

Neue Aspekte zur Geochemie der Erdöl- und Erdgaslagerstätten des Wiener Beckens

Von H. Wieseneder (Wien) *)

Mit 4 Textfiguren

Abstract

The gravity of crude oils in the Neogene polypay oil fields of the Vienna Basin is governed by the „depth rule“ (decreasing gravity with increasing depth). Exceptions were explained by postdiagenetic fissure migration from greater depth. Organic matter and hydrocarbons have been proved in fine grained sediments of the basin filling. It is supposed that the primary migration took place contemporary with the compaction of the sediments. The formation of gas pools within the folded and overthrusted Mesozoic basement is explained by a secondary thermokatalytic mobilisation of the kerogene of the dolomites.

The abrupt increase of the concentration of brines in the basement points to the influence of the Alpine salinar.

Zusammenfassung

Die Dichte der Rohöle in den Neogenen Ölfeldern des Wiener Beckens wird durch die Tiefenregel beherrscht (abnehmende Dichte mit zunehmender Tiefe). Ausnahmen werden durch eine postdiagenetische Spaltenmigration aus der Tiefe erklärt. Organische Substanz und Kohlenwasserstoffe sind in den feinkörnigen Gesteinen der Beckenfüllung nachgewiesen. Die Primärmigration fand in den Tertiärschichten wahrscheinlich während der Kompaktion statt. Die Bildung der Gaslagerstätten in den gefalteten und überschobenen Anteilen des kalkalpinen Untergrundes wird durch eine sekundäre thermisch-katalytische Mobilisation des Kerogens der Dolomite erklärt. Der plötzliche Anstieg der Salzkonzentration der Lagerstättenwässer des kalkalpinen Untergrundes wird auf den Einfluß des alpinen Salinars zurückgeführt.

*) Anschrift des Verfassers: Prof. Dr. H. Wieseneder, Mineralogisch-Petrographisches Institut, Dr.-Karl-Lueger-Ring 1, A-1010 Wien.

Die geologischen und geochemischen Argumente für die organische Herkunft der Kohlenwasserstoffe der Erdöl- und Erdgaslagerstätten sind so überzeugend, daß die ältere Auffassung einer anorganischen Entstehung auf dem Welterdölkongreß 1971 in Moskau und auf dem Internationalen Geologenkongreß 1972 in Montreal, Canada, keine Anhänger mehr fand. Dies schließt nicht aus, daß in der Frühgeschichte der Erde Kohlenwasserstoffe anorganisch entstanden.

Da sich die für die Erdölbildung wesentlichen biochemischen Prozesse zumindest seit dem Kambrium (600 Mill. Jahre) nicht geändert haben ABELSON (1963), läßt die Untersuchung der organischen Substanz rezenter Sedimente Aussagen über die Bildungsweise der Kohlenwasserstoffe in der geologischen Vergangenheit zu. Kohlenwasserstoffe in kleinen Mengen wurden in lebenden Organismen, sowie in rezenten und fossilen Sedimenten nachgewiesen. So kommt n-Heptan in *Pinus sabiniana* vor. Nach BLUMER et al. (1963) reichern planktonische Crustaceen Pristan an. Pentacyclische Naphthene und Sterane sowie eine Reihe weiterer Kohlenwasserstoffe wurden von MEINSCHEN (1961) in rezenten Sedimenten und Erdölen nachgewiesen. Die rezente Bildung dieser Kohlenwasserstoffe ist durch den Nachweis von C^{14} durch SMITH (1954) sichergestellt. PEAKE et al. (1972) fanden in den Sedimenten der arktischen See im NW Canadas Alkane von $C^{14}-C^{38}$, (durchschnittlich 5,1 ppm). Ähnliche Werte fand KVENVOLDEN (1970) für das St. Nicolas Basin und das Tanner Basin in Californien und für das Mississippi Delta. Ferner wurden Phytan, Pristan, polycyclische Aromaten (0,1—1,1 ppm), Fettsäuren, Sterole, Pigmente und 16 verschiedene Aminosäuren nachgewiesen. Es ist bei dieser Sachlage verständlich, daß einzelne Autoren WHITEMORE (1943) und MEINSCHEN (1959, 1961) die Bildung der Lagerstätten lediglich als den Prozeß der Migration und Akkumulation der in den Sedimenten diskret verteilten Kohlenwasserstoffe verstanden. Da jedoch die Kohlenwasserstoffe C^3-C^{14} und die für Rohöle typischen Aromaten in rezenten Sedimenten und Organismen nicht vorkommen, wiewohl sie mit ca. 50% an der Zusammensetzung der Rohöle beteiligt sind, müssen sie sekundär entstehen, zumal fossile Sedimente auch mehr Kohlenwasserstoffe enthalten als rezente. Bereits 1865 wurde von WINCHELL (Am. Geol. Inst., 1960, 274) das „Erdölmuttergesteinskonzent“ formuliert. Wiederholt, zuletzt von HUNT (1962), wurde auf die relative Anreicherung organischer Reste in den feinkörnigen Gesteinen hingewiesen. Danach enthalten im Durchschnitt Sandsteine 0,05%, Kalksteine 0,29% und Tongesteine 2,1% organische Substanz.

