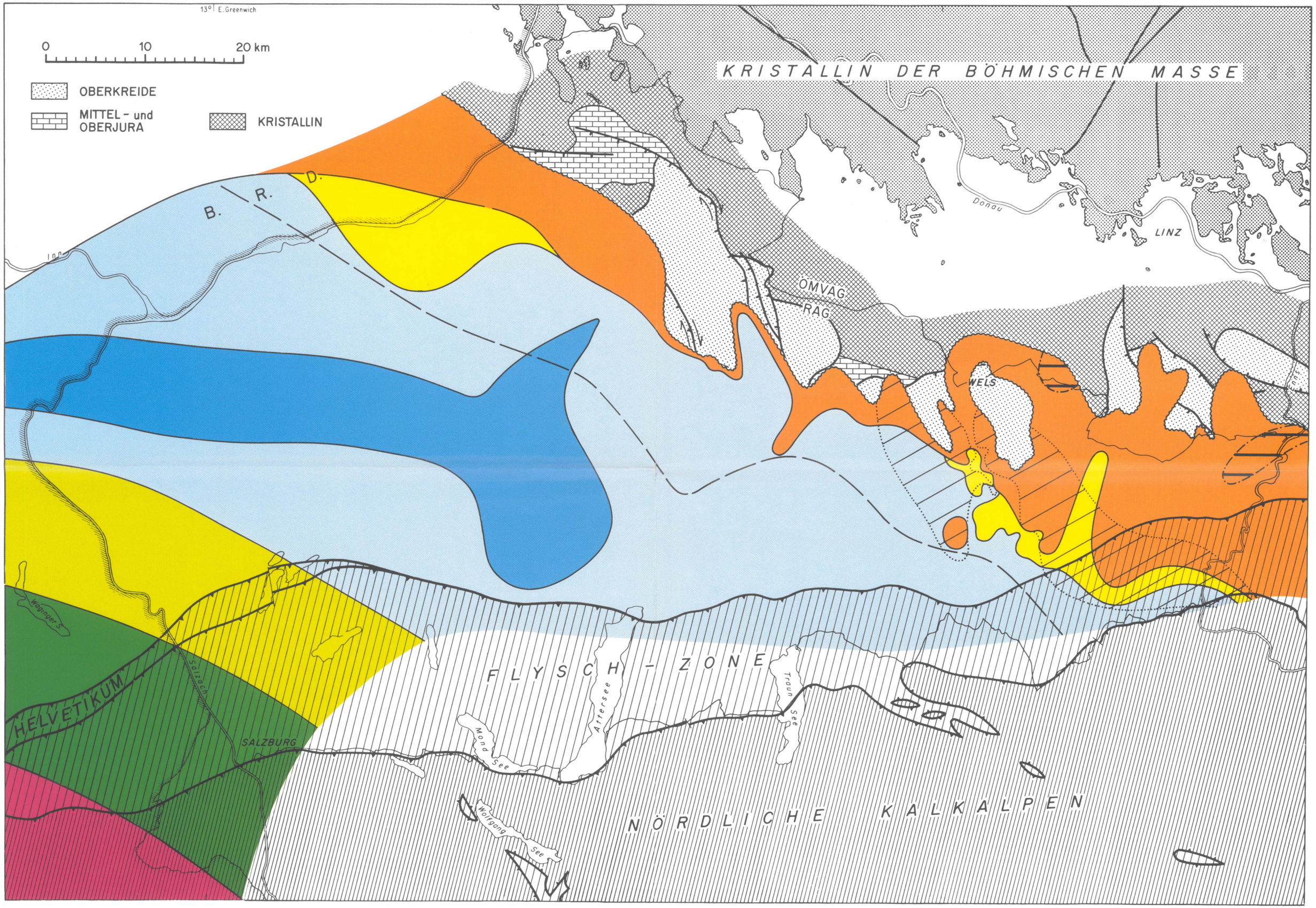
K.S.M. KOHLEFÜHR.SÜSSWASSERMOLASSE
I.S. INNVIERTLER SERIE
H.S. HALLER SERIE
O.P.S. OB.PUCHKIRCH.SERIE (A1-A4)
O.SCHZ. OB.SCHUPPENZONE (O.EO.-O.P.S.)
U.SCHZ. UNT.SCHUPPENZONE(MAASTRICHT-U.P.S.)
U.P.S. UNT.PUCHKIRCH.SERIE
RU.+ LAT.+ EO. RUPEL+LATTORF+EOZÄN
O.KR. OBERKREIDE
O.JUR. OB.JURA-MALM-PURBECK
M.J. MITTELJURA-DOGGER
KRIST. KRISTALLIN DER BÖHM.MASSE
F FLYSCH
H HELVETIKUM

