Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2002

Exploration and Production of Crude Oil and Natural Gas in Germany in 2002

*Von M. PASTERNAK**

Abstract

In 2002 exploration for oil and gas continued at the same level as in the previous year. Geophysical prospecting again focused on the North Sea. In parts of the Danish, Dutch and German sectors seismic acquisition of the 3300 km² »Entenschnabel« 3D survey was carried out. High resolution marine gravity data have been acquired in conjunction with the seismic survey. About 1400 km² of the »Entenschnabel« survey cover German waters. 3000 km of 2D seismics were shot in the area of the Schillgrund High. Onshore a seismic 3D survey of the previous year was finished and 1100 km² of gravimetric data were acquired.

Seven exploration wells were completed. Four wells were drilled as new-field wildcats but without success. The remaining three exploration wells (new tectonic block tests, shallower pool test) were either not drilled to total depth or the well results were not determined until the end of 2002.

In field development all of the fourteen production wells were successful. Nine of these production wells found oil and five wells found gas.

In terms of footage drilling activity was at the same level as in the year before and amounted to 56,807 m. A quarter of the footage was drilled in exploration and the remaining in field development. About 40 % of the total footage was drilled in field development of the oilfield Mittelplate.

German gas production reached the level of the previous year. It amounted to 21.4 billion m³ and corresponds to the medium term production planning. Total remaining proven and probable gas reserves (field quality) dropped for the second time in series and amounted to 326.4 billion m³. This means a decrease by 16.6 billion m³ or 4.8 %. Only a small share of gas production could be replaced by new reserves. The new reserves did not result by exploration but by reassessment of producing fields.

The growth of oil production continued in 2002. Due to the increase in production from the oilfield Mittelplate to 2 million t/a total oil production rose up to 3.7 million t. Production from most of the German fields further decreased because of the normal decline in production towards the end of field lifetime. German oil reserves profit from the field development of Mittelplate. Mainly the reserves growth of Mittelplate led to an increase in total remaining proven and probable oil reserves of 13.5 million t or 29 % to 60.3 million t.

Kurzfassung

Die Exploration nach Erdöl und Erdgas wurde in etwa auf dem Niveau des Vorjahres fortgeführt. Im Mittelpunkt der geophysikalischen Vorerkundung stand abermals die Nordsee. Dort wurde im Rahmen eines grenzüberschreitenden seismischen 3D-Surveys im Bereich des Entenschnabels eine Fläche von 3.330 km² gemessen. Im Zuge der seismischen Datenakquisition wurden gleichzeitig hochauflösende gravimetrische Daten aufgezeichnet. Auf den deutschen Teil der Nordsee entfielen etwa 1.400 km² dieses kombinierten Surveys. Darüber hinaus wurde ein 2D-Survey mit 3.000 Profilkilometern im Bereich des Schillgrund-Hochs aufgenommen. Onshore wurden auf 1.100 km² gravimetrische Daten erhoben und ein seismischer 3D-Survey aus dem Vorjahr beendet.

Insgesamt sieben Explorationsbohrungen wurden durchgeführt, davon vier Aufschlussbohrungen. Keine der vier Aufschlussbohrungen war erfolgreich. Die weiteren drei Explorationsbohrungen (Teilfeldsuchbohrungen) hatten die geplanten Zielhorizonte zum Jahresende noch nicht erreicht oder hatten bis dato kein Ergebnis erhalten.

In der Feldesentwicklung wurden alle der vierzehn beendeten Produktionsbohrungen fündig, davon neun in Öl- und fünf in Gasfeldern.

Gemessen an der Bohrmeterleistung lag die Bohraktivität mit 56.807 m in etwa auf dem Niveau des Vorjahres. Ein Viertel der Bohrmeter entfiel auf die Exploration, entsprechend drei Viertel auf die Feldesentwicklung. Etwa 40 % der gesamten Bohrmeter wurden im Feld Mittelplate abgeteuft.

Die Erdgasförderung lag gegenüber dem Vorjahr nahezu unverändert bei 21,4 Mrd. m³ und entsprach damit dem mittelfristig geplanten Niveau. Die verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven (Feldesqualität) sanken das zweite Jahr in Folge und betrugen 326,4 Mrd. m³. Dies entspricht einem Rückgang um 16,6 Mrd. m³ oder 4,8 %. Es konnte also nur ein geringer Teil der Fördermenge kompensiert werden. Die zusätzlichen Reserven waren kein Ergebnis der Exploration, sondern das Ergebnis von Lagerstätten-Neubewertungen.

Der positive Trend der Erdölförderung hat sich fortgesetzt. Mit der weiteren Produktionssteigerung im Feld Mittelplate auf 2 Mio. t ist die inländische Förderung auf 3,7 Mio. t angestiegen. In den meisten anderen Feldern waren die Fördermengen aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten weiterhin rückläufig. Auch die inländischen Erdölreserven profitierten von der Entwicklung des Ölfeldes Mittelplate. Vor allem die Anhebung der Reserven von Mittelplate hat die Summe der verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Reserven um 13,5 Mio. t auf 60,3 Mio. t anwachsen lassen.