Die Grundvorstellung der Muttergesteins-hypothese, die am konsequentesten von KREJCI-GRAF (1955, 1959, 1960) vertreten wurde, ist die Bildung des Petroleums oder seiner Vorstufen in den mehr oder weniger „kerogenreichen“ unter reduzierenden Bedingungen abgelagerten lutitischen Muttergesteinen. Mit der Porenflüssigkeit migrierten die Kohlenwasserstoffe, vermutlich in gelöster Form, infolge der Kompaktion der überlagernden

Schichten in die Speichergesteine (Primärmigration). Dort erfolgt die Ansammlung und Umverteilung des Lagerstätteninhaltes nach der Dichte (Erdgas, Rohöl und Lagerstättenwässer (Sekundärmigration)). Doch das Fehlen charakteristischer Erdölmuttergesteine in vielen Erdölprovinzen hat dieses Konzept verblasen lassen und eine Revision der bisherigen Vorstellungen notwendig gemacht. Schon FRIEDL (1959) wies darauf hin, daß alle Stufen des Neogens im Wiener Becken als Kohlenwasserstoffspender in Betracht zu ziehen seien. KENT und WARMAN

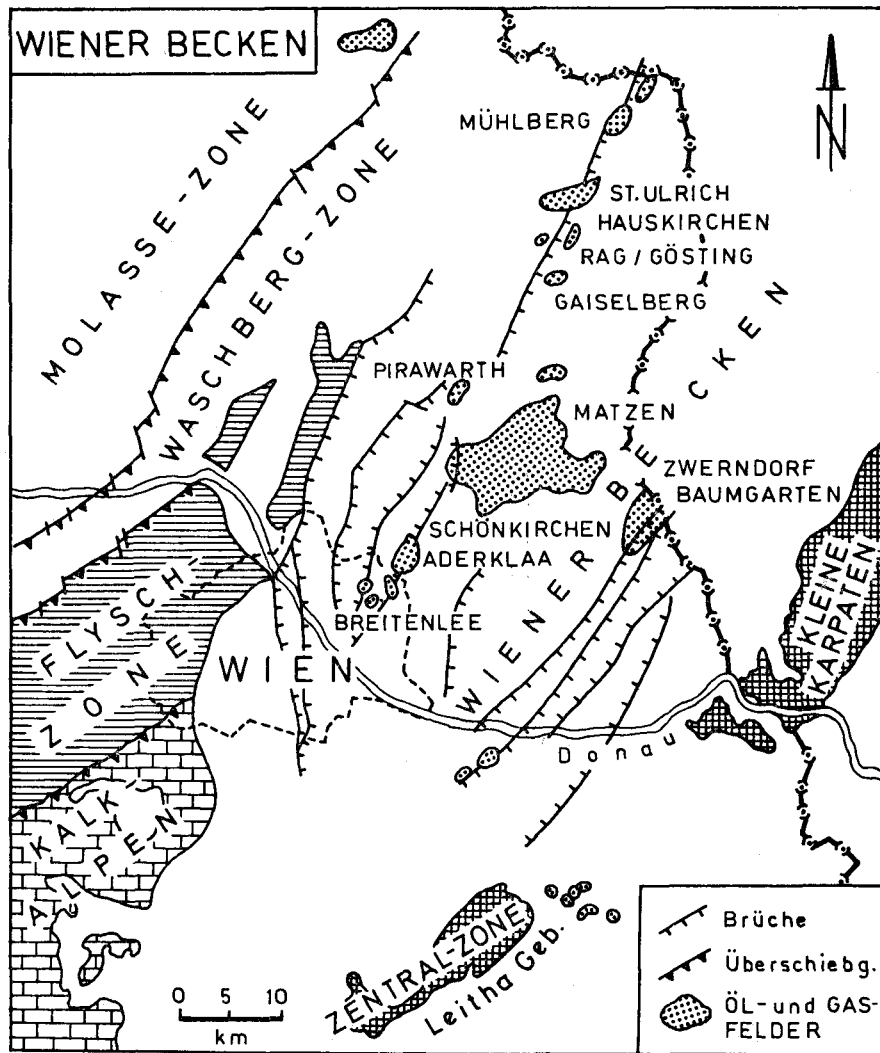


Fig. 1

(1972) schrieben mit Bezug auf den Mittleren Osten: „It is a remarkable circumstance that the worlds richest oil bearing region is deficient in conventional source rocks.“ Die Schwierigkeit, daß für die Erdölbildung reduzierende Bedingungen erforderlich sind, das Ablagerungsmilieu vieler ölführender Serien durch ihren Fossilinhalt auf Sauerstoffeinfluß hinweist, läßt sich damit überwinden, daß durch die hohe Sedimentationsrate (0,5 mm/Jahr im Wiener Becken) ein ausreichender Teil der organischen Substanz erhalten bleibt und durch rasche Absenkung und Überdeckung alsbald unter reduzierende Bedingungen gerät. Es ist daher naheliegend, anzunehmen, daß die in den rezenten Sedimenten fehlenden Kohlenwasserstoffe durch einen thermo-katalytischen Prozeß, der durch die mit zunehmender Versenkung steigende Temperatur stimuliert wird, aus den organischen Substanzen entstehen. ABELSON (1963) weist auf die Entstehung geradekettiger Kohlenwasserstoffe von Methan bis Dodekan durch Pyrolyse von Kerogen bei 185° C hin. KARTSEV (1964) beobachtete experimentell die Dekarboxylierung von Fettsäuren, die Decyclisierung von Naphthenen und die Bildung geradekettiger Paraffine aus verzweigten. Über Experimente mit ähnlichen Ergebnissen berichtet ein sowjetisches Autorenkollektiv MIRCHINK (1971).

