

Öl- und Gas-Provinzen der Nordsee

Oil and gas provinces in the North Sea

Von P. A. ZIEGLER*

Summary

During the last decade three major hydrocarbon provinces have been proven up in the North Sea.

The southern North Sea contains part of the Permian-Carboniferous gas province that extends from Germany through the Netherlands into England. Upper Carboniferous coal series are the gas source rock, Rotliegend sands the major reservoir.

The majority of fields in contained in complex fault-blocks.

The central and northern North Sea contains the Mesozoic and Tertiary oil and gas provinces of the Central and Viking Graben. These grabens belong to a Mesozoic rift system that became inactive during the Tertiary.

In the Central Graben Upper Jurassic and possibly also Tertiary source rocks charge reservoirs ranging in age from Permian to Lower Tertiary.

Oil and gas fields are contained in three types of structures: salt induced domes, gentle compaction structures and blockfaulted features.

In the Viking Graben major hydrocarbon accumulations are contained in Jurassic and Tertiary sands. Contributing source rocks are the Upper Jurassic shales. Jurassic oil and gas fields are contained in often large rotational faultblocks whereas the Tertiary gas fields occur in compaction structures.

The proven oil and gas provinces cover about one third of the North Sea. Technically recoverable reserves of proven fields and new discoveries in the North Sea are estimated to amount to some 2.6×10^9 tons of oil and 2.5×10^{12} m³ gas.

Zusammenfassung

Im Laufe des letzten Jahrzehntes wurden in der Nordsee drei Kohlenwasserstoff-Provinzen nachgewiesen.

Die südliche Nordsee enthält einen Teil der permokarbonischen Gas-Provinz, die sich von Deutschland durch die Niederlande nach England erstreckt. Als Gas-Muttergestein müssen die Kohlenserien des Ober-Karbons angesehen werden. Rotliegend-Sande sind die wichtigsten Speicherhorizonte. Die meisten Gas-Felder sind in komplexen Bruchschollen enthalten.

Die zentrale und die nördliche Nordsee enthalten die mesozoischen und tertiären Öl- und Gas-Provinzen des Zentralen Grabens und des Viking-Grabens. Diese beiden Gräben bilden ein zusammenhängendes Riftsystem, das während des Mesozoikums aktiv war und im Laufe des frühen Tertiär inaktiv wurde.

Im Bereich des Zentral-Grabens sind ober-jurassische organische Tone und möglicherweise auch paleozäne Tone als die Muttergesteine der Kohlenwasserstoffe zu betrachten. Speicherhorizonte treten sowohl im Perm wie im Mesozoikum und im Untertertiär auf. Die Öl- und Gas-Felder des Zentral-Grabens sind in verschiedenen Strukturtypen enthalten, die sich wie folgt klassifizieren lassen:

- a) Salz-induzierte domartige Aufwölbungen
- b) flache Kompaktionsstrukturen und
- c) Bruchschollen.

* Shell Internationale Petroleum Mij. B.V., Den Haag.

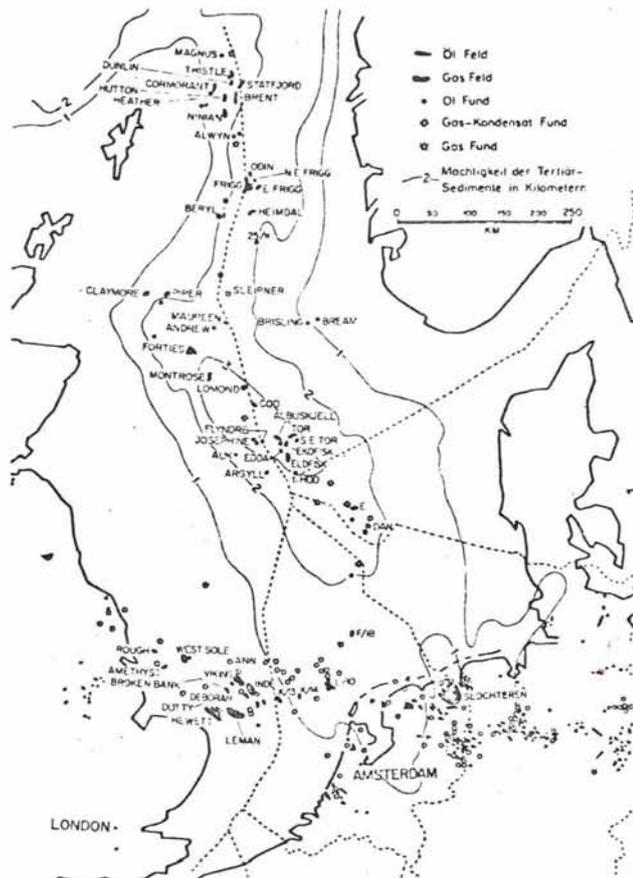


Abb. 1 Öl- und Gasfelder der Nordsee

Im Viking-Graben sind die wichtigsten Öl- und Gas-Felder in jurassischen und tertiären Sanden enthalten. Als Muttergesteine sind die ober-jurassischen organischen Tone zu betrachten. Die jurassischen Felder sind oft in großen, rotierten Bruchschollen enthalten, während die tertiären Gas-Felder an flache Kompaktionsstrukturen gebunden sind.

Die oben beschriebenen Öl- und Gas-Provinzen bedecken etwa ein Drittel der Oberfläche der Nordsee. Die heute nachgewiesenen technisch förderbaren Reserven der Nordsee werden auf etwa $2,6 \times 10^9$ t Öl und $2,5 \times 10^{12}$ m³ Gas geschätzt.

Das Nordseebecken hat sich in den letzten zehn Jahren als das wichtigste Erdöl- und Erdgasgebiet Westeuropas erwiesen. Gleichzeitig ist es neben dem North Slope Alaskas die bedeutungsvollste neue Kohlenwasserstoff-Provinz, die in der westlichen Welt im letzten Jahrzehnt erschlossen wurde.

Nach der Entdeckung des riesigen holländischen Gasfeldes Slochteren 1959 begann 1963 die Exploration in der Nordsee mit der Verleihung der ersten Konzession in Dänemark und 1964 in Deutschland und England. Anfänglich war dabei die Exploration hauptsächlich auf die Suche nach Gasfeldern vom Typus Slochteren ausgerichtet. Mit dem Zunehmen der geologischen Kenntnisse begann jedoch die Suche nach Öl in der zentralen und nördlichen Nordsee in den Vordergrund zu treten. Während die Gas-Exploration in der südlichen

Nordsee kurz nach der Verleihung von Konzessionen von Erfolg gekrönt wurde, war die Öl-Exploration in der zentralen Nordsee erst 1970 mit der Entdeckung des Ekofisk- und des Forties-Feldes erfolgreich. Seither reihte sich in spektakulärer Weise eine neue Ölfeld-Entdeckung an die andere. Heute werden die nachgewiesenen technisch ausbeutbaren Reserven der Nordsee als in der Größenordnung von $2,6 \times 10^9$ t Öl und etwa $2,5 \times 10^{12}$ m³ Gas geschätzt.

Die Offshore-Operationen in der Nordsee sind wohl die größten ihrer Art, die je von der Ölindustrie unternommen worden sind. Zudem müssen die Umweltbedingungen, in denen dieses Unternehmen ausgeführt wird, als ausgesprochen harsch bezeichnet werden. Die Ausbeutung der neu entdeckten Ölfelder in Wassertiefen von 100 bis nahezu 150 m zwingt zur Entwicklung einer neuen Technologie und verschlingt Riesensummen. So wird beispielsweise die Entwicklung des Shell/Esso-Brent-Feldes in der nördlichen Nordsee mit AS 40,3 x 10⁹ (£ 1 x 10⁹) veranschlagt. Obwohl diese neu gefundenen Energiequellen für Europa besonders im heutigen Zeitpunkt von großer Bedeutung sind, muß realisiert werden, daß nur große Lagerstätten in der Nordsee wirtschaftlich ausgebeutet werden können. Die Entscheidung, ob kleinere Funde entwicklungswürdig sind, hängt nicht allein von den Reserven ab, sondern auch von den Produktionsraten, der Wassertiefe und den damit verbundenen Konstruktionskosten, der Entfernung von der Küste, den Ölpreisen, den Konzessionsbedingungen und schließlich noch von der Art und dem Ausmaß staatlicher Maßnahmen wie Besteuerung und Verstaatlichung.