GAS ÖL

K.KOLLMANN, L.WAGNER, W.ZIMMER 1987 GEZ.:P.KAMINEK

Beilage 7 aus „Erdöl und Erdgas in Österreich“, Wien 1993

FAZIESVERTEILUNG IM OBEREOZÄN ZUR ZEIT DES OBEREN LITHOTHAMNIENKALKES

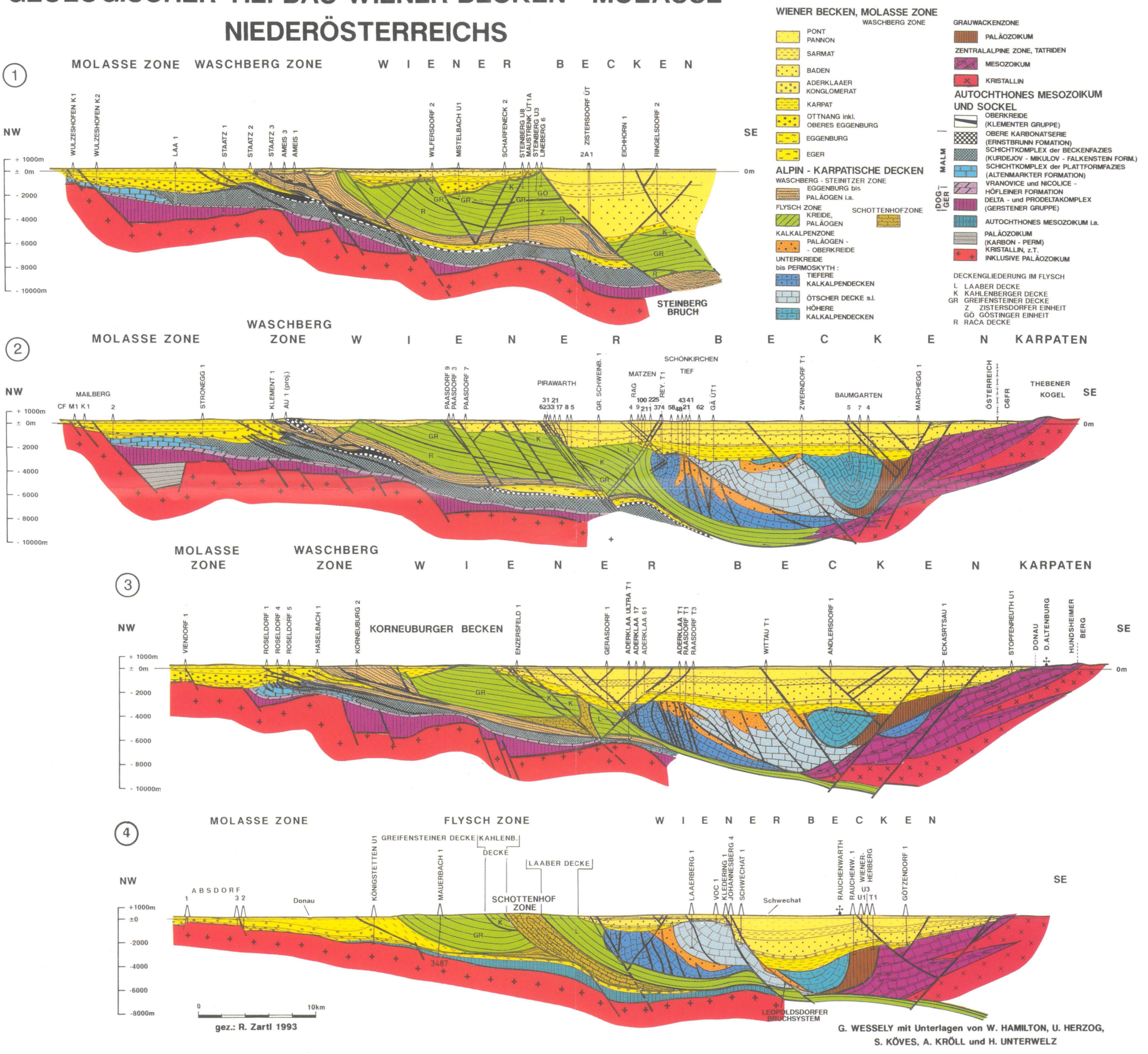


EINSCHALTUNGEN von LIMNISCHER SERIE
CERITHIEN SCHICHTEN
SANDSTEINFAZIES
SÜDRAND der KÜSTENSANDE
SANDSTEIN mit LITHOTHAMNIEN
LITHOTHAMNIEN – SCHUTTKALK
LITHOTHAMNIEN – RIFFKALK
NUMMULITENFÜHRENDER SANDSTEIN u. KALKSANDSTEIN
DISCOCYCLINENMERGEL
UVIGERINENFÜHRENDER GLOBIGERINENKALK

L. WAGNER 1978

Beilage 8 aus „Erdöl und Erdgas in Österreich“, Wien 1993

GEOLOGISCHER TIEFBAU WIENER BECKEN - MOLASSE NIEDERÖSTERREICHS



gez.: R. Zartl 1993

G. WESSELY mit Unterlagen von W. HAMILTON, U. HERZOG, S. KÖVES, A. KRÖLL und H. UNTERWELZ

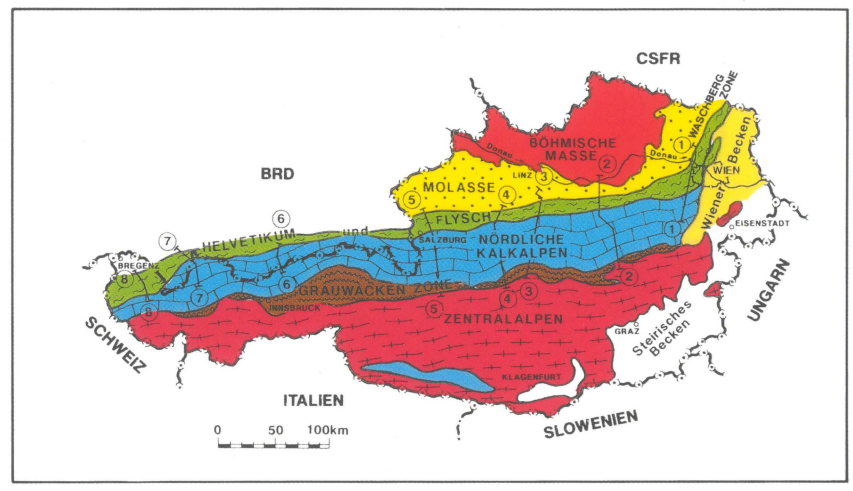
Beilage 9 aus „Erdöl und Erdgas in Österreich“, Wien 1993

GEOLOGISCHER TIEFBAU
FLYSCH - KALKALPENZONE

Nach Unterlagen von G. BUCHHOLZ, E. COLINS , W. GRÜN,
W. HAMILTON, P. NIEDERBACHER, R. PAVUZA, G. WACHTEL,
L. WAGNER und G. WESSELY (Österreich)

