Ber. naturhist. Ges. Hannover	128	7 - 18	Hannover 1985

Erdöl und Erdgas in der Nordsee

von

HUBERTUS SCHÖNEICH

mit 9 Abbildungen

Zusammenfassung: Die Erdöl- und Erdgasexploration in der Nordsee konzentrierte sich in der Anfangsphase zunächst auf den südlichen Bereich. Vom Festland ausgehend wurden die produktiven Sedimentbecken in seewärtiger Richtung verfolgt. Seismische Untersuchungen und Bohrungen bestätigten offshore das Vorhandensein der gleichen Mutter- und Speichergesteine. Ermutigt durch die sich frühzeitig einstellenden Erfolge verlagerte sich die Exploration immer weiter nach Norden. In der Nordsee wurde damit ein enormes Kohlenwasserstoffpotential erschlossen. Dieses trägt heute in hohem Maße zur Energieversorgung Westeuropas bei.

Summary: Crude Oil and Natural Gas in the North Sea. - During the initial phase, exploration for crude oil and natural gas was concentrated in the southern part of the North Sea. The productive sedimentary basins were traced from the mainland towards the sea. Seismic investigations and drilling confirmed the existence of the same source and reservoir rocks offshore. Following exploration success at this very early stage, exploration progressed continuously northwards and thus opened up an enormous hydrocarbon potential. Today, the North Sea covers a considerable portion of the West European energy supply.

Die intensive Kohlenwasserstoff-Exploration in der Nordsee begann im Jahre 1959 nach der Entdeckung des auch nach internationalen Maßstäben riesigen niederländischen Gasfeldes Groningen in küstennaher Position. Mit diesem Fund rückte das bis dahin geologisch kaum erforschte Gebiet schlagartig in den Blickpunkt der Erdölindustrie. Die ersten geophysikalischen Untersuchungen zielten zunächst darauf ab, die vom Festland bekannten Sedimentbecken unter die südliche Nordsee zu verfolgen. Für das tiefere gashöffige Stockwerk bildet hier das flözführende Oberkarbon das wichtigste Erdgas-Muttergestein. Als potentielle Speichergesteine kommen in erster Linie Sandsteine des Rotliegenden und Buntsandsteins sowie Karbonate des Zechsteins in Betracht.