1 Einleitung

Der vorliegende Artikel fasst die Ergebnisse der Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas des Jahres 2002 in Deutschland zusammen. Grundlage sind Daten, die im Rahmen der Aufsuchung und Gewinnung von Erdöl und Erdgas bei den Erdölgesellschaften gewonnen wurden und routinemäßig vom Niedersächsischen Landesamt für Bodenforschung (NLfB) bundesweit erhoben werden. Der Beitrag stellt einen Abriss des Berichtes »Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2002« des NLfB dar, der mit zahlreichen detaillierten Tabellen ausgestattet ist und im Internet unter der Adresse *www.nlfb.de/rohstoffe/produkte* als Download zur Verfügung steht. Der Schwerpunkt dieses Abrisses liegt auf der Bohrtätigkeit der Exploration.

(Nachfolgende Doppelseiten:)

Abb. 1 **Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2002. Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär**

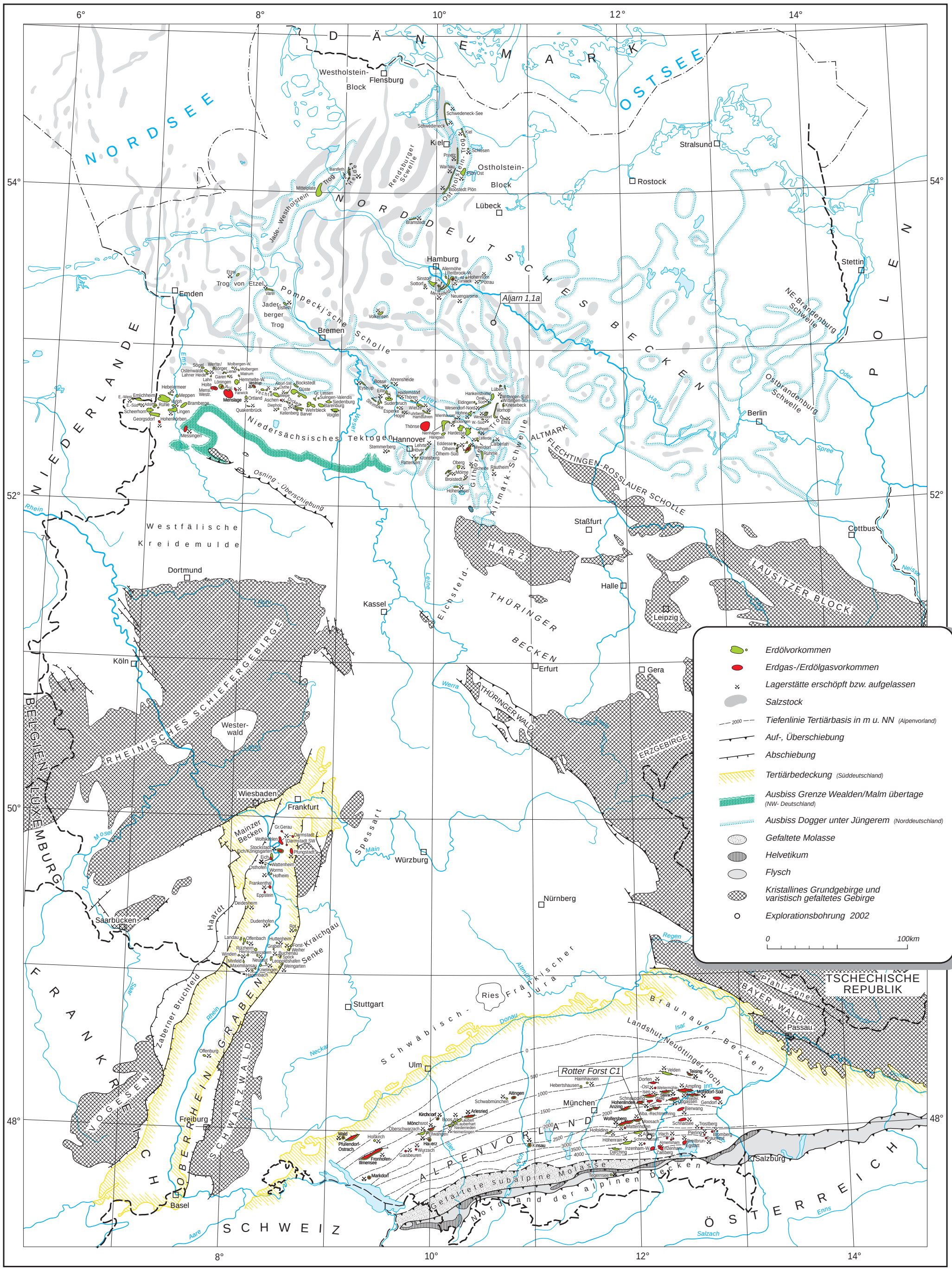
Abb. 2 **Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2002. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein**

*Michael Pasternak, Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung, Hannover (E–mail: Michael.Pasternak@nlfb.de).

