

**Zeitschrift:** Bulletin der Vereinigung Schweiz. Petroleum-Geologen und -Ingenieure  
**Herausgeber:** Vereinigung Schweizerischer Petroleum-Geologen und -Ingenieure  
**Band:** 45 (1979)  
**Heft:** 109

**Artikel:** Zur Herkunft süddeutscher Erdöle : geochemische Ergebnisse und Versuch einer geologischen Interpretation  
**Autor:** Hahn-Weihenheimer, P. / Hirner, A. / Lemcke, K.  
**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-203883>

### Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

### Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

### Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

**Download PDF:** 12.01.2026

**ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>**

## Zur Herkunft süddeutscher Erdöle

Geochemische Ergebnisse und Versuch einer geologischen Interpretation

On the origin of crude oils from Southern Germany  
Geochemical results and a tentative geological interpretation

Von P. HAHN-WEINHEIMER, A. HIRNER, K. LEMCKE\*

Nachdruck aus Erdöl-Erdgas-Zeitschrift, 95. Jahrgang, April 1979, Heft 4,  
mit freundlicher Genehmigung des Urban-Verlages Hamburg/Wien G.m.b.H.

### Kurzfassung

*Die Erdöle des Alpenvorlandes lassen sich auf Grund ihrer organisch-chemischen Zusammensetzung und ihrer  $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ -Verhältnisse in vier Gruppen einteilen (zwei im W, zwei im E). Im W gehören zu der ersten Gruppe (W I) die Trias-Lias-Öle nördlich des Bodensees (Mutterformation: ? Muschelkalk), zu der zweiten Gruppe (W II) jene der frühchattischen Bausteinschichten und ein Kluftöl aus dem bituminösen helvetischen Malm von Tettnang 1. Dieser Befund könnte einen direkten Hinweis auf den Malm als Muttergestein für die Erdöle aus den Bausteinschichten liefern. Im E gehören zu der westlich gelegenen Gruppe (E I) die tiefliegenden Tertiärbasisöle SE München (Mutterformationen: ? Malm + Oberkreide und/oder Sannois); die östliche Gruppe (E II) umfasst die flacheren Tertiärbasisöle von Mühldorf-Velden (Mutterformationen: ? Oberkreide, vielleicht auch Malm). Die in E II beobachtete bakterielle Degradation der Öle wird auf eine nur dort mögliche Verschleppung von Bakterien aus dem hangenden bakteriellen Gasbildungsbereich zur Tertiärbasis durch absinkende Porenwässer zurückgeführt.*

### Abstract

*Crude oils derived from the alpine foreland can be divided in four groups according to their organic chemical compositions and their ratios of stable carbon isotopes (two groups in the west, two groups in the east). In the west one group (W I) consists of Triassic and Jurassic oils in the North of Lake Constance (source rock: ? Muschelkalk). The oils derived from the Bausteinschichten (Lower Chattian) and that from Tettnang 1 (found in the bituminous Helvetian facies of the Malm) belong to the second group (W II). This result points to Malm as a probable source rock for crude oils from the Bausteinschichten. In the east a western group (E I) consists of deep seated oils derived from the Tertiary base SE Munich (source rocks: ? Malm + Upper Cretaceous and/or Sannois). An eastern group (E II) is represented by the oils (Tertiary base) of shallow depth from Mühldorf-Velden (source rocks: ? Upper Cretaceous, may be together with Malm). Biodegradation of the crude oils may be indicated in E II and be explained by the transport of bacterially formed gases from above to the Tertiary base by down-streaming pore waters. This mechanism is considered possible in E II only.*

\* Prof. Dr. P. HAHN-WEINHEIMER und Dr. A. HIRNER, Forschungsstelle für Geochemie, Technische Universität München, Lichtenbergstrasse 4, D-8046 Garching.  
Prof. Dr. K. LEMCKE, Fritz-Reuter-Strasse 19a, D-8000 München 60.

## 1. Einführung

In letzter Zeit sind mehrere Publikationen erschienen, die sich mit Erdgas und Erdöl aus dem süddeutschen Alpenvorland und ihrer Herkunft befassen [1, 4, 5, 10, 13, 14].

Die vorliegende Darstellung unternimmt den Versuch, die bisherigen Erkenntnisse und erst kürzlich zusätzlich erzielte Ergebnisse isotopenanalytischer Untersuchungen zusammenzufassen und kritisch zu diskutieren – ohne damit bereits einen direkten Beitrag zur KW-Exploration liefern zu wollen.

Hierbei wird zum einen auf die Untersuchungsmethodik sowie auf die mit ihr gewonnenen organisch-chemischen und isotopenanalytischen Daten eingegangen, zum anderen auf die daraus abgeleiteten Beziehungen zu geologischen Gegebenheiten.

Den geologischen Teil dieses Aufsatzes verfasste K. L., für den geochemischen Teil zeichnen P. H.-W. und A. H. verantwortlich.

## 2. Die erdölgeologische Situation

Auf dem aus Kristallin und etwas – in schmalen Trögen erhaltenem – Permokarbon bestehenden Basement des süddeutschen Alpenvorlandes liegt als unteres Explorationsstockwerk das bis >1000 m mächtige, meist marine Mesozoikum, das im südlichen Schelfbereich von Mesoeuropa abgelagert wurde. Es besteht westlich München aus nach E und SE sukzessive auskeilender Trias, Lias und Dogger in germanischer Fazies sowie aus ziemlich gleichbleibend mächtigem Malm germanischer Ausbildung im N, helvetischer und vielfach bituminöser Entwicklung im S. Ausser dem kaum vorhandenen Buntsandstein enthalten alle diese Formationen zwischen Bodensee und Lech wirtschaftliche Öl- und Gasvorkommen, wobei für die letzteren thermokatalytische Herkunft wahrscheinlich gemacht werden konnte [13].

Östlich München wird das Mesozoikum vor allem durch Malm, lückenhafte Unterkreide und viel Oberkreide (bis Obercampan) repräsentiert, die die weitgespannte, durch den Kristallinrücken des Landshut-Neuöttinger Hochs zweigeteilte „Ostbayerische Randsenke“ ausfüllt. Geringmächtiger tieferer Jura ist stellenweise vorhanden, Trias fehlt bis auf unbedeutende Reste. In der ganzen Schichtenfolge wurden zwar gelegentlich KW-Spuren beobachtet, doch wurde ausser in einem besonders gelagerten Fall (Turonsandstein direkt unter produktivem Ampfinger Sandstein [7:163]) noch keine Fündigkeits erzielt.