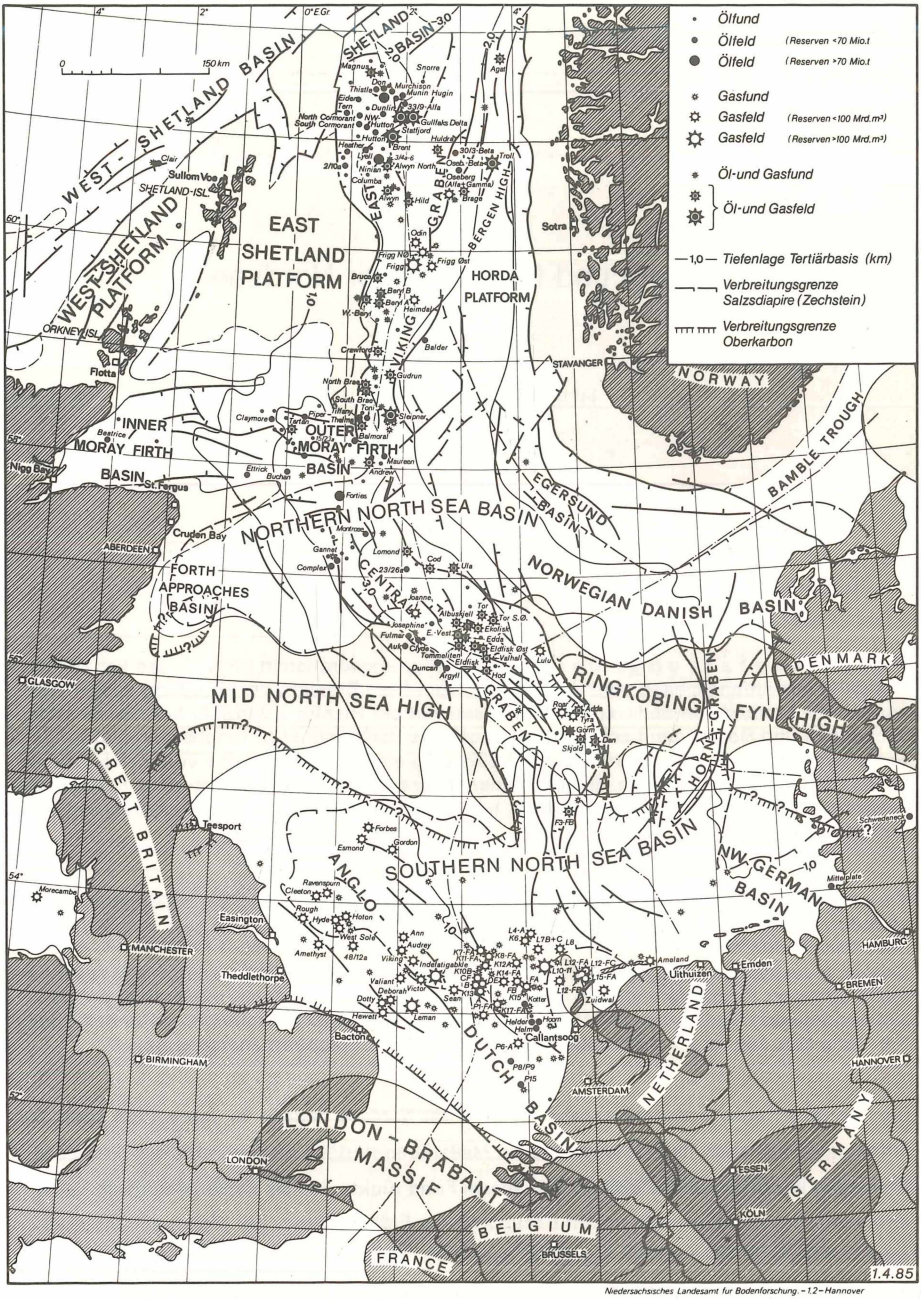


Abb. 1: Geologische Übersichtskarte der Nordsee mit den bisher nachgewiesenen Erdöl- und Erdgasvorkommen.

Die im Jahre 1964 nach umfangreichen seismischen Vorarbeiten einsetzende Bohrtätigkeit bestätigte weitgehend die bisherigen paläogeographischen Vorstellungen von der Ausdehnung der erdölgeologisch bedeutsamen Sedimentationsräume (Abb. 1). So konnte analog zu den Verhältnissen von Groningen sowohl eine Fortsetzung des produktiven Oberkarbons wie auch der darüber lagernden Speichergesteine unter der Nordsee bis nach Großbritannien nachgewiesen werden. Im Norden wird dieses permische Southern North Sea Basin von Mid North Sea High und Ringkøbing-Fyn-High begrenzt, im Süden von der London-Brabant-Plattform. Lediglich im Bereich des Central Graben bestand offensichtlich eine schmale Verbindung zum ebenfalls permischen Northern North Sea Basin.

In einer weiteren Explorationsphase wurden die Höffigkeitschancen des zentralen Tertiärbekkens mit seiner mesozoischen Unterlage untersucht. Ansporn für eine Intensivierung der Exploration auch auf vorwiegend erdölführende Horizonte war die frühe Entdeckung des großen Öl- und Gasfeldes Ekofisk im Jahre 1969. Als produktiv erwiesen sich Karbonate des Dan/Maastricht. Diesem Fund folgte in kurzem Abstand das Feld Forties. Paleozäne Sandsteine wurden hier in großer Mächtigkeit ölführend angetroffen. In einem weiteren Schritt nach Norden gelang in eozänen Sanden der große Gasfund Frigg.

Ermutigt durch diese Erfolge wurden nun auch die nördlichsten Bereiche der Nordsee untersucht. Diese Explorationsphase führte schon im Jahre 1971 zur Entdeckung des großen Öl- und Gasfeldes Brent in jurassischen Sandsteinen. Die Erfolgsmeldungen aus diesem Gebiet dauern bis heute an.

Als wichtigste Speicherformation des gesamten südlichen Nordseebeckens erwies sich das Rotliegende. An dieses ist, neben dem Vorkommen von Groningen selbst, auch der größte Teil der Gasfelder des Anglo-Dutch-Basin gebunden (Abb. 2). Es beherbergt die größten

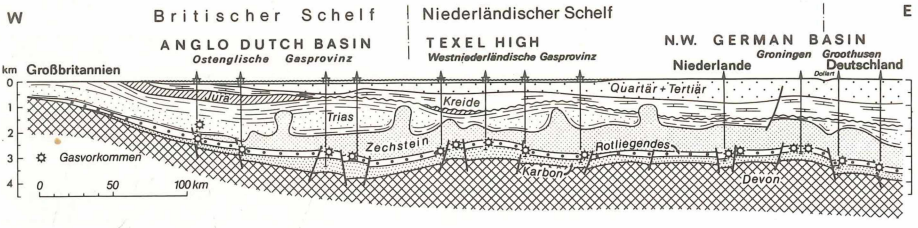


Abb. 2: Schematisches geologisches Profil durch die südliche Nordsee.

bisher erschlossenen Gasreserven der Nordsee. Eine mächtige speichergünstige Sandsteinfazies des basalen Rotliegenden überlagert diskordant den tieferen Beckenuntergrund, hauptsächlich das Oberkarbon. Als bedeutsam für die Lagerstättenbildung erweist sich die Abdichtung der Rotliegendstrukturen nach oben durch ein mächtiges Zechsteinsalinar. Lediglich an dessen Randgebieten kam es zu Gasakkumulationen im Buntsandstein.

Seit der im Herbst 1965 erfolgten Entdeckung des ersten Kohlenwasserstoff-Vorkommens in der Nordsee, dem britischen Gasfeld West Sole, wurden im Rotliegenden mehrere große und eine Vielzahl kleinerer Vorkommen nachgewiesen. Zu den bedeutendsten zählen im britischen Teil die Gasfelder Leman (1966, Reserven 340 Milliarden m^3), Indefatigable (1966, Reserven 220 Milliarden m^3) und Viking (1968, Reserven 140 Milliarden m^3). Die Aufnahme der Förderung erfolgte im Jahre 1967 von West Sole nach Easington. Das größte niederländische Gasvorkommen L 10 wurde 1970 entdeckt, die gewinnbaren Vorräte erreichen 100 bis 150 Milliarden m^3. Die Produktion wurde hier im Mai 1975 per Pipeline nach Uithuizen aufgenommen.