0179-3187/03/7-8
© 2003 URBAN-VERLAG Hamburg/Wien GmbH

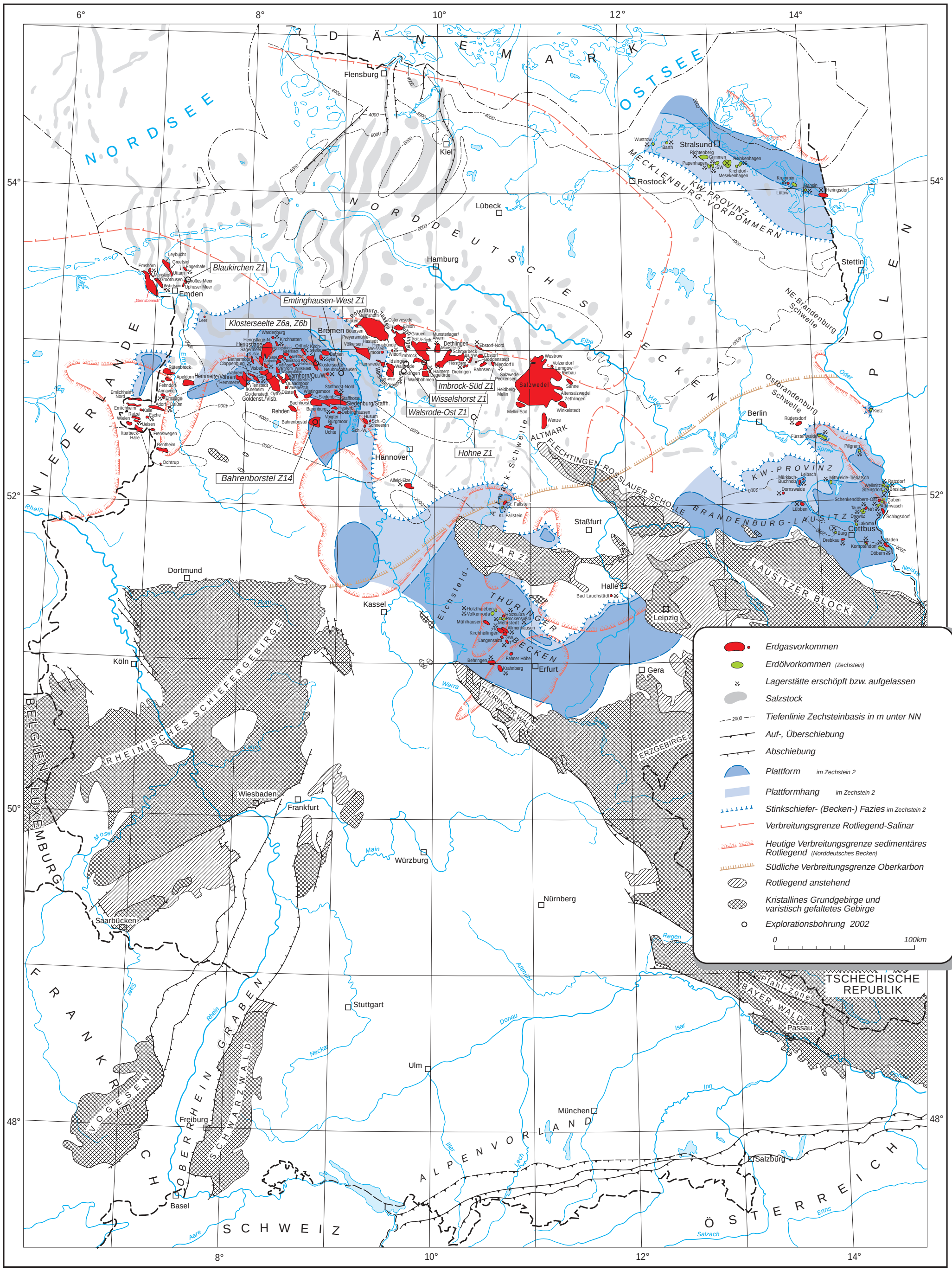
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein



2 Bohrtätigkeit

Nach dem historischen Tiefststand in 2000 hat sich die Bohraktivität im Folgejahr leicht erholt und in 2002 stabilisiert. Gemessen an der Zahl der Bohrprojekte hat sich die Bohraktivität gegenüber 2001 deutlich positiv entwickelt. In der Bohrmeterleistung spiegelt sich diese Entwicklung allerdings nur in einem geringen Anstieg wider.