Die Ölindustrie hat in der Nordsee nicht nur gewaltige technologische, finanzielle und politische Schwierigkeiten zu überwinden, sondern auch die Risiken der Exploration in einem geologisch hochkompliziertem Gebiet zu absorbieren. Mit dem Fortschreiten der Exploration muß jedoch damit gerechnet werden, daß früher oder später die spektakuläre Erfolgsrate der letzten paar Jahre ausklingen wird.

Die Prospektivität der Nordsee ist bei weitem nicht einheitlich. Bereits bei einem kursorischen Betrachten der Verteilung der heute bekannten Öl- und Gasfelder fällt eine deutliche Konzentration derselben entlang der mehr oder weniger nord-süd gerichteten Längsachse der Nordsee auf (Abb. 1). Eine Ausnahme sind die Gasfelder der südlichen Nordsee, die sich einem ost-west gerichteten Gürtel von Gasvorkommen eingliedern, der von Deutschland bis England reicht.

Im folgenden sollen zuerst die geologischen Bedingungen erläutert werden, die zu dieser Gruppierung der Felder geführt hat. Danach werden die Charakteristika der einzelnen Öl- und Gasprovinzen der Nordsee diskutiert.

A. Die geologische Entwicklungsgeschichte der Nordsee

Die Nordsee liegt ausschließlich in einem kratonischen Krustenbereich, der jedoch nach seiner Kratonisierung eine komplexe Entwicklungsgeschichte durchlaufen hat (P. A. Ziegler [1], W. H. Ziegler [2]). In der Evolution der Nordsee lassen sich die folgenden fünf Stadien erkennen (Abb. 2):

1. Die **Kratonisierung** des Nordseebereiches wurde mit der kaledonischen Orogenese abgeschlossen. Das kri-

stalline Grundgebirge der Nordsee wird weitgehend von metamorphen und intrusiven Gesteinen kaledonischen Alters gebildet. Nur in der östlichen und vielleicht in der südlichsten Nordsee mögen präkambrische Kristallingesteine von nichtmetamorphen alt-paläozoischen Sedimenten überlagert werden. Neuere Daten weisen darauf hin, daß sich ein Ast des spät-kaledonischen Gebirgssystems durch die zentrale Nordsee nach Deutschland und in die Tschechoslowakei erstreckt hat.

2. Während des **Variszischen Zyklus** standen die südliche Nordsee und die angrenzenden Gebiete unter dem Einfluß der **variszischen Saumsenke**. Devonische und karbonische Sedimente lagern diskordant dem erodierten Rumpf des kaledonischen Gebirges auf. Marine Vorstöße aus dem Bereich der variszischen Saumsenke erreichten im Mittel-Devon die zentrale Nordsee und führten lokal zur Ablagerung von Karbonaten. Von besonderer Bedeutung sind die **paralischen, kohleführenden Serien des Westphals**. Sie bilden die **Gasmuttergesteine** der südlichen Nordsee. Die nördliche Nordsee wurde im Devon von kontinentalen, postorogenen, intramontanen Becken des Old Red beherrscht. Karbonablagerungen scheinen in großen Gebieten der nördlichen und zentralen Nordsee zu fehlen.

Mit dem Abschluß der variszischen Orogenese im frühen Perm wurde das variszische Gebirgssystem endgültig an den europäischen Kraton angeschlossen. Damit endete auch für den Nordseebereich eine lange Periode der kompressiven Tektonik.

3. Die **Permo-Triadische** Entwicklung der Nordsee stand unter dem Einfluß von **Zerrungstektonik**. Diese war wohl anfänglich durch postorogene Hebungen der Varisziden und ihres Vorlandes bedingt, wurde aber später und besonders im Laufe der Trias durch frühe **Riftbewegungen im Nordatlantik** dominiert. Kollaps des variszischen Vorlandes führte im Perm zur Absenkung zweier ost-west-streichender Becken, die große Teile des Nordseegebietes einnahmen; gleichzeitig trat ein nordwestlich-südöstlich streichendes Bruchsystem hervor. Das **Mid-Nordsee-Ringkøbing-Fyn-Hoch** trennte während des Perms diese beiden Becken, in denen die Sedimentation mit dem mittelpermischen, kontinentalen Rotliegend einsetzte. Die aeolischen Rotliegend-Sande sind in der südlichen Nordsee von großer Bedeutung als Gasspeichersteine. Gegen Norden werden diese Sande durch bis zu 1 000 m mächtige rote Tone und Salze (Haselgebirgs-Fazies) ersetzt. Über dem dünnen, transgressiven Kupferschiefer wurden während des oberpermischen Zechsteins in beiden Becken über 1 000 m mächtige Salze abgelagert. Zechstein-Karbonate, die entlang der Beckenränder und auf Hochzonen zur Ablagerung kamen, spielen in der Nordsee eine untergeordnete Rolle als Öl- und Gasspeicher. Diapirismus der Rotliegend- und Zechsteinsalze setzte in der Trias ein und dauert in gewissen Gebieten bis heute an.

Mit der Trias kehrten kontinentale Ablagerungsverhältnisse in die Nordsee zurück. Im Muschelkalk wurde die südliche Nordsee von marinen Transgressionen erreicht, die von der Thetis nach Norden vorstießen. Während der Trias setzte eine Modifikation des permischen Beckenbauplanes ein. Das nordsüd-streichende tektonische Element der **Nordsee-Rift** machte sich zum erstenmal deutlich bemerkbar,

erreichte aber noch nicht jene dominante Rolle, die sie während der Jura- und Kreidezeit inne hatte. Dennoch wurde bereits in der **Trias** das **Mid-Nordsee-Ringkøbing-Fyn Hoch** zum **erstenmal** von diesem Riftsystem durchbrochen. Damit zeichnet sich in der Nordsee ein **Übergang** vom permischen Ostwest-Streichen der tektonischen Hauptelemente zum jurassischen Nordsüd-Streichen der Beckenachse ab. Beim heutigen Stand der Exploration in der Nordsee spielen Trias-Sande nur eine untergeordnete Rolle als Öl- und Gasspeichergesteine.

4. Das **taphrogene Stadium** der Nordsee (Jura-Kreide) wurde mit der Rhät-Lias-Transgression eingeleitet. Diese erreichte die Nordsee sowohl vom nördlichen Atlantik als auch von der Thetis her. Die rapide Absenkung der ca. 1000 km langen Nordsee-Rift erfolgte im Laufe des Jura in mehreren Phasen, die sich mit ähnlichen Absenkungsphasen der nordatlantischen Rift korrelieren lassen. Die **Nordsee-Rift**, die als ein Zweig des mesozoischen nordatlantischen Riftsystems aufzufassen ist, entwickelte sich im Jura als das dominante tektonische Element der Nordsee. Sie setzt sich aus dem nord-süd streichenden **Viking-Graben** der nördlichen Nordsee, dem nordwestlich-südöstlich streichenden **Zentral-Graben** der zentralen Nordsee und dem wiederum nord-süd streichenden Grabensystem des nördlichen niederländischen Seegebietes zusammen. Perioden der Absenkung dieses komplexen Grabensystems gingen parallel mit der Anhebung der Grabenränder. Im Bereich der angehobenen Riftflanken wurden die Präriftsedimente einer intensiven Erosion unterworfen, so daß heute lokal Oberkreideseiten direkt dem kristallinen Grundgebirge aufliegen. Diese Erosion führte besonders im Viking-Graben während Rhät-Lias und Dogger zu Schütterung von deltaischen Sanden. Die Unterschiede in der Entwicklungsgeschichte der einzelnen Grabensegmente sind jedoch beträchtlich. Ein ausgeprägter **Rift-Vulkanismus** charakterisierte die Entwicklung des Zentral-Grabensystems im Laufe des Mittel-Juras. Im Malm erreichte die Nordsee-Rift ein Tiefwasserstadium, während dem die zum Teil mächtigen **organischen Kimmeridge-Tone** zur Ablagerung gelangten. Sie stellen das wichtigste **Ölmuttergestein** der zentralen und nördlichen Nordsee dar. Lokal treten in diese Tone eingeschaltet Tiefwassersande auf. Ein weiterer tektonischer Puls erfaßte das gesamte Grabensystem an der Jura-Kreide-Wende (**Jungkimmerische Phase**). Im Laufe der Kreide klangen jedoch die Zerrungsbewegungen langsam aus. Eine letzte Reaktivierung der Grabenrandbrüche, kombiniert mit einer Anhebung der Riftflanken und einer Absenkung des Grabensystems selbst, fällt ins Paläozän (Laramische Phase). Das Ausklingen der Zerrung ging parallel mit einer regionalen Transgression, die im Aptian-Albian und während der Oberkreide zu einer Überflutung der Riftflanken führte. Gleichzeitig wurde das Grabenrelief langsam begraben. Kreidesedimente erreichen im Zentral- und Viking-Graben Mächtigkeiten bis zu 1700 m. Es muß jedoch hervorgehoben werden, daß selbst innerhalb des Riftsystems die mesozoische Sedimentabfolge von mehreren, zum Teil tiefgreifenden Erosionslücken unterbrochen wird, die die Verbreitung der potentiellen Speichergesteine sowie die spätere Migration von Öl und Gas oft entscheidend beeinflussen.