Nach Norden zu tritt im Rotliegenden ein Fazieswechsel ein. Die Sandsteine gehen in Tonsteine, teilweise mit Steinsalz- und Anhydritfolgen, über. Lokal auftretende gut poröse Sandsteine, die nördlich der Hochgebietsachse Mid North Sea High - Ringkøbing Fyn High erbohrt wurden, wiesen vermutlich deshalb keine Gasanzeichen auf, weil hier außerhalb des Verbreitungsgebietes von flözführendem Karbon geeignete Kohlenwasserstoff-Muttergesteine fehlten.

In den am Westrand des Central Graben gelegenen kleineren Ölvorkommen Auk, Argyll und Josephine sind dagegen Rotliegendsandsteine produktiv. Allerdings befinden sich diese Lagerstätten auf der Grabenschulter bzw. einem Horst in strukturell so hoher Position, daß das stratigraphisch jüngeren jurassischen Muttergesteinen entstammende Erdöl während des tektonischen Werdeganges des Grabens lateral in die heutige Position migrieren konnte (Abb. 3). Das gleiche gilt für einige kleinere präpermische Ölvorkommen.

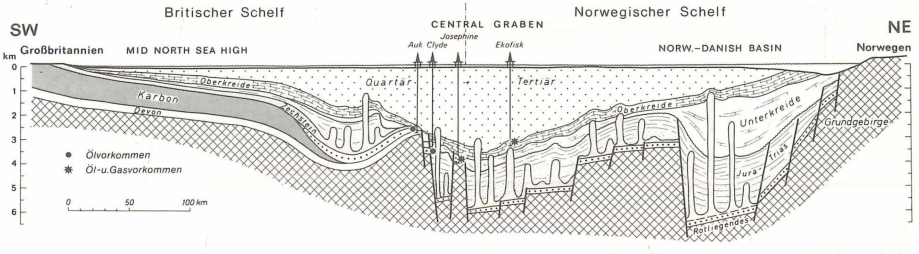


Abb. 3: Schematisches geologisches Profil durch die mittlere Nordsee.

Im deutschen Nordseebereich verlief die Exploration auf das Rotliegende bisher enttäuschend. Trotz hohen finanziellen Einsatzes konnten nur einige kleinere Gasvorkommen nachgewiesen werden, die zumeist noch wegen eines hohen Stickstoffgehaltes in ihrer Wirtschaftlichkeit beeinträchtigt sind. Als Ursache für den geringen Erfolg ist auch hier eine Faziesänderung im Rotliegenden anzusehen. Die mächtigen speicherfähigen Dünensande sind auf die südwestliche Nordsee begrenzt. Im Zentralteil des Rotliegendbeckens, d. h. auch im Bereich der Deutschen Bucht, herrscht unter einem mehr als 1 000 m erreichenden salinaren Bereich eine tonig-sandige Serie mit stark wechselnden Sandsteinfolgen im basalen Teil vor. Bei Tiefenlagen von 4 500 bis 5 000 m kommt noch ein generell höheres Explorationsrisiko dazu.

Im Zechstein setzt sich die aus dem Nordwestdeutschen Becken bekannte mächtige Salinarfolge bis in die zentrale Nordsee fort und unterliegt der gleichen halokinetischen Beanspruchung. Die Verbreitung des Diapirismus reicht über den Central Graben bis in das Northern North Sea Basin. Das Zechsteinsalinar ist erdölgeologisch insofern von Bedeutung, daß es im südlichen Nordseebecken abdichtend gegenüber den Gasakkumulationen des Rotliegenden wirkt und nach Norden zu bis in den Raum Ekofisk durch die Halokinese weitgehend strukturbildend für die Ölvorkommen des höheren Stockwerks war.

Dolomite und Kalksteine des Zechsteins bilden die Speichergesteine in den randlichen Beckenbereichen. Abgesehen von einigen kleineren Vorkommen im Anglo-Dutch-Basin und Central Graben ist es aber zu keinen größeren Lagerstättenbildungen gekommen.

Im südlichen britischen und im niederländischen Nordseeschelf konnten beachtliche Gasakkumulationen im Buntsandstein nachgewiesen werden. Genetisch handelt es sich dabei ebenfalls um Oberkarbongase, die am Rande des Zechsteinbeckens mangels Abdichtung durch ausreichende Salzmächtigkeiten oder an Störungsfugen in die gut porösen Sandsteine des "Bunter" migrieren konnten. Zu den wichtigsten Vorkommen zählen im britischen Teil das Gasfeld Hewett (1966, Reserven 100 Milliarden m^3), im niederländischen Teil die Feldesgruppe K 13 - A + B (1972, Reserven 25 Milliarden m^3).