Generell ist die Situation in Deutschland dadurch gekennzeichnet, dass es sich aus erdöl-/erdgasgeologischer Sicht um ein sehr reifes Gebiet handelt. Damit wird die Möglichkeit, noch größere wirtschaftlich rentable Lagerstätten zu finden, deutlich eingeschränkt. Aber gerade neue oder bestehende Lagerstätten mit einem guten Entwicklungspotenzial bieten die Anreize, eine hohe Bohraktivität aufrecht zu erhalten.

Die Entdeckung der letzten »größeren« Erdgasvorkommen, Völkersen und Burgmoor, liegt jetzt zehn Jahre zurück. Inzwischen wurden diese Felder mit mehreren Bohrungen erschlossen. Seit dieser Zeit wurden in Deutschland 40 Aufschlussbohrungen durchgeführt, ohne weitere größere Neufunde zu erzielen. Somit sind aus diesem Bereich keine Impulse für eine Feldesentwicklung zu erwarten, die die Bohraktivität nachhaltig positiv beeinflussen könnten.

Auf der anderen Seite werden die bestehenden Gaslagerstätten, soweit sie noch über Entwicklungspotenziale verfügen, im Allgemeinen in dem Maße entwickelt, dass die Reservensituation in Deutschland etwa stabil gehalten werden kann. Eine intensivere Erschließung der Gaslagerstätten mit dem Ziel, die Kapazitäten zu steigern, ist in vielen Fällen einerseits aus technischen Gründen (Kapazitätsbegrenzung der Entschwefelungsanlagen im Sauergasbereich) und andererseits aufgrund der Strukturen des Gasmarktes nicht möglich.

Eine Ausnahme stellt das Ölfeld Mittelplate dar. Dieses Feld ist mit einem solchen Entwicklungspotenzial ausgestattet, dass die Tätigkeiten in diesem Feld nun schon über mehrere Jahre eine tragende Säule der inländischen Bohraktivität darstellen. In 2002 wurden dort sechs Bohrungen niedergebracht, die mehr als 40 % der gesamten inländischen Bohrmeterleistung ausmachten.

2.1 Explorationsbohrungen

In 2002 wurden wie im Vorjahr vier Aufschlussbohrungen (Tab. 1) gebohrt. Aufschlussbohrungen haben das Ziel, neue Lagerstätten zu finden. Drei dieser Bohrungen wurden in Norddeutschland niedergebracht. Davon sollten zwei in den Sandsteinen des Rotliegend Gaslagerstätten nachweisen. Keine der beiden Bohrungen war erfolgreich. Ebenfalls als nicht fündig eingestuft wurde eine Bohrung aus dem Jahr 1997. Erstmals nach vielen Jahren wurde in Norddeutschland wieder der Versuch unternommen, eine neue Öllagerstätte zu erschließen, leider ohne Erfolg.

In der Ostmolasse Süddeutschlands wurde eine weitere Aufschlussbohrung niedergebracht. Es war innerhalb der vergangenen zwei Jahre die dritte Gas-Aufschlussbohrung in dieser Region. Alle drei Bohrungen blieben erfolglos.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen wurden in 2002 vier neue Projekte begonnen, allesamt in Norddeutschland. Mit Teilfeldsuchbohrungen wird in der unmittelbaren Nähe zu bekannten Lagerstätten nach Öl oder Gas gesucht. Die Ziele der Projekte lagen im Zechstein, im Permokarbon unterhalb einer Zechsteinlagerstätte und im Rotliegend. Zwei Bohrungen bohrten am Jahresende 2002 noch, die beiden anderen hatten noch kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Im Folgenden sollen die Ziele und Ergebnisse der laufenden Explorationsbohrprojekte kurz dargestellt werden. Die Lokationen der Bohrungen sind in Abhängigkeit ihrer Zielhorizonte in den Abbildungen 1 und 2 dargestellt.

Tabelle 1 **Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2002**

Name	Operator	Ziel/ Fundhorizont	Status
Aufschlussbohrungen (A3)			
Alpenvorland			
Rotter Forst C1	RWE Dea	Chatt, Aquitan	fehl
Elbe-Weser			
Aljarn 1	RWE Dea	Dogger, Rhät	fehl
Aljarn 1a	RWE Dea	Dogger, Rhät	fehl
Hohne Z1	RWE Dea	Rotliegend	fehl
Walsrode-Ost Z1*	EMPG	Rotliegend	n. k. E.
Wisselshorst Z1*	Preussag	Rotliegend	fehl
Weser-Ems			
Emtinghausen-West Z1	Wintershall	Rotliegend	fehl
Teilfeldsuchbohrungen (A4)			
Elbe-Weser			
Imbrock-Süd Z1	RWE Dea	Rotliegend	bohrt
Weser-Ems			
Bahrenborstel Z14	Wintershall	Zechstein	bohrt
Blaukirchen Z1*	Preussag	Rotliegend	n. k. E.
Klosterseelte Z6a	EMPG	Permokarbon	n. k. E.
Klosterseelte Z6b	EMPG	Zechstein	n. k. E.