Jurassisch-kretazische Sedimentbecken, die im Bereich der Nordsee, jedoch außerhalb der Riftzone liegen, sind das Moray-Firth-Becken und das Egersund-Dänische Becken. Letzteres stand in Verbindung mit dem Polnisch-Dänischen Trog. In der südlichen Nordsee sind das Sole-Pit-Becken und das Westniederländische Becken die Haupteinsenkungsgebiete während der Jura-Kreidezeit. Diese beiden Becken zeigen die typischen Eigenschaften von Randtrögen im Sinne von Voigt, 1962 [3], und wurden während der subherzynen und laramischen Phase von sogenannten Inversionsbewegungen erfaßt. Gleichaltrige Inversionsbewegungen treten schwächer auch im niederländischen Teil des Zentralen Grabens auf. Die Inversion der Randtröge, des Polnischen Troges sowie der südlichen Teile des Zentralen Grabens der Nordsee läßt sich meines Erachtens auf kompressive Kräfte zurückführen, die vom alpinen Orogen aus auf den zerbrochenen Kraton Nordwest-Europas ausgeübt wurden. Die Sedimente des taphrogenen Zyklus sind ausschlaggebend für das Öl- und Gaspotential der zentralen und nördlichen Nordsee. Diese Sedimente enthalten sowohl die erstklassigen Ölmuttergesteine des Kimmeridgians und die weniger bedeutenden des Paläozäns sowie Reservoirgesteine, von denen die jurassischen Sande, die Schreibkreide des Maastrichtian und Danian und die frühtertiären Tiefwassersande die wichtigsten Öl- und Gasfelder enthalten (siehe auch Selley, 1975).

5. Die **post-taphrogene Phase** der Nordsee wurde mit der ersten regionalen Subsidenz während der Oberkreide eingeleitet, kam jedoch erst im Eozän zur vollen Geltung und scheint heute noch anzudauern. Der eigentliche Beginn der post-taphrogenen oder Post-Rift-Phase der Nordsee fällt mit dem **Beginn der Kontinental-Drift** im nördlichen Nordatlantik zusammen. Damit scheinen **Zerrkräfte**, die vom Nordatlantik ausgingen, aufgehört zu haben, den nordwesteuropäischen Kraton zu beanspruchen. Es wird von P. A. Ziegler, 1975 [1], postuliert, daß während der Jura-Kreidezeit ein Riftkissen (Illies, 1970 [5]) das Viking-Zentral-Graben-system unterlagert hat und daß dieses im Laufe des Tertiär vom Mantel wieder resorbiert wurde. Diese Hypothese versucht, die auffällig symmetrische, flach schüsselförmige Konfiguration des tertiären Nordseebeckens zu erklären (Abb. 3). Bedeutend in diesem Zusammenhang ist, daß die Achse des **Tertiärbeckens** mit der Achse des Viking-Zentral-Grabens zusammenfällt und daß das Tertiärbecken gegen Süden, wo der Zentralgraben ausklingt, ebenfalls seichter wird (Abb. 1 und 4). Im Zentralen Graben werden maxi-

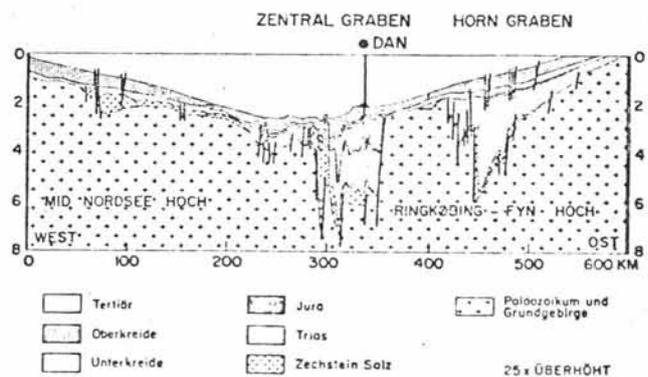


Abb. 3 Strukturprofil durch die zentrale Nordsee im Bereich des Mid-Nordsee-Ringkøbing-Fyn Hochs

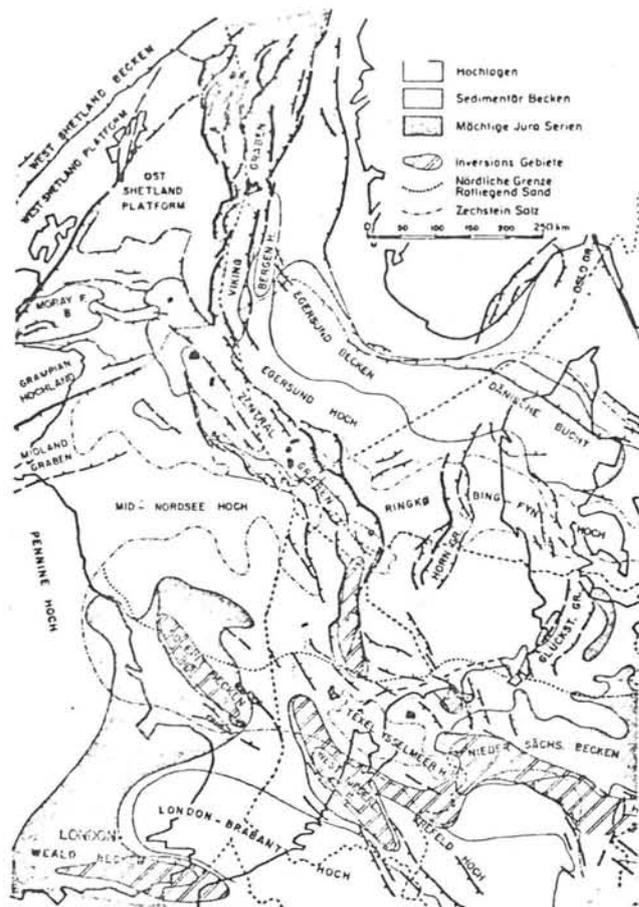


Abb. 4 Tektonische Karte der Nordsee

male Tertiär-Mächtigkeiten von bis zu 3500 m erreicht. Für das Kohlenwasserstoffpotential der verschiedenen Provinzen der Nordsee ist die Tertiär-Mächtigkeit insofern von Bedeutung, als es weitgehend von ihr abhängt, ob die potentiellen Muttergesteine jenen Grad der organischen Metamorphose erreicht haben, bei dem große Mengen von Öl und Gas erzeugt werden. Außer den paläozänen und eozänen Tiefwassersanden enthalten die tertiären Serien der Nordsee keine nennenswerte Speichergesteine, sondern spielen oft die Rolle einer mächtigen, abdichtenden Serie.

B. Öl- und Gasprovinzen

Die Nordsee läßt sich sowohl von einem tektonischen wie von einem ölgeologischen Standpunkt aus in eine Reihe von Provinzen unterteilen. Diese unterscheiden sich nicht nur in ihrer totalen Sedimentmächtigkeit und im Deformationstypus der Sedimente, sondern auch in der Zusammensetzung der lithologischen Abfolge und schließlich in ihrer Öl- und Gasprospektivität. Diese Unterschiede werden durch die räumliche Variation der Überlagerung der im vorhergehenden Kapitel besprochenen Sedimentärbecken bedingt; die am Werdegang der Nordsee teilnahmen.