Wie in vielen anderen Erdölprovinzen werden die Rohöle in den Neogenlagerstätten des Wiener Beckens mit zunehmender Teufe leichter und stärker naphthenbasisch. Sie folgen damit, von Ausnahmen auf die später zurückgekommen wird, abgesehen, der von BARTON (1934) aufgestellten Tiefenregel (Fig. 1, Fig. 2). Mit der Abnahme der Dichte ist nach MUTHENTHALER und EDELMANN (1956) die Abnahme der Viscosität, des Schwefelgehaltes, der Säurezahl sowie der aromatischen und naphthenischen Stoffgruppen gebunden. Die „Tiefenregel“ fand bisher eine unterschiedliche Erklärung. Verschiedenes Ausgangsmaterial HLAUSCHEK (1936) kommt für die Erklärung der Dichteunterschiede der Neogenöle des Wiener Beckens kaum in Frage, da sowohl der petrographische Charakter der Schichtfolge als auch die Natur der extrahierbaren organischen Substanz BUCHTA et al. (1963) sehr gleichförmig ist. Die Verteilung paraffinbasischer und naphthenbasischer Rohöle wurde von MEINHOLD (1964) als eine mit steigender Migrationsweite zunehmende Asphaltierung erklärt. Doch ergeben sich hierfür in den von uns untersuchten Gebieten keine Anhaltspunkte, da aus geologischen und hydrologischen Gründen für die naphthenbasischen Rohöle eher kürzere und für die paraffinbasischen Rohöle eher längere Migrationswege wahrscheinlich sind. Auch die „Huttheorie“ KREJCI-GRAF (1955) die eine Asphaltierung der Rohöle unter Oberflächeneinflüssen annimmt, vermag, wie ein Blick auf Fig. 2 zeigt, die Verteilung der Rohöldichten nicht zu erklären. Daher ist es auch für die neogenen Felder des Wiener Beckens wahrscheinlich, daß im Sinne von BARTON (1934) und McNAB et al. (1952) ein schweres naphthenreiches Protopetroleum am Beginn der Erdölentwicklung steht. Diese These wird auch dadurch gestützt, daß