Status mit Stand vom 31. Dezember 2002;
*: Endteufe vor 2002 erreicht; n. k. E.: noch kein Ergebnis.

EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH; Preussag – Preussag Energie GmbH; RWE Dea – RWE Dea AG; Wintershall – Wintershall AG

2.1.1 Aufschlussbohrungen

Gebiet Elbe-Weser

Die Bohrung *Aljarn 1* (RWE Dea[1]) wurde etwa 17 km südöstlich von Lüneburg im nördlichen Teil des Gifhorn-Hamburger Troges abgeteuft. Sie sollte in der Anschleppungszone des Horndorfer Salzstocks in den Sandsteinen des Dogger Beta eine Öllagerstätte suchen. Als weiterer Zielhorizont waren die Sandsteine des Mittelrhät ausgewiesen, die in analoger Fallenposition ebenfalls ölführend vermutet wurden. Entgegen der Prognose traf die Bohrung an der Salzstockflanke angeschleppte Schichten des mittleren Keuper an und wurde daraufhin in einer Teufe von 1.750 m eingestellt. Um die Zielhorizonte im Hangenden erreichen zu können, wurde die Bohrung zur *Aljarn 1a* abgelenkt. Nach technischen Problemen, die zur Aufgabe des Bohrloches und Ablenkung der Bohrung zwangen, konnten die Dogger Beta-Sandsteine aufgeschlossen werden; leider waren die Sandsteine verwässert. Im Lias stehend musste das Bohrloch wegen erneuter technischer Probleme in einer Teufe von 2.133 m aufgegeben werden. Auf eine weitere Ablenkung der Bohrung zur Untersuchung des Mittelrhät-Sandsteins wurde verzichtet. Die Bohrung wurde als fehl eingestuft und verfüllt.

Einige Kilometer nördlich der Aller wurde innerhalb der Erlaubnis Gifhorn die Bohrung *Hohne Z1* (RWE Dea) abgeteuft. Das Ziel der Bohrung waren die potenziell gasführenden Sandsteine des Rotliegend, die nach Interpretation des seismischen 3D-Surveys »Gifhorn-Hohne« in einer Hochlage identifiziert wurden. Das Zielgebiet lag bezüglich der Horizonte im Rotliegend in einer relativ unerforschten Region, südlich des Gürtels der bekannten Rotliegend- Gasfelder.

Die nächstgelegenen Bohrungen mit bekannten Rotliegendprofilen befinden sich in einer Entfernung von 20–30 km. Ende 2001 stand die Bohrung bei einer Teufe von 5.103 m bereits im Rotliegend, und zwar im Grenzbereich zwischen Hannover- und Dethlingen- Formation. Anfang Januar 2002 wurde die Bohrung bei einer Teufe von 5.152 m im Vulkanit des Rotliegend eingestellt, wegen unzureichender Speichereigenschaften der Träger als fehl eingestuft und ohne Teste verfüllt.

Bereits 1993 war an der Westflanke des südlichen Schneverdingen-Grabens die Bohrung *Walsrode-Ost Z1* (EMPG) abgeteuft worden. Der Wustrow- und der Havel-Sandstein des Rotliegend waren gasführend angetroffen worden, die schlechten

[1] Auftraggeber bzw. federführende Firma, Abkürzungen siehe Tabelle 1.

Speichereigenschaften der Träger ließen aber keine wirtschaftliche Förderung erwarten. Eine geplante Ablenkung der Bohrung steht weiterhin zur Diskussion.
Ebenfalls im südlichen Schneverdingen-Graben hatte 1997 die Bohrung *Wisselshorst Z1* (Preussag) den Wustrow- und den Elbe/Havel-Sandstein des Rotliegend gasführend aufgeschlossen. Aufgrund der schlechten Testergebnisse wurde in 1998 eine Frac-Behandlung durchgeführt. Die Förderrate konnte aber nicht in dem erhofften Umfang gesteigert werden, so dass nach wie vor keine wirtschaftliche Produktion möglich ist. Seitdem wurden keine weiteren Arbeiten an der Bohrung vorgenommen. Im Berichtsjahr wurde die Bohrung als fehl eingestuft. Die Bohrung steht weiterhin offen, da über eine Ablenkung der Bohrung zur Entwicklung der Tight-Gas-Ressourcen noch nicht entschieden wurde.