Die tektonischen Hauptelemente der Nordsee sind auf Abb. 4 zusammengefaßt und mit der Verteilung der Öl- und Gasfelder in Beziehung gebracht. Als Maßstab der Explorationsintensität und des damit verbundenen Grades der geologischen Kenntnisse sind die Bohrdichten für die verschiedenen Gebiete der Nordsee auf Abb. 5 dargestellt. Die Bohrdichte hängt einerseits von der Pro-

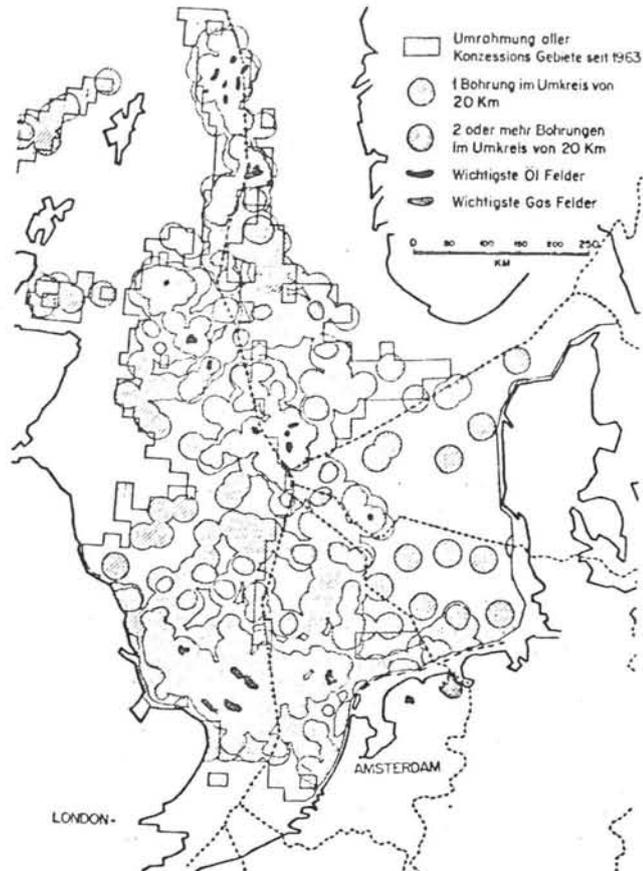


Abb. 5 Bohrdichte der Nordsee (Stand: 1. Januar 1975)

spektivität des entsprechenden Gebietes ab, andererseits aber auch von der Konzessionspolitik des betreffenden Staates. So sind auf Abb. 5 auch die Umrisse der Gebiete gegeben, die heute oder im Laufe der letzten zwölf Jahre einmal unter Konzession standen (maximale, jedoch nicht gleichzeitige Konzessionsgrenzen). Abbildung 5 gibt jedoch keinen Aufschluß über die Dichte der seismischen Linien, die im Laufe der Jahre geschossen wurden. Dieses Netz erfährt, wenn auch mit unterschiedlicher Dichte, alle Gebiete der Nordsee.

Fast alle heute in der Nordsee bekannten Ölvorkommen liegen im Bereich des Viking-Zentral-Grabensystems. Von den Gasvorkommen tritt etwa die Hälfte in der südlichen Nordsee entlang des südlichen Beckenrandes des südlichen Permischen Beckens auf, wobei die andere Hälfte wiederum im Viking-Zentral-Graben liegt. Diese Gebiete weisen dementsprechend auch die höchsten Bohrdichten auf.

Für Gebiete mit geringen oder gar fehlenden Bohrdichten und für Gebiete, die nie unter Konzessionen standen oder in denen Konzessionen wieder aufgegeben wurden, muß angenommen werden, daß sie im allgemeinen von der Ölindustrie als wenig prospektiv oder höchstens als spekulativ prospektiv eingeschätzt werden. Im Falle von Norwegen trifft dies jedoch nur zum Teil zu, da dieses Land als einziger Nordseestaat eine einschränkende Konzessionspolitik betreibt.

Die gegenwärtige Konzessionsverteilung und Bohrdichte gibt jedoch nur einen bedingten Aufschluß über die Prospektivität der verschiedenen Nordseeprovinzen, da die Exploration heute in weiten Gebieten noch in vollem Schwunge steht.

Dennoch lassen sich aus der Lagerstättenverteilung und

der Bohrdichte beim heutigen Stand der Erkenntnisse die folgenden drei Öl- und Gasprovinzen in der Nordsee unterscheiden:

1. Permische Gasprovinz der südlichen Nordsee
2. Mesozoische und tertiäre Öl- und Gasprovinz des Zentral-Grabens
3. Mesozoische und tertiäre Öl- und Gasprovinz des Viking-Grabens.

Im folgenden werden die Charakteristika dieser drei Provinzen von einem ölgologischen Standpunkt aus etwas näher erörtert.

1. Gasprovinz der südlichen Nordsee

Die südliche Nordsee und die anschließenden Onshoregebiete sind wohl die reichste Erdgasprovinz von Westeuropa. Gewinnbare Reserven sind in der Größenordnung von $3,5 \times 10^{12} \text{ m}^3$, wovon $1,16 \times 10^{12} \text{ m}^3$ auf das eigentliche Nordseegebiet entfallen.

ALTER	LITHOLOGIE UND WICHTIGSTE ÖL UND GAS VORKOMMEN	METER	
TERTIÄR		0-1200	
KREIDE	OBER	0-1400	
	UNTER	0-1200	
JURA	BUNTER SANDE HEWETT, K-15	0-500	
TRIAS	KEUPER	0-500	
	MUSCHELK	HEWETT SANDE HEWETT	0-250
	BUNTER	0-1100	
PERM	ZECHSTEIN	0-1200	
	ROTLIEGEND	0-600	
	STEPHAN	0-100	
KARBON	WESTPHAL	2000-3200	
	NAMUR	UNBEKANNT	

STRATIGRAPHIE DER SÜDLICHEN NORDSEE

Abb. 6 Stratigraphie der südlichen Nordsee

Die stratigraphische Abfolge der südlichen Nordsee ist auf Abb. 6 zusammengefaßt und mit den hauptsächlichen Gasvorkommen in Beziehung gebracht. Über 95% aller Gasvorkommen in der südlichen Nordsee sind in Rotliegend-Sandsteinen enthalten. Von untergeordneter Bedeutung sind die Gasreserven des Buntsandsteins. Gasvorkommen in Zechstein-Karbonaten und Karbon-Sandsteinen sind in der Nordsee meistens nicht wirtschaftlich ausbeutbar. Der größte Teil der südlichen Nordsee wird vom südlichen Permo-Triadischen Becken (Abb. 4) eingenommen, das sich von England bis nach Polen über eine Distanz von etwa 1500 km erstreckt. Kontinentale Rotliegend-Sande wurden entlang des südlichen Randes dieses Beckens abgelagert. Sie nehmen innerhalb der allgemeinen stratigraphischen Abfolge der südlichen Nordsee eine geradezu ideale Stellung als Gasspeicher ein. Diese bis zu 300 m mächtigen, porösen und oft massiven Rotliegend-Sande werden von mächtigen Zechsteinsalzen überlagert, die ein erstklassiges Abschlußgestein darstellen. Andererseits überlagern die Rotliegend-Sande die bis zu 3200 m mächtigen kohleführenden Serien des Westphals, die eine erstklassige Gasmuttergesteinsformation darstellen. Die zum Teil direkte Beziehung zwischen Mutter- und Speichergestein begünstigt die Gasmigration. Im Bereich der Gasfelder der südlichen Nordsee liegt heute die Oberkante des Karbons in Tiefen von 2000 bis 4000 m. Gasgeneration

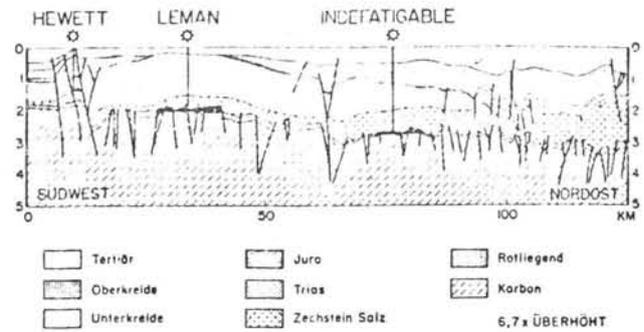


Abb. 7 Strukturprofil durch die südliche Nordsee

durch geothermische Metamorphose der Kohle begann im Mesozoikum, wurde meist im Laufe der Oberkreide unterbrochen und setzte in gewissen Gebieten im Laufe des Tertiär erneut wieder ein (Lutz et al., 1975 [6]).