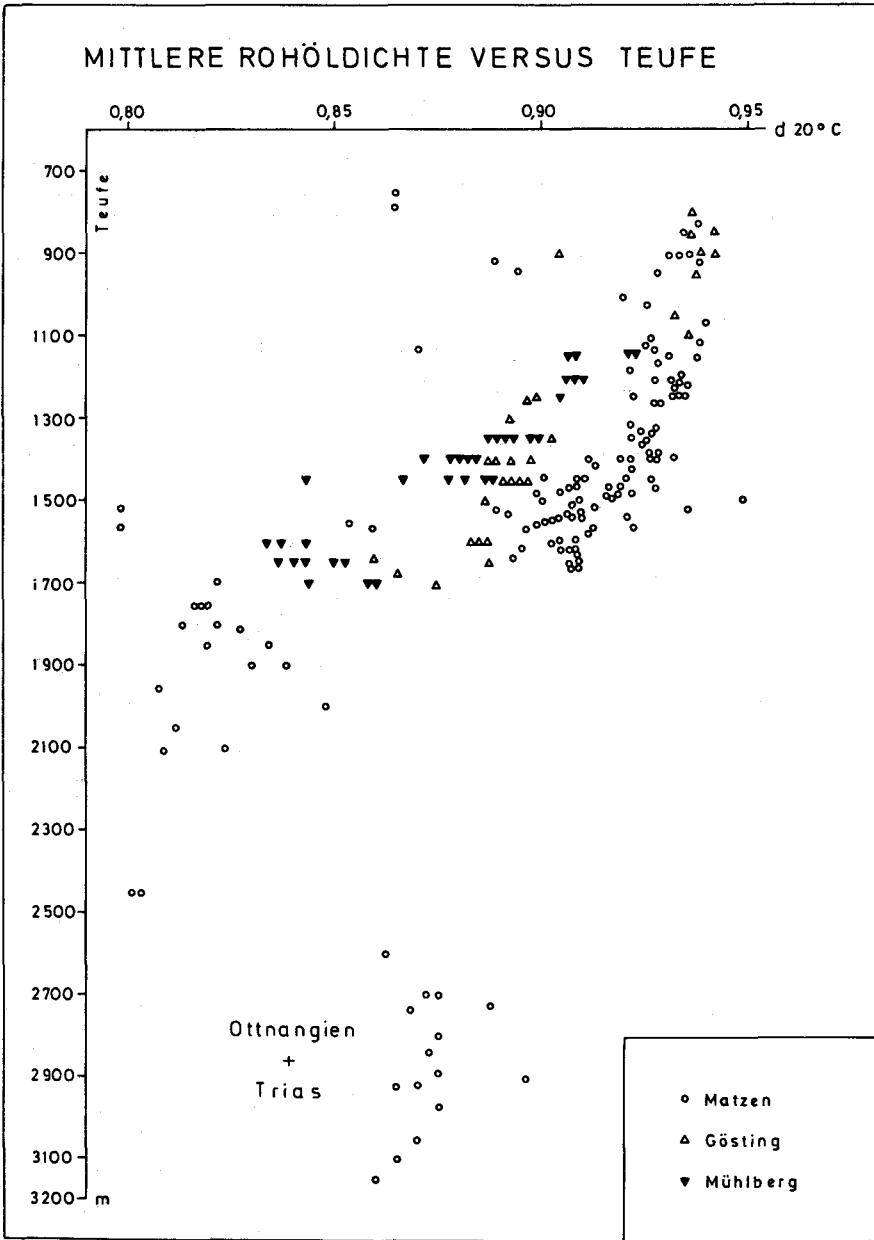


Fig. 2

Rohöle mit zunehmendem geologischem Alter paraffinbasischer werden, McNAB et al. (1952), eine Erscheinung, die als Altersregel bekannt ist.

Die Graphik Rohöldichte versus Teufe für die Neogenlagerstätten des Wiener Becken, Fig. 3, läßt neben der Tiefenregel noch zusätzliche Details erkennen. Die Öle der Badener Serie Matzens stellen ein Kollektiv dar, das einem zweiten, bestehend aus den Sarmatölen Göstings, Gaiselbergs, den Ölen der Badener Serie des Mühlberges und Pirawarths gegenübersteht. Die Öle der zweiten Gruppe sind bei gleicher Teufe etwas leichter als die der ersten. Die Zuwanderung der zweiten Gruppe aus größerer Tiefe ist eine mögliche Erklärung für diese Erscheinung. Eine dritte Gruppe bilden die Rohöle des Ottnangien und der begrabenen Berge des mesozoischen Beckenuntergrundes. Diese Rohöle sind relativ schwerer als die der 2. Gruppe und bilden ein selbständiges Kollektiv.

Wenden wir uns nun jenen Vorkommen zu, die die Tiefenregel zu durchbrechen scheinen. Besonders auffallend ist dies im Felde Aderklaa. Das Rohöl des Hauptölträgers weist eine Dichte von $0,81 \text{ g/cm}^3/20^\circ \text{ C}$ auf, während in dem nur 10 km NE-gelegenen Feld Matzen in vergleichbarer Tiefe von 1660—1700 m ein Rohöl mit einem spezifischen Gewicht von $0,909 \text{ g/cm}^3/20^\circ$ gefördert wird. Aus reservoiergeologischen Untersuchungen KAUFMANN (1958) geht hervor, daß die die Struktur Aderklaa im W abschließenden Brüche nicht dicht sind, da im Laufe des Produktionsprozesses Tiefenwasser an diesen Störungen aufstieg und die Struktur vom Scheitel her überflutete. Es ist daher wahrscheinlich, daß leichtes Rohöl aus den tieferen Horizonten nach Abschluß der Sedimentation und Bruchbildung diesem Weg folgte und sich in der Struktur ansammelt. Man kann diesen Vorgang als Spalten- oder Tertiärmigration bezeichnen. Ähnliche Verhältnisse sind auch aus der Bockfließler Zwischenstaffel des Feldes Matzen bekannt. Aus einem von der Rohölgewinnungs-AG in dankenswerter Weise zur Verfügung gestellten Bericht, den Doktor H. SALZER verfaßte, geht hervor, daß die im Felde Gaiselberg geförderten Öle, die von der Tiefenregel abweichen, von Sonden gefördert werden, die an Längsbrüchen liegen. Im benachbarten RAG-Feld herrscht die Tiefenregel unumschränkt, offensichtlich deshalb, weil Brüche fehlen. Für die angeführten Beispiele kann man daher das Nebeneinander von paraffinbasischen und naphthenbasischen Rohölen durch eine spätere Zuwanderung der letzteren an Spalten erklären.

Aus der Synthese der obigen Darlegungen und den Ergebnissen der Lagerstättengeologie, zusammengefaßt durch JANOSCHEK und GÖTZINGER (1970) geht mit großer Wahrscheinlichkeit hervor, daß die Kohlenwasserstoffe der Neogenlagerstätten sowie die der begrabenen Berge des Untergrundes aus den tertiären Nebengesteinen stammen. Treibende Kraft der Primärmigration ist, wie allgemein angenommen, die Kompaktion, bzw. der durch diese hervorgerufene Porenwasserstrom. Nach seinerzeit durchgeführten Untersuchungen, Fig. 4, nimmt die Porosität der Tone und Ton-

mergel mit der Tiefe deutlich ab. Ob bereits ein Gleichgewicht erreicht ist, oder ob der Kompaktionsprozeß auch heute noch weitergeht, ist eine offene Frage. Der Transport der Kohlenwasserstoffe scheint in gelöster Form stattzufinden, nach BAKER (1967) liegt die Löslichkeit im ppb-Bereich.

