

Zeitschrift: Bulletin der Vereinigung Schweiz. Petroleum-Geologen und -Ingenieure
Herausgeber: Vereinigung Schweizerischer Petroleum-Geologen und -Ingenieure
Band: 42 (1975-1976)
Heft: 101

Artikel: Die Deckung des Erdölbedarfs West-Europas aus eigenen Quellen
Autor: Beck, R.H.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-200715>

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: 26.01.2026

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

Die Deckung des Erdölbedarfs West-Europas aus eigenen Quellen*

mit 21 Figuren und 3 Tabellen

von R. H. BECK**)

Einleitung

Bereits in den 60er Jahren begannen vorausschauende Geologen und Wirtschaftsplaner, auf den exponentiell ansteigenden Weltverbrauch von Erdöl und Erdgas hinzuweisen. Der 1972 erschienene Bericht des "Club of Rome" über die Grenzen des Wachstums beleuchtete in dramatischer Weise die prekäre Rohstoffbasis einer immer stürmischeren wirtschaftlichen Entwicklung unseres Planeten. Die durch den Yom-Kippur-Krieg im Oktober 1973 ausgelöste Energiekrise hat uns allen mit erschreckender Deutlichkeit die heutige Abhängigkeit West-Europas von Energiequellen ausserhalb unseres Kontinents vor Augen geführt.

Obwohl kein wissenschaftlich vertretbarer Grund befürchten lässt, dass die ausbeutbaren Vorräte an Erdöl, einem der wichtigsten Rohstoffe, bereits in den ersten Jahren des kommenden Jahrhunderts erschöpft sein könnten, ist der unaufhaltsam und rasch steigende Kostenaufwand zur Nutzbarmachung neuer Lagerstätten eine unumstößliche Tatsache.

Noch nicht entdeckte grosse Reserven, die leicht zu finden und mit relativ niedrigen Kosten zu produzieren wären, gibt es in der nichtkommunistischen Welt kaum mehr, sie wären durch die intensive Explorationstätigkeit der letzten zwei Jahrzehnte sehr wahrscheinlich bereits gefunden worden. Immer raffiniertere und entsprechend teurere technologische Hilfsmittel erlauben es jedoch dem Geologen und Petroleumingenieur, die Explorationstätigkeit auf schwerer zugängliche und daher viel weniger gründlich erforschte Gebiete zu konzentrieren, wie die vom Meer bedeckten Teile des Festlandsockels, die tiefen Ozeane, die Binnenbecken Afrikas und die arktischen Zonen.

Bedeutende Erfolge haben sich bereits eingestellt. Die grossen Ölfunde der letzten Jahre in Alaska und der Nordsee sind allgemein bekannt; weniger Schlagzeilen haben dagegen wichtige Erdgasentdeckungen in Iran, Qatar, Nordwest-Borneo, Indonesien und Nordwest-Australien gemacht.

Die Nordsee mit dem angrenzenden niederländischen Festland hat sich in den letzten 10 Jahren zu einer bedeutenden Erdöl- und Erdgasprovinz entwickelt, in welcher in steter Folge neue Felder entdeckt werden. Schon lassen sich in- und ausserhalb der Fachwelt Stimmen hören, welche die Nordsee als zweiten Persischen Golf deuten möchten, der in den 80er Jahren zur selbständigen Energiebasis einer westeuropäischen Wirtschaftsgemeinschaft werden könnte.

Die Frage nach der Selbstversorgung West-Europas mit Öl und Gas bedarf jedoch zu ihrer befriedigenden Beantwortung der Abklärung vielschichtiger Probleme. Diese liegen nicht nur auf geologischem Gebiet, sondern in hohem Masse auch in technologi-

*) Vortrag, gehalten vor der 15. Mitgliederversammlung der Erdöl-Vereinigung am 20. Juni 1975 in Luzern.

**) Head Exploration Division of Shell Internationale Petroleum Maatschappij B.V., Den Haag, and Chief Geologist of the Royal Dutch Shell Group (ab 1. September 1975 im Ruhestand).

schen, finanziellen und wirtschaftlichen Bereichen, und nicht zuletzt auf der politischen Ebene. Die folgenden Ausführungen beschränken sich im wesentlichen auf die erdölgeologischen Aspekte.

Erdöl- und Erdgasreserven

Tabelle I

Welt-Erdölvorräte in Milliarden (10⁹) Tonnen (Schätzungen 1.1.1975)

	Kumulative Produktion	Verbleibende bekannte Reserven	Zukünftige Funde (1975–1985)
Nordamerika	17	6	4
Südamerika	6	6	4
West-Europa	0.4	3	3
Afrika	3	5	3
Mittlerer Osten	11	52	8
Ferner Osten/Australasien	1	2	3
Kommunistische Länder	6	16	4
WELT	44	90	27

Tabelle I zeigt für das Stichdatum 1. Januar 1975 die Verteilung der verbleibenden und mit den heutigen technischen Mitteln gewinnbaren Welt-Erdölvorräte. Es ist dies eine bestmögliche Schätzung, der auch die kumulative Produktion und eine Voraussage der Größenordnung zukünftiger Funde beigefügt ist. Die deutliche Konzentration verbleibender Reserven in den Ländern um den Persischen Golf (58%) springt in die Augen. Man beachte die relativ schwache Stellung Nordamerikas; die verbleibenden Reserven und zu erwartenden zukünftigen Funde betragen hier kaum 40% des bereits geförderten Öls und können diesen hochindustrialisierten Kontinent nur noch in rasch abnehmendem Masse versorgen.

Schlecht bestellt ist es um Australasien, und hier besonders um Japan, das praktisch keine eigenen Erdölreserven besitzt. Die Sowjetunion an der Spitze der kommunistischen Länder nimmt eine relativ starke Stellung ein. Beeindruckend ist das Potential dieses Wirtschaftsraumes für zukünftige Funde. Dank den Entdeckungen, die in den letzten Jahren in der Nordsee gemacht wurden, ist West-Europa zu einem bedeutenden Erdölreserveträger aufgestiegen, steht aber trotzdem in unserer Gruppierung erst an zweitletzter Stelle.

Die Schätzungen der Welt-Erdgasreserven (Tabelle II) schwanken in weiten Grenzen, da ausserhalb der USA die Suche nach Erdgas erst nach dem 2. Weltkrieg richtig angelaufen ist. Im Gegensatz zu Erdölansammlungen werden bedeutende Erdgaslagerstätten vorwiegend in grösseren Tiefen gefunden, in die im allgemeinen die Erforschung noch nicht durchgedrungen ist. Immerhin scheint heute bereits festzustehen, dass die Erdgasreserven im Gegensatz zum Erdöl gleichmässiger über die Erde verteilt sind.

Die eindrücklichen Zahlen für den Mittleren Osten und die kommunistischen Länder sind von gleicher Größenordnung. Wie bei den Ölreserven, ist auch hier deutlich, dass die USA und Kanada im Gegensatz zu den andern Regionen bereits einen guten Teil ihres Erdgaspotentials aufgebraucht haben. Grosse Hoffnungen setzen die Geologen noch auf

Tabelle II
Welt-Erdgasvorräte in Billionen (10¹²) Kubikmeter
(Schätzungen 1.1.1975)

	Kumulative Produktion	Verbleibende bekannte Reserven	Zukünftige Funde (1975–1985)
Nordamerika	13	10	5
Südamerika	1	2	3
Europa	1	5	3
Afrika	0.4	5	2
Mittlerer Osten	1	14	17
Ferner Osten/Australasien	0.3	4	4
Kommunistische Länder	?	19	17
WELT	20	59	51

die arktischen Gebiete Alaskas, die Beaufort-See und auf einige kanadische Inseln im Nördlichen Eismeer. West-Europa, vor allem dank dem riesigen Gasfeld Slochteren im Nordosten der Niederlande, steht zusammen mit Australasien hinter den Giganten ungefähr auf gleicher Stufe.

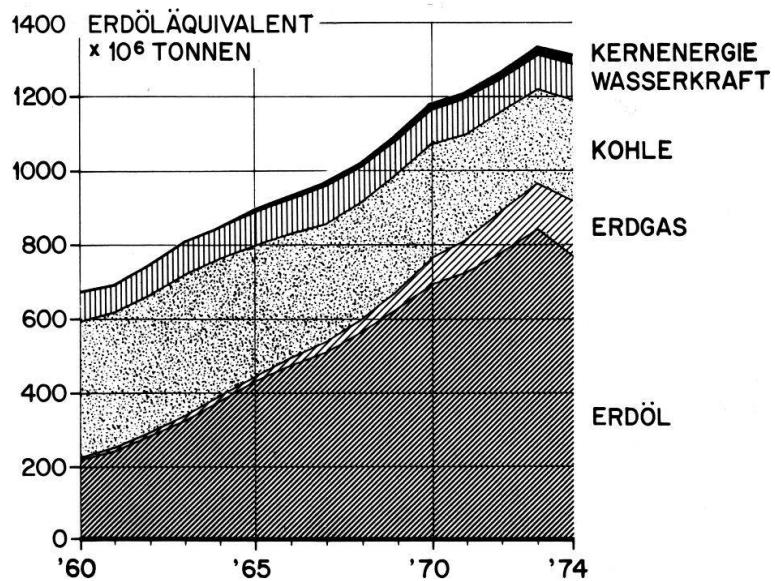


Fig. 1: Energieverbrauch in West-Europa 1960–1974

Die Entwicklung des totalen Energieverbrauches West-Europas während der vergangenen 15 Jahre ist in Fig. 1 dargestellt. Betrug 1960 der Anteil des Erdöls am totalen Energieverbrauch erst 32%, so war er Ende 1975 schon auf 59% angestiegen. Das Erdöl hat die Kohle als wichtigsten Energieträger bereits Mitte der 60er Jahre abgelöst. Diesem stürmischen Wachstum hat die Energiekrise vorderhand ein Ende gesetzt. Relativ rasch nimmt seit Beginn dieses Jahrzehnts der Erdgasverbrauch zu. Das Erdgas hat bereits die Wasserkraft als dritt wichtigsten Energieträger überflügelt. Unbedeutend ist immer noch

der Anteil der Kernenergie an der Versorgung West-Europas. Die Sorge um die Umwelt wird noch für einige Jahre die intensivere Nutzbarmachung dieses Energieträgers verzögern, der auf längere Sicht eine vorherrschende Rolle spielen wird.

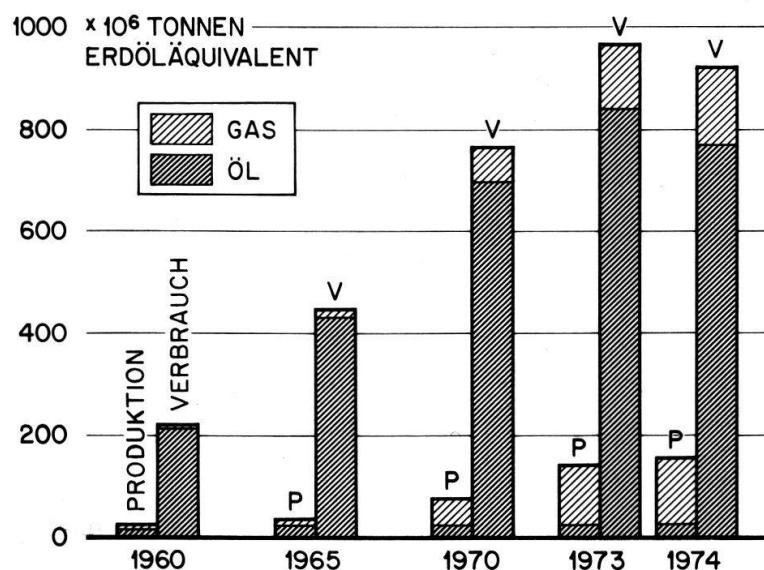


Fig. 2: Produktion und Verbrauch von Erdöl und Erdgas in West-Europa 1960–1974

Produktion und Verbrauch von Erdöl und Erdgas in West-Europa sind einander in Fig. 2 gegenübergestellt. Während 1960 nicht ganz 14% durch Eigenproduktion gedeckt werden konnten, erhöht sich dieser Anteil heute auf 17%. Infolge des allgemeinen Anstieges des Energieverbrauchs, ist jedoch in absoluten Zahlen die Versorgungslücke rund um das Vierfache gestiegen – von 200 Millionen Tonnen im Jahre 1964 auf beinahe 800 Millionen Tonnen im Jahre 1974.

Erdölprospekte West-Europas

Die obgenannten Zahlen geben von der Energieversorgung West-Europas mit Erdöl und Erdgas ein recht düsteres Bild. Doch mag man die Frage stellen, ob der gegenwärtige Erdölboom in der Nordsee, verbunden mit intensiveren Aufschlussarbeiten in den vielen andern Sedimentbecken unseres Kontinentes, nicht eine drastische Aufhellung bringen könnte.