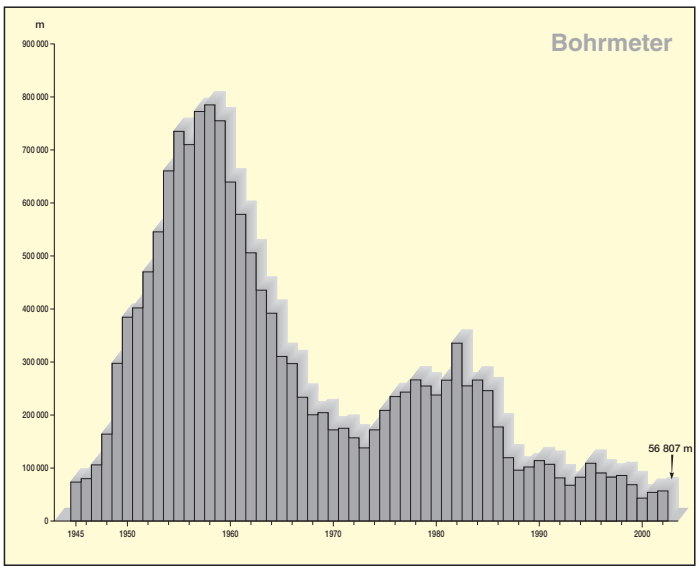


Abb. 3 Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945–2002

Gebiet Weser-Ems
Mit der Bohrung *Emtinghausen-West Z1* (Wintershall) wurde die Rotliegend-Exploration an der Ostflanke des Oldenburg-Hochs wieder aufgenommen. Die letzte Bohrung, die das Rotliegend im Arsten-Graben erkundete, war die etwa 35 km nordwestlich gelegene, nicht fündige Bohrung Ganderkesee Z2 aus dem Jahre 1996. Die Bohrung Emtinghausen-West Z1 zielte auf eine tektonisch begrenzte Scholle im südlichen Teil des Arsten-Grabens etwa 6 km südlich der Bohrung Emtinghausen 8Z, die im höheren Teil des Rotliegend dichte Sandsteine und im tieferen Teil fanglomeratisch entwickelte Sedimente angetroffen hatte. Als Zielhorizonte der Bohrung Emtinghausen-West Z1 wurden Sandsteine der Elbe- und Havel-Subgruppe ausgewiesen. Am Jahresende 2001 stand die Bohrung bei etwa 4.500 m Teufe in Salzen des Zechstein. Nach technischen Problemen im Staßfurt-Karbonat musste das Bohrloch aufgegeben werden. Die Ablenkung erreichte ihre Endteufe von 5.100 m in einer vulkanoklastischen Abfolge der Havel-Subgruppe des Rotliegend. Die erbohrten Sandsteine der Hannover- und Dethlingen-Formation wiesen sehr schlechte Speichereigenschaften auf und waren verwässert. Die Bohrung war damit nicht fündig und wurde ohne Teste verfüllt.

Alpenvorland
Die Bohrung *Rotter Forst C1* (RWE Dea) suchte in der Ostmolasse etwa 5 km nördlich der Lagerstätte Inzenham-West nach Erdgas. Ziele der Bohrung waren die Sandsteine des Aquitan und des Chatt. Die Zielpunkte waren durch eine Antiklinalstruktur im Niveau des Aquitan sowie durch eine seismische Amplitudenanomalie im Bereich einer Hochlage des Chatt definiert und lagen in Ost-West-Richtung etwa 700 m voneinander entfernt. Die Bohrung traf im Aquitan und auch im Chatt mächtige Sandsteine an, die entgegen der Prognose aber nur selten grobkörnig und gut porös ausgebildet waren. Ursprünglich sollte die Bohrung bei etwa 2.800 m innerhalb der Chatt-Sandsteinserie eingestellt werden. Da die Gasanzeichen bei Annäherung an die geplante Endteufe jedoch anstiegen und auch die Spülproben zunehmend positive Anzeichen für die Speichereigenschaften der Sandsteine zeigten, wurde entschieden, die Bohrung bis zur vermuteten Basis der Sandsteinserie zu vertiefen. Die Bohrung wurde in einer Teufe von 3.020 m in Tonmergeln, die vermutlich dem Rupel zuzuordnen sind, eingestellt. Da alle Speicher verwässert waren, wurde die Bohrung als fehl eingestuft und verfüllt.

2.1.2 Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Elbe-Weser
Die Bohrung *Imbrock-Süd Z1* (RWE Dea) sollte die Sandsteine des Rotliegend in einer strukturellen Hochlage zwischen den produzierenden Rotliegend-Gasfeldern Imbrock und Becklingen/Wardböhmen hinsichtlich ihrer Gasführung untersuchen. Der Ansatzpunkt liegt 2,5 km südwestlich der Bohrung Imbrock Z1 und 6 km nordwestlich der Bohrung Becklingen Z1 am äußersten Rande des Truppenübungsplatzes Bergen. Der Zielpunkt liegt etwa 650 m südsüdwestlich entfernt innerhalb des Truppenübungsgeländes. Nach den Ergebnissen der umliegenden produktiven Bohrungen kann in dieser Region vor allem innerhalb der tieferen Dethlingen-Formation mit speicherfähigen Sandsteinen gerechnet werden, die vermutlich auch gasführend sind, soweit sie oberhalb des angenommenen Gas-Wasser-Kontaktes angetroffen werden. Zum Jahresende 2002 hatte die Bohrung die Zielhorizonte noch nicht erreicht und stand bei 4.086 m im Mittleren Buntsandstein.