Eines der bedeutendsten Explorationsziele im Bereich des Viking Grabens und seiner östlichen und westlichen Randbereiche stellen Sandsteine des Jura und untergeordnet der oberen Trias dar. Aufschlußprospekte sind hier in erster Linie jurassische Hochlagen an Staffelbrüchen, die unter der Kreide-Transgression hervorragende Fangstrukturen bilden (Abb. 4). Dieser Lagerstättentyp enthält seit der Entdeckung des Öl- und Gasfeldes Brent (1971, Reserven 300 Millionen t Öl und 100 Milliarden m^3 Gas) mit einer Vielzahl von weiteren Vorkommen das größte bisher nachgewiesene Ölpotential der Nordsee. Mit dem im Jahre 1979 im norwegischen Sektor auf dem Bergen High entdeckten Feld Troll (Reserven 1 300 Milliarden m^3 Gas und 50 Millionen t Öl) wurde hier jetzt auch das mit Abstand größte Gasvorkommen der Nordsee gefunden.

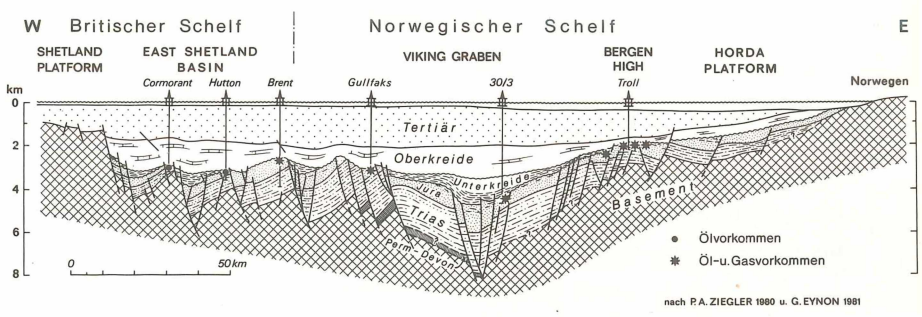


Abb. 4: Schematisches geologisches Profil durch die nördliche Nordsee.

Wegen ihres kleineren Potentials sind die erst in jüngster Zeit vor der westniederländischen Küste in der Unterkreide entdeckten Ölfunde von wesentlich geringerer wirtschaftlicher Bedeutung. Sie stellen aber immerhin mehr als die Hälfte der gesamten niederländischen Ölvorräte dar.

Das wichtigste Prospektionsziel im Bereich des Central Grabens sind Karbonate des Dan/Maastricht (Chalk). An diese sind die Erdöl- und Erdgasvorkommen des südlichen norwegischen Schelfgebietes sowie ein Teil der dänischen Funde gebunden. Strukturbildung und Speicherfähigkeit durch sekundäre Klüftung sind auf halokinetische Bewegungen des Zechsteinsalzes zurückzuführen. Zu den bedeutendsten Vorkommen dieser Art gehören die norwegischen Felder des Ekofisk-Komplexes mit Reserven von 150 Millionen t Öl und 100 Milliarden m^3 Gas (Abb. 3) und das dänische Feld Dan.

Lokal begrenzte Sandschüttungen im Paleozän und Unteren Eozän bilden im Bereich des mittleren und südlichen Viking Grabens gute Speicherhorizonte. In diesem faziell bedingten Strukturtyp liegen u. a. die großen Tertiär-Lagerstätten von Frigg (1971, Reserven 200 Milliarden m^3 Gas) und Forties (1970, Reserven 270 Millionen t Öl).

Zwanzig Jahre nach der Entdeckung des ersten wirtschaftlichen Gasvorkommens in der Nordsee hat sich diese in der Zwischenzeit zum bedeutendsten Erdöl- und Erdgasrevier Westeuropas entwickelt. Die Anfang 1984 nachgewiesenen und noch gewinnbaren Reserven liegen beim Erdöl bei rund 2 500 Millionen t und machen damit fast 90 % der westeuropäischen Gesamt-Vorräte aus. Mit rund 60 %, entsprechend ca. 4 000 Milliarden m^3, ist die Nordsee auch an den Gasreserven entscheidend beteiligt (s. Abb. 5). Das gegenwärtig erschlossene Kohlenwasserstoffpotential liegt zu rund 90 % im britischen und norwegischen Teil. Den verbleiben-