Dem Erdölgeologen obliegt die Aufgabe, aufgrund seiner Kenntnisse der geologischen Verhältnisse eine wissenschaftlich begründete und technisch vertretbare Prognose der ausbeutbaren Reserven zu geben.

Die grossgeologische Gliederung Europas in alte Schwellen, junge Gebirgsketten und dazwischen eingebettete mesozoische und tertiäre Sedimentbecken ist auf Fig. 3 dargestellt. Die ausgedehnten sedimentären Ablagerungsräume sind, wie wir heute wissen, von sehr unterschiedlicher Erdölhöufigkeit. Im folgenden sei versucht, am Beispiel dreier bereits produzierender Becken darzulegen, wie deren spezifische geologische Geschichte den relativen Reichtum an Lagerstätten und das Verteilungsmuster der Ölfallen entscheidend beeinflusst hat.

1. Nordsee

Die Explorationstätigkeit in der Nordsee ist erst vor 12 Jahren angelaufen. Trotz der noch relativ geringen Bohrdichte ist es gelungen, in diesem kurzen Zeitraum die

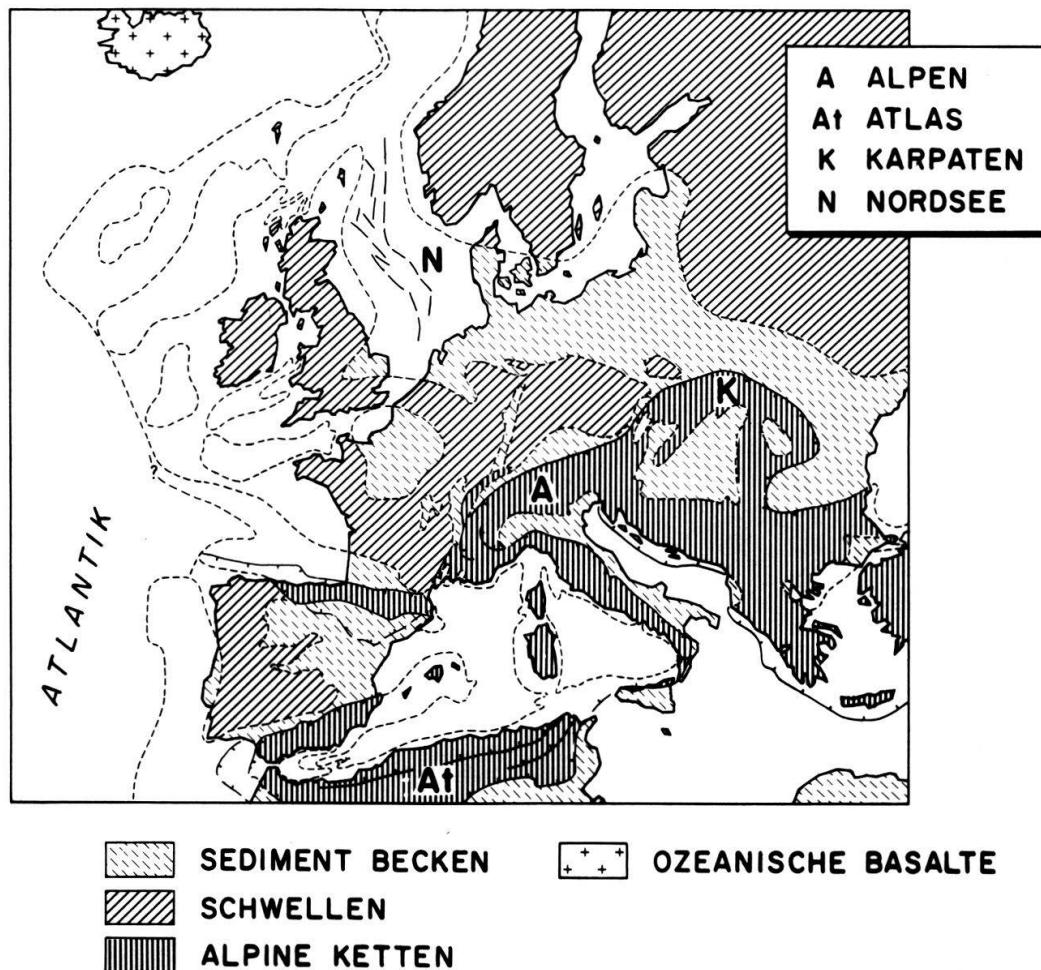


Fig. 3: Europa -- mesozoische und tertiäre Sedimentbecken

Gebiete grösster Höufigkeit, die sogenannten 'Golden Lanes', zu erkennen und abzugrenzen. Bis Ende Juli 1975 wurden mit 580 Erkundungsbohrungen von durchschnittlich 3250 m Tiefe insgesamt 41 Öl- und 27 Gasentdeckungen gemacht. Dies bedeutet statistisch gesehen, dass ungefähr jede achte Bohrung fündig wurde. Nach unserer Schätzung stellen die Erkundungsbohrungen eine Investierung von rund 4 Milliarden Franken dar. Dazu kommen die Kosten der ausgedehnten seismischen Untersuchungen. An technisch gewinnbaren Reserven haben diese Bohrungen 2,7 Milliarden Tonnen flüssige Kohlenwasserstoffe und 2,5 Billionen (10^{12}) Kubikmeter Erdgas nachgewiesen. Regional gesehen lassen sich die entdeckten Lagerstätten in drei Provinzen unterteilen (Fig. 4):

- die südliche Gasprovinz,
- die Öl- und Gasprovinz der mittleren Nordsee,
- die Öl- und Gasprovinz der nördlichen Nordsee.

Die südliche Nordsee ist ein Teil der permokarbonischen Gasprovinz, die sich von Deutschland über die Niederlande nach England erstreckt. Das Muttergestein für die riesigen, vor allem in den unter aridem Klima abgelagerten Sanden des Rotliegenden angesammelten Gasreserven ist das kohleführende Oberkarbon.

Die mittlere und nördliche Nordsee enthält die mesozoischen und tertiären Öl- und Gasprovinzen des zentralen Grabens und des Viking-Grabens (Fig. 5, 6). Diese gehören zu einem über 1000 km langen Grabensystem, welches das Gebiet der heutigen Nordsee während der Jura- und Kreidezeit durchzogen hat. In diesem Grabensystem lagerten sich an organischen Bestandteilen reiche Tone ab, die sich zu einem ergiebigen Muttergestein

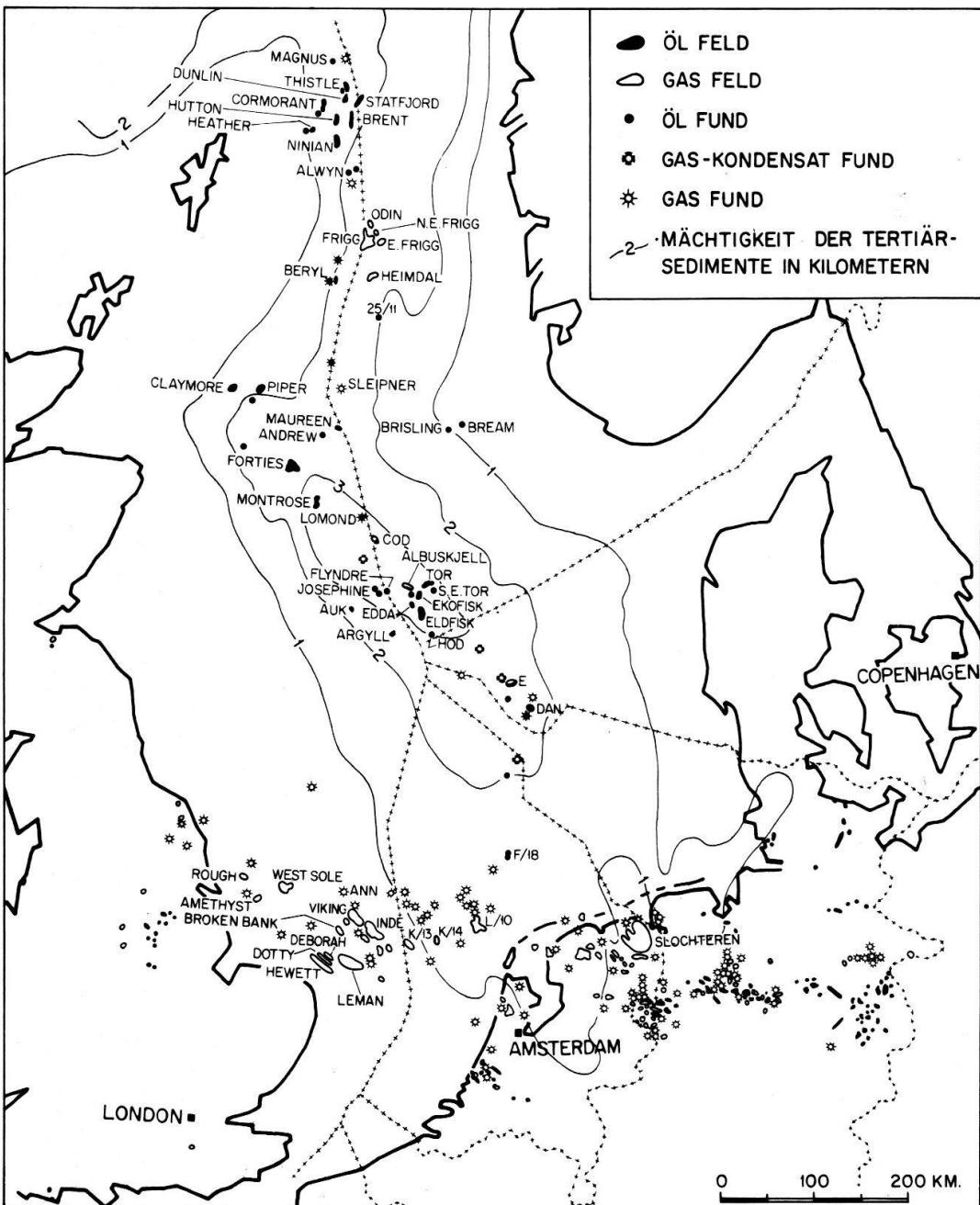


Fig. 4: Nordsee – Öl- und Gasfelder (Stand Ende Juli 1975).

Explorationsbohrungen:

Ver. Königreich	341
Norwegen	100
Dänemark	21
W-Deutschland	19
Niederlande	99
TOTAL	580

verfestigten. Ihre nachträgliche Eindeckung durch mehrere Kilometer mächtige Kreide- und Tertiärschichten unterwarf das im Grabenbereich tief absinkende Muttergestein temperaturabhängigen geochemischen Umwandlungsprozessen. In der Folge wurden grössere Mengen Öl und Gas ausgetrieben und in den Fallen der angrenzenden Speichergesteine angereichert. In diesem Gebiet sind deshalb alle bedeutenden Lagerstätten an die Grabenzone gebunden.

Als Beispiel einer äusserst reichen Ölprovinz zeigen Fig. 7 und 8 das Brentgebiet im nördlichen Viking-Graben, das 1971 durch die Shell/Esso-Gruppe mit der Entdeckung

des riesigen Brent-Feldes erschlossen wurde. Seither hat in dieser Provinz eine Reihe weiterer, spektakulärer Funde die geschätzten Reserven auf 1,3 Milliarden Tonnen Öl und 240 Milliarden Kubikmeter Gas erhöht.

Die Sedimentfolge des Viking-Grabens (Fig. 6) enthält als wichtigste Speicher die eozänen Sande, welche im Frigg-, im Heimdal- und im Odin-Feld hauptsächlich Gas enthalten, sowie die jurassischen Brent- und Statfjordsande, in denen der Grossteil der Ölreserven der eigentlichen Brent-Provinz gespeichert ist. Die Brentsande werden direkt von den oberjurassischen Muttergesteinen überlagert, so dass der Migration der Kohlenwasserstoffe kaum ein Hindernis im Wege stand.