Die meisten Rotliegend-Gaslagerstätten sind in komplexen Bruchschollen enthalten, die oft bis zum »spill point« mit Gas gefüllt sind (Abb. 7). Diese Strukturen sind das Resultat eines komplexen, mehrphasigen Deformationsablaufes, der sowohl die südliche Nordsee als auch die Randtröge (im Sinne von Voigt [3]) charakterisiert. Von besonderer Bedeutung sind dabei die spät-kretazischen Inversionsbewegungen, die hauptsächlich das Sole Pit und Westniederländische Becken, aber auch den südlichen Teil des Nordsee-Zentral-Grabens erfaßt hatten (P. A. Ziegler, 1975 [1]; Heybeek, 1974 [7], 1975 [2]). Im Laufe dieser Inversionen wurden die Mesozoischen Beckenachsen angehoben und die früher angelegte Zerrbrücke von Kompressions- und Blattverschiebungsbewegungen erfaßt (Blair, 1975 [2]).

In den Inversionsbecken führten sekundäre diagenetische Prozesse im Bereich maximaler mesozoischer Becken-Einsenkung zum Teil zu einer deutlichen Verschlechterung der Reservoir-Eigenschaften der Rotliegend-Sande (Stalder, 1973 [8]; Marie, 1975 [2]; Lutz et al., 1975 [6]).

Rotliegend-Strukturen haben in manchen Teilen der Nordsee ein relativ geringes Relief (100 bis 200 m). Ihre seismische Kartierung wird durch die halokinetisch gestörte Lagerung der Zechsteinsalze und den damit verbundenen lateralen Wechsel des Geschwindigkeitsspektrums der überlagernden Serien erschwert (Abb. 7).

Gegen Norden wird die Rotliegend-Gasprovinz durch das Vertonen der Rotliegend-Sande begrenzt (Abb. 4).

Gasfunde im Buntsandstein sind meist an Zechstein-Salzkissen gebunden, wobei die Migration der Karbon-gase in die Speicher des Buntsandsteins durch Gebiete totaler Salzabwanderung erfolgt sein muß. Buntsandstein-Lagerstätten werden durch die Rössalze abgedichtet.

2. Öl- und Gasprovinz des Zentral-Grabens

Die vom Dansk Undergrund Consortium 1966 im dänischen Teil des Zentral-Grabens niedergebrachte Bohrung A-2x war die erste, die Öl- und Gasanzeigen in der zentralen Nordsee erbrachte. Allerdings blieb dieser Fund bis heute unwirtschaftlich. Erst 1970 wurde, nachdem die Industrie etwa 75 Fehlbohrungen in der zentralen Nordsee abgeteuft hatte, von der Phillips-Gruppe in Norwegen das erste wirtschaftlich ausbeutbare Feld, das gigantische Ekofisk-Feld, entdeckt. Kurz darauf wurde von der BP im englischen Sektor der zentralen Nordsee das ebenfalls gigantische Forties-Ölfeld entdeckt.

Heute werden die gewinnbaren Reserven der zentralen Nordsee auf etwa $1,1 \times 10^9 \text{ t}$ Öl, Kondensat und NGL

und $0,5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ Gas geschätzt. Die Verteilung der Öl- und Gasfelder in der zentralen Nordsee fällt eng zusammen mit dem mesozoischen Grabensystem, dem Zentralen Graben, der ein nordnordwest-südsüdöstliches Streichen aufweist und dessen Achse leicht schief zur englisch-norwegischen Grenze verläuft. Der Zentral-Graben läßt sich deutlich vom nordsüdstreichenden Viking-Graben abgrenzen. Im dänischen Bereich dreht der Zentral-Graben auf einen Nordsüd-Streichen ab und verliert langsam seine Identität im niederländischen Teil der Nordsee (Abb. 4). Die stratigraphische Abfolge der zentralen Nordsee ist auf Abb. 8 zusammengefaßt und mit den wichtigsten Öl- und Gasvorkommen in Beziehung gebracht.

ALTER		LITHOLOGIE UND WICHTIGSTE ÖL UND GAS VORKOMMEN	METER
PLEISTOZAN			
TERTIAR	PLIOZAN	COD SANDE COD, FORTIES, MONFROSE, MAUREEN, LONDON ETC	1000 -
	MIOZAN		3300
	OLIGOZ		
	EOZAN		
KREIDE	PALEOZ	SCHREIBKREIDE, EKOFISK, EDDA, WEST EKOFISK, ELDFISK, TOR, DAN, ALRUSKJELL	0-600
	DANIAN		0-2500
JURA	MAASTR	ÖL- UND GAS- MUTTERGESTEIN	500- 1100
	OBER		0-700
JURA	UNTER	PIPER SANDE PIPER, CLAY- MORE ETC	0-1200
	OBER		0-500
TRIAS			0-1200
PERM	ZECHSTEIN	ZECHSTEIN AUK, A/G-1 ARGYLL	0-1000
	ROTLEIEND		0-500
UNT. KARBON			0-600*
DEVON			0-600*
KALEDONISCHES GRUNDGEBIRGE			
STRATIGRAPHIE DES ZENTRAL GRABENS			

Abb. 8 Stratigraphie des Zentral-Grabens

Im norwegischen und dänischen Teil der zentralen Nordsee ist die Schreibkreide des Danian und Maastrichtian das wichtigste Speichergestein. Sie enthält die Felder des Ekofisk-Gebietes sowie das Dan-Feld und einige kleinere Öl- und Gasvorkommen in dänischen Gewässern. Diese kreidigen Kalke, die hauptsächlich aus Coccolithen bestehen, sind im allgemeinen durch hohe Porositäten und niedrige Permeabilitäten charakterisiert [Byrd, 1975 [2]; Harper und Shaw, 1974 [9]]. Je nach ihren lithologischen Eigenschaften können sie sowohl als Speicher- als auch als Decklagengestein funktionieren. Gleichaltrige kreidige Kalke im englischen Sektor der Nordsee sind jedoch bis heute weitgehend unproduktiv geblieben. Dies ist vermutlich auf Verschiedenheiten der primären Fazies und der Diagenese zurückzuführen. Paläozäne Tiefwassersande enthalten im englischen Teil der zentralen Nordsee den größten Teil der Ölreserven. Sie stammen von gleichaltrigen deltaischnen und Barrierbar-Komplexen auf dem benachbarten, westlich gelegenen Shetland-Shelf ab. Ihre Ablagerung folgte unmittelbar auf die laramische Riftphase und die letzten rapiden Absenkungen des Zentral-Grabens. Diese Tiefwassersande haben ihre größte Verbreitung im englischen Bereich des Zentral-Grabens, erreichen kaum Norwegen und fehlen ganz in Dänemark [Parker, 1975 [2]]. Die Felder Forties, Montrose, Maureen und Andrew sind die wichtigsten paläozänen Öllagerstätten. Sie liegen alle in englischen Gewässern. Dazu kommen das Lomont-

Gaskondensatfeld und, als einziges auf der norwegischen Seite der Mid-Coast-Linie, das Cod-Gaskondensatfeld. Oberjurassische, küstennahe Sande sind im Piper- und im Claymore-Ölfeld produktiv sowie in einigen kleineren Satelliten-Funden. Das Vorkommen dieser Sande scheint weitgehend auf die nordwestliche Seite des Zentral-Grabens beschränkt zu sein. Zechstein-Karbonate sind die ölführenden Horizonte im Auk- (Brennand und van Veen, 1975 [2]) und Argyll-Ölfeld (Pennington, 1975 [2]). Außerdem wurden Öl- und Gasanzeichen in Kreide, Mitteljura- und Triassanden verzeichnet. Trotz der Vielfalt der produktiven Horizonte ist die zentrale Nordsee arm an guten Speichergesteinen. Nur selten treten zwei der oben angeführten Speichergesteine zusammen auf. »Multiple pay zones« sind ausgesprochen selten.

Die wichtigste Ölmuttermutterformation der zentralen Nordsee sind die organischen Kimmeridge-Tone, die lokal sehr mächtig werden können. Ein weiteres mögliches Ölmuttermuttergestein sind die Tone des Paläozäns. Beide Formationen haben in den tiefsten Teilen des Zentral-Grabens jenen Grad der organischen Metamorphose erreicht, bei dem große Mengen von Öl und Gas abgegeben werden konnten. In den randlichen Gebieten des Zentral-Grabens kommen nur die jurassischen Muttergesteine als Öllieferanten in Frage. Außerhalb des Zentral-Grabens haben auch sie nur ganz lokal eine genügende thermale Metamorphose durchlaufen, um Kohlenwasserstoff freizugeben.