Das transgressiv auf dem Mesozoikum liegende obere Explorationsstockwerk der Molasse unterscheidet sich durch seinen paläogeologischen Werdegang grundlegend von seiner Unterlage. Abgesehen von den frühesten – marinen – Bildungen im Obereozän (Priabon-Basissand, Lithothamnienkalk, Ampfinger Sandstein), die man noch als Schelfsedimente des südlichen Mesoeuropa ansehen kann, gehören seine Ablagerungen zu den Schuttzufuhren aus den werdenden Alpen in deren sich ab Oligozän rasch herausbildende Vortiefe, deren Füllung von etwa 0 m im Donaugebiet auf 5-6000 m Mächtigkeit am heutigen Alpenrand zunimmt. Sie ist zwischen Bodensee und München überwiegend terrestrisch entwickelt, östlich München weitgehend marin bis brackisch. Hier enthält die Molasse vom Rupel bis zum tiefen Burdigal zahlreiche Gasvorkommen, deren frühdiagenetische, bakterielle Entstehung Schoell [13] wahrscheinlich gemacht hat. Demgegenüber wurden in dem dort im Obereozän gefundenen Gas nach dem gleichen Autor erhebliche thermokatalytische Anteile nachgewiesen.

Die Öle im Molassestockwerk sind an die jeweilige Tertiärbasisregion gebunden, im Osten an die marinen Sande im Obereozän, im Westen an die Kalk-Dolomit-Arenite der frühchattischen, marin-brackischen Bausteinschichten, sehr untergeordnet auch an tiefe Sande der etwas jüngeren, terrestrischen Unterer Süßwassermolasse. Diese führen bisweilen auch etwas thermokatalytisches Gas [13], wohl als Einwanderung aus dem Mesozoikum.

Die Mobilisierung der KW aus den jeweiligen Muttergesteinen wird kaum vor dem Oberoligozän, also erst während der Entstehung des Molassetroges, begonnen haben, da vorher die erforderliche Versenkungstiefe noch nicht erreicht gewesen sein dürfte [10:55].

### 3. Überblick über organisch-chemische und isotopenanalytische Ergebnisse

In unseren bisherigen Arbeiten [4, 5] wurden die systematischen Untersuchungen an 30 verschiedenen Erdölproben aus dem süddeutschen Molassebecken beschrieben (Lage: Abb. 1).

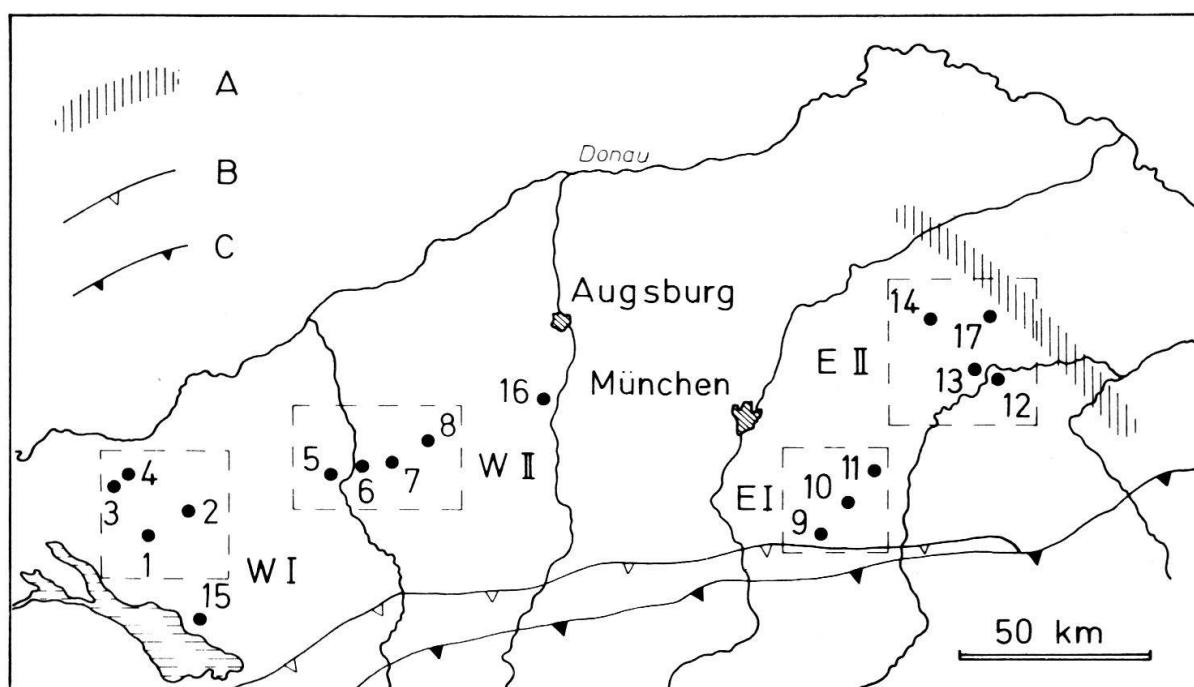


Abb. 1: Lageplan der Probepunkte

#### Legende:

A Landshut - Neuöttinger Hoch	4 Ostrach (Os)	11 Aßling (Aß)
B Nordgrenze Faltenmolasse	5 Mönchsrot (Mö)	12 Mühldorf-Süd (Mü)
C Nordgrenze Alpen	6 Heimertinger (Hei)	13 Ampfing (Am)
1 Illmensee (Ill)	7 Laubenhart (L)	14 Velden (Ve)
2 Fronhofen (Fr)	8 Arlesried (A)	15 Tettnang (Tet)
3 Pfullendorf (Pf)	9 Darching (Da)	16 Schwabmünchen-Ost (Schw)
	10 Höhenrain (Hö)	17 Teising (Tei)

Die Proben wurden im Laufe der Jahre 1977/78 direkt an den Bohrstellen entnommen und unmittelbar darauf im Chemielabor aufbereitet. Es wurden aus den Erdölen jeweils vier KW-Gruppen und eine Nicht-KW-Gruppe quantitativ separiert. Die Verteilung der n-Alkane ergab sich aus der quantitativen Gaschromatographie; daraus konnten die