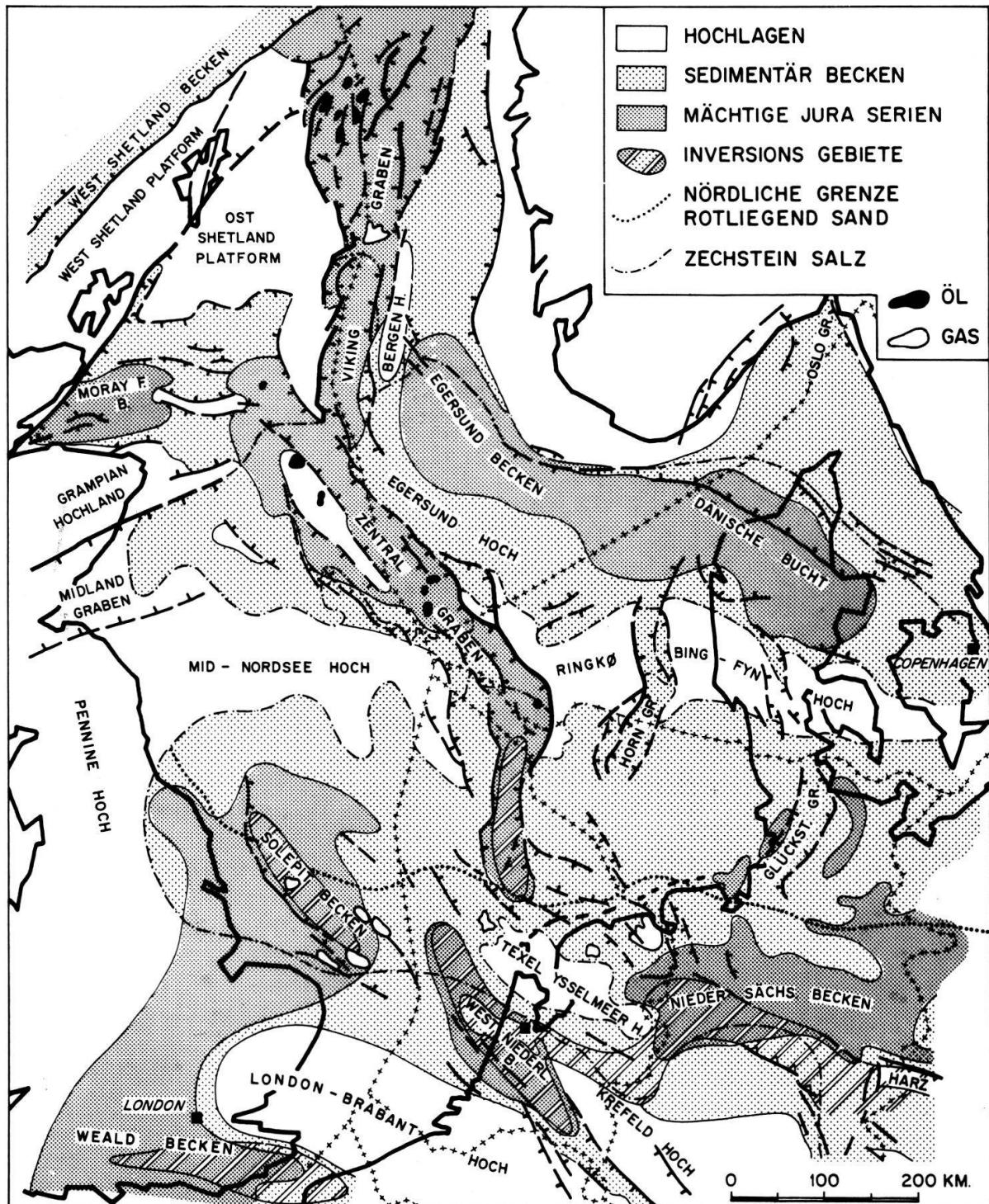


Fig. 5: Nordsee -- Tektonische Karte

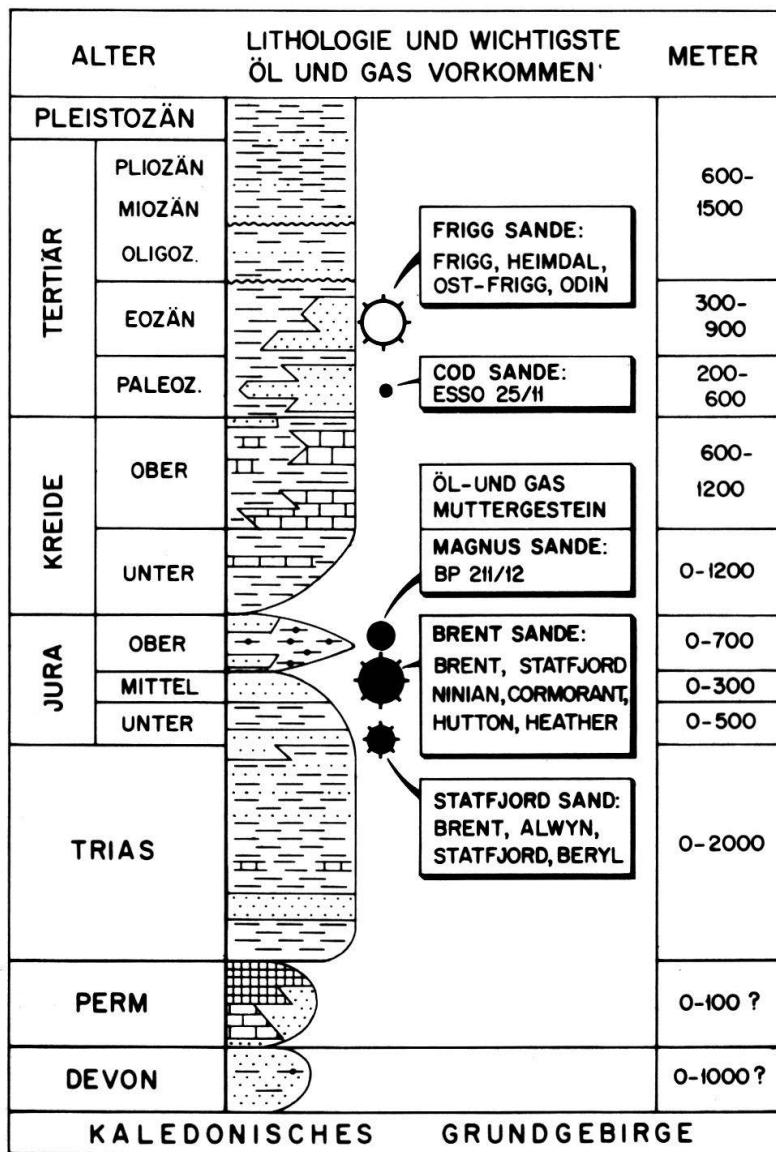


Fig. 6: Nordsee – Stratigraphie des Viking-Grabens

Die Brent-Provinz zeigt, was die Zahl und Grösse potentieller Fallen betrifft, sehr günstige Bedingungen. Während des Einbrechens des Viking-Grabens entstand hier eine ganze Reihe von gekippten Bruchschollen, die sowohl die Brent- als auch die Statfjordsande enthalten. Die meisten grossen Strukturen zeigen ein schwaches Einfallen der Speicherhorizonte, und sie sind von Verwerfungen nur wenig zerhackt. Drei Riesenfelder sind bis heute gefunden worden, deren gewinnbare Reserven jeweils zwischen 140 und 410 Millionen Tonnen Öl liegen. Zusätzlich enthalten diese Felder auch bedeutende Gasmengen. Da diese Strukturen durch die oberjurassischen Muttergesteine sowie durch Kreidemergel gut abgedichtet sind, werden Kohlenwasserstoffsäulen bis zu 300 m Mächtigkeit angetroffen. Porositäten von 25% und mehr erlauben in den Brentsanden Förderraten, die oft 1600 m³ Öl pro Tag und pro Bohrung übersteigen.

In der Brent-Provinz treten somit alle geologischen Faktoren, die zur Entstehung einer reichen Ölprovinz beitragen, in optimaler Konstellation auf. Ähnliche günstige Voraussetzungen bestehen auch in andern Teilen der mesozoischen Gräben der Nordsee, wie z.B. im Gebiet der Ekofisk- und Piper-Felder.

Das Gebiet der heute bekannten Öl- und Gasprovinzen der Nordsee nimmt jedoch

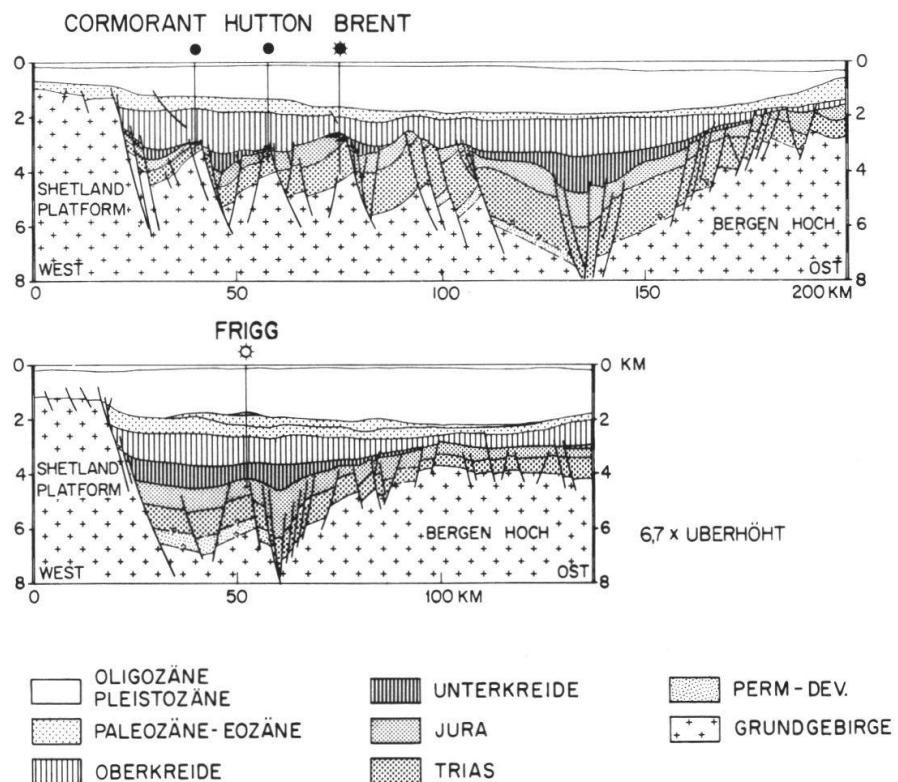


Fig. 7: Profile durch den Viking-Graben (6,7-fach überhöht)

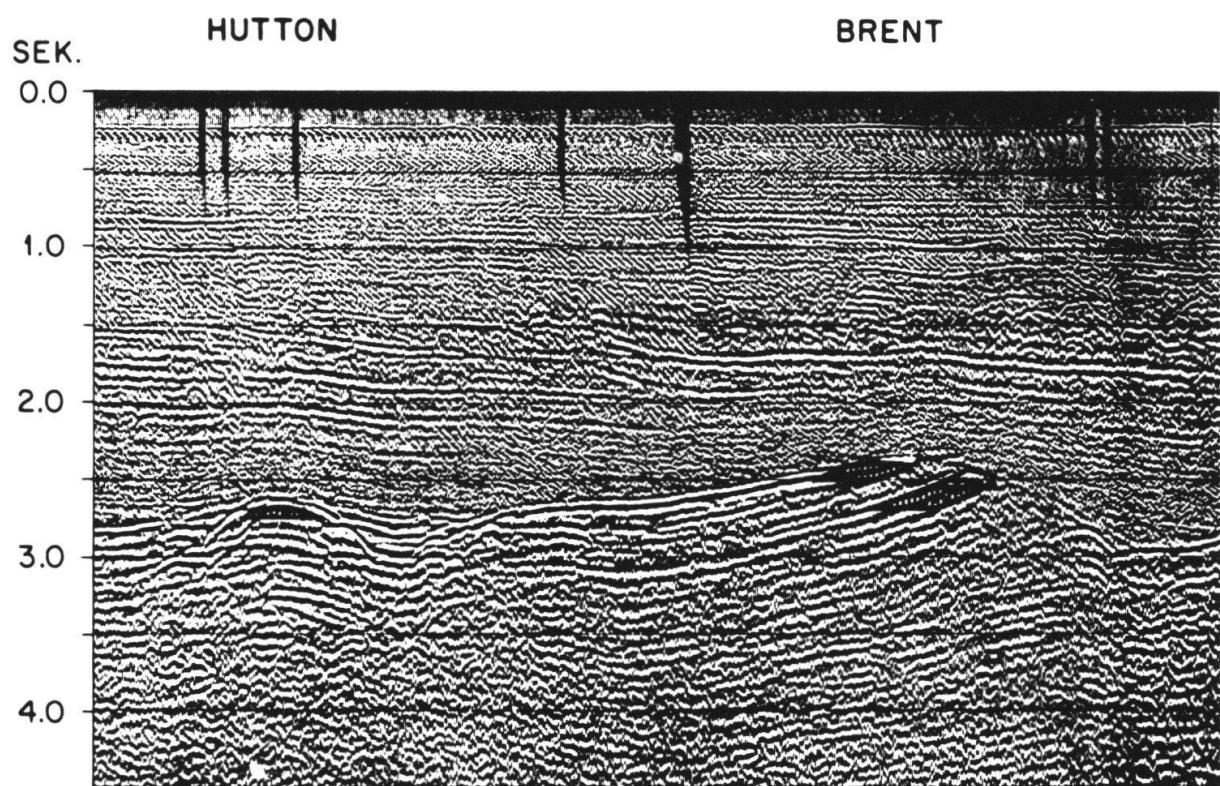


Fig. 8: Seismisches Profil durch die Felder Hutton und Brent

nur etwa 1/3 der gesamten Meeresoberfläche ein. Die übrigen 2/3 der Nordsee müssen beim heutigen Stand der geologischen Kenntnisse als wenig prospektiv angesehen werden.