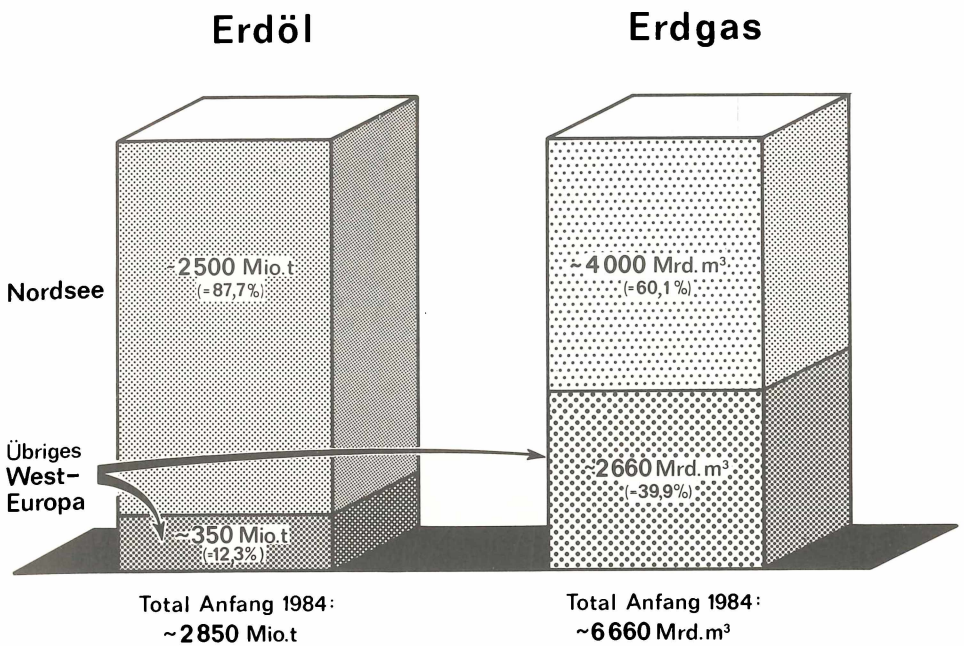
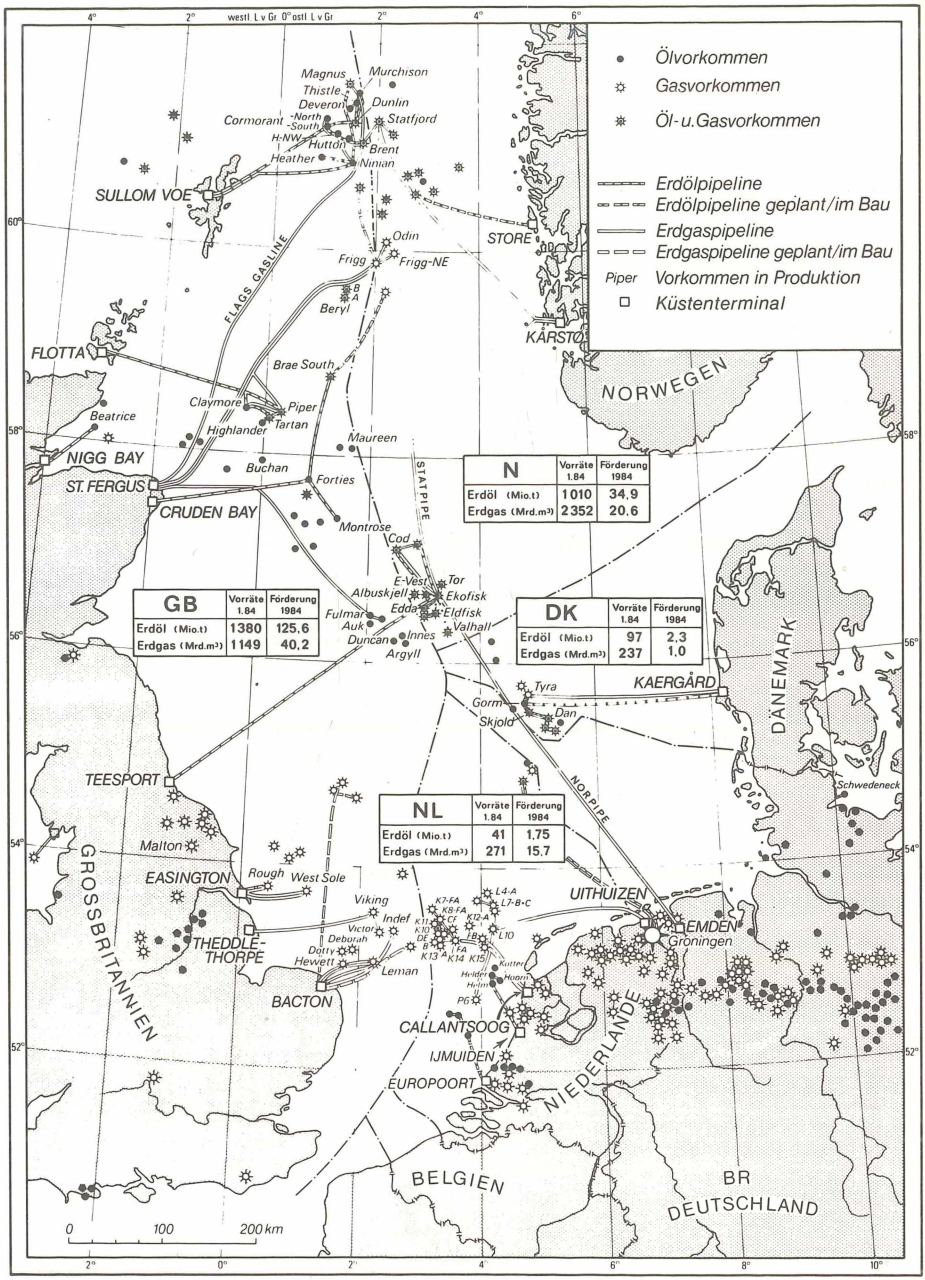


Abb. 5: Der Anteil der Nordsee an den westeuropäischen Erdöl- und Erdgasreserven.

bleibenden Rest teilen sich Dänemark und die Niederlande (Abb. 6). Noch für möglich wird in der Nordsee nach verschiedenen Schätzungen die Erschließung von weiteren 1 700 bis 4 500 Millionen t Erdöl und 2 000 bis 2 400 Milliarden m^3 Erdgas gehalten.