Im Bereich des Zentral-Grabens wurde die eigentliche Grabentektonik von einer intensiven Halokinese der Zechsteinsalze überprägt (Abb. 9). Die Ölfelder der zentralen Nordsee sind in einer Reihe von verschiedenen Strukturtypen enthalten, die sich wie folgt gliedern lassen [Blair, 1975 [2]]:

a) Gekippte Bruchschollen sind im Zusammenhang mit dem mesozoischen Einbrechen des Zentral-Grabens entstanden. In diesem Strukturtypus, der in der zentralen Nordsee besonders entlang der Grabenränder auftritt, sind die Speichergesteine in der Bruchscholle selbst enthalten. Felder dieses Typus sind das Auk- (Brennand und van Veen, 1975 [2]) und Argyll-Feld [Pennington, 1972 [2], in denen Zechstein-Karbonate ölführend sind und die jurassischen Felder Piper [Williams et al., 1975 [2]] und Claymore. Abdichtende

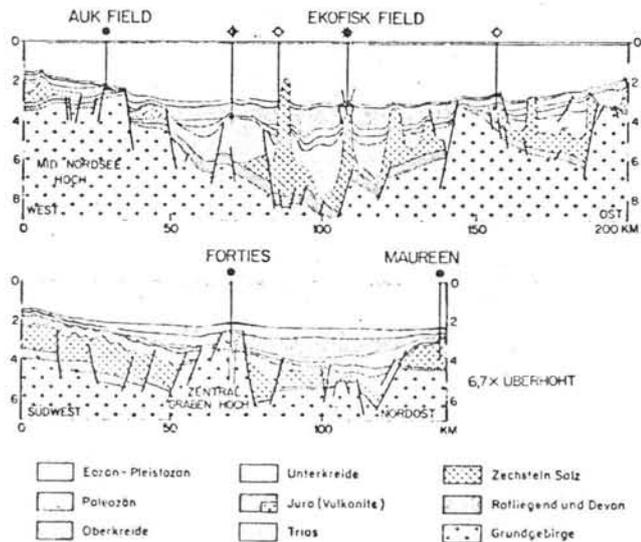


Abb. 9 Strukturprofile durch den Zentral-Graben

Gesteine sind in diesen Feldern mesozoische Tone sowie dichte Kreidekalken.

b) *Kompaktionsstrukturen* entstanden an der Tertiärbasis über tiefliegenden Bruchschollen und Horsten des oben besprochenen Typus. Hier sind jedoch die Speicherhorizonte in jüngeren Formationen enthalten. Im Laufe der Kreide wurden diese Hochlagen weitgehend eingeebnet. Weitere Überlagerungen durch mächtige Tertiärsedimente führte zur Entwicklung von relativ flachen Kompaktionsstrukturen an der Tertiärbasis. Zu diesem Strukturtypus gehören die Felder Forties (Walmsley, 1974 [2]) und Montrose (Fowler, 1975 [2]), die beide in paläozänen Sanden produzierbare Mengen von Öl nachweisen.

c) *Diapirische Strukturen*, die hauptsächlich durch die Mobilität der Zechsteinsalze bedingt sind, enthalten die Kreideölfelder in der Ekofisk-Gegend, die alle bedeutende Förderraten aus der Danian-Maastrichtian-Schreibkreide nachwies; zum selben Strukturtypus gehören aber auch die Gaskondensatfelder Lomond und Cod sowie das Ölfeld Maureen, die aus paläozänen Sanden produzieren. Die meisten dieser Felder sind in domartigen Strukturen enthalten, die von den Zechsteinsalzen nicht durchbrochen werden. Diese Strukturen wurden durch post-paläozäne Salzbewegungen aufgewölbt. Im Laufe dieser späten Deformationsphase mögen mindestens die hochporösen kreidigen Kalke, die gleichzeitig unter hohen Überdrücken standen, so intensiv zerklüftet worden sein, daß eine Erhöhung der Permeabilität entstand, die zu einer Erhöhung der Produktivität der im allgemeinen wenig durchlässigen Speichergesteine führte (Harper und Shaw, 1974 [9]). Akkumulationen an den Flanken von Diapiren, die die Tertiärbasis durchbrochen haben, sind bis heute noch nicht bekannt.

Diapirismus von Unterkreide- und Oberjura-Tonen tritt möglicherweise im dänischen Teil des Zentral-Grabens auf.

Die Verteilung der Felder im Bereich des Zentral-Grabens zeigt deutlich, daß auch dieses Gebiet nicht einheitlich prospektiv ist, sondern daß sich das Auftreten von wirtschaftlich ausbeutbaren Feldern auf relativ kleine Gebiete beschränkt, von denen wohl die Ekofisk-Provinz die spektakulärste ist. Die Begrenzung dieser Provinz wird durch die laterale Verbreitung der Speicherentwicklung in der Kreide und durch die Verteilung der ölgenerierenden Kimmeridge-Muttergesteine bedingt.

3. Öl- und Gasprovinz des Viking-Grabens

Diese Provinz darf mit Berechtigung als die reichste und gleichzeitig als die jüngste Kohlenwasserstoffprovinz von Westeuropa bezeichnet werden. Die ersten bedeutenden Entdeckungen wurden 1971 gemacht, als die Shell/Esso-Gruppe das riesige Brent-Ölfeld in den nördlichen englischen Teilen des Viking-Grabens entdeckte und die Petronord-Gruppe in norwegischen Gewässern das große Gasfeld Frigg erbohrte. Seither hat sich in dieser äußerst reichen Provinz in rapider Folge Fund an Fund gereiht. Dabei muß hervorgehoben werden, daß der norwegische Teil dieser Provinz durch die Konzessionspolitik der norwegischen Regierung bis heute weitgehend der Exploration verschlossen geblieben ist.

Die nachgewiesenen ausbeutbaren Reserven im Viking-Graben werden gegenwärtig auf ca. $1,5 \times 10^9$ t Öl, Kondensat und NGL sowie $0,7 \times 10^{12}$ m³ Gas geschätzt. Wie

in der zentralen Nordsee sind auch in der nördlichen Nordsee alle Öl- und Gasvorkommen eng an das mesozoische Grabensystem gebunden. Der Viking-Graben weist in seiner südlichen Hälfte ein deutliches Nord-Süd-Streichen auf, weist jedoch im Norden, wo er sich mit dem nordatlantischen Schelfrand anschließt, in ein Nordnordost-Südsüdwest-Streichen ab. Die stratigraphische Abfolge des Viking-Grabens ist auf Abb. 10 zusammengefaßt und mit den wichtigsten Öl- und Gasvorkommen in Verbindung gebracht. Zechsteinsalze wurden bis heute nur in den südlichen Teilen des Viking-Grabens nachgewiesen und scheinen im übrigen in dieser Provinz weitgehend zu fehlen; Halokinese spielt daher selbst lokal nur eine untergeordnete Rolle. Die differenzielle Absenkung des Viking-Grabens begann in der Trias unter weitgehend kontinentalen Verhältnissen, erreichte im Lias und Dogger ein paralisch bis seicht marines Stadium und führte erst im Malm zu Tiefwasserbedingungen. Die Ablagerung von flächenhaften, deltaischen Sanden während des Rhäts und Unteren Lias und während des Doggers wurde durch die differenzielle Absenkung der einzelnen Bruchschollen beeinflusst, so daß die Mächtigkeit dieser Sande von Scholle zu Scholle verschieden ist (Abb. 11).

ALTER		LITHOLOGIE UND WICHTIGSTE ÖL UND GAS VORKOMMEN*	METER
PLEISTOZÄN			
TERTIÄR	PLIOZÄN	FRIGG SANDE: FRIGG, HEIMDAL, OST-FRIGG, OÖIN	600- 1500
	MIOZÄN		
	OLIGOZ		
	EOZÄN		
KREIDE	PALEOZ	COD SANDE: ESSO 25/8	200- 600
	OBER	ÖL- UND GAS MUTTERGESTEIN MAGNUS SANDE: BP 28/12	600- 1200
UNTER	0-1200		
JURA	OBER	BRENT SANDE: BRENT, STATFJORD NINIAN, CORMORANT, HUTTON, HEATHER	0-700
	MITTEL		0-300
	UNTER		0-500
TRIAS		STATFJORD SAND: BRENT, ALWYN, STATFJORD, BERYL	0-2000
PERM			0-100 ?
DEVON			0-1000 ?
KALEDONISCHES GRUNDGEBIRGE			
STRATIGRAPHIE DES VIKING-GRABENS			

Abb. 10 Stratigraphie des Viking-Grabens

Der wichtigste Speicherhorizont im Viking-Graben sind die deltaischen mitteljurassischen Brent-Sande. Aus ihnen wurden bedeutende Förderraten in den Feldern Brent, Statfjord und Ninian nachgewiesen, die alle ausbeutbare Reserven von 150 bis 200×10^6 t haben. Weitere Brent-Sandakkumulationen sind u. a. Cormorant, Dunlin, Heather, Hutton, Thistle, deren ausbeutbare Reserven zwischen 20×10^6 und 70×10^6 t variieren. Die gesamten heute nachgewiesenen ausbeutbaren Reserven in den Brent-Sanden liegen in der Größenordnung von ca. $1,2 \times 10^9$ t Öl, Kondensat und NGL.