2. Pariser Becken

Als Gegenstück zur Nordsee, die wohl die reichste Ölprovinz West-Europas darstellt wählen wir das Pariser Becken, in dem grosse Explorationsanstrengungen während der letzten Jahrzehnte praktisch ohne Erfolg geblieben sind. Es ist mit mehr als 500 abgeteuften Erkundungsbohrungen ein geologisch weitgehend bekanntes Sedimentbecken. Besonders gross ist die Bohrdichte im Zentrum des Beckens, im Gebiet der grössten Sedimentmächtigkeiten. Mit 5,4 Millionen Tonnen nachgewiesener Ölreserven ist das Ergebnis dieser intensiven Aufschlussätigkeit enttäuschend. Im Vergleich wurden in der Nordsee bis jetzt Kohlenwasserstoffe gefunden, deren Energiegehalt rund 4,6 Milliarden Tonnen Öl entspricht, das heisst dem 850fachen des Pariser Beckens.

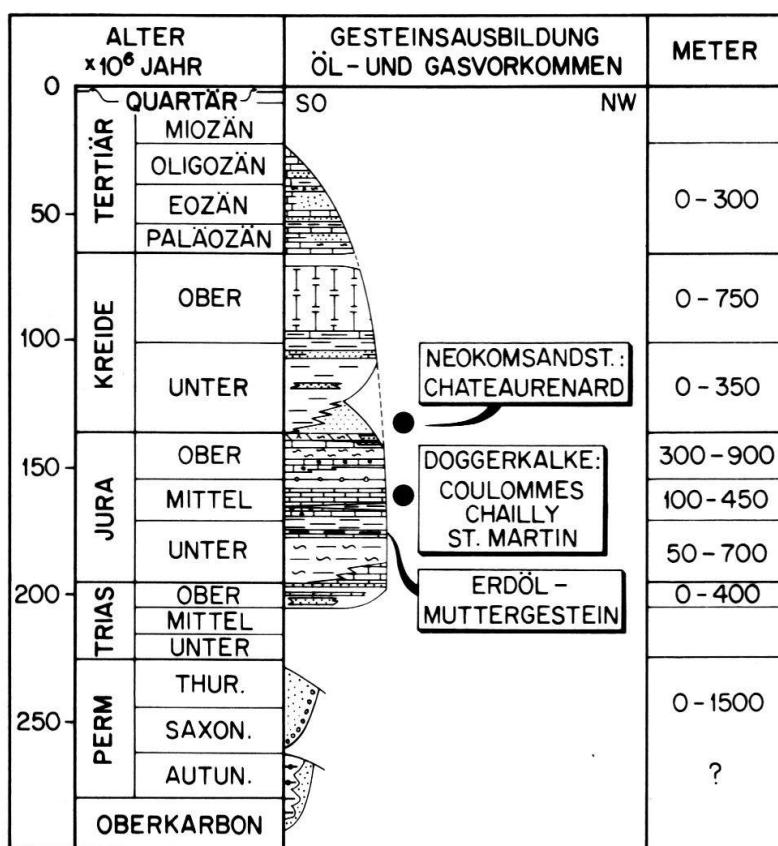


Fig. 9: Pariser Becken – Schichtfolge und Mächtigkeiten

Die Ausbildung der Schichtfolge im Pariser Becken (Fig. 9) ist für die Bildung von Öllagerstätten zwar günstig: Muttergesteine, Speicher und abdichtende Decklagen sind in genügender Mächtigkeit und Qualität vorhanden. Ein wesentlich ungünstigeres Bild zeigen aber die strukturellen Verhältnisse (Fig. 10, 11). Nur in einem kleinen, zentralen Bereich des Beckens liegen heute die Muttergesteine des Lias tiefer als 2000 m. Hier nur waren sie lange genug so hohen Temperaturen ausgesetzt, dass aus den primären organischen Substanzen wanderfähiges Erdöl abgespalten werden konnte. Zur Zeit der tiefsten Versenkung, im Miozän, war dieser Bereich zwar weiter ausgedehnt, aber doch auf die zentralen Beckenteile beschränkt.

Nicht nur die Bedingungen für die Ölbildung waren im Pariser Becken ungünstig,

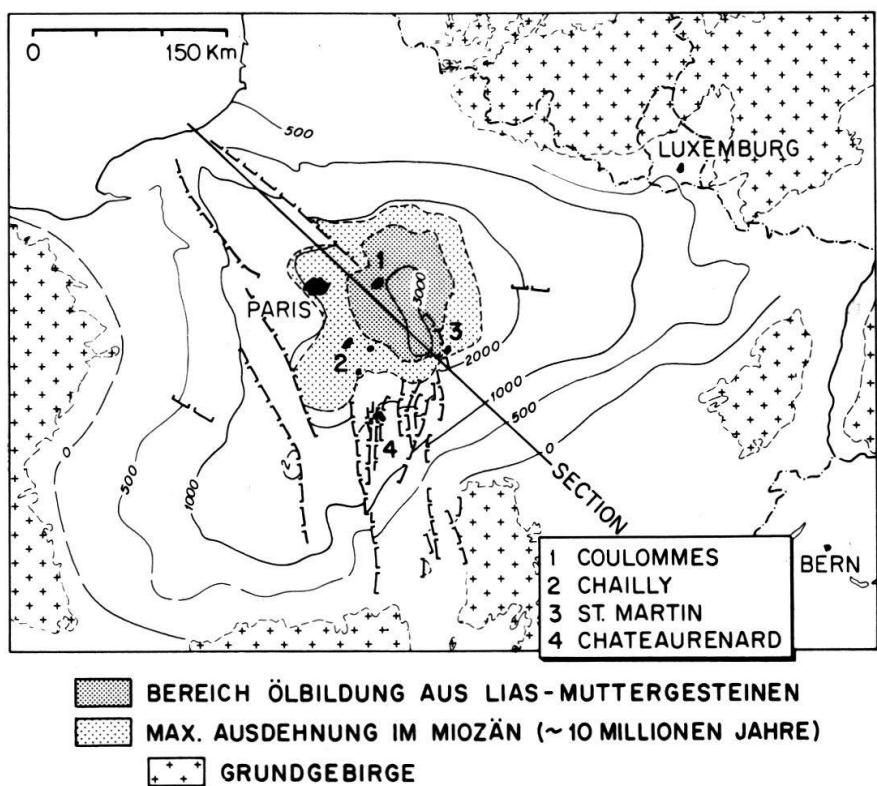


Fig. 10: Pariser Becken – Tiefenlinien Basis Mesozoikum

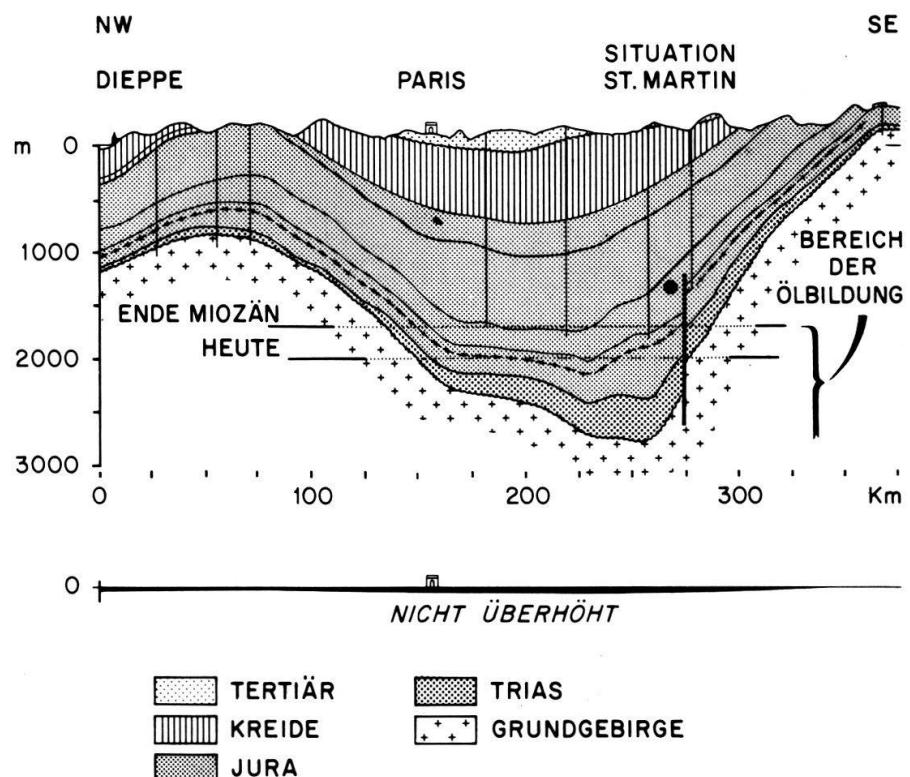


Fig. 11: Pariser Becken – Geologisches Profil

auch potentielle Ölfallen sind in der tektonisch wenig gestörten Schichtfolge des Beckens nicht häufig und immer von geringem Rauminhalt. Es konnten sich im Pariser Becken wohl Lagerstätten bilden, doch sind sie klein und enthalten nur unbedeutende Vorräte.

3. Jura und Molassebecken

Im Schweizer Jura, wo die Shell vor zwei Jahren seismische Untersuchungen begonnen hat, liegt die Basis des Mesozoikums im allgemeinen noch weniger tief als im Pariser Becken. Öl aus mesozoischen Muttergesteinen hat sich darum hier vermutlich nicht oder nur in geringerem Masse bilden können. Dagegen ist es nicht ausgeschlossen, dass sich unter den gefalteten mesozoischen Schichten der Juraketten in den durch Anhydrit- und Salzlager ausgezeichnet abgedichteten Speichern des Buntsandsteins und des obersten Palaeozoikums Kohlenwasserstoffe in wirtschaftlich ausbeutbaren Lagerstätten anreichern konnten. Als Muttergesteine kommen kohleführende oder bituminöse Schichten des Oberkarbons und des Unterrotliegenden in Frage, wie sie auf Schweizerboden in Kreuzlingen und Wintersingen erbohrt worden sind.