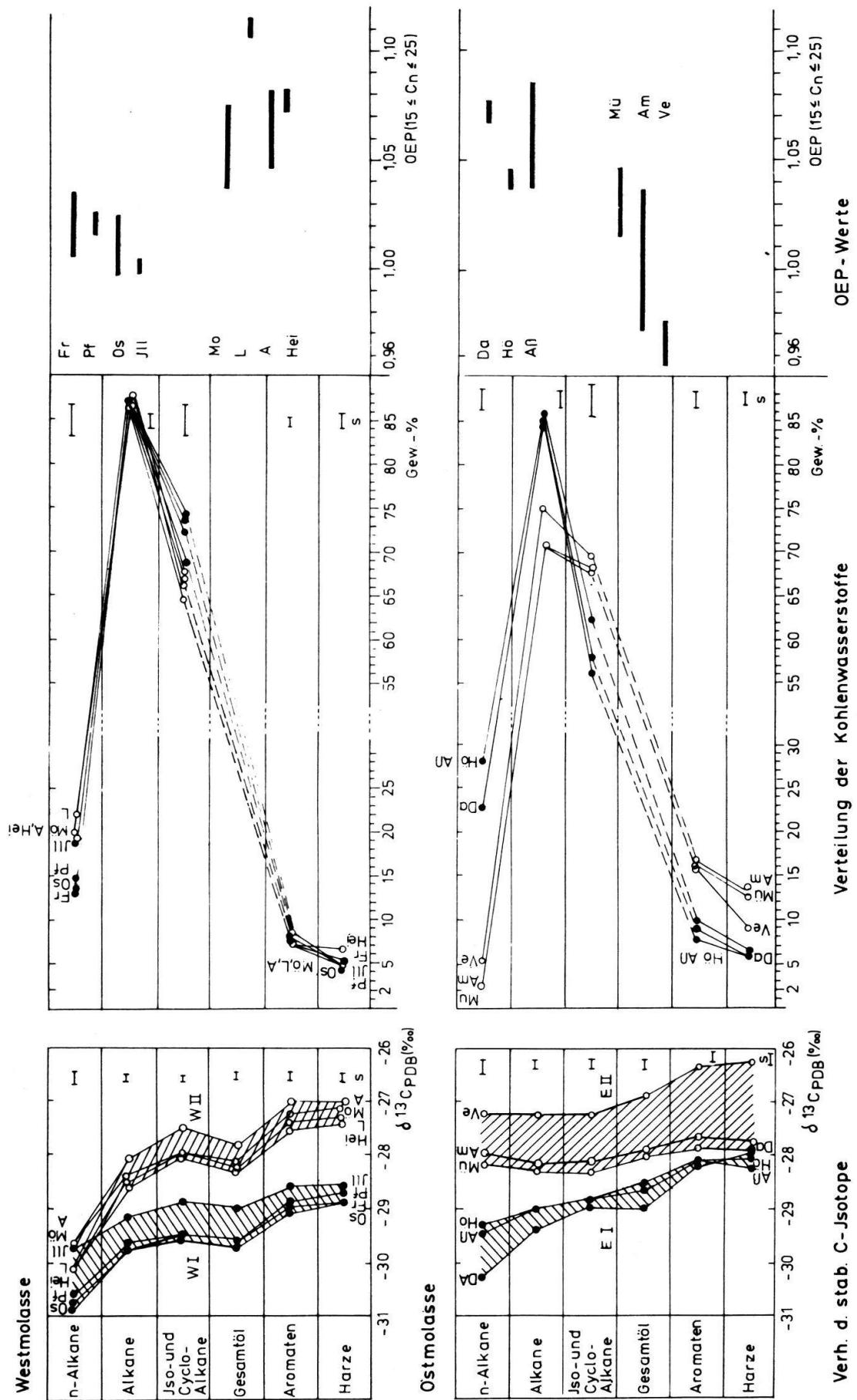


Abb. 2: Überblick über organisch-chemische und isotopenchemische Analyseergebnisse

OEP-Indexwerte ( $C_{15}$  bis  $C_{25}$ ) nach Scalan und Smith berechnet werden. In allen fünf isolierten Gruppen, d.h. in Alkanen, n-Alkanen, iso- + cyclo-Alkanen, Aromaten und Harzen (Heterozyklen) wurden die Verhältnisse der stabilen Kohlenstoffisotope  $^{12}\text{C}$  und  $^{13}\text{C}$ , ausgedrückt in  $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$ -Werten, gemessen.

Aus den Ergebnissen von drei geochemischen Parametern, nämlich den  $\delta^{13}\text{C}$ -Werten, der chemischen Zusammensetzung und den OEP-Indexwerten, liess sich ohne weiteres eine Einteilung in vier in regionaler Beziehung geordnete Gruppen W I, W II, E I und E II (letztere mit Anzeichen bakteriellen Abbaus) erkennen, die mit den geologischen Gegebenheiten zusammenhängen könnten.

Abb. 2 zeigt eine zusammenfassende Darstellung der analytischen Resultate [5], welche durch die zusätzlich untersuchten Erdölproben Arlesried 13 und 25, Heimertingen 1 und Ampfing 5 ergänzt wurden.

Je nach Parameter sind die relativen Unterschiede der Messwerte zwischen den vier regionalen Gruppen verschieden stark ausgeprägt. Das lässt darauf schliessen, dass die angewandten Untersuchungsmethoden auf die verschiedenen Eigenschaften der Erdöle unterschiedlich ansprechen. Den von Schoell [14] publizierten Werten von süddeutschen Erdölen konnten keine zusätzlichen analytischen Informationen entnommen werden.

#### 4. Diskussion zur organisch-chemischen Analytik

##### 4.1 Vorbehandlung der Erdölproben

Die Entfernung des dem Erdöl anhaftenden Wassers sollte auf schonendste Weise erfolgen, um reproduzierbare und repräsentative Messwerte an den getrockneten Proben sicherzustellen. Aus diesem Grund wurden Trocknungsversuche an einigen Proben vorgenommen.

Nach zweistündigem Erwärmen auf  $45^\circ\text{C}$  im Trockenschrank betrug die Gewichtsabnahme bei dem Erdöl Arlesried 13 bereits 39%. Nach vierstündigem Trocknen bei  $40^\circ\text{C}$  im  $\text{N}_2$ -Strom ergaben sich für die Proben Heimertingen 1 und Isen 1 Gewichtsverluste von 25% bzw. 90%; bei dem Erdöl aus Isen wurden dabei Isotopenfraktionierungen von  $\leq 0,2\%$  festgestellt.