G. H. BACHMANN, K. HUBER, K. KOCH, M. MÜLLER,
F. NIEBERDING, K. WEGGEN (Deutschland)

Zusammengestellt G. WESSELY

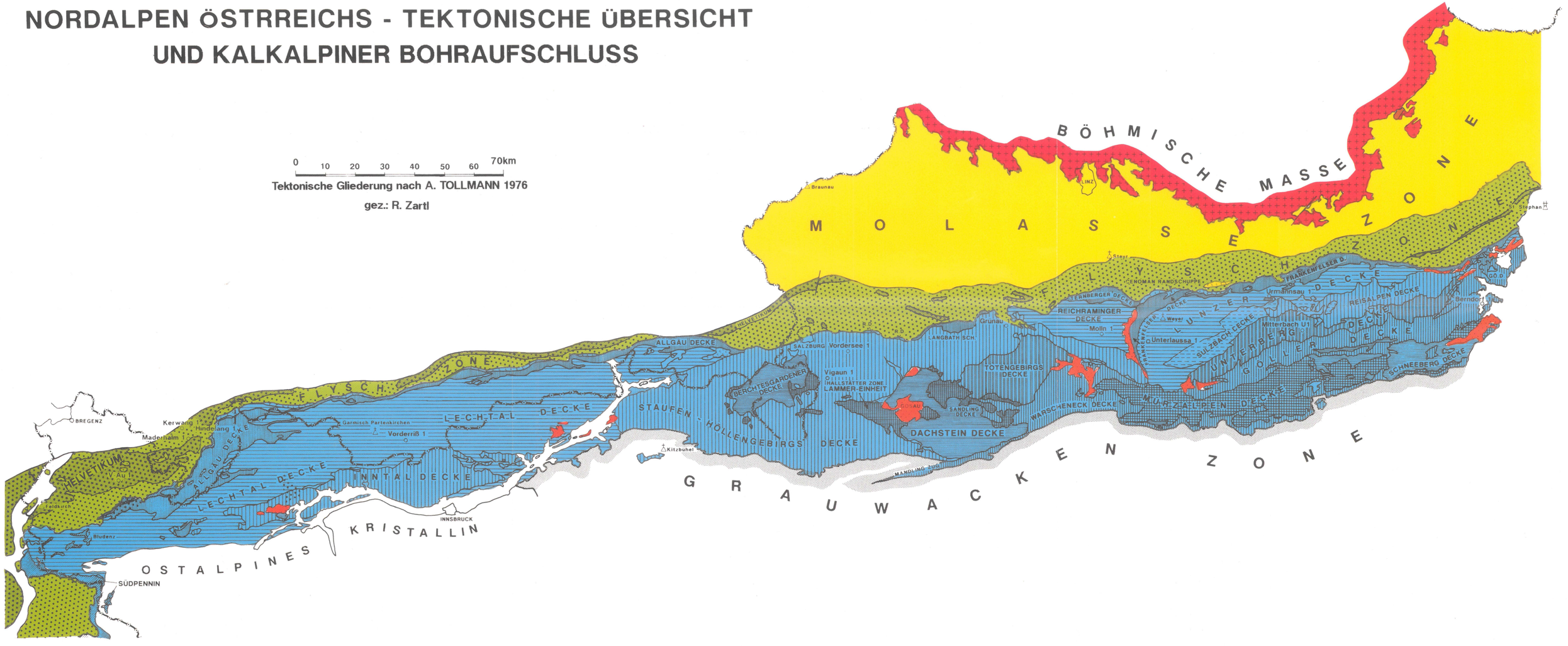


gez.: R. Zartl, 1991

WIENER BECKEN
NEOGEN
MOLASSE
PALÄOGEN, NEOGEN
HELVETIKUM
KREIDE, PALÄOGEN
im Westen auch Jura
FLYSCH, KLIPPENZONE
KREIDE, PALÄOGEN
SERPENTINIT von GRÜNAU 1
KALKALPIN
OBERKREIDE, PALÄOGEN
UNTERKR.-PERMOSK.
BAJUVARIKUM
UNTERKREIDE-PERMOSKYTH
TIROLIKUM
HÖHERE KALKALPENDECKEN
GRAUWACKENZONE
PALÄOZOIKUM
ZENTRALALPINE ZONE
MESOZOIKUM, KRISTALLIN
AUTOCHTHONES MESOZOIKUM und SOCKEL
JURA, KREIDE
KRISTALLIN und PALÄOZOIKUM

Beilage 10 aus „Erdöl und Erdgas in Österreich“, Wien 1993

NORDALPEN ÖSTRREICHS - TEKTONISCHE ÜBERSICHT UND KALKALPINER BOHRAUFSCHLUSS



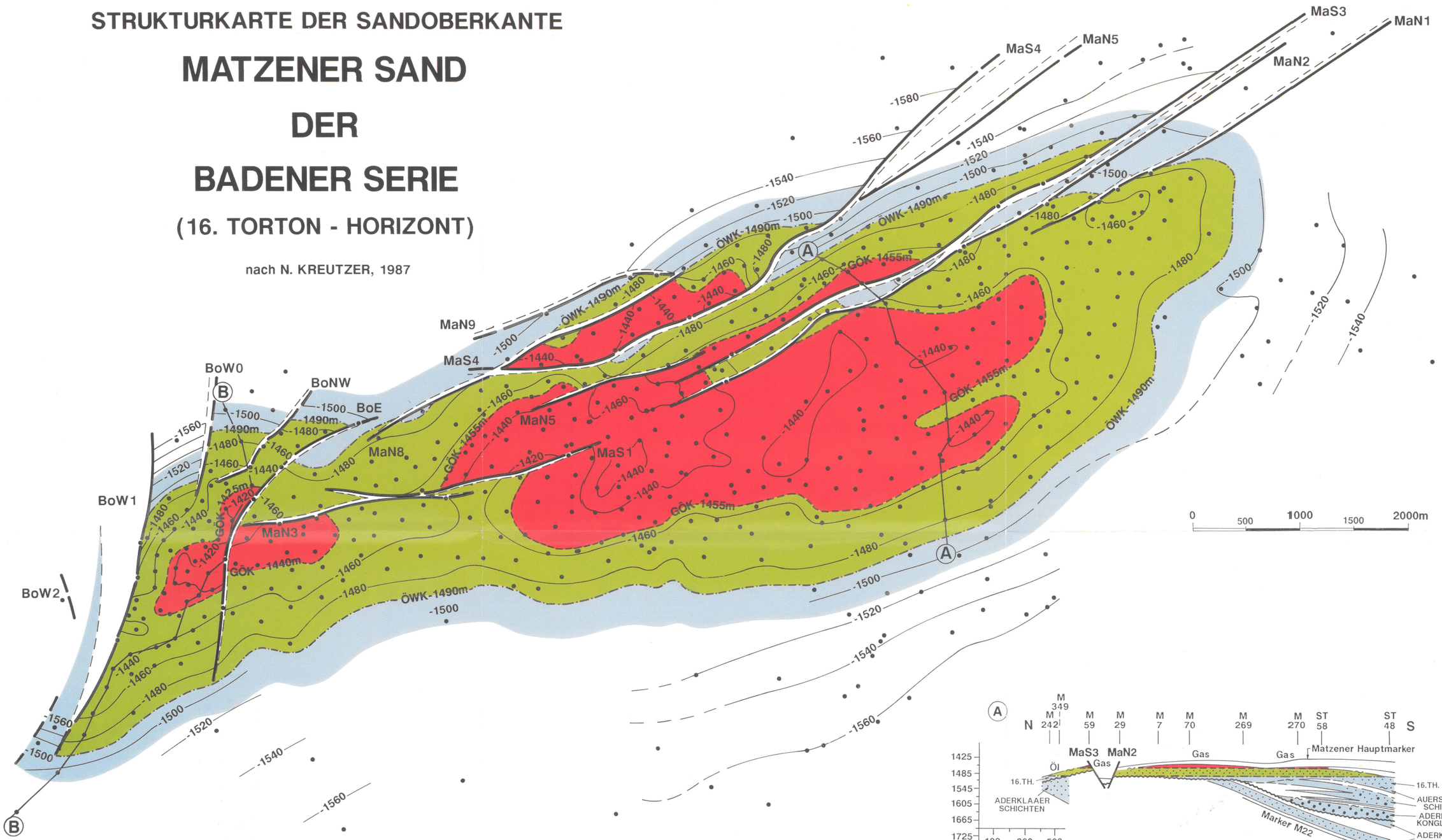
Beilage 11 aus „Erdöl und Erdgas in Österreich“, Wien 1993