Wie schwierig die Kartierung dieser tieferen höflichen Serien ist, zeigen Fig. 13 und 14. Auf dem seismischen Profil durch den Mont Chamblon bei Yverdon können die Lagerungsformen der gefalteten Schichten gut erkannt werden. Zu sehen ist auch die

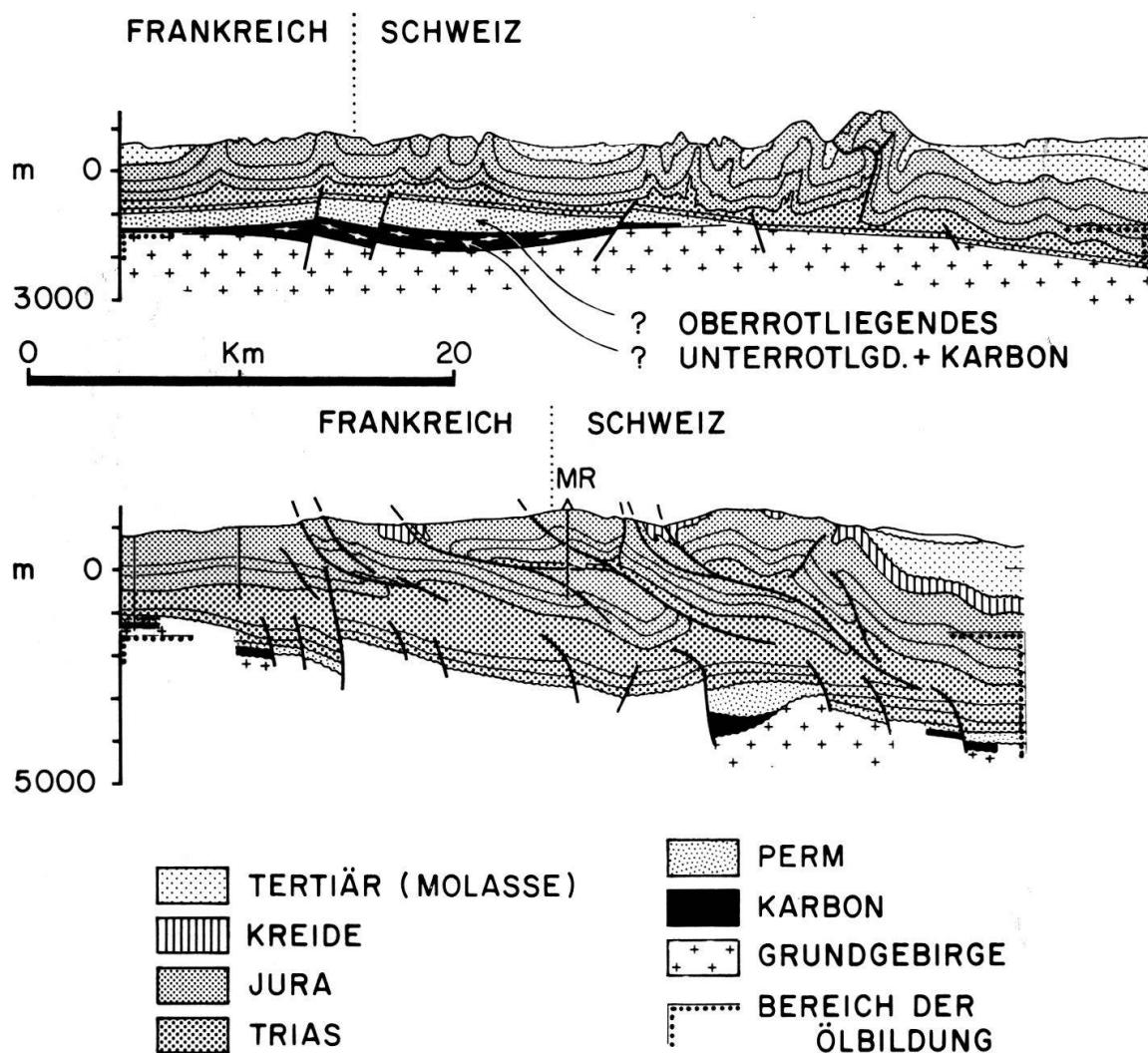


Fig. 12: Jura -- Geologische Profile, oben: Feldbach-Movelier-Delémont-Moutier-Grenchen-Aare unten: Onglières-Mont Risoux (MR)-Vallée de Joux-Mont Tendre-Rolle

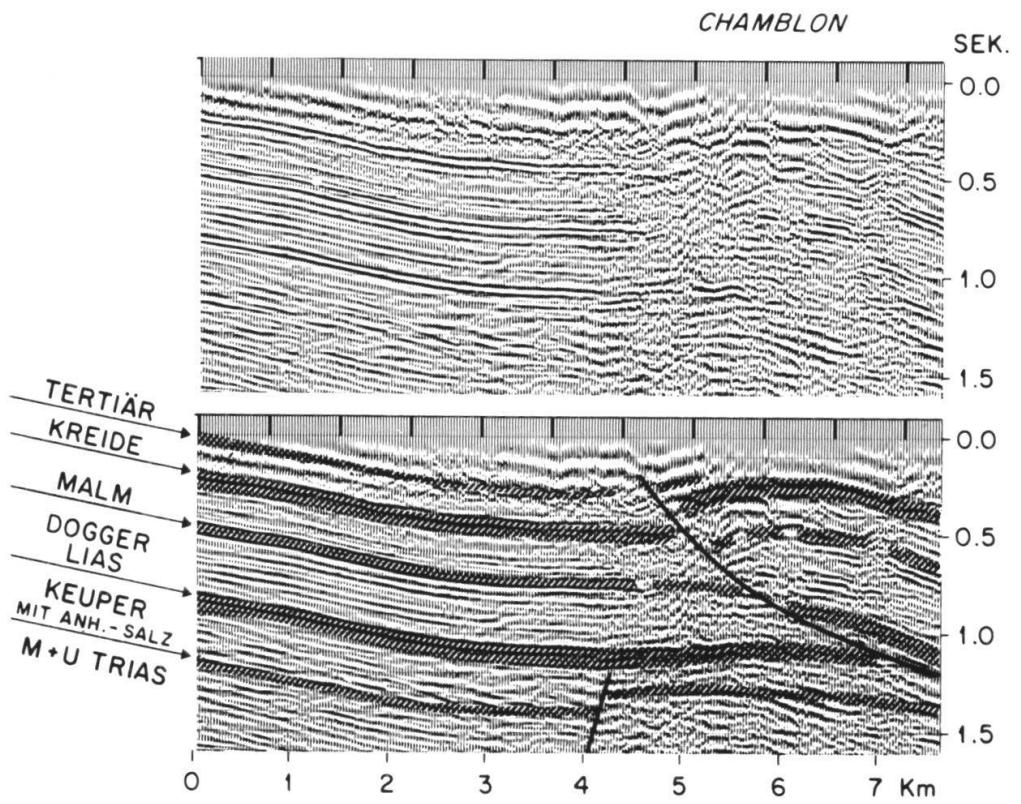


Fig. 13: Reflexionsseismisches Profil – Mont Chamblon

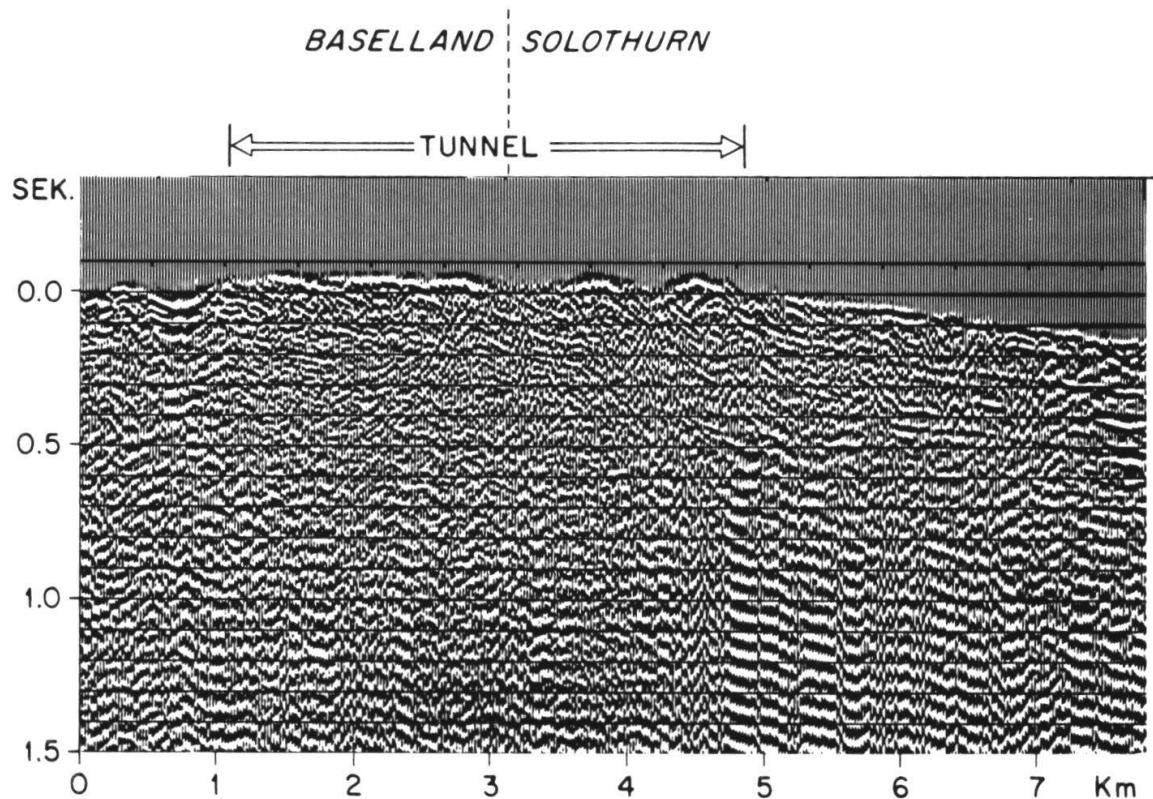


Fig. 14: Reflexionsseismisches Profil – Bölcgentunnel

Basis der anhydrit- und salzführenden Keuperschichten, die parallel zum Dach der Speicher verläuft. Tiefere seismische Reflexionen, möglicherweise durch jungpalaeozoische Schichten erzeugt, treten jedoch nur sporadisch auf.

Das in Fig. 14 gezeigte Profil wurde vor einigen Monaten durch den Böllchen-Strassen-tunnel gemessen. Es ist typisch für die unbefriedigende Qualität der bisherigen seismischen Ergebnisse im nördlichen Teil des Faltenjuras. Unter den schwer deutbaren oberflächen-nahen Reflexionen sind keine auswertbaren Informationen herauszulesen. Daher kann die für eine Interpretation der prospektiven, tieferen Horizonte unerlässliche Basis der Evapo-ritlagen nicht erkannt und kartiert werden.

Die sehr unterschiedliche, auch im günstigsten Fall nur mittelmässige Qualität der seismischen Daten im Schweizer Jura lässt es fraglich erscheinen, ob außer der relativ gut abgegrenzten aber kleinen Struktur des Mont Chamblon noch weitere potentielle Fallen kartiert werden können.

Die Erdölertungen der Schweiz stützen sich zum guten Teil auf das Molassebecken und seinen Untergrund, das im folgenden als Beispiel einer Sedimentprovinz mittlerer Häufigkeit dargestellt werden soll. Das Molassebecken, das sich mit einer maximalen Breite von mehr als 100 km über eine Länge von 700 km von Annecy bis in die Gegend von Linz erstreckt, kann auf eine recht lange Explorationsgeschichte zurückblicken. Bereits 1944 wurde bei Wels in Oberösterreich das erste Gasfeld angebohrt. Seitdem sind 27 Gas- und 29 Ölfelder entdeckt worden, die sich hauptsächlich auf den Raum nordöstlich des Bodensees, auf das Alpenvorland östlich von München und auf Oberösterreich konzentrieren. Bis heute ist im Schweizer Molasseteil noch keine abbauwürdige Lagerstätte gefunden worden.

Die Bohrdichte ist vor allem im deutschen und österreichischen Raum beträchtlich. In den produzierenden Gebieten, die heute weitgehend als exploriert gelten können, beträgt sie mehr als 5 Bohrungen im Umkreis von 20 km. Der grosse Einsatz der Erdöl-industrie wurde durch eine schöne Anzahl entdeckerter Lagerstätten belohnt. Es ist jedoch bisher noch kein grösseres Feld entdeckt worden. Die totalen Reserven betragen 9,4 Millionen Tonnen Öl und 22,3 Milliarden Kubikmeter Gas, Mengen, die in der Nordsee leicht in einem Feld mittlerer Grösse gespeichert sein können.

Das Molassebecken bildete sich im Tertiär als langgestreckter, im Querschnitte asymmetrischer Trog, welcher unter langsamem Absinken die gewaltigen Schuttmassen der sich aufwölbenden Alpen aufnahm. Während späterer Phasen der alpinen Gebirgsbildung wurde der Südrand des Molassetroges durch die vorrückenden Decken aufgestaucht, verschuppt und überfahren.

Das Molassebecken ist mit Konglomeraten (Nagelfluh), Sandsteinen, Tonen und Mergeln gefüllt, die in untiefen Meeresarmen oder in Süßwasserseen abgelagert wurden. Ihre Mächtigkeit nimmt von Norden nach Süden zu und erreicht am Alpenrand 5000 m. Die tertiären Sedimente werden von mesozoischen Kalken, Tonen und Sandsteinen unterlagert, die nördlich des Molassebeckens, im Jura und in der Schwäbischen Alb, zutage treten. Auf Fig. 15 wird in drei Querprofilen die recht einfache Geometrie des Molassebeckens gezeigt, dessen Bauplan sich von West nach Ost nicht wesentlich ändert. Von der alpinen Faltung kaum beeinflusst, streichen die mesozoischen Schichten der Beckenunterlage unter den Alpenrand. Sie sind in Bruchschollen zerbrochen, deren Verwerfungsmuster in den überlagernden Molassegesteinen allmählich ausklingt. In den nach Norden ansteigenden Schichtfolgen haben sich besonders entlang Verwerfungen Öl- und Gasfallen gebildet, die in Deutschland wie in Österreich das bisherige Hauptziel der Exploration waren.