Zur Vermeidung von Oberflächeneffekten und zur Erzielung einer optimalen Homogenisierung ist eine Behandlung in Chloroform unter Zusatz eines schonenden Trocknungsmittels einer direkten Trocknung nach Fuex [3] oder Schoell [14] vorzuziehen, bei deren Anwendung eine teilweise starke Veränderung der Erdöle nicht zu vermeiden ist. Außerdem ergab sich bei unseren Reihenversuchen der Trocknung nach [14], dass sich die „ $C_{15+}$ -Fraktion“ praktisch nicht eindeutig definieren lässt. In dieser Hinsicht ist die von Tissot et al. [16] angegebene Arbeitsweise zur Abtrennung der  $C_{12+}$ -Fraktion durch Destillation eine exakttere Methode.

Wenn jedoch eine Auftrennung der organischen Substanz in genetische und diagenetische Anteile (z.B. Polyterpene, polyaromatische KWe, u.a.) beabsichtigt wird, dann ist nicht die Bildung „typischer Fraktionen“ (nach [3]), sondern vielmehr die Isolierung einzelner Chemofossilien notwendig.

##### 4.2 Sonderstellung einzelner Erdölproben

Erdölproben, die unsachgemäß entnommen und/oder gelagert wurden (vgl. [5]), zeigen Abweichungen vom beschriebenen Einteilungsschema und können als nichtrepräsentativ bezeichnet werden.

Die Proben Schwabmünchen 1, Tegernsee 1 und Isen 1 stammen von solchen Erdölen, die mehrere Jahre gelagert worden sind und deren Herkunft nicht mehr in allen Schritten zu rekonstruieren ist. Sie wurden dem Magazin des Bayer. Geol. Landesamtes entnommen und ergaben starke Abweichungen in der Verteilung der KW-Fraktionen von den entsprechenden Gruppenmittelwerten (bis zu 10 Gew. %) und in den  $\delta^{13}\text{C}$ -Werten (Unterschiede von den jeweiligen Mittelwerten bis zu 1.2 ‰).

Dagegen lassen sich die Probe Tettnang 1 (Tet 1, Kluftöl aus dem helvetischen Malm) und die kürzlich entnommene Ölprobe Schwabmünchen-Ost 4 a (Schw E 4 a; Baustein-schichten) isotopisch eindeutig in die Gruppe W II einordnen (Angaben in ‰):

Lokalität	Alkane	n-Alkane	iso- + cyclo-Alkane
Tet 1	–26,91	–28,50	–26,61
Schw E 4 a	–26,61	–29,30	–27,43
Lokalität	Aromaten	Harze	Gesamtöl
Tet 1	–26,31	–26,29	–26,74
Schw E 4 a	–27,22	–27,02	–27,40

#### 4.3 Problematik der Abtrennung der Asphaltene

Asphaltene sind im Erdöl kolloid-dispers suspendierte feste Teilchen im solvatisierten Zustand. Sie lassen sich durch geeignete Lösungsmittel aus dem Erdöl ausfällen oder mittels Ultrazentrifuge abtrennen. Die Harze können physikalisch analog beschrieben werden; sie unterscheiden sich jedoch von den Asphaltenen durch ihr niedrigeres Molekulargewicht, wobei der Übergang Harze-Asphaltene gleitend ist. In der organischen Geochemie werden die Harze üblicherweise als der in niedrigen Alkanen lösliche Anteil und die Asphaltene als der unlösliche Rest definiert.

Eine vor der Auftrennung der Erdölfaktionen versuchsweise durchgeführte Abtrennung der Asphaltene mittels n-Pentan bzw. n-Hexan bei der Erdölprobe Ampfing 11 führte zu folgenden Ergebnissen: Im Vergleich zu den nicht de-asphaltierten Ölen ergaben sich bei den Alkanen, Aromaten und Harzen Isotopenverschiebungen bis zu 0,3 ‰. Weiterhin wurden die Asphaltene nicht quantitativ abgetrennt und enthielten noch etwa  $\geq 10$  Gew.-% an Alkanen und Aromaten.

Wurden die Asphaltene dagegen nach [16] mit kochendem n-Hexan ausgefällt, so konnte die Menge der noch mit abgetrennten Alkane und Aromaten auf einen Betrag von jeweils 1 bis 2 Gew.-% reduziert werden; Verschiebungen in den Isotopenwerten der Alkane, Aromaten und Harze wurden hierbei nicht mehr beobachtet.

Zur Vermeidung von Mischeffekten ist die Abtrennung der Asphaltene sehr sorgfältig vorzunehmen. Der von Schoell [14] gefundene Sachverhalt, dass sich die Asphaltene der Erdöle der Westmolasse isotopisch leichter als die entsprechenden Harze erweisen, konnte durch unsere Untersuchungen nicht bestätigt werden. Anzeichen beginnender bakterieller Zersetzung dieser Öle sind dementsprechend nicht festzustellen.

#### 4.4 Bestimmung der Pristan/Phytan-Verhältnisse

Die iso- + cyclo-Alkane wurden von den n-Alkanen mit einem Molekularsieb 5 Å in benzolischer Lösung abgetrennt. Mit Hilfe eines Gaschromatographen mit Kapillarsäule und FID-Detektor wurde die Verteilung der iso- + cyclo-Alkane bestimmt; die Auswertung der Chromatogramme erfolgte mit einem elektronischen Integrator. Aus dem Diagramm wurden die Absolutmengen von Pristan (C<sub>19</sub>) und Phytan (C<sub>20</sub>) nach der Additionsmethode ermittelt.