Die Aufnahme der Produktion aus der Nordsee erfolgte im Jahre 1967 aus dem britischen Gasfeld West Sole. Die Erdölförderung startete erst 1971 im norwegischen Öl- und Gasfeld Ekofisk. Durch die Erschließung weiterer Felder und den zügigen Ausbau der Pipelineverbindungen begann damit ein kontinuierlicher Anstieg der Produktion (Abb. 7).

Mit der Inbetriebnahme der ersten Ölpipeline von Ekofisk nach Teesport in Großbritannien war 1975 auch erstmals wieder ein Ansteigen der bis dahin ständig rückläufigen westeuropäischen Erdölförderung verbunden. Dieser Anstieg hat sich bis heute fortgesetzt. Im Jahre 1984 entstammten 164,6 Millionen t (= ca. 92 %) der westeuropäischen Erdölproduktion der Nordsee (Abb. 8). Dem höheren Erschließungsstand entsprechend leistete Großbritannien mit 125,6 Millionen t (= 76,3 %) dazu den größten Beitrag. Es folgten Norwegen mit 34,9 Millionen t (= 21,2 %), Dänemark mit 2,3 Millionen t (= 1,4 %) und die Niederlande mit 1,75 Millionen t (= 1,1 %).



Stand: 1.5.85

Abb. 6: Produzierende Erdöl- und Erdgasvorkommen in der Nordsee, Verteilung von Förderung und Vorräten auf die Anrainer sowie Pipelineverbindungen.

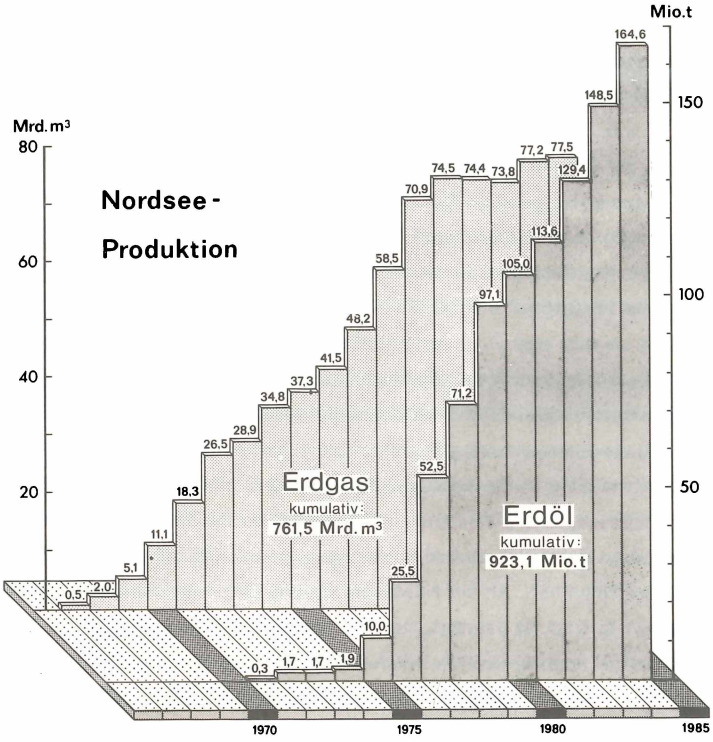


Abb. 7: Die Entwicklung der Erdöl- und Erdgasproduktion aus der Nordsee.

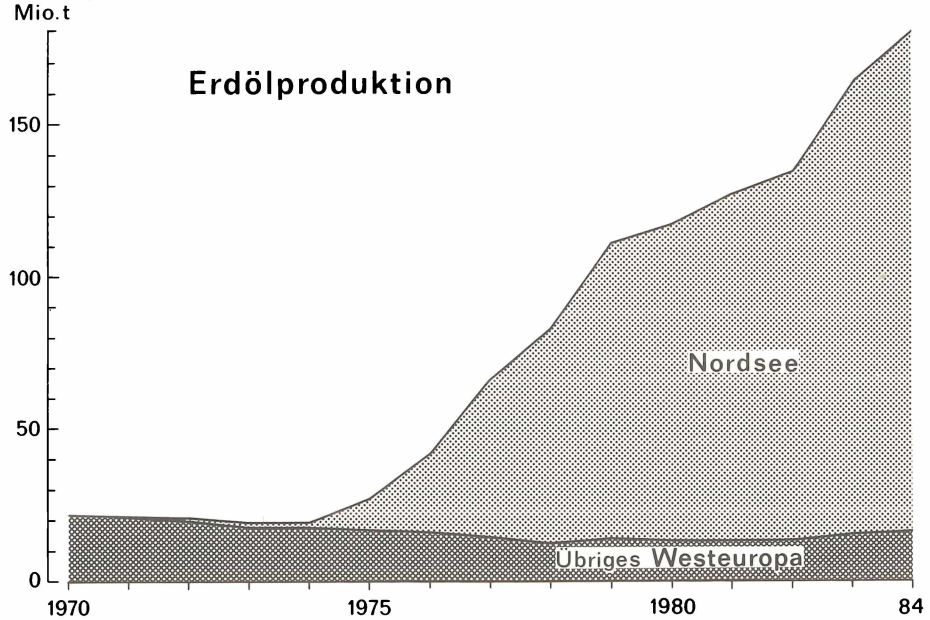


Abb. 8: Der Anteil der Nordsee an der westeuropäischen Erdölproduktion.