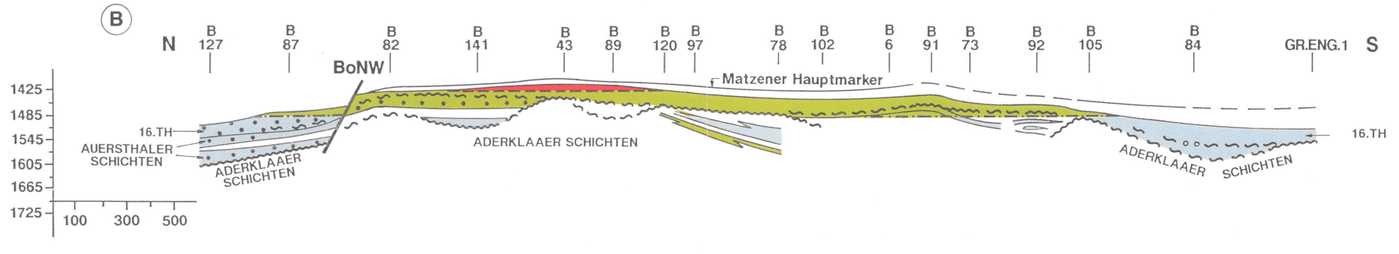
STRUKTURKARTE DER SANDOBERKANTE

MATZENER SAND DER BADENER SERIE

(16. TORTON - HORIZONT)

nach N. KREUTZER, 1987





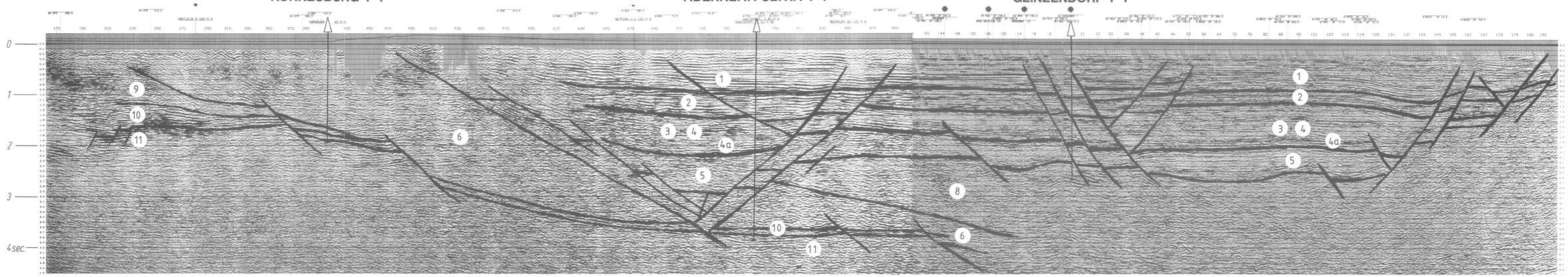
LEGENDE

- Bohrungen im 16.TH
- Gas - Öl - Kontakt -1455/-1425m
- Öl - Wasser - Kontakt -1490m
- Gas
- Öl
- Wasser

WNW NV - 8601 (Migration) | N - 845 D (Migration) ESE

Höflein | Bisamberg | Bisamberger Bruch | Grossengersdorfer Tief | Aderklaaer Brüche | Aderklaaer Hoch | Markgrafneusiedler Bruch | Marchfelder Tief | Lasseer Senke | Kopfstettener Bruch | Engelhartstettener Bruch

KORNEUBURG T 1 | ADERKLAA ULTRA T 1 | GLINZENDORF T 1

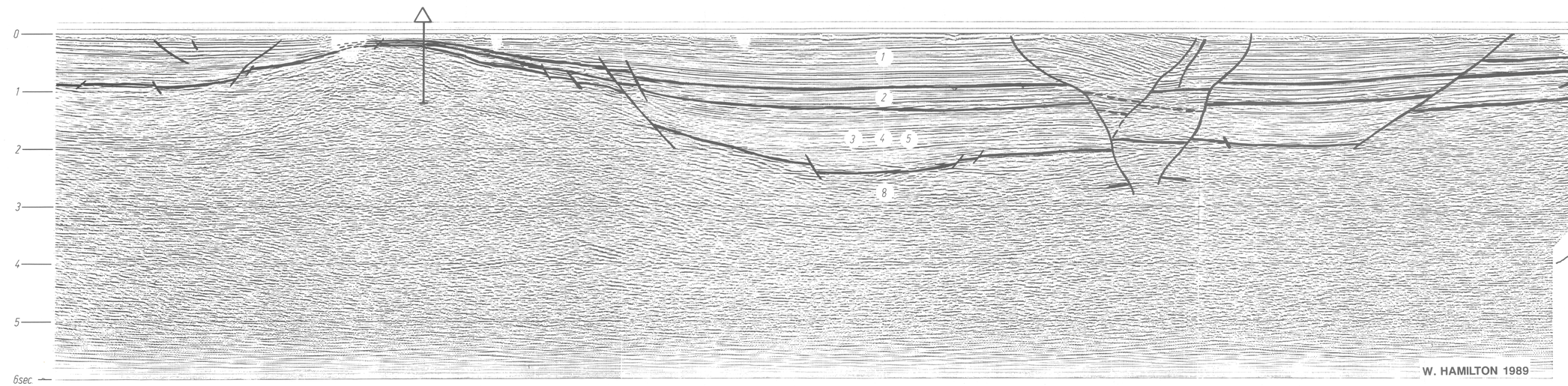


D. ZYCH, G. WESSELY 1989

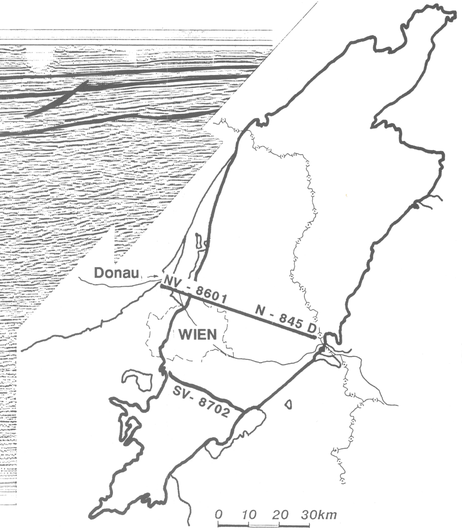
WNW SV - 8702 (Migration) ESE

Laxenburger Hoch | Leopoldsdorfer Bruch | Schwechater Tief | Wienerherberger Hoch | Mitterndorfer Senke | Ostrandschollen und - brüche