Neue Gesichtspunkte zur Frage der Genesis und Migration der Kohlenwasserstoffe ergaben sich aus der Entdeckung und Weiterentwicklung von Erdgaslagerstätten in der Tiefe des kalkalpinen Untergrundes KAPOUNEK und HORVATH (1968). Das Erdgas ist, verglichen mit dem der Neogenlagerstätten, durch höheren H_2S - (2,5 Vol.%) und höheren CO_2 -Gehalt (11 Vol.%) gekennzeichnet. Es herrscht Übereinstimmung darüber, daß diese Lagerstätten erst nach dem Abschluß der alpinen Deckenbewegungen entstanden sind. Es besteht große Wahrscheinlichkeit, daß die Gasbildung durch eine sekundäre thermische Mobilisation des Kerogen der Dolomite stattfand, KRÖLL und WIESENER (1972). Die großen klüftigen Dolomitkörper in 5000—6000 m Tiefe sind nach unserer Auffassung sowohl Mutter- als auch Speichergesteine WIESENER (1968). Diese Vorstellung stimmt auch mit den Angaben von KARTSEV et al. (1971) überein, wonach in größerer Tiefe bzw. bei höherer Temperatur vorwiegend Methan entsteht. Die Arbeitshypothese, daß die Bildung reiner Gaslagerstätten in geringerer Tiefe (Zwerndorf, Badenien; Matzen, Sarmat und Mühlberg, Pannon) mit verstärkten terrestrischen Einflüssen zusammenhängt, hat sich gefestigt und scheint auch auf die Molassezone anwendbar zu sein. Die endgültige Klärung dieser Frage sowie die nach der Entstehung und Menge des assoziierten Gases der Rohöle bedarf noch weiterer Untersuchungen.

Ähnlich wie in anderen Erdölprovinzen sind die Ölfeldwässer des Wiener Beckens durch hohe Na^+ und Cl^- Mineralisation, zurrücktretenden SO_4^{--} -Gehalt und durch die Anreicherung biophiler Elemente und Verbindungen, besonders J , $-Br$, $-NH_4^+$ und organische Säuren gekennzeichnet. Im Neogen und im Flyschuntergrund liegt die Salzkonzentration unter der des Meerwassers, im kalkalpinen Untergrund dagegen steigt sie bis auf das Dreifache an.

Es wurde versucht, diese sprunghafte Konzentrationserhöhung als Anionensperreffekt an Tonmizellen im Sinne von BREDENHOFFT (1963) zu erklären, KÖLBL (1967). Die Lagerstättenwässer wären nach dieser Darstellung aus dem Neogen eingewandert. Dieser Erklärungsversuch ist unseres Erachtens für die kalkalpinen Wässer im Untergrund des Wiener Beckens nicht anwendbar, da wohl Cl , Na und Ca stark angereichert sind, nicht aber das dem Cl nahe verwandte J , im Gegenteil, die J -Konzentration ist in den kalkalpinen Untergrundwässern geringer als im Neogen (Fig. 3). Wir sind daher der Meinung, daß diese Wässer eine autonome Provinz repräsentieren und ihre hohe Konzentration mit dem alpinen Salinar zusammenhängt. Die deutliche Konzentrationsabnahme in der tieferen Badener Serie, die in ähnlicher Weise auch in anderen Feldern des Wiener Beckens zu beobachten ist, führen wir, besonders im Bereich Mat-