In der nachfolgenden Tabelle sind die Pristan/Phytan-Verhältnisse (Pri/Phy) angegeben:

Probe	W I		W II		E I		E II	
	Probe	Pri/Phy	Probe	Pri/Phy	Probe	Pri/Phy	Probe	Pri/Phy
Fr 12 a	1.22	Mö 13	1.36	Da 1	1.47	Mü 2	0.50	
4	1.18	14	1.40			4	0.55	
8	1.39	12	1.43	Hö 4	1.71			
						Am 9	0.34	
Pf 6	1.23	A 25	1.68	Aß 4	1.34	11	0.36	
Os 9	1.29	Tel 1	1.22	2	1.67			
8	1.40					Ve 5	1.68	
2	1.24					6	1.81	
1	1.39					3	2.08	

Während sich die Pri/Phy-Verhältnisse in den Gruppen W I, W II und E I in etwa entsprechen, sind jene der Gruppe E II grossen Schwankungen unterworfen. Dieser Befund kann dahingehend gedeutet werden, dass die Eh-Bedingungen im westlichen und südöstlichen Molassebecken relativ einheitlich waren; für das Gebiet von E II sind die Umweltverhältnisse vermutlich uneinheitlich und/oder wechselhaft gewesen, zumindest wohl, was die jüngste geologische Vergangenheit betrifft. Dies unterstreicht die Sonderstellung von E II und könnte vielleicht mit dem jungen bakteriellen Abbau zusammenhängen (vgl. Abschnitt 5).

#### 4.5 Infrarotspektroskopische Messungen

In Abbildung 3 sind die Intensitäten der C = C-Valenzschwingungen (1620 cm<sup>-1</sup>) gegen jene der C = O-Valenzschwingungen (1720 cm<sup>-1</sup>) unter Normierung auf die CH-Bande bei 2950 cm<sup>-1</sup> aufgetragen. Dargestellt sind die Ergebnisse von der Gruppe der Aromaten; für die Harze ergibt sich eine ähnliche Verteilung. Die Intensitäten zeigen eine annähernde Proportionalität entsprechend der Zunahme der Polymerisationskondensation der die Schwingungen verursachenden Moleküle. Weitgehende Feinvariationen zur Unterscheidung von W I bis E II können nicht erkannt werden.

#### 4.6 Isotopenbestimmungen an Erdölgas

An den Bohrpunkten wurden gleichzeitig mit den Erdölproben auch Proben von Erdölgas („associated gas“) entnommen. Methan, CO<sub>2</sub> und die gasförmigen höheren Kohlenwasserstoffe C<sub>2</sub> – C<sub>6</sub> wurden im Gaschromatographen voneinander getrennt und

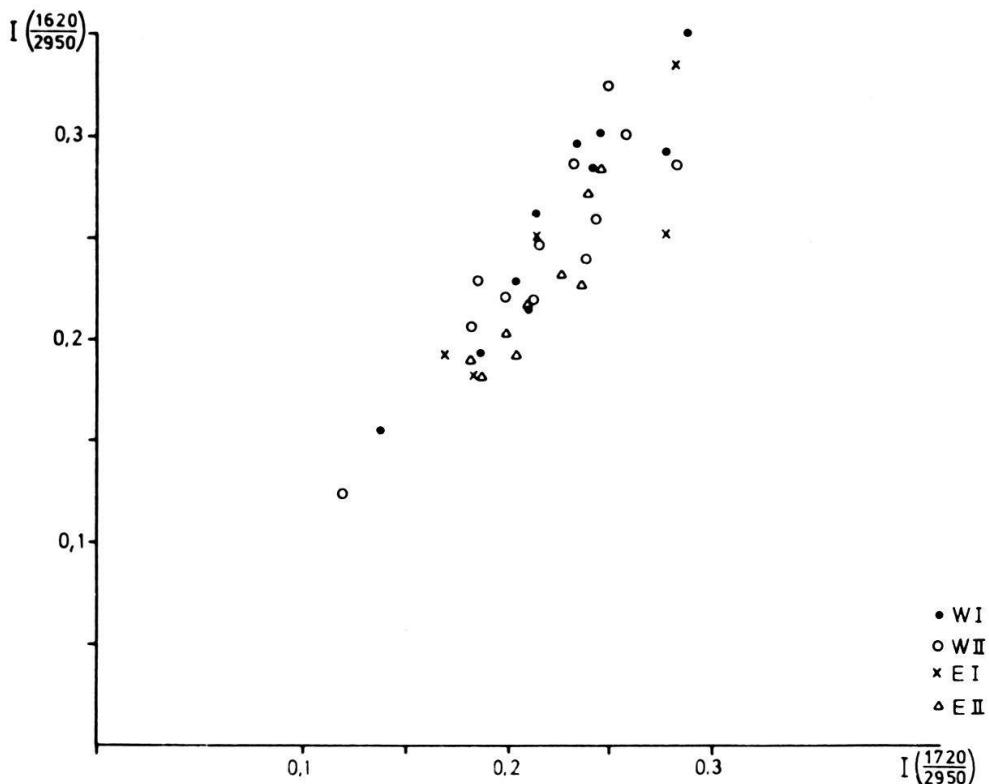


Abb. 3: Beziehung zwischen den Intensitäten der C = C- und C = O-Valenzschwingungen in der KW-Gruppe der Aromaten süddeutscher Erdöle

die Kohlenwasserstoffgase anschliessend in einem „on-line Ofen“ oxidiert. Als Trägergas diente Helium. Die Isotopenwerte  $\delta^{13}\text{C}$  von Methan und der Gasfraktion C<sub>2</sub> – C<sub>6</sub> sind in Abbildung 4 im Vergleich zu denen der Gesamtöle dargestellt.

Die isotopisch schwere Gaskomponente C<sub>2</sub> – C<sub>6</sub> weist auf einen thermokatalytisch entstandenen Erdgasanteil im gesamten Molassebecken hin, welcher vermutlich, da isotopisch i.a. nicht leichter, sondern schwerer als das Öl, diesem zugemischt wurde, also nicht syngenetisches Erdölgas repräsentiert.

Thermokatalytisch gebildetes Methan kann, im Gegensatz zur Westmolasse, im Erdölgas der Ostmolasse nur indirekt vermutet werden, weil dort eine isotopisch leichte, vermutlich bakteriell entstandene Methankomponente [13] überwiegt.

#### 4.7 Untersuchungen an Extraktten aus Bohrkernen

Um dem Problem der Identifizierung von Erdölmuttergesteinen mit Hilfe geochemischer Methoden näherzukommen, ist schon mehrfach versucht worden (z.B. [14]), isotopenchemische Korrelationen zwischen separierten KW-Gruppen aus Erdölen und solchen aus Extraktten von potentiellen Muttergesteinen aufzustellen. Hier sollen einige vorläufige Einzelergebnisse mitgeteilt werden, die bei unserem zur Zeit laufenden Untersuchungsprogramm an Erdölen und Bohrkernen bereits vorliegen. Die Mittelwerte der Isotopenrelationen der Erdöle aus E I zeigen ähnliche Werte in  $\delta^{13}\text{C}$  wie die Alkane, Aromaten und Harze der Extrakte aus den Sannois Fischschiefern (Bohrung Teising 1, s. Abb. 5). Dies bedeutet, dass bei dieser Formation ein Muttergesteinsscharakter aus isotopenchemischer Sicht nicht auszuschliessen ist (vgl. [14]).