Von Bedeutung sind weiterhin die rhäto-liassischen Statfjord-Sande, die eine etwas geringere regionale Verbreitung haben als die Brent-Sande. Sie enthalten die tieferen Akkumulationen der Brent- und Statfjord-Felder und sind außerdem in den Feldern Alwyn und Beryl

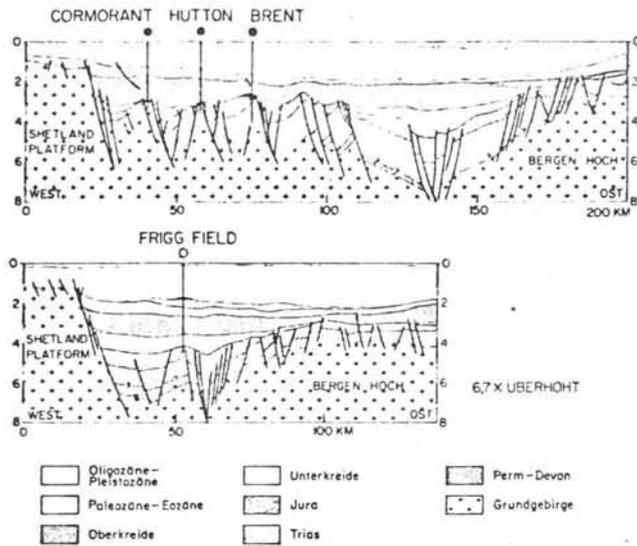


Abb. 11 Strukturprofile durch den Viking-Graben

produktiv. Nachgewiesene Reserven in den Statfjord-Sanden werden auf ca. 225×10^6 t geschätzt.

Oberjurassische Tiefwassersande treten nur lokal auf, aus ihnen wurden bis heute nur im Feld Magnus bedeutende Förderraten nachgewiesen. Speichergesteine scheinen in der Unter- und Oberkreide weitgehend zu fehlen. Trias-Sande spielen bis heute ebenfalls eine untergeordnete Rolle als Speicherhorizonte.

Im zentralen Teil des Viking-Grabens sind die eozänen Tiefwasser-Frigg-Sande als Gasspeicher von großer Bedeutung. Sie überlagern die meist unproduktiven paläozänen Tiefwassersande (Cod-Sande). Die Frigg-Sande enthalten das Gasfeld Frigg sowie die kleineren Satelliten-Gasfelder wie Heimdal, Odin, Ost-Frigg und Nordost-Frigg. Die Frigg-Sande sind fingerförmige Fluxoturbidite; sie sind von gleichaltrigen »foreset« Sandkomplexen abgeleitet, die auf dem West-Shetland-Shelf zur Ablagerung kamen.

Im Viking- wie auch im Zentral-Graben stellen die organischen Kimmeridge-Tone das wichtigste Ölmuttgestein dar. Kohlige Einschaltungen in den Brent-Sanden mögen wenigstens lokal zum Kohlenwasserstoff-Haushalt dieser Provinz beitragen. Bis heute sind keine Daten zur Hand, die darauf hinweisen, daß z. B. lakustrine devonische Fische, wie sie in Schottland bekannt sind, zum Kohlenwasserstoff-Reichtum dieser Provinz beigetragen haben.

Dank des Fehlens eines überprägenden Zechstein-Diapirismus ist der tektonische Stil des Viking-Grabens weitgehend von einer typischen Rift-Bruchtektonik beherrscht (Abb. 11). Diese kommt besonders deutlich in den prä-kretazischen Sedimenten zum Ausdruck. Mächtige Kreidesedimente füllen weitgehend das jungkimmerische, möglicherweise submarine, Bruchrelief ein. Kompaktionsstrukturen über Basis-Kreide-Hochlagen charakterisieren das Strukturbild der Tertiärbasis.

Die Öl- und Gasfelder des Viking-Grabens sind in zwei Strukturtypen enthalten, nämlich in gekippten Bruchschollen und in Kompaktionsstrukturen (Abb. 11).

a) *Gekippte Bruchschollen* enthalten die Öl- und Gasakkumulationen der Brent- und Statfjord-Sande, wobei diese jurassischen Speichersande oft über die Scheitel dieser Strukturen von den Diskordanzen an der Basis des Oberjura und der Unterkreide teilweise oder ganz abgeschnitten werden. Dadurch entstanden

die für den Viking-Graben so typischen kombinierten Struktur-Diskordanzfallen, die unter anderem die Riesenfelder Brent, Statfjord und Ninian enthalten. Diese Felder sind durch ein relativ seichtes, monoklinales Einfallen der Speicherhorizonte charakterisiert, wobei Bruchkomplifikationen nur eine untergeordnete Rolle spielen (Bowen, 1975 [2]). Etwas komplexere, von Brüchen stärker unterteilte Verhältnisse treten in den Strukturen auf, die die Felder Hutton, Dunlin, Thistle und Cormorant enthalten. In all diesen Feldern lagern die organischen Kimmeridge-Tone den mitteljurassischen Brent-Sanden direkt auf, so daß der Migration von Kohlenwasserstoffen kaum Schwierigkeiten im Weg stehen. Etwas kompliziertere Migrationsverhältnisse müssen allerdings für die unterjurassischen Statfjord-Sande angenommen werden. Permanenz dieser Strukturen seit der frühen Kreide sowie ihre kontinuierliche Absenkung, die heute ihr Maximum erreicht hat, trägt zum Kohlenwasserstoff-Reichtum dieser Provinz bei. Abdichtende Gesteine sind die liassischen Dunlin-Tone, oberjurassische sowie unterkretazische Tone und Oberkreide-Mergel. Dank der guten Abdichtung der Strukturen werden Kohlenwasserstoffssäulen von bis zu 250 m angetroffen. Die Porosität der Brent-Sande erreicht oft 25 bis 30% und selbst mehr. Bohrungen mit Förderraten von über 10000 bbl/d (1600 m³/Tag) sind keine Seltenheit.

b) *Kompaktionsstrukturen* enthalten das Gasfeld Frigg sowie eine Reihe von kleineren Satellitenfeldern wie Odin, Ost-Frigg, Nordost-Frigg und Heimdal. Speichergesteine in all diesen Feldern sind die eozänen Frigg-Sande, die an ihrer Oberseite ein flaches Relief zeigen. Dieses Relief ist zum Teil auf differenzielle Kompaktion der Kreidesedimente über prä-kretazischen Hochlagen zurückzuführen aber auch zum Teil auf das seitliche Auskeilen der fingerförmigen Frigg-Sande. Die meisten dieser Felder enthalten dünne Ölringe, die jedoch nicht produzierbar sind. Die Kohlenwasserstoffe dieser Felder sind wahrscheinlich ebenfalls von den organischen Kimmeridge-Tonen herzuleiten. Dabei muß eine lange, vertikale Migrationsroute angenommen werden. Rein stratigraphische Fallen in den Frigg-Sanden sind jedoch bis heute noch nicht bekannt. Abdichtende Serien sind die Tertiären »gumbo clays«.

4. Unproduktive Gebiete der Nordsee

Die der Exploration zugänglichen Gebiete außerhalb der oben besprochenen Öl- und Gasprovinzen unterscheiden sich von diesen entweder durch die teilweise oder vollständige Abwesenheit von Muttergesteinsformationen oder dadurch, daß diese, auch wenn sie vorhanden sind, nur eine ungenügende thermale Metamorphose durchlaufen haben und damit höchstens kleine Mengen von Kohlenwasserstoffen ausgestoßen haben. Im folgenden sollen einige Beispiele etwas näher betrachtet werden. Der niederländische Teil des Zentral-Grabens scheidet sich von den dänischen, norwegischen Teilen des Zentral-Grabens durch beträchtliche subherzynische und laterale Durchlaufung (Abb. 4), die durch Brechung und sogar eine Umpolung des tektonischen Prozesses bewirkt hat. Die tertiäre Überlagerung des Zentral-Grabens besteht aus dem zentralen Nordsee (Abb. 1).