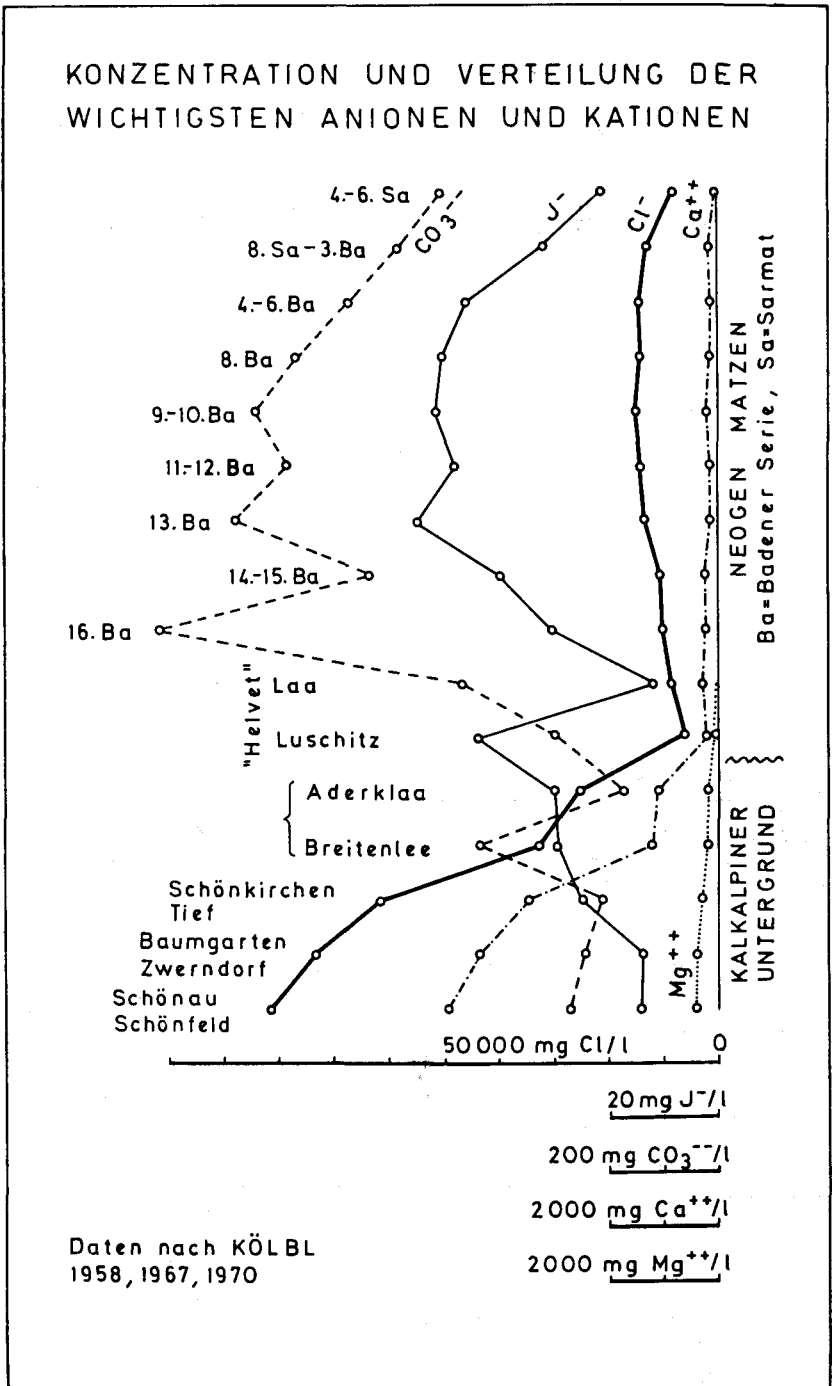


Fig. 3

zen, auf die Verbrackung der liegenden Laaer Schichten zurück. Wiewohl die Sedimentwässer bei der Migration und Lagerstättenbildung eine wesentliche, wenn auch noch nicht ganz durchschaubare Rolle zu spielen scheinen, ist eine unmittelbare Korrelation von Gesteinschemismus, Rohölqualität und Lagerstättenwässer noch nicht zu erkennen. Unsere bereits früher geäußerte Ansicht WIESENER (1964), daß die Lagerstättenwässer aus diagenetisch verändertem in den Sedimenten eingeschlossenem Meerwasser hervorgingen, das biophile Elemente aus der organischen Substanz der Sedimente aufnahm, ist im wesentlichen auch die von v. ENGELHARDT (1960) vertretene Auffassung. Abschließend sei ein Ausblick auf die Zukunft des Erdöls im Weltmaßstab, wie sie sich auf dem Internationalen Geologenkongreß 1972 abzeichnete, geboten. Bisher wurden 38 Mrd. t Rohöl verbraucht, davon allein 2,6 Mrd. t im Jahre 1972. Bis 1990 dürfte der Bedarf an sämtlichen Energieträgern in der westlichen Welt auf das fünffache der 1960 benötigten Menge ansteigen. Drei Viertel davon werden durch Erdöl und Erdgas gedeckt. Die gesicherten Vorräte betragen derzeit 83 Mrd. t Rohöl und 44.900 Mrd. Nm³ Erdgas. Es ist bemerkenswert, daß 88% dieser Reserven in nur 71 Riesinfeldern konzentriert sind, KENT u. WARMAN

POROSITÄT VON TONMERGELN IM
WIENER BECKEN

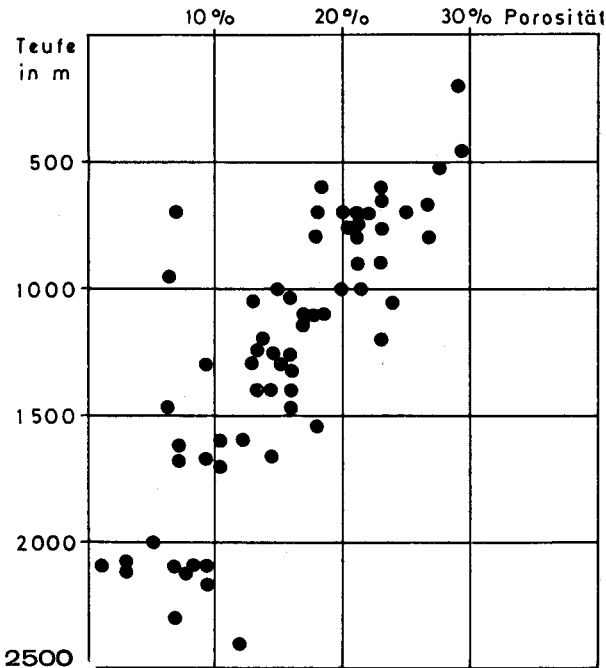


Fig. 4

(1972). Die Reserven sind allerdings sehr ungleichmäßig verteilt; zwei Drittel davon liegen im Nahen und Mittleren Osten, der Rest in den Gebieten um den Golf von Mexiko, in der Sowjetunion und in Afrika. Westeuropas Erdölvorkommen sind gering, doch die Gasvorräte betragen immerhin 10% der Weltreserven. Österreich ist zur Zeit mit 0,1% an der Welterdölförderung beteiligt und deckt damit 25% seines Rohölbedarfes. Die Schätzung über die noch erschließbaren Erdölmengen gehen weit auseinander und liegen zwischen 84 und 980 Mrd. t, ein realistischer Wert dürfte bei 200 Mrd. t liegen. Man darf erwarten, daß noch 200 bis 300 Riesenerdölfelder gefunden werden.