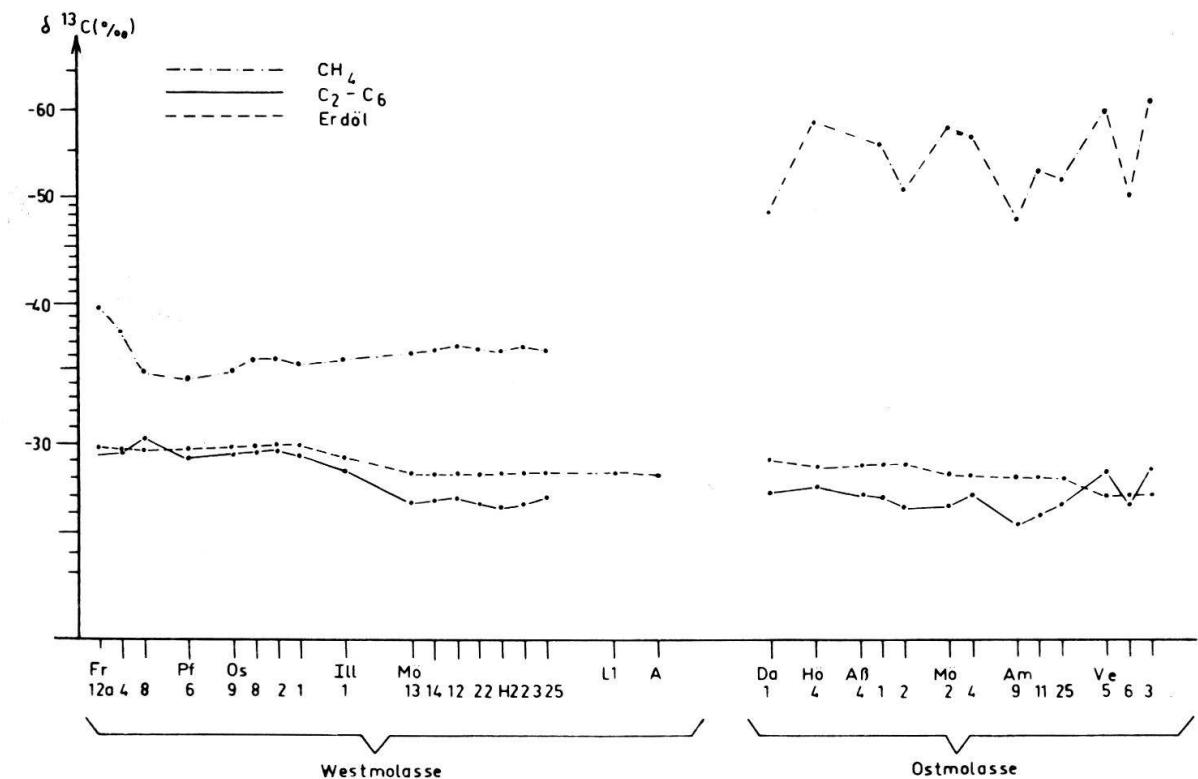


Abb. 4  $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$ -Werte von Erdölgas und Erdöl aus dem Molassebecken

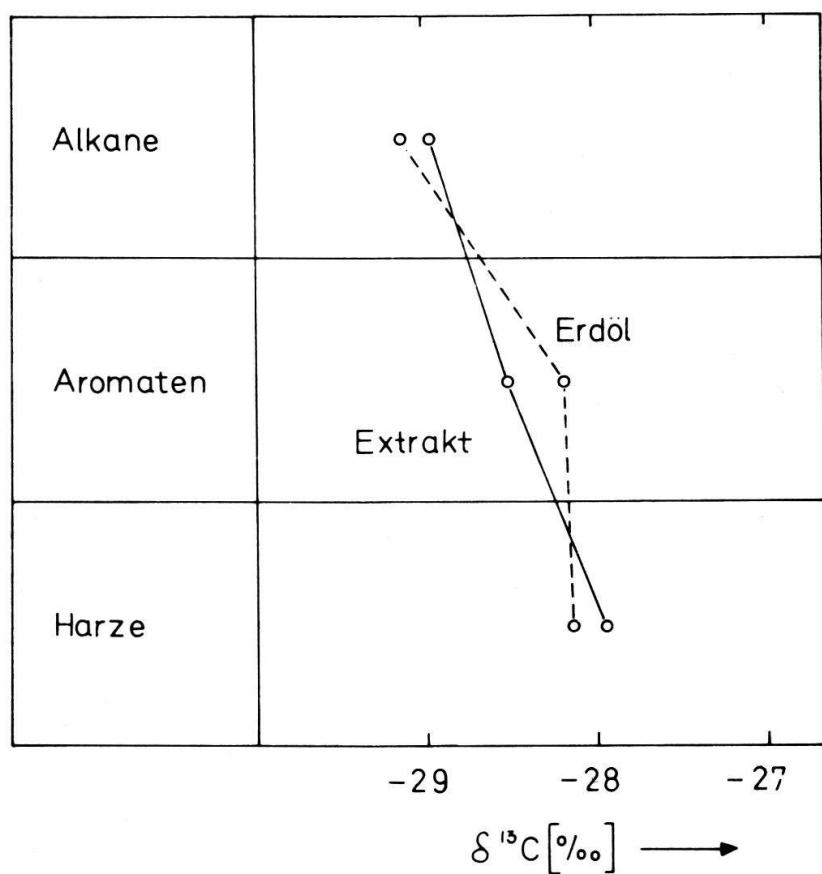


Abb. 5: Isotopenvergleich: Erdöl (Mittelwert von E I) – Extrakt aus potentiellem Muttergestein (Sannois-Fischschiefer)

Um etwaige Veränderungen im Speichergestein berücksichtigen und den natürlichen Schwankungsbereich derartiger Kurvenvergleiche abschätzen zu können, wurden in Abb. 6 die Ergebnisse an den Proben Lauberhart 3 und Mühldorf-Süd 4,5 und 8 eingezeichnet. Während sich die Isotopenotypkurven von Erdöl und Bohrkernextrakt für die Proben aus Mühldorf decken (was auch zu erwarten ist), trifft dies für jene aus Lauberhart nicht zu. Dies bedeutet, dass offensichtlich im System Gestein – Öl noch physikalisch-chemische Vorgänge eine Rolle spielen, welche noch genauer erforscht werden müssen, und mahnt auch bei Vergleichen Erdöl – Muttergestein zur Vorsicht.