LAXENBURG 2



W. HAMILTON 1989

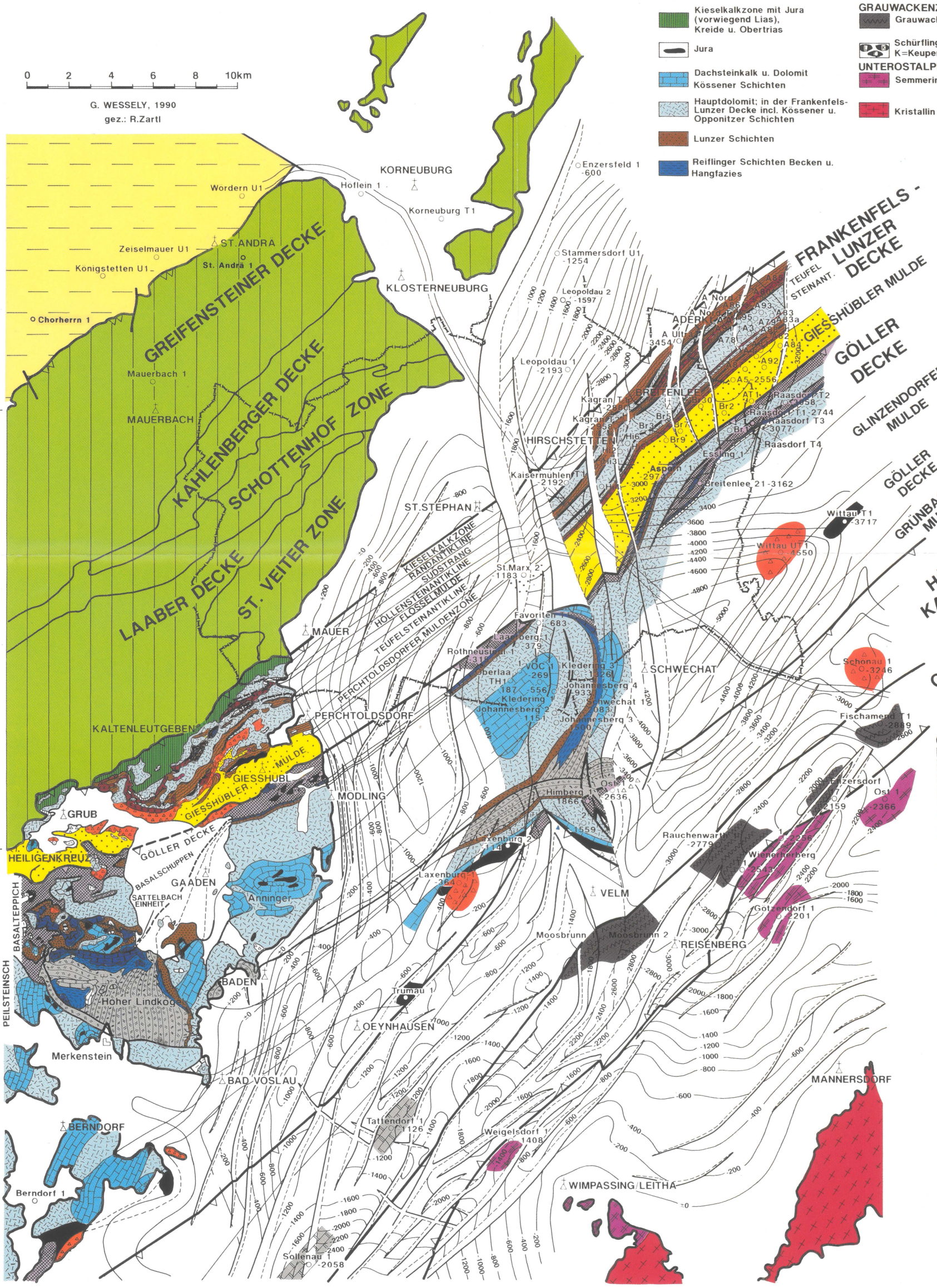


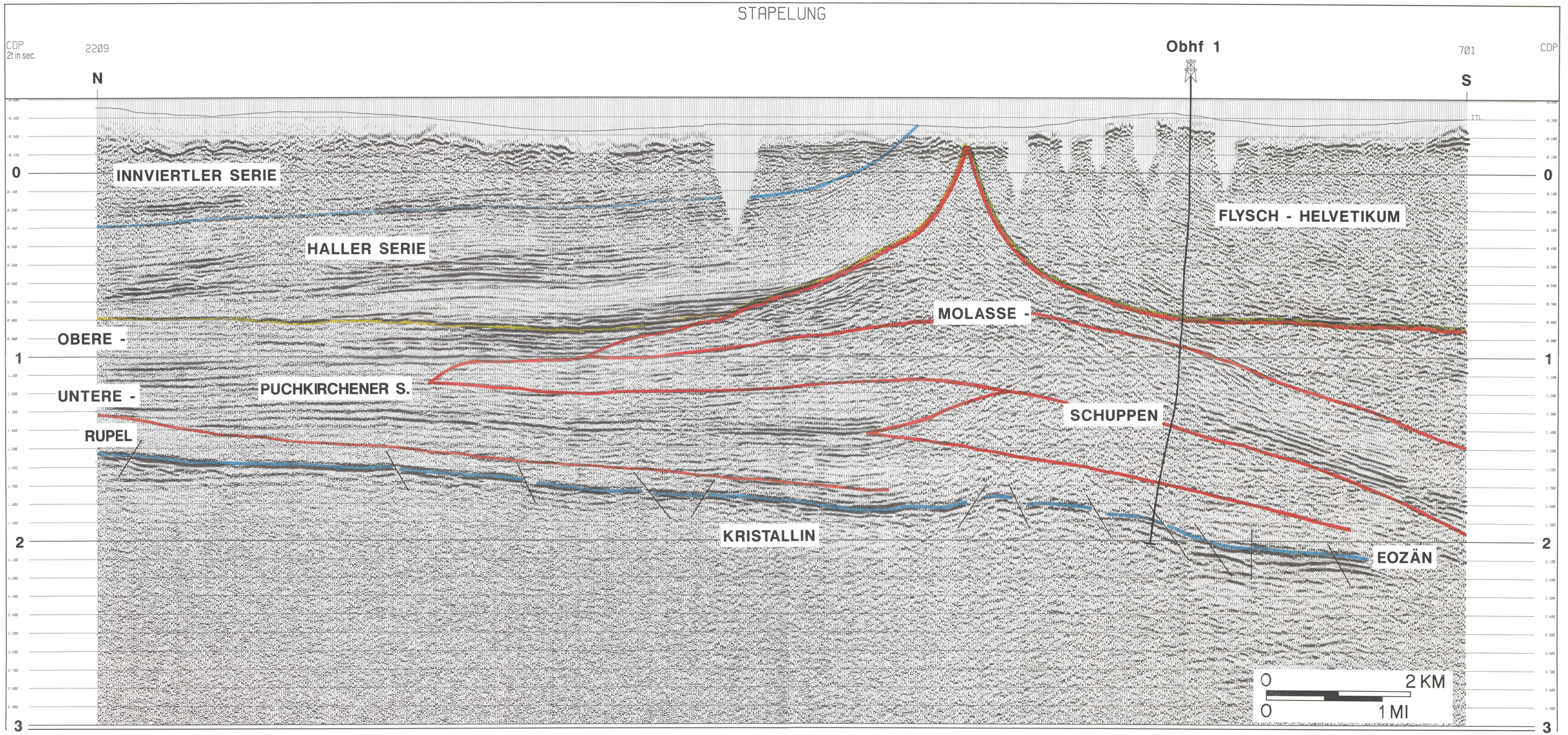
Legende : 1 PONT - PANNON 2 SARMAT 3 OBERES BADEN 4 UNTERES BADEN 4a ADERKLAAER KONGLOMERAT 5 UNTERMIOZÄN (KARPAT - EGGENBURG) 6 FLYSCH ZONE 7 KLIPPEN ZONE 8 INTERNE ALPIN - KARPATHISCHE EINHEITEN 9 MOLASSE 10 AUTOCHTHONES MESOZOIKUM 11 KRISTALLINER UNTERGRUND