Gebiet Weser-Ems
Mit der Bohrung *Bahrenborstel Z14* (Wintershall) sollte das Staßfurt-Karbonat einer tektonischen Scholle an der Westflanke des Feldeskomplexes Bahrenborstel-Burgmoor- Uchte untersucht werden. Eines der Risiken in dieser Region stellt die Gasqualität dar. Aufgrund lokal hoher Kohlendioxidgehalte der Erdgase blieb in der Vergangenheit schon so mancher Bohrung der wirtschaftliche Erfolg versagt. Zur Ermittlung der strukturellen Situation und der Gasqualität war geplant, das Staßfurt-Karbonat zunächst mit einem Pilotloch aufzuschließen. Im Erfolgsfall sollte die Bohrung abgelenkt werden und der Träger mit einem horizontalen Bohrloch aufgeschlossen werden. Zum Jahresende 2002 hatte die Bohrung den Zielhorizont noch nicht erreicht und stand bei 2.188 m im Mittleren Buntsandstein.
In der Rotliegend-Provinz Ostfriesland wurde in 2001 die Bohrung *Blaukirchen Z1* (Preussag) etwa 2 km nordöstlich der Lagerstätte Großes Meer abgeteuft. Die Bohrung hat die Rotliegend-Sandsteine nicht so strukturhoch angetroffen wie ursprünglich prognostiziert, sondern etwas tiefer als in der Bohrung Großes Meer Z1, aber dennoch mit deutlichen Gasanzeichen. Vier Intervalle innerhalb der Rotliegend-Sandsteine wurden getestet. Alle Intervalle waren verwässert. Selbst im höchsten Intervall floss nach einer kurzen Phase der Gasförderung Formationswasser zu. Ein Test auf das Werra-Karbonat erbrachte geringe nicht wirtschaftlich förderbare Gasmengen. Die Bohrung wird weiterhin offen gehalten, da Möglichkeiten einer Ablenkung auf strukturhöhere Bereiche geprüft werden.
Mit der Bohrung *Klosterseelte Z6* (EMPG) wurden mehrere Ziele verfolgt. Die Stammbohrung wurde zunächst als Produktionsbohrung im zentralen und strukturhöchsten Teil des Gasfeldes Klosterseelte bis in den Werra-Anhydrit abgeteuft. Aufgrund der mehrjährigen Erdgasförderung in diesem Feld wurde im Staßfurt-Karbonat wie erwartet ein abgesenkter Lagerstättendruck angetroffen. Zur Untersuchung des Permokarbon wurde die Bohrung als *Klosterseelte Z6a* vertieft. Im Allgemeinen sind die Oberkarbon-Sandsteine nicht mit besonders guten Trägereigenschaften ausgestattet. Um einer potenziellen Trägerschädigung vorzubeugen, kam bei der Vertiefung deshalb die Technik des »Underbalanced Drilling« (Bohren mit geringer Spülungsauflast) zur Anwendung. Unterhalb der Zechstein-Basis wurde geringmächtiges Rotliegend erbohrt, an das sich bis zur Endteufe von 4.801 m Ton- und

Sandsteine des Oberkarbon anschlossen. Während des Bohrens gab es in beiden Intervallen gute Gasanzeichen. Im Rahmen der anschließenden Druckaufbauteste konnten sowohl aus dem Rotliegend als auch aus dem Oberkarbon nur sehr geringe Zuflüsse festgestellt werden, so dass die Sandsteine als relativ dicht interpretiert werden müssen. Aus dem Werra-Anhydrit wurde die Bohrung als *Klosterseelte Z6b* auf die etwa 300 m tiefer liegende östliche Tiefscholle abgelenkt, um dort das Staßfurt-Karbonat zu untersuchen. Hinweise auf ein gasführendes Staßfurt-Karbonat auf der Tiefscholle waren bislang nur durch das ca. 5 km entfernt liegende Gasfeld Syke gegeben. Nach Problemen mit der Bohrlochstabilität, die letztlich zur Aufgabe und Ablenkung des Bohrloches führten, kam die Bohrung hinter der Hauptstörung direkt in das Staßfurt-Karbonat der Tiefscholle und schloss dieses bis zum Erreichen der Endteufe bei 5.230 m auf etwa 100 m Länge annähernd horizontal auf. Das Bohrloch wurde ohne Bohrlochmessungen komplettiert. Ein Test war für das zweite Quartal 2003 geplant.