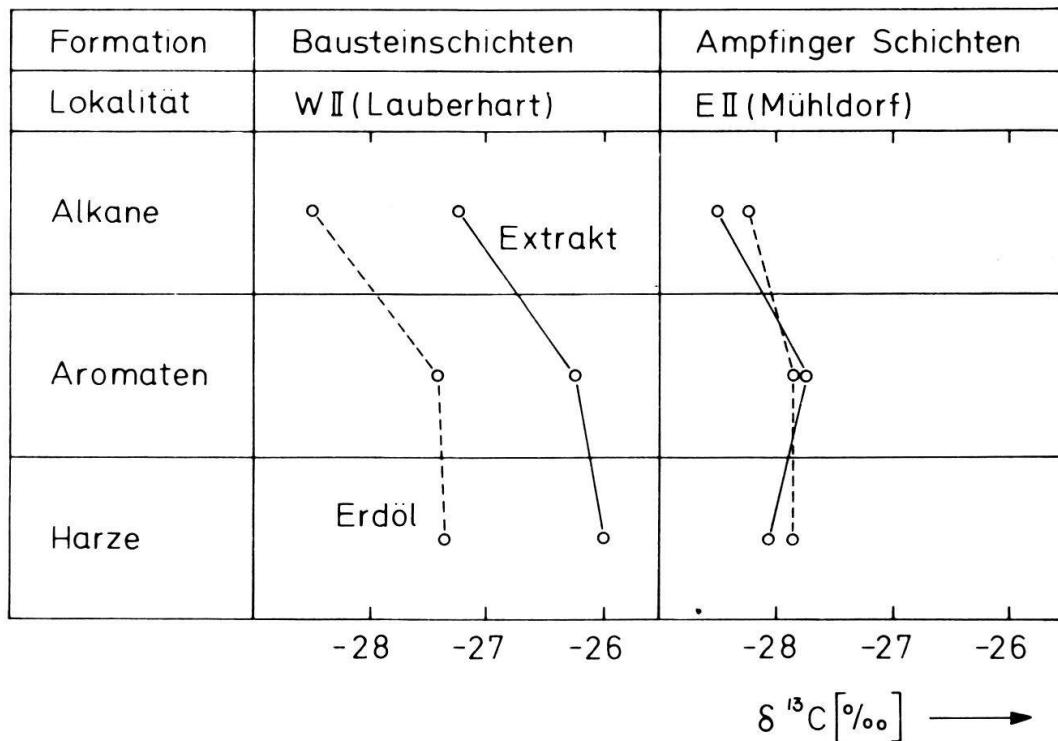


Abb. 6: Isotopenvergleiche: Erdöl – Extrakt aus Speichergesteinen

## 5. Versuch einer erdölgeologischen Deutung

Ein nach geologischen Kriterien vor zwei Jahren unternommener Versuch [10], Beziehungen zwischen den KW-Lagerstätten des süddeutschen Alpenvorlandes und möglichen Muttergesteinen auf die Spur zu kommen, führte u.a. zu der Vorstellung, dass die Vorkommen in Trias und Lias nördlich des Bodensees vielleicht vom Muschelkalk (?) + tieferen Keuper) als Muttergestein herzuleiten seien, die der Tertiärbasis westlich München vom Malm helvetischer Fazies, östlich München vom Malm und der Kreide. Die geochemische Gruppenbildung (W I) bestätigt zunächst einmal die Abtrennung der Trias-Lias-Öle von den Tertiärbasis-Ölen [4, 14]. Wollte man als Muttergesteine für sie „prominentere“ Horizonte als den Muschelkalk annehmen wie Lias epsilon und Dogger alpha oder gar noch höhere Formationen, brauchte man bei der dann nötigen stratigraphisch absteigenden Migration südlich der Felder – im regionalen S-Fallen also – Verwerfungstreppen von meist weit mehr als 100 m Versetzungsbetrag, für deren Vorhandensein es bisher keine Anhaltspunkte gibt. Da das Basement keine Mutter-

gesteine enthält, bleibt als wahrscheinlichste Mutterformation weiterhin der Muschelkalk (? + tieferer Keuper), der neben häufigen Öl- und Gasspuren im oberschwäbischen Feld Fronhofen und im westfranzösischen Feld Valempoulières (Faltenjura) wirtschaftliche KW-Lagerstätten enthält und dessen mutmassliche Muttergesteinseigenschaften vor allem in schweizer Tiefbohrungen registriert wurden [2:20].

Die geochemische Gruppe W II bestätigt die schon 1977 [10] vermutete Sonderstellung der Öle in den Bausteinschichten westlich Münchens gegenüber den Tertiärbasis-Ölen Ostbayerns. Die im Abschnitt 4.2 mitgeteilten Daten für das Kluftöl aus dem bituminösen (helvetischen) Malm von Tettnang 1, dessen Herkunft aus eben diesem Malm als Muttergestein von keinem der mit ihm näher Befassten jemals bezweifelt wurde, lassen seine Zugehörigkeit zur Gruppe W II erkennen. Dies wäre ein erster direkter Hinweis darauf, dass die Bausteinschichten-Öle tatsächlich vom Malm herzuleiten sind [10:52].

Verwickelter scheint die Situation östlich München zu sein, worauf in der Literatur schon mehrfach hingewiesen wurde [4, 14]. Während die geochemische Gruppe E I noch deutliche Verwandtschaft zu W II zeigt, was eine zumindest teilweise Herkunft der dortigen Öle aus dem Malm nahelegt [4], hängt die Gruppe E II offenbar mit einer anderen Mutterformation zusammen. Als solche bietet sich vor allem die Kreide an [4, 14], die im tiefsten, hier schon nach NW axial aushebenden Teil des „Wasserburger Troges“ bei Ampfing-Mühldorf mit ca. 470 m Mächtigkeit und in zu >70 % toniger Ausbildung erhalten ist [11]. Sie wird dort von Malm mit Bitumenspuren unterlagert, der danach vielleicht zusätzlich auch als Muttergestein in Frage käme (vgl. hierzu [15]). Dass in diesen flacheren Beckenteilen Kreide und Malm durch vortertiäre Abtragung und Verkarstung ihre etwaigen Muttergesteinseigenschaften weitgehend verloren hätten, wie Schoell [14:124] meint, muss wohl nicht sein, da beide Vorgänge jeweils immer nur auf rel. oberflächennahe Partien der betroffenen Formationen eingewirkt haben werden.