Die Bedeutung des Nordseeöls wird auch aus der Tatsache ersichtlich, daß es bei der Einfuhr in die Bundesrepublik Deutschland sogenannte klassische Lieferländer wie Libyen, Saudiarabien und den Iran verdrängt hat. Im Jahre 1984 wurden aus der Nordsee 20,54 Millionen t Rohöl (= 30,8 % der Gesamteinfuhr) bezogen, davon 17,57 Millionen t aus Großbritannien, 2,62 Millionen t aus Norwegen und 0,35 Millionen t aus Dänemark. Erst mit beträchtlichem Abstand folgten Libyen mit 9,8 Millionen t, Nigeria mit 9,5 Millionen t und die Sowjetunion mit 5,7 Millionen t. Aus Saudiarabien wurden nur noch 4,5 Millionen t, aus dem Iran sogar nur noch 2,4 Millionen t bezogen.

Die außerhalb der Nordsee in den übrigen westeuropäischen On- und Offshorebereichen produzierten Erdgasmengen leisten im Vergleich zum Erdöl seit Jahren einen wesentlich bedeutenderen Beitrag zur Energieversorgung. Doch ist auch hier ab 1976 eine rückläufige Tendenz bei der Förderentwicklung zu beobachten. Ein Ausgleich erfolgte jedoch durch den zunehmenden Anteil des Nordseegases (Abb. 9). Im Jahre 1984 wurden 77,5 Milliarden m^3 gefördert. Diese Summe entspricht rund 43 % der sich auf insgesamt ca. 180 Milliarden m^3 belaufenden westeuropäischen Gasproduktion. An der Nordseeförderung war hauptsächlich Großbritannien mit 40,2 Milliarden m^3 (= 51,9 %) beteiligt. Der Rest verteilt sich überwiegend auf Norwegen mit 20,6 Milliarden m^3 (= 26,6 %) und die Niederlande mit 15,7 Milliarden m^3 (=20,2 %). Die dänische Gasförderung aus der Nordsee wurde erst im Oktober 1984 aufgenommen und betrug am Jahresende rund 1 Milliarde m^3 (= 1,3 %).

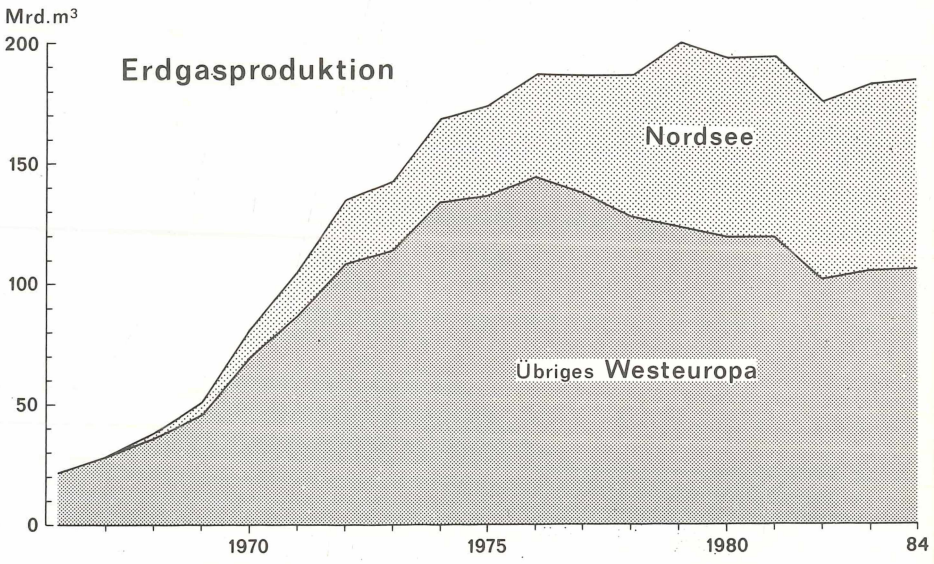


Abb. 9: Der Anteil der Nordsee an der westeuropäischen Erdgasproduktion.

Mitte 1985 waren insgesamt 76 Öl- und Gasvorkommen in Förderung. Aus diesen wurden bis Anfang dieses Jahres kumulativ 923,1 Millionen t Erdöl und 761,5 Milliarden m^3 Erdgas gewonnen.