Beilage 13 aus „Erdöl und Erdgas in Österreich“, Wien 1993

WESTRAND UND UNTERGRUND DES WIENER BECKENS IM RAUM WIEN

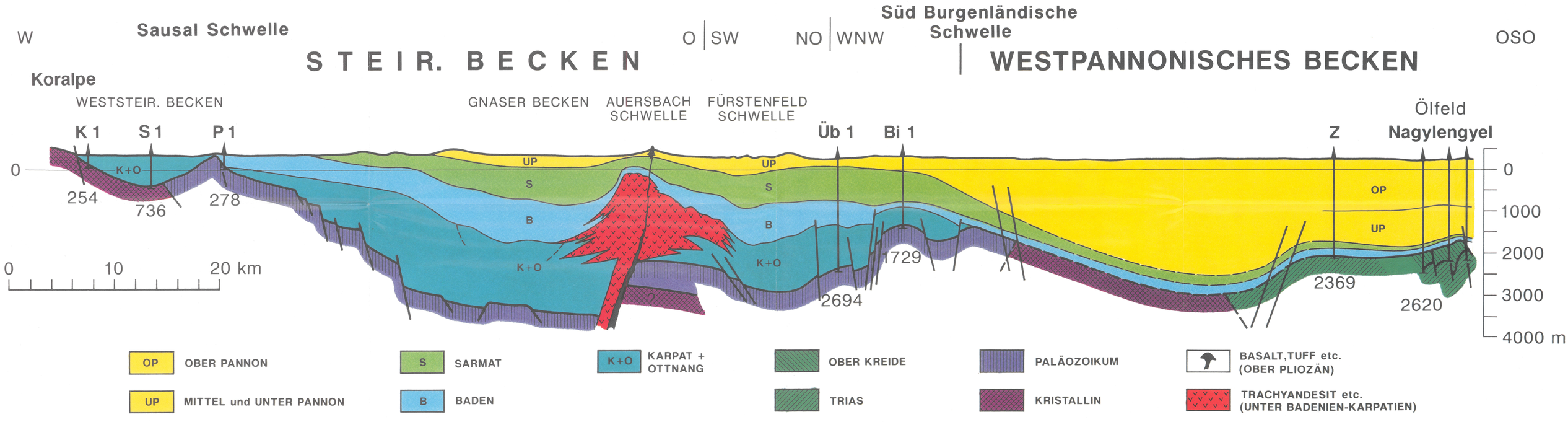
GEOLOGISCHE ÜBERSICHT




STAPELUNG
CDP
2t in sec.
2209
N
Obhf 1
701
S
CDP
ITL
INNVIERTLER SERIE
HALLER SERIE
OBERE -
MOLASSE -
UNTERE -
PUCHKIRCHENER S.
RUPEL
SCHUPPEN
FLYSCH - HELVETIKUM
KRISTALLIN
EOZÄN
0
1
2
3
0 2 KM
0 1 MI