Im Gegensatz zum relativ einheitlichen Bauplan sind die stratigraphischen Unterschiede zwischen den schweizerischen, deutschen und österreichischen Anteilen am

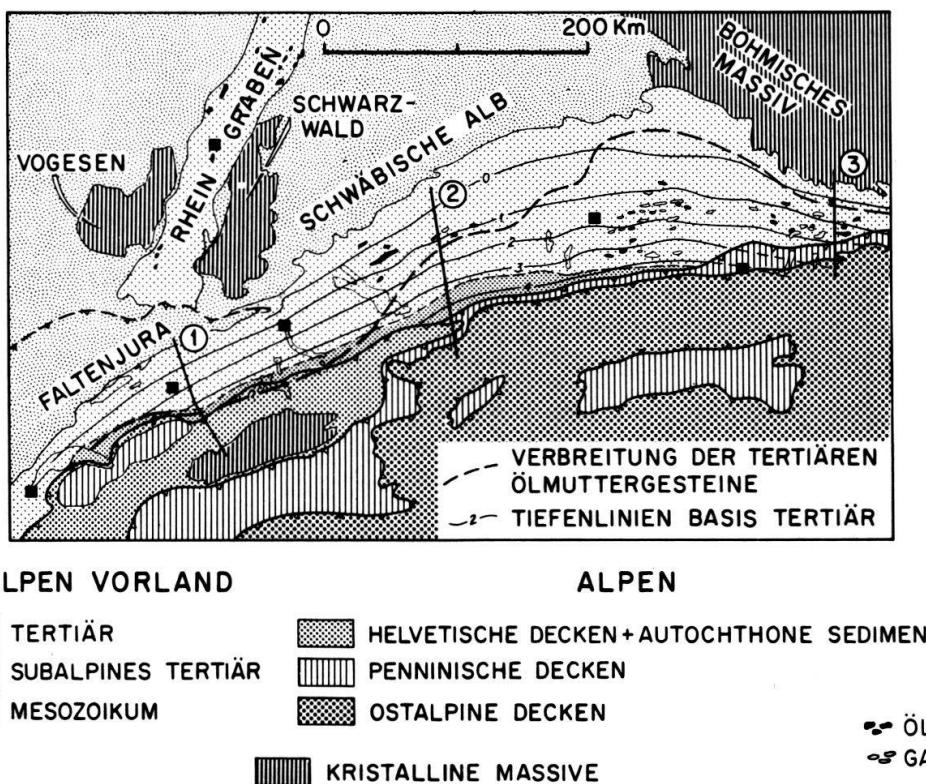


Fig. 15: Molassebecken – Tektonische Karte, Lage der Öl- und Gasfelder

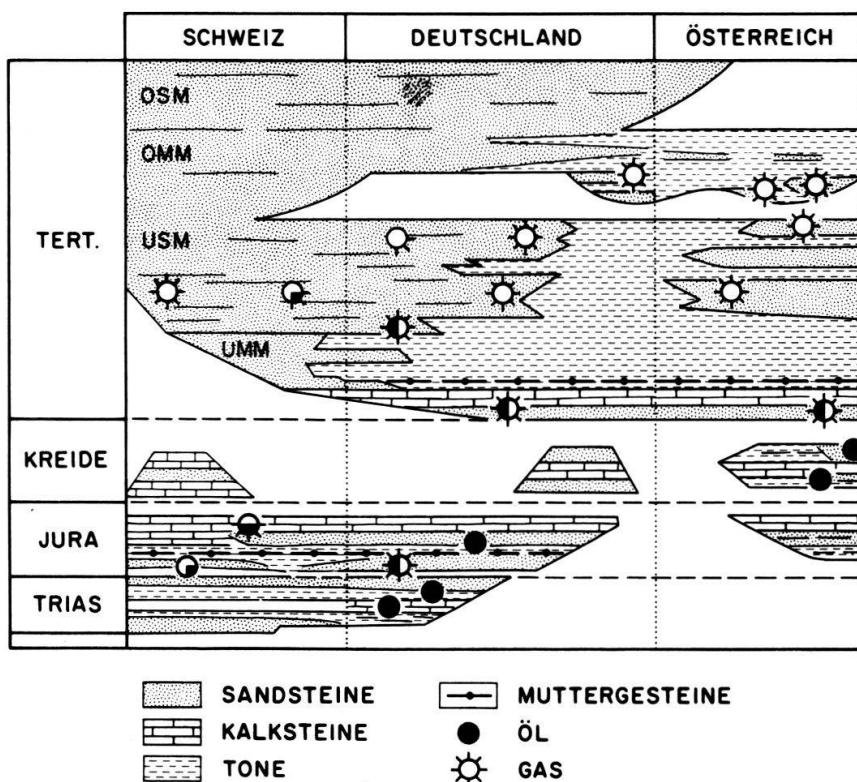


Fig. 16: Molassebecken – Stratigraphische Lage der Öl- und Gasvorkommen

Becken bedeutend (Fig. 16). Sie betreffen vor allem die Verteilung der Speicher-, Deck-, und Muttergesteine, sowohl in der Molasse selbst als auch in ihrem Untergrund.

Die als gutes Muttergestein erkannten unteroligozänen Fischschiefer fehlen im Schweizer Mittelland weitgehend. Eventuelle Fallen wären daher für ihre Zufuhr an Kohlenwasserstoffen auf nicht sicher vorhandene bituminöse Lagen in den Dogger- und Liastonen und vielleicht im Muschelkalk der Beckenunterlage angewiesen. In Deutschland treten neben den unteroligozänen Fischschiefern Muttergesteine auch im Lias und Muschelkalk auf. In Österreich aber kommen nur die Fischschiefer als Muttergestein in Frage.

Ungleich verteilt sind ebenfalls die Speichergesteine. In der Schweiz fehlen die eozänen Sande, die in Deutschland und Österreich öl- und gasführend sind. Im östlichen deutschen und österreichischen Beckenanteil treten Gasspeicher auch in oligozänen und miozänen Sanden auf. Dank der Wechsellegerung von Sanden und abdichtenden marinen Tonen konnten sich dort viele Gaslagerstätten bilden. Im Westteil des Molassetrogs dagegen, und vor allem in der Schweiz, entsprechen diesen Schichtfolgen oft linsenförmige kontinentale Sande und Mergel, während es an mächtigen, abdichtenden Tonzwischenlagen fehlt. Für das Schweizer Mittelland kommen daher praktisch nur die im allgemeinen dünnen Speicher der mesozoischen Unterlage als Explorationsziele in Frage.

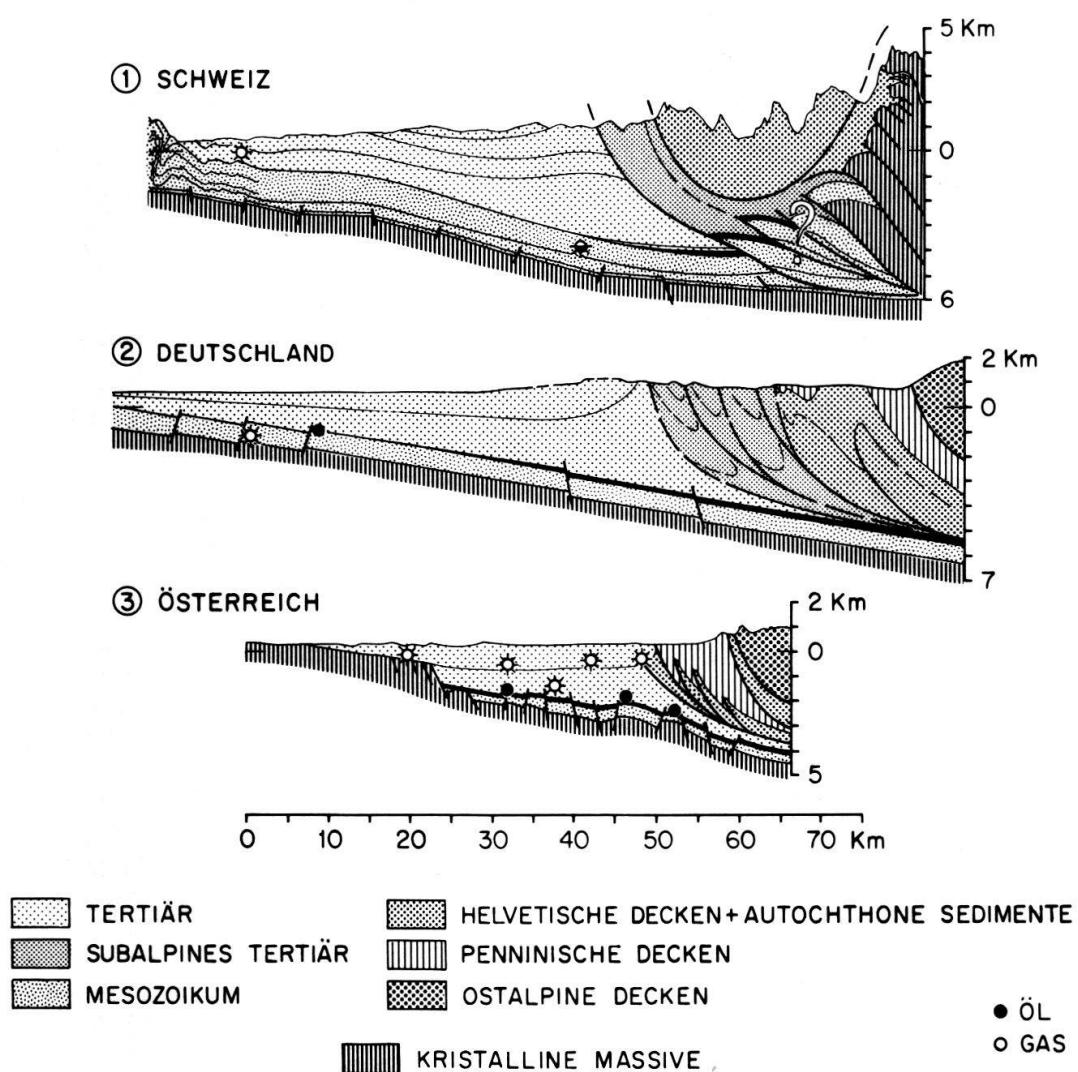


Fig. 17: Molassebecken – Geologische Profile, 3 x überhöht

Die Tertiärbasis der Molasse taucht bei rund 3000 m in die Ölgenerationszone, d.h. in den Tiefenbereich mit den für die Einleitung der geochemischen Umwandlungsprozesse benötigten Minimaltemperaturen, ein. Die Ölgeneration ist daher zum grossen Teil auf den subalpinen Bereich und das Autochthon unter dem überschobenen nördlichen Helvetikum beschränkt, während der eigentliche, ausseralpine Beckenteil geothermisch gesehen 'unreif' geblieben ist. Die hier möglicherweise vorhandenen Lagerstätten würden daher auf lange Migrationswege aus tieferen Beckenteilen angewiesen sein. Ein weiterer ungünstiger Umstand ist, dass das Becken nach Norden zu offen ist, was wohl zur Ausspülung früherer Lagerstätten, vor allem in eozänen und mesozoischen Speichern, durch eindringende Oberflächenwasser geführt haben mag.

Bekanntlich hat in der Schweiz die Entdeckung eines wirtschaftlich unbedeutenden Gasvorkommens bei Linden, nördlich von Thun, der Erdölsuche im Gebiet der subalpinen Molasse neuen Auftrieb gegeben. Ziele sind mögliche Gasspeicher an der Molassebasis und im mesozoischen Untergrund. Erfolg oder Misserfolg der gegenwärtig anlaufenden Explorationskampagne werden einerseits davon abhängen, ob es gelingen wird, im topographisch schwierigen Alpenvorland eine lückenlose seismische Kartierung der Zielhorizonte zu erlangen und tief unter den aufgestauchten und verschuppten Molassesedimenten eventuell vorhandene Fallen abzugrenzen. Andererseits wird man nur durch sehr kostspielige Tiefbohrungen abklären können, ob solche Fallen poröse Speichergesteine mit wirtschaftlich ausbeutbaren Kohlenwasserstoffen enthalten.