Schwerpunkte der nächsten Jahre müssen neben der Exploration auch auf dem Gebiet der Feldesentwicklung und Fördertechnik liegen. Hier sind noch große Anstrengungen erforderlich, um auch die Vielzahl der marginalen Lagerstätten in Produktion nehmen zu können. Die Verlagerung der Erdöl- und Erdgassuche in die nördlichste Nordsee ist mit zusätzlichen Schwierigkeiten verbunden. Die großen Wassertiefen von z. T. über 150 m, die in keinem anderen produktiven Schelfgebiet der Welt erreicht werden, stellen hohe Anforderungen an die Produktionstechnik. Im Bereich des geographisch unter der Norwegischen Rinne liegenden Bergen High, u. a. mit dem riesigen Feld Troll, beträgt die Wassertiefe sogar über 300 m. Es wird daher im hohen Maße von der Entwicklung geeigneter wirtschaftlicher Förderverfahren abhängen, ob die Lagerstätten dieses Gebietes wie vorgesehen Ende der 90er Jahre in Produktion gehen können, um in der Gesamtbilanz die natürliche Erschöpfung einiger südlicher Felder ausgleichen zu können.

Inzwischen ist die Erdöl- und Erdgas-Exploration vor der norwegischen Küste bereits aus der Nordsee heraus bis in das Europäische Nordmeer vorgerückt. Ein küstennaher Bereich scheint sich inzwischen zu einem Produktionsgebiet für das nächste Jahrhundert zu entwikkeln. In den Konzessionsgebieten von Haltenbanken (nordwestlich von Trondheim) und Troms (nordwestlich von Hammerfest) konnten bereits mehrere interessante Öl- und Gasfunde in jurassischen Becken nachgewiesen werden. Neben der Nordsee wird damit für den westeuropäischen Bedarf ein weiteres krisensicheres Kohlenwasserstoffpotential erschlossen. Nur eine Frage der Zeit dürfte es sein, bis sich die Exploration in das erdölgeologisch hochprospektive Gebiet der Barentsee fortsetzt.

Literatur (Auswahl):

BARTENSTEIN, H. (1968): Paläogeographische Probleme beim Aufsuchen von Kohlenwasserstoff-Lagerstätten im Paläozoikum und in der Untertrias von Mittel- und Nordwest- Europa einschließlich des Nordseeraumes. Erdöl und Kohle 21 : 2 - 7 und 61 - 66.

BOIGK, H. (1972): Nordsee-Exploration, eine Zwischenbilanz. OEL - Zeitschr. für die Mineralölwirtschaft 10 : 120 - 128.

DAY, G. A., COOPER, B. A., ANDERSEN, C., BURGERS, W. F. J., RØNNEVIK, H. C. & SCHÖNEICH, H. (1981): Regional seismic structure maps of the North Sea. Petroleum geology of the continental shelf of North-West Europe, London: 76 - 84.

GLENNIE, K. W. (1972): Permian Rotliegendes of North West Europe interpreted in ligh of modern desert sedimentation studies. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin 56: 1048 - 1071.

-- (ed., 1984): Introduction to the petroleum geology of the North Sea. Blackwell Scientific publications, London: 204 S.

HARK, H. U. & SCHÖNEICH, H. (1971): Offshore exploration for oil and gas in Europe, review and outlook. Erdöl-Erdgas-Zeitschrift, Congr. Edition 8th World Petr. Congr. Moskau: 14 - 39.

HEYBROEK, P., HAANSTRA, U. & ERDMAN, D. A. (1967): Observation on the geology of the North Sea area. Seventh World Petr. Congr., Proc. Vol. 2: 905 - 916.

KENT, P. E. (1975): Origins of hydrocarbon basins of North-Western Europe. Offshore Conference Aberdeen; Society of Petroleum Engineers: 201.1 - 201.6.

-- (1980): The North Sea - Evolution of a major oil and gas play. Facts and principles of world petroleum occurence, Mem. 6; Canadian Soc. of Petroleum Geologists, Calgary: 633 - 652.

PEGRUM, R. M. & REES, G. (1972): Widening geological perspectives on the North West Europe Shelf. World Petroleum 43,3 : 25 - 29.

SCHÖNEICH, H. (1981): Die Entwicklung der Erdöl- und Erdgasexploration in der Nordsee. Erdöl-Erdgas-Zeitschrift 97: 278 - 288.

-- (1982): Erdöl und Erdgas in der Nordsee und vor der nördlichen norwegischen Küste. Erdöl-Erdgas-Zeitschrift 98: 249 - 256.

ZIEGLER, P. A. (1981): Evolution of sedimentary basins in North-West Europe. Petroleum geology of the continental shelf of North-West Europe, London: 3 - 39.

ZIEGLER, P. A. (1982): Geological atlas of Western and Central Europe. Elsevier Sc. Publ. Cy.: 130 S.

Manuskript eingegangen am 15. 4. 1985

Anschrift des Verfassers:

Dipl.-Ing. Hubertus SCHÖNEICH
Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung
Stilleweg 2

3000 Hannover 51

ZOBODAT - www.zobodat.at

Zoologisch-Botanische Datenbank/Zoological-Botanical Database

Digitale Literatur/Digital Literature

Zeitschrift/Journal: Berichte der Naturhistorischen Gesellschaft Hannover

Jahr/Year: 1985

Band/Volume: 128

Autor(en)/Author(s): Schöneich Huberturs

Artikel/Article: Erdöl und Erdgas in der Nordsee 7-18