Beilage 15 aus „Erdöl und Erdgas in Österreich“, Wien 1993

REGIONAL - GEOLOGISCHES PROFIL DURCH DAS STEIRISCHE UND DAS WESTPANNONISCHE BECKEN



H.SPERL VERÄNDERT NACH K.KOLLMANN

ERDGASLAGERSTÄTTEN UND ERDGASLEITUNGEN IN ÖSTERREICH

Erdgasleitung

in Betrieb ------ geplant oder in Bau

○ Erdgasfeld ● Erdölfeld mit Erdgasproduktion

12 Leitungsdurchmesser in Zoll (abgerundet)

Untertage-Gasspeicher

in Betrieb ⊟ geplant oder in Bau

Entschwefelungsanlage

■ in Betrieb □ geplant oder in Bau

Bearbeitung und Copyright 1989

A-1090 Wien, Otto-Wagner-Platz 5

Stand: Jänner 1990

TG-P Vermessung V 7540

Beilage 17 aus „Erdöl und Erdgas in Österreich“, Wien 1993

ERDÖL und ERDGAS-FELDER	FUNDJAHR	AUFGELASSEN	FÖRDERREGIONEN	TERTIÄR: MIOZÄN: PANNONIEN (Pannonische Serie)	TERTIÄR: MIOZÄN: SARMATIEN (Sarmatische Serie)	TERTIÄR: MIOZÄN: BADENIEN (Badener Serie)	TERTIÄR: MIOZÄN: KARPATIEN (Aderklaaer Schichten, Gänserndorfer Schichten)	TERTIÄR: MIOZÄN: OTTNANGIEN (Luschitzer Serie und Äquivalente in NÖ (z.T.), mit Schlier und Oncophoraschichten)	TERTIÄR: MIOZÄN: EGGENBURGIEN (schieferige Tonmergel der Waschbergzone in NÖ. Haller Serie in OÖ)	TERTIÄR: OLIGOZÄN (Puchkirchener Serie, Linzer Sande in OÖ.; Äquivalente in NÖ., Egerien)	TERTIÄR: EOZÄN+PALÄOZÄN (Flysch im Untergrund d. Wr. Beckens tw. auch Kreide; Molassgeschichten des Oberen Eozän in OÖ.)	MESOZOIKUM: KREIDE (in der Gosau inkl. Alttertiär)	MESOZOIKUM: JURA (Kalkalpiner Untergrund des Wiener Beckens und Untergrund der Waschbergzone und der übrigen Molassegebiete; Autochthones Mesozoikum)	MESOZOIKUM: TRIAS (Kristallin(schutt))
Windischbaumgarten ehem. Steinberg-Windischbaumgarten	1930		WB								O2 1930- G1 1986-1986			
Gösting 1) ehem. Gösting- Pionier-Zistersdorf	1932		WB	O1 1952-1958 G1 1940-1945	O3 1934- G1 1980-1980	O1 1961-1970	O1 1989-	O1 1966-1966		O1 1943-1944	O2 1932- G1 1990-			
Oberlaa	1932	1994	WB				G1 1934-1934							
RAG-Feld	1937		WB	G1 1940-	O3 1937-	O2 1939-					O1 1944-			
Gaiselberg	1938		WB	G1 1940-1976	O3 1938-	O2 1940-					O1 1955-			
St. Ulrich-Hauskirchen	1938		WB	O1 1944-1944	O1 1940-1955	O2 1940-		O3 1938- G1 1949-1990			O4 1941-			
van Sickle-Plattwald	1939		WB	O1 ?	O3 1941-	O2 1940- G1 1943-1943	O2 1941-1944	O2 G1 1939-?			O1 1954-1955			
Altlichtenwarth ehem. Altlichtenwarth-Neuberg	1940		WB		O1 1988- G1 1944-1965	O1 1983- G1 1945-1969								
Hohenruppersdorf	1941		WB	G1 1948-1950	O1 1944-1984 G1 1946-1968	O1 1943-					O1 1942-1943			
Maustrenk 2) ehem. Maustrenk-Kreuzfeld	1941		WB				O1 1944-	O2 1941-			O1 1943-1990		O1 1986-1987	
Mühlberg	1942		WB	G3 1944-	G2 1947-	O4 1942- G1 1949-								
Aderklaa 3)	1942		WB	G1 1974-	G2 1959-	O3 1950- G2 1959-	O1 1964-1969 G2 1943-						O1 1961-1992 G1 1966-1968	G3 1959-
Scharfeneck	1944		WB					O1 1944-1989						
St. Marx	1944	1990	WB			G1 1944-1946								
Niedersulz	1944	1990	WB		G1 1969-1973	G1 1960-1971								
Matzen 4)	1949		WB	G3 1949-	O2 1959- G3 1949-	O5 1949- G3 1952-	O3 1949- G1 1964-	O3 1953- G2 1967-			O1 1959-1984	G4 1967-	O1 1964-1966	O4 1969- G3 1966-1987
Neulichtenwarth	1949		WB					O1 1949-1986						
Bernhardsthal	1950		WB		G1 1983-1985	O1 1960-1986 G1 1966-1983			O1 1985-					
Fischamend-Enzersdf. 5)	1951		WB		G2 1953-	G2 1955-								
Zwerndorf-Baumgarten Speicher in Planung	1952		WB	G1 1972-1973	G1 1968-1989	G4 1954-								G2 1960-1987
Rabensburg / R. Nord	1954		WB		O1 1979-1982 G1 1959-1987	O2 1955- G1 1959-1982								
Paasdorf	1956		WB							O1 1971-1971 G1 1984-1987				
Pirawarth	1957		WB	OA	O3 1962- G1 1972-1990	O2 1957- G1 1966-								
Althöflein	1959	1990	WB			G1 1959-1959								
Ginzersdorf	1959	1991	WB					G1 1962-1990						
Himberg	1959	1988	WB		G1 1960-1968									
Maxbergen	1960	1989	WB			G1 1961-1989								
Breitstetten	1966	1988	WB		G2 1966-1973									
Orth	1969		WB		G2 1969-									
Hirschstetten	1973		WB			G2 1979-								G2 1974-1986
Hochleiten	1977		WB	G1	O3 1974-	O2 1977- G1 1973-1984					O2 1978-			
Wienerherberg	1975		WB	G1 k.P.	G2 1976-	G2 1976-								
Marchegg	1976		WB		G1 1976-1976									
Favoriten	1978		WB		G1 1986-									
Dürnkrut	1982		WB			O1 1983-1992								
Moosbrunn	1984		WB	G1 1984-1986	G2 1989-									
Ameis	1961	1989	WBZ						G1 1962-1964					
Hagenberg	1966		WBZ										G1 1966-1967	
Klement	1974	1989	WBZ										G1 1975-1987	
Wildendürnbach	1960		NÖM					G3 1961-						
Roseldorf	1972		NÖM						G3 1973-	G1 1975-1984		G1 1975-1987	O2 1973-1987	
Stockerau (Nord)	1975	1979	NÖM							O1 1975-1975				
Stockerau Ost	1977		NÖM						G1 1981-	G3 1978-				
Altprerau	1981		NÖM					G2 1982-						
Merkersdorf	1982		NÖM					G1 1982-						
Pottenhofen	1985		NÖM					G1 1989-					G1 1987-	
Waschberg	1987		NÖM						G1 1987-1987					
Neuruppersdorf	1987		NÖM					G1 1989-					G1 1992-	
Wiesen	1988	1990	NÖM							G1 k.P.				
Steyr	1971		NÖM							G1 1971-1971	G1 1988-			
Wels - W. Heide (1944)	1892	1991	OÖM						G1 1892-1990					
Leoprechting	1906	1961	OÖM							O1 1946-1952				
Bad Hall	1925	1983	OÖM							G1 1925-1940				
Puchkirchen	1956		OÖM						G2 1969-	G3 1969-	O2 1956-1990			
Wegscheid	1957	1993	OÖM								O1 1958-1961			
Steindlberg	1958	1965	OÖM								O1 1958-1965			
Ried	1959		OÖM								O3 1959-			
Kohleck	1960		OÖM								O2 1960-			
Schwanenstadt	1961		OÖM						G2 1965-	G3 1965-	O2 1963-1991	O1 1963-1964		
Voitsdorf	1962		OÖM								O3 1962-	O3 1962-		
Lindach	1964		OÖM						G2 1965-	G3 1965-	O1 1964-			
Kirchham	1965		OÖM								O1 1965-1983			
Eberstalzell-Eb. Gas	1967		OÖM						G2 1975-		O2 1966-			
Rohr	1967		OÖM								O1 1968-1985 G2 1978-1983	O1 1967-		
Kematen	1967		OÖM						G1 1985-1985		O1 1967-			
Piberbach	1968		OÖM						G1 1986-		O3 1968-			
Harmannsdorf	1968	1985	OÖM									O1 1969-1969 G1 1969-1984		
Aschach	1968		OÖM								O1 1968-1969	O1 1968-1969		
Engenfeld	1968		OÖM						G1 1969-		O2 1968-			
Treubach	1969		OÖM						G2 1969-					
Wirnzberg ehem. Wirnzberg - Wickendorf (1985)	1969		OÖM							O1 1970-	G2 1977-1982	O1 1969-1986		
Teufelsgraben (ehem. Teufelsgraben - Stadlkirchen)	1969		OÖM										G3 1970-1986	
Offenhausen	1969		OÖM								G2 1970-			
Oberaustall	1970		OÖM										O2 1970-1989	O1 1970-
Lindach Süd	1970		OÖM								G2 1973-			
Thann ab 1977 Speicher, inkl. Stadlkirchen	1970		OÖM										G2 1970-1979 O1 1979-1979	G2 1970-1979
Atzbach	1971		OÖM								G2 1972-	G2 1971-		
Sattledt	1971		OÖM										O3 1971-	
Dietach	1972	1989	OÖM								G1 1972-1989		G1 1975-1978	
Hocheck	1973		OÖM									G2 1973-		
Maria Schmolln	1973		OÖM										O1 1974-1984	
Jebing	1974		OÖM									G2 1978-		
Oberminathal	1974		OÖM								G2 1977-			
Munderfing	1974		OÖM								G3 1976-	G1 1976-		
Rappersdorf	1975		OÖM										O1 1978-	
Trattnach	1975		OÖM								G1 1984-1987			O2 1975-
Kalteis	1975	1991	OÖM									G1 1984-1984		
Friedburg	1975		OÖM								G2 1991-	G3 1976-		
Wels Nord	1975		OÖM										O2 1975-	
Klöpfing	1976		OÖM									G1 1988-1990		
Pfaffstätt	1976		OÖM									G3 1977-		
Steinhaus	1976		OÖM										O2 1976-	
Desselbrunn	1977		OÖM									G2 1977-	O1 1982-1987	
Eggelsberg	1977		OÖM								G1 1988-			
Seebach	1978	1991	OÖM								G1 1978-1990			
Zell am Pettenfirst	1978		OÖM									G2 1979-		
Mayersdorf	1978		OÖM											O1 1979-1979
Tarsdorf	1978		OÖM								G1 1979-1991			
Lichtenegg	1978	1989	OÖM								G1 1984-1987			
Kemating	1979		OÖM										O3 1979-	O1 1984-
Redlham	1979		OÖM										O1 1979-	
Steinhaus Nord	1980		OÖM										O2 1980-	
Heitzing/Heitzing Gas 6)	1980		OÖM								G3 1979-1984	G2 1981-	O1 1980-1988	
Vorchdorf	1980		OÖM									G1 1981-		
Lenzing	1980		OÖM										O1 1980-1982	
Haag	1981		OÖM								G2 1983-			
Haindorf	1981		OÖM											O1 1981-
Hörgersteig	1981		OÖM											O2 1981-
Steinhaus Nordwest	1982	1993	OÖM										O1 1982-1990	
Krailberg	1983		OÖM								G2 1985-			
Eggerding	1983		OÖM									O1 1983-1985		
Sierning	1983		OÖM									G1 1984-1984		
Trattnach Nord	1983		OÖM											O2 1983-
Kurzenkirchen	1984		OÖM									O1 1985-1985		
Lindach West	1984	1992	OÖM									G1 1985-1991	O1 1984-1987	
Perneck	1984		OÖM										O1 1984-1987	
Mauern	1985		OÖM								G1 1985-			
Redltal	1986		OÖM								G1 k.P.	G1 1989-		O1 1986-1987
Hörgersteig Süd	1985		OÖM									G2 1988-		
Lindach Ost	1986	1993	OÖM										O1 1986-1992	
Hucking	1986		OÖM								G1 k.P.			
Astätt	1987		OÖM								G1 1990-1990			
Lindach Nord	1987		OÖM									G1 1988-1988		
Gilgenberg	1987		OÖM								G2 1992-			
Feldkirchen	1987		OÖM									GA		
Mühlreith	1988		OÖM								GA	OA 1988-1989		
Weizberg	1988		OÖM									G2 1990-		
Vöcklamarkt	1989		OÖM								G1 1991-1991	G1 k.P.		
Berndorf	1989		OÖM									G2 1990-		
Leithen	1989	1993	OÖM									G1 1990-1991		
St. Georgen	1990		OÖM									GA 1990-1990		
Gundertshausen	1990		OÖM									G2 1992-		
Höflein	1982		FKA											G4 1984-
Neulengbach	1984	1990	FKA											G1 1984-1984
Grünau	1987	1991	FKA										O1 1987-1988	
Molln	1988		FKA											G1 k.P.
Ludersdorf	1982	1990	STB			G1 k.P.								