Für die bei aller Verwandtschaft deutlichen Unterschiede von E I gegen W II könnte neben denkbaren Einflüssen der hier am Westrand des Wasserburger Troges schon sehr dünnen Oberkreide [4] wohl am ehesten der von Schoell [14:124] als mögliches Muttergestein ins Gespräch gebrachte Sannois-Fischschiefer verantwortlich sein (s. Abschnitt 4.7), von dem aus eine stratigraphisch absteigende Migration zum Priabon-Basissand angesichts der dafür nötigen geringen Versetzungsbeträge einer Verwerfungstreppe ohne weiteres vorstellbar wäre.

Für die Beziehungen zwischen den Ölen und ihren möglichen Mutterformationen ergibt sich somit in Ostbayern ein komplexeres Bild als im Westen, wobei in beiden Fällen Annahmen über die jeweilige Länge von Migrationswegen mangels ausreichender Unterlagen vielleicht besser noch ausgeklammert bleiben sollten. Eine schon jetzt diskutierbare Besonderheit bildet jedoch der bakterielle Abbau der Öle von E II [4, 14], der in den anderen Tertiärbasis-Ölen nicht beobachtet wird. Die einfachste Erklärung für diesen auffallenden Befund liegt in dem vor über 20 Jahren entdeckten Mechanismus der vertikalen, meist abwärts gerichteten Porenwasserbewegungen [9, 12], die im Molassebecken – in säkularer Langsamkeit – seit dem ausgehenden Oberpliozän im Gange sind. Schoell [13:321] hält es für wahrscheinlich, dass sie in Ostbayern die Zumischung bakteriell entstandener Gase aus dem Chatt und Aquitan zu den thermokatalytischen Gasen der Tertiärbasisregion bewirkt haben. Ist diese Vorstellung richtig, könnte – zusammen mit den Gasen aus dem Hangenden auch die zugehörige Bakterienflora in den Tertiärbasisbereich eingeschleppt worden sein, die dann den Abbau der dort vorhandenen Öle verursacht hätte.

Da die Fläche von E I innerhalb des Vorkommens überhydrostatischer Drücke in der tieferen Molasse liegt [9:Fig. 2], gibt es dort keine Abwärts-, sondern nur eine Aufwärtsbewegung der Porenwässer aus dem bakteriellen Bildungsbereich, damit auch keine Verschleppung von Bakterien zur Tertiärbasis und folglich keine Degradation der dortigen Öle. Im Gebiet von W II schliesslich liegt über den Öllagerstätten der Bausteinschichten die mächtige terrestrische Untere Süsswassermolasse des Chatt + Aquitan, in der – abgesehen vielleicht von der dünnen Einschaltung der brackischen Oberen Cyrenenschichten – kaum bakterielle Gasbildung stattgefunden haben dürfte. Infolgedessen konnte die hier wie im E II-Bereich abwärts gerichtete Porenwasserbewegung auch keine Bakterien zur Tertiärbasis verschleppen, so dass deren Öle vom Abbau verschont blieben (vgl. Abschnitt 4.3).

Die Verfasser danken den Herren Dipl.-Phys. W. Graf und Dipl.-Chem. K. Trinkl für die Durchführung analytischer Arbeiten und dem Bundesminister für Forschung und Technologie für finanzielle Unterstützung.

Dem Bayer. Geol. Landesamt und folgenden Firmen sind wir für die Überlassung von Proben und die Erlaubnis zur Publikation unserer Ergebnisse zu besonderem Dank verpflichtet: BEB Gewerkschaften Brigitta und Elwerath Betriebsführungsges. mbH, Deutsche Schachtbau- und Tiefbohr-GmbH, Mobil Oil AG, Preussag AG, Deutsche Texaco AG, Wintershall AG.

## Literatur

- [1] BARTENSTEIN: Erdöl und Kohle, Erdgas, Petrochemie, 31, 393/394 [1978]
- [2] U.P. BÜCHI, K. LEMCKE, G. WIENER, J. ZIMDARS: Bull. Ver. schweiz. Petrol.-Geol. u. -Ing., 32, 7/38 [1965]
- [3] A.N. FUEX: Journ. of Geochem. Exploration, 7, 155/188 [1977]
- [4] W. GRAF, P. HAHN-WEINHEIMER, A. HIRNER: Erdöl und Kohle, Erdgas, Petrochemie, 31, 243 [1978]
- [5] P. HAHN-WEINHEIMER, A. HIRNER: Organic Geochemistry (im Druck)
- [6] H. JACOB, K. KUCKELKORN: Erdöl-Erdgas-Z., 93, 115/124 [1977]
- [7] J. KNOBLOCH: Erl. z. Geol. Karte v. Bayern 1:50000, Bl. Mühldorf Nr. L 7740c (im Druck)
- [8] L. KRAUS: Erdöl-Erdgas-Z., 85, 442/454 [1969]
- [9] K. LEMCKE: Bull. Ver. schweiz. Petrol.-Geol. u. -Ing., 42, 9/18 [1967]
- [10] K. LEMCKE: Erdöl-Erdgas-Z., 93, 50/56 (ÖGEW-Sonderausgabe) [1977]
- [11] K. LEMCKE: Erl. z. Geol. Karte v. Bayern 1:50000, Bl. Mühldorf Nr. L 7740 (im Druck)
- [12] K. LEMCKE, W. TUNN: Bull. Ver. schweiz. Petrol.-Geol. u. -Ing., 23, 35/56 [1965]
- [13] M. SCHOELL: Erdöl-Erdgas-Z., 93, 311/322 [1977]
- [14] M. SCHOELL: Erdöl-Erdgas-Z., 94, 119/125 [1978]
- [15] W. SEEMANN: Nachr. Deutsch. Geol. Ges., 19, 42/43 [1978]
- [16] B. TISSOT, G. DEROO, A. HOOD: Geochim. Cosmochim. Acta 42, 1469/1485 [1978]