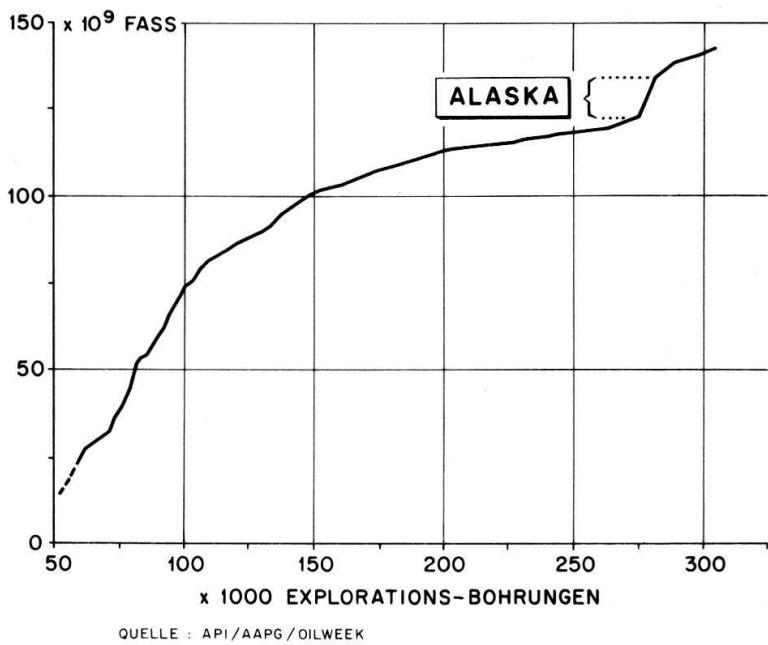
Die zukünftige Bedeutung der Nordsee als Ölprovinz

Die oben gegebene kurze Darstellung einiger westeuropäischer Ölprovinzen zeigt die weiten Grenzen, innerhalb derer die Häufigkeit von Sedimentationsräumen ähnlicher Grösse schwanken kann. Die Fachleute sind sich jedoch darüber einig, dass keines der heute aktiv explorierten westeuropäischen Becken auch nur einen annähernden Reichtum an Reserven erwarten lässt wie die Nordsee. Sie ist zweifellos heute schon in die Gruppe der grössten Erdöl-Provinzen der Erde vorgestossen. Ihre Felder werden von den 80er Jahren an einen rasch wachsenden Beitrag zur Energieversorgung West-Europas liefern.

Es ist möglich, dass die heutige Jahresproduktion von 22 Millionen Tonnen Öl und 41,5 Millionen Tonnen Erdöläquivalent als Gas (1 t Erdöl = 1250 m³ Gas) bis 1980 auf 200, beziehungsweise 140 Millionen Tonnen ansteigen wird. 1985 könnte die Ölförderung die Plateaurate von 300 Millionen Tonnen und die Gasförderung eine solche von 140 Millionen Tonnen Öläquivalent erreichen, es sei denn, dass im kommenden Jahrzehnt unerwartet grosse Funde die Reserven drastisch zu erhöhen vermöchten.

Wie gross die endgültigen, technisch ausbeutbaren Reserven der Nordsee sein werden, liegt noch im Bereich der geologischen Spekulation. Ein Anwachsen der heute bekannten Reserven von 2,7 Milliarden Tonnen auf etwa 4 Milliarden Tonnen Öl ist wahrscheinlich. Selbst eine Verdoppelung der heute bekannten Reserven liegt im Bereich des Möglichen. Eine noch grössere Reservemenge, wie sie auf rein statistischer Grundlage postuliert worden ist, ist aufgrund der heutigen geologischen Kenntnisse jedoch kaum wahrscheinlich. Dabei darf nicht übersehen werden, dass im seismisch ausgezeichnet kartierten Untergrund der Nordsee ein guter Teil der vorhandenen grossen Strukturfallen bereits erbohrt ist.

Am Beispiel der USA kann eindrücklich demonstriert werden, dass in jeder grossen Erdölprovinz mit fortschreitender Bohrdichte die im Durchschnitt per Bohrung nachgewiesenen neuen Reserven allmählich abnehmen (Fig. 18). Über kürzere Zeiträume ist dies oft nicht so ohne weiteres ersichtlich, vor allem heute, wo ölhöffige Gebiete von den beteiligten Ländern nur noch in zeitlich gestaffelter Stückelung zur Erschliessung freigege-



QUELLE : API/AAPG/OILWEEK

Fig. 18: Vereinigte Staaten von Amerika – gefundene und gewinnbare Erdölreserven – kumulativer Anstieg für Gesamtindustrie, 1920–1973 (1 Fass = 159 Liter)

ben werden. In der Nordsee sind vor allem noch im norwegischen Teil bedeutende Funde zu erwarten. Bedingt durch die zurückhaltende Konzessionspolitik der norwegischen Regierung, hat jedoch die Explorationstätigkeit in diesem Teil der Nordsee stark nachgelassen.

Bei der heutigen krisenhaften Wirtschaftslage scheint es müßig, eine Prognose zu stellen, wie sich über die nächsten 25 Jahre das Verhältnis zwischen Primärenergieproduktion und Verbrauch in West-Europa entwickeln wird (Fig. 19). Immerhin lassen vorsichtige Extrapolationen vermuten, dass die gesamte Energieproduktion West-Europas bis 1980 auf 820 Millionen Tonnen Erdöläquivalent ansteigen wird. Verglichen mit 1974 würde dies einer Zunahme von rund 320 Millionen Tonnen (oder 64%) entsprechen.

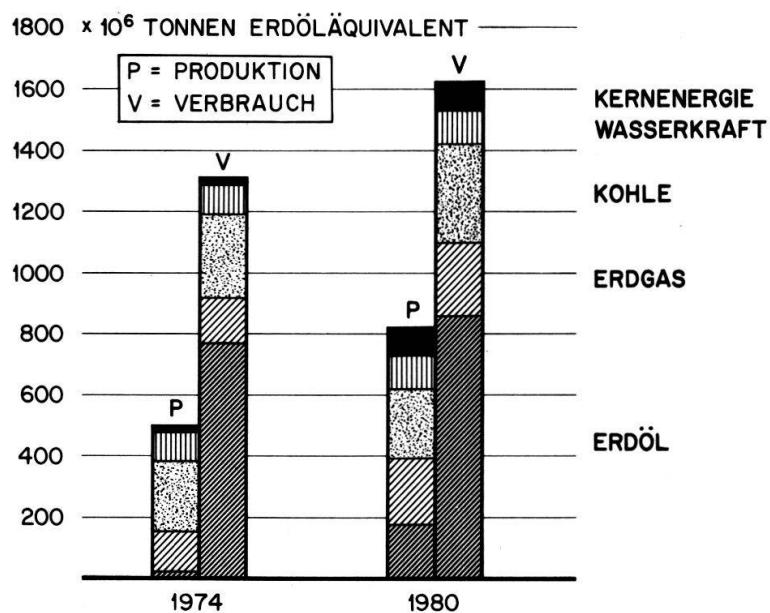


Fig. 19: Primärenergieproduktion (P) / Primärenergieverbrauch (V) 1974–1980 (geschätzt) (verwendeter Umrechnungsfaktor: 1 t Erdöl = 1250 m³ Gas)

Der gesamte Verbrauch an Energie wird bis 1980 möglicherweise um rund 310 Millionen Tonnen Erdöläquivalent (24%) zunehmen. Trotz diesem gegenüber den frühen 70er Jahren stark verlangsamten Verbrauchswachstum, wird sich die Versorgungslücke mit 800 Millionen Tonnen beinahe auf der gleichen Grösse halten. Auch die in etwa 5 Jahren zu erwartende Zunahme der Öl- und Gasproduktion aus der Nordsee wird an diesem Bild kaum etwas verändern.

Andere prospektive Gebiete West-Europas

Die heute nachgewiesenen Öl- und Gasreserven West-Europas schätzt man auf etwa 7,5 Milliarden Tonnen Erdöläquivalent. Sie reihen sich damit mit bescheidenen 7% der Welt-Reserven hinter die benachbarten Ländergruppen des Mittleren Ostens (62,7 Milliarden t), des Ostblocks (schätzungsweise 25 Milliarden t) und Nord-Afrikas (10 Milliarden t) und verteilen sich wie folgt auf die einzelnen Provinzen: Nordsee 4,6, Mittel-Europa 2,4, Po Becken 0,3, Aquitaine 0,2 Milliarden Tonnen.

In dieser Stellung des relativ armen Verwandten wird West-Europa weiterhin verbleiben, obschon die Reservenerwartungen in verschiedenen nur schwach oder überhaupt noch nicht explorierten Gebieten recht bedeutend erscheinen.

Für die nächsten 10 Jahre kann der Geologe für die folgenden Räume wahrscheinlich Entdeckungen voraussagen: Angespornt durch die Erfolge in der Nordsee wird sich die Suche vor allem auf die angrenzenden atlantischen Gebiete im Norden, im Westen und im Südwesten konzentrieren. Es kann erwartet werden, dass die Barents-See zusammen mit den marinen Randzonen des nördlichen Norwegens in nicht allzu ferner Zukunft der Erdölsuche zugänglich gemacht wird. Es mag vorausgesagt werden, dass diese Sedimentationsräume eine gute Chance haben, die heutigen Reserven West-Europas wesentlich zu vergrössern und eventuell zu verdoppeln. Erdölhöfig sind auch die Offshoregebiete West-Grönlands, wo die Erforschung, durch kürzlich erfolgte Konzessionsverleihungen der dänischen Regierung stimuliert, in 2 bis 3 Jahren in die Bohrphase treten dürfte. Das noch zu realisierende Erdölpotential des europäischen Anteils am Mittelmeerraum wird hingegen als bescheiden eingeschätzt. Doch sind hier Überraschungen, vor allem in der Ägis, nicht ausgeschlossen.

Wirtschaftlichkeit zukünftiger Funde

Obschon die Grösse der Reservenerwartungen in diesen Gebieten eindrücklich ist, darf nicht übersehen werden, dass sie zum grossen Teil in tiefere Meeresgebiete mit notorisch widrigen Witterungsverhältnissen fallen. Der Kapitalbedarf zur Entwicklung eventueller Funde wird daher gewaltig sein (Tabelle III).

In der nördlichen Nordsee und in den Tiefwassergebieten des östlichen Atlantiks muss mit Investierungen von 75000–160000 Franken pro Tagestonne Förderkapazität gerechnet werden. Im Gebiet des ölhöflichen Porcupine-Trogs, 200 km westlich von Irland, würde nach neuesten Berechnungen die Erschliessung eines in 500 m Wassertiefe liegenden Feldes von 60 Millionen Tonnen Reserven für eine Plateau-Förderrate von 15000 Tagestonnen, je nach Förderkapazität der einzelnen Bohrungen, zwischen 1 800 und 2 500 Millionen Fr. verschlingen.

Das grösste Kostenelement in jeder dieser Berechnungen sind die Förderplattformen. Die in Fig. 20 gezeigte Plattform mit einer totalen Höhe von 225 m ist im August 1975 im Brent-Feld installiert worden. Sie wurde in einem norwegischen Fjord gebaut und wird an ihrem jetzigen Standort, in 140 m Wassertiefe, von 1980 an täglich rund 28000 t Erdöl fördern. Die Kosten der installierten und vollständig ausgerüsteten Anlage werden sich auf über 600 Millionen Fr. belaufen.

Tabelle III

Notwendige Kapitalinvestitionen
in Franken pro Tagestonne Förderkapazität
(1975)

Plateauförderrate 1) ohne Raffinierungskosten	Erdöl Mittlerer Osten	FOB	5 000– 13 000
	Erdöl Alaska	FOB	35 000– 40 000
	Erdöl Nordsee (Wassertiefe 200 m)	FOB	75 000–130 000
	Erdöl Atlantik westlich Irland (Wassertiefen 400–700 m)	FOB	105 000–160 000
Konstante Förderrate 2) einschliesslich Raffinierungskosten	Synthetisches Öl aus Ölschiefern	FOB	130 000–165 000
	Synthetisches Öl aus Teersanden	FOB	220 000
	Synthetisches Öl aus Kohle	FOB	150 000–220 000

- 1) Während einer kurzen Plateau-Förderperiode werden von den Reserven etwa 10% per Jahr gefördert, worauf eine lange Periode mit allmählich abnehmender Förderrate folgt.
- 2) Das den totalen Reserven angepasste Projekt erlaubt eine konstante Förderung während der gesamten Förderperiode (20–25 Jahre).

Mit den obigen Ausführungen wurde dargelegt, warum kaum Hoffnung besteht, dass das Öl- und Gaspotential der west-europäischen Sedimentbecken zur Selbstversorgung dieses Raumes ausreichen würde. Dagegen sollte es in den nächsten 20 Jahren möglich sein, durch gestaffelte Erschliessung neuer Felder, die Lücke zwischen Produktion und Verbrauch auf der heutigen Grösse zu halten.