Legende:

Förderregionen

WB	Wiener Becken
WBZ	Waschbergzone
NÖM	NÖ Molassezone
OÖM	OÖ Molassezone
FKA	Flysch / Kalkalpen
STB	Steirisches Becken

1983-1988 erste Förderung / letzte Förderung

aufgelassen (ohne Jahreszahl)

Testproduktion

Endausbeute - Kategorien

(Ultimate Production = bisherige Produktion incl. Vorräte A+B)

Ölhorizonte		Gashorizonte	
O5	über 50.000.000 t	G4	über 5.000 Mio. m^3
O4	5.000.000 - 50.000.000 t	G3	500 - 5.000 Mio. m^3
O3	500.000 - 5.000.000 t	G2	50 - 500 Mio. m^3
O2	50.000 - 500.000 t	G1	unter 50 Mio. m^3
O1	unter 50.000 t	GA	in Aufschließung
OA	in Aufschließung		

1) beinhaltet "Neusiedl - Steinberg" (Ottnangien: O1 /1966; Eozän: O1/1936, O2/1977)

2) beinhaltet "Maustrenk - ÜT" (Jura: O1/1984, liquidiert 1987)

3) beinhaltet "Süßenbrunn - Kagran" (Sarmatien: G2/1951; Badenien: O2/1951) und "Breitenlee" (Pannonien: G1/1974; Sarmatien: G2/1963; Badenien: G2/1963, O2/1966; Karpatien:G1/1965; Jura: O1/1965)

4) beinhaltet "Spannberg" (Sarmatien: G1/1956; Ottnangien: O1/1956), "Tallesbrunn"(Sarmatien:G3/1960; Badenien: G1/1960, seit 1974 Erdgasspeicher), "Schönkirchen-Tief" (Ottnangien: O3/1962 und G2/1962; Trias: O4/1962 und G3/1962), "Straßhof-Tief" (Ottnangien: O1/1967; Kreide: G1/1964; Jura: O1/1964), "Prottes-Tief" (Karpatien: O1/1966, Ottnangien: O1/1966, Kreide: O1/1966, Trias: O2/1966), "Ebenthal" (Badenien: O1/1967 und G1/1967), "Schönkirchen-Gänserndorf ÜT" (Kreide: G2/1968, Trias: G4/1977), "Gänserndorf" (Sarmatien: G1/1976, Karpatien: O1/1968), "Reyersdorf" (Trias: O1/1971, seit 1977 Erdgasspeicher)

5) beinhaltet "Maria Ellend" (Sarmatien: G1/1985, Badenien G1/1972)

6) beinhaltet "Wimsbach (Haller Serie: G3/1978) und "Steinerkirchen" (Puchkirchener Serie: G2/1981)

Stand 31.12.1992

GEOLOGISCHE BUNDESANSTALT
FACHABTEILUNG ROHSTOFFGEOLOGIE