Eine weitere Möglichkeit, zusätzliche Erdölprodukte zu gewinnen, stellen die gewaltigen Ölschiefervorkommen der Neuen Welt dar. Die Green River Shales in den Rocky Mountains enthalten nach Schätzungen 300 Mrd. t Rohöläquivalente, von denen 70 Mrd. t gewinnbar sind. Ähnliches gilt für die Athabaska Teersande in Canada. Die Ausbeutung dieser Vorkommen ist nur mehr eine Frage der Wirtschaftlichkeit. Auch die bereits erschlossenen Felder bieten die Möglichkeit einer zusätzlichen Erweiterung der Rohölbasis. Es hängt mit der Eigenart der Erdöl-speichergesteine zusammen, daß im Durchschnitt nur 31% der vorhandenen Kohlenwasserstoffe wirtschaftlich gewonnen werden können, der Rest bleibt in den Lagerstätten zurück. Es wird daher laufend an der Entwicklung der Methoden zur Verbesserung der Entölung der Lagerstätten gearbeitet.

Literaturauswahl

- Abelson, P. H.: (1963) Organic Geochemistry and the formation of Petroleum. 6th Wld. Petroleum Congr., Frankfurt/M., Sect. I — Paper 41 PD 1.
- Baker, E. G.: (1967) Geochemical evaluation of Petroleum Migration and accumulation. Aus: Fundamental Aspects of Petroleum Geochemistry aus: Nagy B. und U. Colombo (editors). Elsevier & Co. Amsterdam — London — New York.
- Barton, D. C.: (1934) Natural history of Gulf Coast crude oil. In W. E. Wra-ther & F. H. Lahee. Problems of Petroleum Geology. Am. Assoc. Petrol. Geologists, Tulsa, Okl. 109—156.
- Blumer, M., MM. Mullin u. D. V. Thomas: (1963) Pristan in Zook-plankton. Science, 140, 974.
- Buchta, H., R. Leutner u. H. Wieseneder: (1963) The extractable organic matter of pelite and carbonate sediments of the Vienna Basin. 6th Wld. Petrol. Congr., Sect. 1.
- Bredenhoeft, J. D., C. R. Blyth, W. A. White u. G. B. Maxey: (1963) Possible mechanism for concentration of brines in subsurface formations. Bull. Am. Assoc. Petrol. Geologists, 47, 257—269.
- Degens, E. T.: (1968) Geochemie der Sedimente. F. Enke Stuttgart.
- v. Engelhardt, W.: (1960) Der Porenraum der Sedimente. Springer Verlag, Berlin — Göttingen — Heidelberg.
- Friedl, K.: (1959) The oil fields of the Vienna Basin. 5th Wld. Petrol. Congr., New York 1951, Sect. 1.
- Hlauschek, H.: (1936) Naphthene und Methane oil, their Geological Occurrence and Origin. F. Enke, Stuttgart.