Zum Abschluss sei noch das Problem der zukünftigen Welt-Erdölversorgung gestreift. Die sicher vorhandenen Welt-Ölreserven, einschliesslich der kommunistischen Länder, betrugen am 1.1.1975 ungefähr 90 Milliarden Tonnen. Der Weltverbrauch im Jahre 1974 belief sich auf ungefähr 3 Milliarden Tonnen. Die bis zum Jahre 2000 durch Explorations-tätigkeit zu erwartenden neuen Funde sind schwierig abzuschätzen, da die weltweite Erd-ölsuche nicht nur von technischen, sondern auch von wirtschaftlichen und politischen Faktoren abhängt. Wir schätzen die bei sehr intensiver Explorationstätigkeit zu findende Menge auf vielleicht 50 Milliarden Tonnen. Synthetisches, aus Teersanden und Ölschiefern gewonnenes Öl, ist dabei nicht eingerechnet.

Die zukünftige Entwicklung des Erdöl-Weltverbrauchs und sein Verhältnis zu den bereits gefundenen und noch zu entdeckenden Reserven ist aus rein theoretisch-statisti-

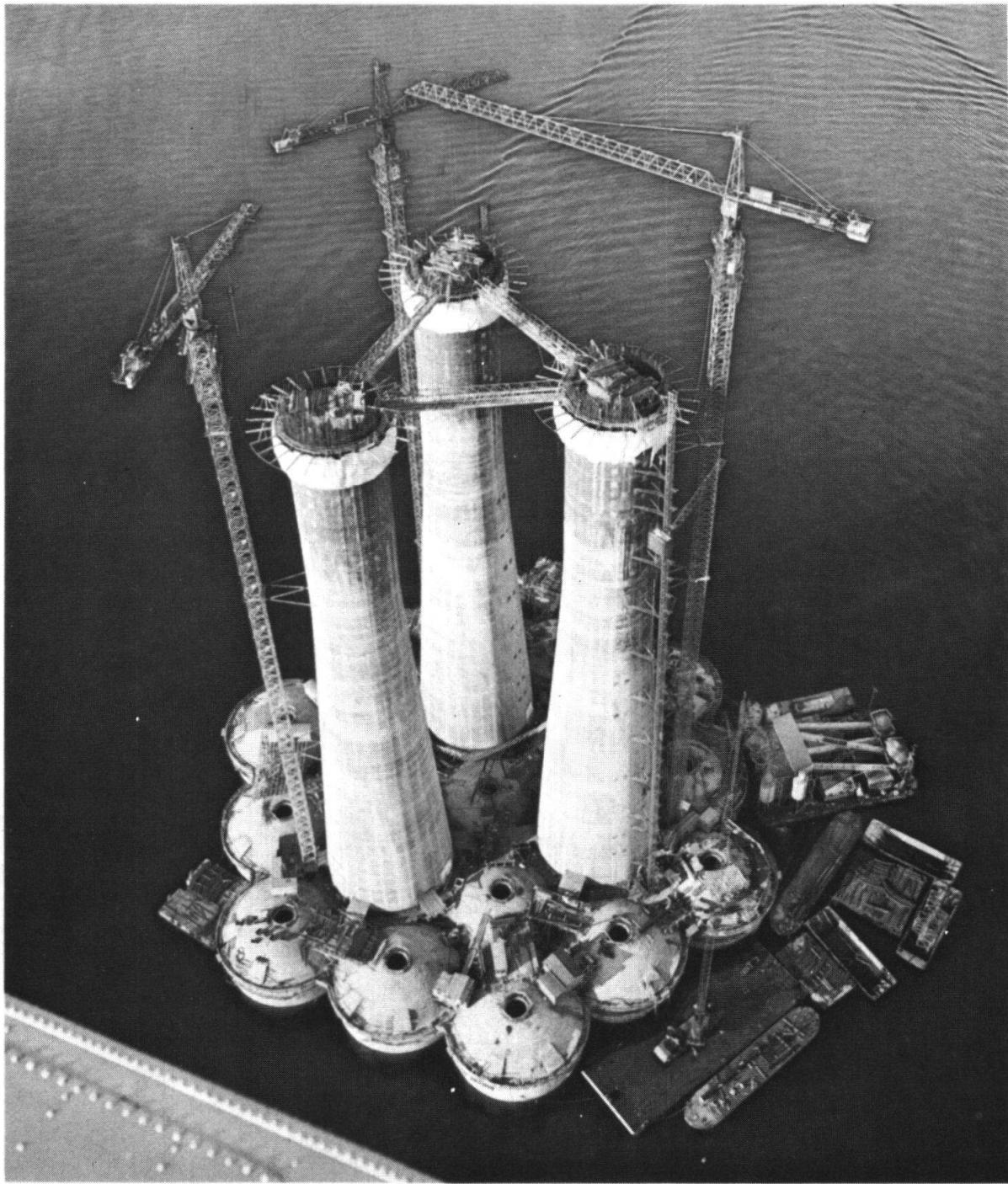


Fig. 20: Förderplatform für das Brent-Feld (Nordsee). Die heute im Bau befindliche Platform misst 225 m Höhe. An ihrem zukünftigen Standort, bei 145 m Wassertiefe, wird sie ab 1980 pro Tag 28000 t Erdöl fördern

scher Sicht in Fig. 21 dargestellt. Im untern Teil der Figur sehen wir 3 verschiedene Kurvendarstellungen, die auf folgenden Annahmen beruhen:

- ausgezogene Linie: Der Erdöl-Wertverbrauch bleibt ab 1974 konstant (kein Zuwachs);
- lang gestrichelte Linie: Der Verbrauch nimmt jährlich mit 3% zu;
- kurz gestrichelte Linie: Der Verbrauch nimmt jährlich mit 5% zu.

Angenommen, dass keine zusätzlichen Funde mehr gemacht würden, wären die heutigen Reserven von 90 Milliarden Tonnen bei 0% Zuwachs (ausgezogene Linie) im Jahre 2005 aufgebraucht, bei 3% Zuwachs (lang gestrichelte Linie) im Jahre 1999, und bei 5% Zu-

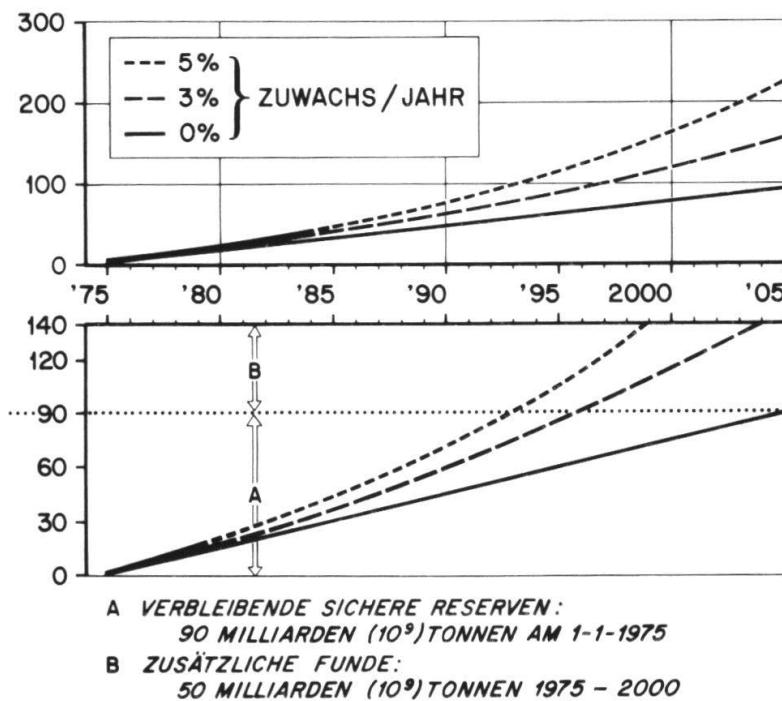


Fig. 21: Kumulativer Weltverbrauch, Erdöl, vom 1.1.1975 an, in Milliarden (10^9) Tonnen. Die hier dargestellte, rein theoretisch-statistische Betrachtungsweise entspricht nicht dem tatsächlich zu erwartenden Produktionsverlauf

wuchs (kurz gestrichelte Linie) bereits im Jahre 1993. Dies ist jedoch bloss die Darstellung einer Überschlagsrechnung, die nicht einem tatsächlichen Produktionsverlauf entspricht. Da man annehmen kann, dass bei intensiver weltweiter Aufspürtätigkeit bis zum Jahre 2000 eine zusätzliche Erdölmenge von 50 Milliarden Tonnen gefunden werden kann, so reichen bei 0% Zuwachs die Reserven trotzdem nur bis ins Jahr 2021 (ununterbrochene Linie), bei 3% Zuwachs bis 2004 (lang gestrichelt) und bei 5% Zuwachs (kurz gestrichelt) knapp bis zur Jahrhundertwende. Der tatsächliche Produktionsverlauf wird jedoch anders aussehen als diese rein theorethische Darstellung: die Produktionskurve wird ihren Höhepunkt einige Jahre früher erreichen und dann allmählich wieder absinken. Ihr genauer Verlauf ist schwer vorauszusagen, da er nicht nur von technologischen, sondern auch von wirtschaftlichen und politischen Faktoren abhängt.

In der oberen Hälfte von Fig. 21 ist dasselbe in einem kleineren Maßstab dargestellt. Daraus ist ersichtlich wie gross – wiederum rein statistisch gesehen – die Reserven sein müssten, um einen bestimmten Verbrauchszuwachs zu erlauben. Bei einer 5%igen Zuwachsrate z.B., müssten insgesamt 220 Milliarden Tonnen zur Verfügung stehen, um bis ins Jahr 2005 produzieren zu können. Das heisst, dass zu den gegenwärtig verbleibenden 90 Milliarden Tonnen Reserven noch 130 Milliarden Tonnen hinzugefunden werden müssten. Selbst bei intensivster Aufschlussätigkeit und grössten Forschungsanstrengungen zur Verbesserung sekundärer und tertiärer Gewinnungsmethoden, scheint dies die Grenzen des Möglichen zu überschreiten.

Die obigen Darstellungen sind keineswegs dazu bestimmt, dem Leser ein Schreckgespenst an die Wand zu malen. Vielmehr bezwecken sie, zu zeigen, wie notwendig es für die menschliche Gesellschaft ist, sich durch sorgfältige Planung rechtzeitig auf andere Energiequellen einzustellen, wie Erdgas, Kohle, synthetische Öle, Sonnenenergie, und vor allem Atomkraft. Die Welt wird nicht an Energiemangel zugrunde gehen. Albert Einstein's magische Formel der allgemeinen Äquivalenz von Masse und Energie hat dies bereits vor 70 Jahren aufgezeigt. Energiekrisen, wie wir sie heute durchleben, können jedoch nicht durch Konfrontation, sondern allein durch Zusammenarbeit gemeistert werden.

Dankeswort an die Mitarbeiter

Der Autor dankt den Herren H.R. Grunau, J.C. Janse, P. Lehner, M.B.K. Lutz, P.A. Soder und P.A. Ziegler für ihre grosse Mitarbeit bei der Zusammenstellung der Daten und der Ausarbeitung dieses Vortrages.

Ausgewählte Literatur

- BITTERLI, P. (1972): Erdölgeologische Forschungen im Jura. Bull. Ver. schweiz. Petrol.-Geol. und Ing., 39 (95): 13–28.
- BOWEN, J.M. (1975): The Brent oil field. In: A. W. WOODLAND (edit.) Petroleum on the Continental Shelf of North West Europe, 1 Geology: 353–361
- BÜCHI, U.P., LEMCKE, K., WIENER, G., ZIMDARS, J. (1965): Geologische Ergebnisse der Erdölexploration auf das Mesozoikum im Untergrund des schweizerischen Molassebeckens. Bull. Ver. schweiz. Petrol.-Geol. u. Ing., 32 (82): 7–38.
- JANOSCHEK, R. (1964): Das Tertiär in Österreich. Mitt. Geol. Ges. Wien, 56 (1963): 319–360.
- LEMCKE, K. (1974): Vertikalbewegungen des mesozoischen Sockels im nördlichen Alpenvorland vom Perm bis zur Gegenwart. Eclogae geol. Helv., 67 (1): 121–133.
- LEMCKE, K., BÜCHI, U.P., WIENER, G. (1968): Einige Ergebnisse der Erdölexploration auf die mittelländische Molasse der Zentralschweiz. Bull. Ver. schweiz. Petrol.-Geol. u. Ing., 35 (87): 15–34.
- TISSOT, B., CALIFET-DEBYSER, Y., DEROO, G., OUDIN, J.L. (1974): Origin and evolution of hydrocarbons in early Toarcian shales, Paris Basin, France. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Bull. 55: 2177–2193.
- ZIEGLER, P. (1975a): The geological evolution of the North Sea and its tectonic framework. – Amer. Assoc. Petrol. Geol., Bull. 59 (7): 1073–1097.
- ZIEGLER, P. (1975b) Öl- und Gasprovinzen der Nordsee. – Erdöl- Erdgas Zeitschr., 91 (7): 207–217.