Geol. Inst. Stockholm
Beck
W. mit
ser. b. 1,
216

schen Kimmeridge-Tone im niederländischen Teil der Nordsee, wo sie durch eine Serie von paralischen Sanden in Wealden-Fazies vertreten werden. Als potentiell Öl-muttergestein kommen nur die organischen Tone des Lias Epsilon in Frage, die nur in lokalen Randsenken von Zechstein-Diapiren erhalten geblieben sind. Damit hat der niederländische Teil des Zentral-Grabensystems nur ein beschränktes Ölpotential. Buntsandstein- und möglicherweise auch Rotliegend-Prospekte haben jedoch im nördlichen niederländischen sowie im deutschen Teil der Nordsee ein gewisses Gaspotential, das jedoch direkt von der Verbreitung der Kohlenserien des Karbons abhängt.

Im Bereich des Egersund-Dänischen Beckens (Abb. 4) sind die organischen Kimmeridge-Tone wohl vorhanden, doch erreichen sie nur sehr lokal einen genügenden Grad der organischen Metamorphose, um größere Mengen von Kohlenwasserstoffen produziert zu haben. Außerdem sind diese Gebiete zum Teil von der Plio-Pleistozänen Hebung des skandinavischen Schildes erfaßt worden, so daß der kohlenwasserstoff-produzierende Vorgang in weiten Gebieten unterbrochen wurde. Die einzigen Ölvorkommen in dieser Provinz sind die kleinen Funde Bream und Brisling der Phillips-Gruppe.

Im Bereich des Mid-Nordsee-Ringkøbing-Fyn Hoch fehlen sowohl mesozoische als auch paläozoische Muttergesteine, so daß die Kohlenwasserstoff-Höflichkeit dieser Gebiete als gering bezeichnet werden kann, da aufgrund der heutigen Kenntnisse »long-range migration« in der Nordsee scheinbar keine bedeutende Rolle spielt.

C. Kohlenwasserstoffreserven der Nordsee

Die heute nachgewiesenen, technisch ausbeutbaren Reserven der Nordsee sind in der Größenordnung von $2,6 \times 10^9$ t Öl und etwa $2,5 \times 10^{12}$ m³ Gas. Ein großer Prozentsatz dieser Reserven ist auf einige relativ kleine Gebiete konzentriert. So entfallen ca. $1,3 \times 10^9$ t Öl auf die weitere Umgebung des Brent-Feldes und etwa $0,4 \times 10^9$ t Öl auf das Ekofisk-Gebiet. Eine weitere Konzentration von Feldern scheint sich in der Gegend des Feldes Piper abzuzeichnen, deren Reserven heute auf etwa 0,2 bis $0,3 \times 10^9$ t geschätzt werden. Tertiäre Ölfelder im Dreieck Forties—Montrose—Maureen enthalten ca. $0,4 \times 10^9$ t Öl. Die wichtigste Gruppierung von Gasfeldern tritt im englischen Bereich der südlichen Nordsee auf. Eine zweite Gruppe von Gasfeldern zeichnet sich im Viking-Graben im Gebiet des Feldes Frigg ab.

Dies verdeutlicht, daß der Großteil der heute bekannten Öl- und Gasreserven der Nordsee auf einige relativ kleine Gebiete konzentriert ist. Dennoch treten in den oben besprochenen Öl- und Gasprovinzen auch außerhalb dieser spektakulären Konzentration von Feldern eine ganze Reihe von, zum Teil vereinzelt, mittleren und kleineren Feldern und neuen Funden auf. Zweifellos werden mit dem Fortschreiten der Exploration besonders in den bestätigten Kohlenwasserstoffprovinzen weitere Öl- und Gasfelder entdeckt werden. Dies trifft besonders für die heute noch relativ wenig explorierten Teile der nördlichen und zentralen Nordsee zu. In der bedeutend intensiver explorierten Gasprovinz der südlichen Nordsee ist jedoch besonders im englischen Sektor die Wahrscheinlichkeit für die Entdeckung von weiteren bedeutenden Gasfeldern als eher gering einzuschätzen.

Was jedoch die endgültigen, technisch ausbeutbaren Reserven der Nordsee sein werden, liegt im Bereich der geologischen Spekulation. Eine Vergrößerung der heute

bekanntesten Reserven auf etwa $4,0 \times 10^9$ t Öl und etwa $3,4 \times 10^{12}$ m³ Gas ist wahrscheinlich; selbst eine Verdoppelung der heute bekannten Reserven ist als möglich zu betrachten. Basiert auf die heutigen geologischen Kenntnisse scheint jedoch eine Verfünffachung bis fast eine Verzehnfachung der endgültigen Ölreserven, wie sie von Prof. Odell [10] auf rein statistischer Basis postuliert wurde, nur eine geringe Wahrscheinlichkeit der Verwirklichung zu haben. Dabei muß der Tatsache Rechnung getragen werden, daß in seismisch gut erfaßbaren Gebieten wie im Viking- und Zentral-Graben die größten und offensichtlichsten und zum Teil potentiell ertragreichsten Prospekte zuerst erbohrt werden. Mit dem Fortschreiten der Exploration werden jedoch auch kleinere und komplexere sowie auch weniger gut definierte Prospekte in Angriff genommen, die ein höheres Risiko in sich schließen. Damit wird gezwungenermaßen die Erfolgsrate sowie auch die Reserven-Zuwachsrate absinken. Versucht man die endgültigen Reserven der Nordsee zu schätzen, so muß außerdem berücksichtigt werden, daß die heute bekannten Öl- und Gasprovinzen auch bei einer großzügigen Berechnung nur etwa ein Drittel der Nordsee unterlagern. Mögliche Reserven, die für die heute immer noch unproduktiven zwei Drittel der Nordsee angenommen werden, müssen unbedingt mit einem bedeutenden geologischen Risikofaktor qualifiziert werden.

Die oben genannten technisch gewinnbaren Reserven müssen jedoch auch ihrerseits qualifiziert werden, wenn sie in wirtschaftlich gewinnbare Reserven übersetzt werden sollten. In diesem Falle müssen, wie bereits in der Einleitung ausgeführt wurde, eine Reihe von Faktoren in Betracht gezogen werden, wie z. B. Reserven, Oberfläche des Feldes, Produktionsraten, Bohrtiefe, Wassertiefe, und besonders im Falle von Gasfeldern Distanz zur Küste und zum nächsten Pipeline-System, in das das Gas und/oder Öl aufgenommen werden kann. Außerdem spielen Realisierungspreise von Öl und Gas sowie Staatsbeteiligung, Konzessions- und Besteuerungsbedingungen, aber auch mögliche Produktionseinschränkungen eine überragende Rolle in der Entscheidung, ob ein Feld ökonomisch entwickelt werden kann (Hols [11]). Im Hinblick auf die Besteuerung, Staatsbeteiligung und Produktionseinschränkungen ist die Zukunft in verschiedenen Nordseeländern eher undurchsichtig und zum Teil für die Industrie sogar abschreckend. Damit ist es heute unmöglich, eine wirklich bedeutungsvolle Zahl für die nachgewiesenen und die zukünftigen wirtschaftlich gewinnbaren Reserven der Nordsee zu geben.

Trotz dieser ökonomischen Unsicherheiten sind die in der Nordsee bereits nachgewiesenen sowie die zukünftigen Öl- und Gasreserven für Europa von größter wirtschaftlicher Bedeutung. Ob jedoch Europa in der nahen Zukunft seinen vollen Nutzen aus diesen neuen Energiequellen ziehen kann, hängt weitgehend von der Konzessions- und Energiepolitik jener Staaten ab, die die politische Hoheit über die Öl- und Gasprovinzen der Nordsee inne haben.

Abschließend kann gesagt werden, daß die Ölindustrie von einem rein technisch gesehenen Standpunkt heute in der Nordsee auf eine der bedeutendsten »Success stories« der letzten Jahrzehnte zurücksehen kann. Daß der Schauplatz dieses erfolgreichen Unternehmens sozusagen im Hintergarten Europas liegt, ist im heutigen Zeitpunkt der Energieverteilung von besonderer wirtschaftlicher Bedeutung. Es kann nur gehofft werden, daß das gute Einvernehmen, das bis heute zwischen den Re-