- Hunt, J. M.: (1962) Some observations on Organic Matter in Sediments. 25 Years Hungarian Oil, Budapest.
- Janoschek, R. u. K. Göttinger: (1970) Exploration for oil and gas in Austria. The Inst. Petr. London. Aus: The exploration for Petroleum in Europe and North Africa.
- Kapounek, J., A. Kaufmann, H. Kratochvil und A. Kröll: (1964) Die Erdöllagerstätte Schönkirchen Tief im alpin-karpatischen Beckenuntergrund. Erdöl-Zeitschrift, Wien — Hamburg, **80**, 305—317.
- Kapounek, J. u. Sz. Horvath: (1968) Die Bohrung Schönkirchen Tief 32 als Beispiel für den Aufschluß einer Lagerstätte im tiefen Anteil der Kalkalpen. Erdöl-Zeitschrift, Wien — Hamburg, **84**, 369—407.
- Kaufmann, A.: (1958) Zur Hydrologie und Entölung der Lagerstätte Aderklaa. Erdöl-Zeitschrift, Wien — Hamburg, **74**, S. 428—431.
- Kartsev, A. A.: (1964) Geochemical transformation of petroleum. In: U. Colombo und G. D. Hobson (Editors). Advances in Organic Geochemistry. Pergamon Press, Oxford, 11—14.
- Kartsev - Vassoevich - Geodekian - Neruchev - Sokolov: (1972) The Principal Stages in the formation of Petroleum. 8th Wrld. Petr. Congr. PD. 1.
- Kent, P. E. u. H. R. Warman: (1972) An Enviromental Review of the World's Richest Oil-Bearing Region — The Middle Eeast. Int. Geol. Congr., Montreal, Sect. 5, 143—156.
- Kölbl, L., (1958) Die Tiefenwässer des Erdölfeldes Matzen. Erdöl-Zeitschr., Wien — Hamburg, **74**, 406—414.
- Kölbl, L.: (1967) Entstehung und Diagenese von Tiefenwässern aus dem kalkalpinen Untergrund des Wiener Beckens. Erdöl-Erdgas-Zeitschrift, Wien — Hamburg, **83**, 72—80.
- Kölbl, L.: (1970) Entstehung und Diagenese von Tiefenwässern aus dem Beckenuntergrund von Aderklaa-Breitenlee. Erdöl-Erdgas-Zeitschrift, Wien — Hamburg, **86**, 52—58.
- Krejci-Graf, K.: (1955) Zur Geochemie der Erdölentstehung. Erdöl und Kohle, **8**, Hamburg, 393—401.
- Krejci-Graf, K.: (1959) Diagnostik der Herkunft des Erdöls. Erdöl u. Kohle, Hamburg, **12**, 706—712, 805—812.
- Kaufmann (1958)
- Krejci-Graf, K., F. Hecht und W. Passler: (1957) Über Ölfeldwässer des Wiener Beckens. Geol. Jb., Hannover **74**, 161—210.
- Krejci-Graf, K.: (1960) Moderne Anschauungen über die Entstehung des Erdöls. Erdöl und Kohle, Erdgas, Petrochemie **13**, Hamburg, 836—845.
- Krejci-Graf, K.: (1962) Über Ölfeldwässer. Erdöl und Kohle, Erdgas, Petrochemie, **15**, Hamburg, 102—109.
- Krejci-Graf, K., W. Appelt und A. Kreher: (1966) Zur Geochemie des Wiener Beckens. Geol. Mitt., Aachen, **7**, 49—108.
- Krejci-Graf, K., H. Huber, F. Stadler, G. Stadler u. H. Werner: (1968) Zur Geochemie des Wiener Beckens II. Chemie d. Erde, Jena, **27**, 143—150.
- Krejci-Graf, K.: (1969) Zur Geochemie des Wiener Beckens III. Erdöl-Erdgas-Zeitschrift, Wien — Hamburg, **85**, 304—309.
- Kröll, A. u. H. Wieseneder: (1972) The Origin of Oil and Gas Deposits in the Vienna Basin (Austria). 24th Int. Geol. Congr., Sect. 5, 153—160.
- Kreutzer, N.: (1971) Mächtigkeitsuntersuchungen im Neogen des Ölfeldes Matzen, Niederösterreich. Erdöl-Erdgas-Zeitschr., **87**, Wien — Hamburg, 38—49.
- Kvenvolden, K. A.: (1970) Evidenc for transformation of normal fatty acids in sediments. In Hobson, G. D. u. G. C. Speers (Editors). Advances in Organic Geochemistry. Pergamon Press.

- Mc. Nab, J. G., P. V. Smith u. R. L. Betts: (1952) The evolution of petroleum. *Ing. Eng. Chem.* **44**, 2556—2563.
- Meinhold, R.: (1964) Gesetzmäßigkeiten der Erdöhlakkumulation in den Sedimentationsbecken. *Zeitschrift f. angew. Geologie*, **10**, 119—126.
- Meinschein, W. G.: (1959) Origin of Petroleum. *Bull. Assoc. Amer. Petrol. Geologists*, **43**, 925—943.
- Meinschein, W. G.: (1961) Significance of hydrocarbons in Sediments and Petroleum. *Geochim. Cosmochim. Acta*, **22**, 58—64.
- Mirchink - Sokolov - Alizade - Bakirow - Veber - Dvali - Maximov - Simakov - Vassoevich - Trofimuk: (1971) Main concepts of the theorie of oil and gas origin and their accumulation in the light of the most recent investigations. 8th Wld. Petr. Congr., Moscow, PD. 1.
- Muthenthaller, H. u. A. Edelmann: (1956) Über die chemisch-physikalischen Eigenschaften der Erdöle des Wiener Beckens. *Erdöl-Zeitschrift*, Wien — Hamburg, **72**, 431—436.
- Peake, E., M. Strosher, B. L. Baker, G. W. Hodgson, R. G. Mc. Crossan u. C. J. Vorath: (1972) The Potential of Arctic Sediments: Hydrocarbons and Possible Precursors in Beaufort Sea Sediments. 24th Int. Geol. Congr., Montreal, Sect. 5, 28—47.
- Smith, jr. P. V.: (1954) Studies on origin of petroleum: Occurrence of hydrocarbons in recent sediments. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists*, **38**, 377—404.
- Whitemore, F. C.: (1943) Transformation of organic material into petroleum-chemical and biochemical phases. Fundamental research on occurrence and recovery of petroleum. *Proc. Amer. Petrol. Inst.*, 124.
- Wieseneder, H.: (1964) Die Erdölmuttergesteinsfrage im Wiener Becken. *Erdöl-Erdgas-Zeitschrift*. Wien — Hamburg, **80**, 479—486.
- Wieseneder, H.: (1968) Genesis und Speichereigenschaften des alpinen Hauptdolomites. *Erdöl-Erdgas-Zeitschrift*, Wien — Hamburg, **84**, 434—438.

Bei der Schriftleitung eingelangt am 27. Februar 1973.