2.2 Feldesentwicklungsbohrungen

Die Anzahl der laufenden Bohrprojekte hat sich gegenüber dem Vorjahr positiv entwickelt. Sie stieg von siebzehn auf dreiundzwanzig. Zu etwa einem Drittel wurden die Projekte als geologische Ablenkungen (im Bohrungsnamen mit nachgestelltem »a«, »b«, usw. gekennzeichnet) bereits produzierender Sonden realisiert. Wenn die Förderung zeigt, dass Sonden nicht optimal platziert sind, kann auf diese Weise mit vergleichsweise geringerem Aufwand eine Fördersteigerung erzielt werden, in dem z. B. strukturhöhere Bereiche erschlossen werden, die eine geringere Verwässerung aufweisen. Neue Bohrungen würden in solchen Fällen häufig keine Wirtschaftlichkeit erreichen.

In der Rotliegend-Erdgasprovinz zwischen Elbe und Weser wurden die Bohrungen Salzwedel 125a, Söhlingen Z9a und Völkersen Z6 gasfündig. Im Gasfeld Söhlingen wurde mit der Bohrung Söhlingen Z15 das vierte Tight-Gas-Projekt angegangen, mit dem das Erdgas eines geringpermeablen Sandsteins der Lagerstätte mittels Horizontalbohrtechnik in Kombination mit einer mehrfachen Frac-Behandlung förderbar gemacht werden soll.

Im Sauergasrevier zwischen Weser und Ems wurden die Bohrungen Bahrenborstel Z8a und Dötlingen Z13a im Staßfurt-Karbonat des Zechstein fündig. Die Bohrung Klosterseelte Z6 hatte zum Jahresende 2002 noch kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Etwa zwei Drittel der Feldesentwicklungsbohrungen waren Ölprojekte. Dieser Anteil spiegelt die Entwicklung des Ölpreises wider. Er zeigt, dass bei dem derzeitigen Ölpreisniveau auch in den alten Ölfeldern des Westemslandes noch lukrative Projekte herausgearbeitet werden können. Im Westemsland wurden im Ölfeld Rühle fünf Projekte, davon drei geologische Ablenkungen, sowie in Georgsdorf und Scheerhorn jeweils ein Projekt als geologische Ablenkung fündig. In den Ölfeldern Emlichheim (Westemsland), Vorhop (Weser-Ems) und Landau (Oberrheintal) wurde jeweils eine Hilfsbohrung abgeteuft.

Im Ölfeld Mittelplate unter dem Wattenmeer vor der Westküste Schleswig-Holsteins wurde die Bohraktivität auf dem hohen Niveau des Vorjahres fortgeführt. Mit den fertig gestellten Extended-Reach-Bohrungen Dieksand 6, 7 und 8 ist die Erschließung des Ölfeldes von Land aus vorerst abgeschlossen. Alle drei Bohrungen wurden fündig (Ergebnis Dieksand 8 in 2003). Von der Plattform aus wurden die Produktionsbohrungen Mittelplate-A 15 und 16 sowie eine Wassereinpressbohrung abgeteuft. Die Hilfsbohrung hatte ihr Ziel erreicht, die Produktionsbohrungen waren zum Jahresende 2002 noch nicht beendet.

2.3 Bohrmeter

Gemessen an der Bohrmeterleistung lag die Bohraktivität in 2002 mit 56.807 m auf dem Niveau des Vorjahres (Abb. 3) und entsprach damit in etwa dem grob prognostizierten Wert von 50.000 m. Vor dem Hintergrund der geringen Bohraktivität lassen sich genauere Prognosen nur schwer ableiten. Denn schon die Realisierung nur eines geplanten Tiefbohrprojektes auf die Gasträger im Zechstein oder Rotliegend kann die jährliche Bohrmeterleistung um bis zu 10 % anwachsen lassen. Entsprechend bewirkt die Verschiebung eines solchen Projektes ins Folgejahr das Gegenteil. Für das laufende Jahr wird auf der Basis der geplanten Bohrprogramme und der bislang durchgeführten Bohrungen mit einer deutlich geringeren Bohrleistung gerechnet.

Aufgrund der großen relativen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf die unterschiedlichen Bohrungskategorien, wird in diesem Beitrag zur Betrachtung der Entwicklung der Bohraktivität auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangehenden fünf Jahre herangezogen. Gegenüber diesem Mittelwert ließ die Bohrleistung in 2002 um 15 % nach. Nach dem Abwärtstrend seit 1995 hat sich aber eine gewisse Stabilisierung eingestellt (Abb. 3).

Auf die Kategorie der Explorationsbohrungen entfiel mit 14.300 m ein Viertel der Bohrmeter. Damit ist dieser Anteil wieder auf die geringen Werte der Jahre 1999 und 2000 zurückgefallen. Gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre bedeutet dies einen Rückgang um knapp 36 %. Angesichts der ausbleibenden Erfolge der Explorationsbohrtätigkeit bleibt abzuwarten, in welchem Maße die Bohraktivitäten in der Exploration fortgeführt werden.

In der Feldesentwicklung ist die Bohrleistung wieder deutlich auf etwa 42.500 m angestiegen und hat damit fast das Mittel der vorangehenden fünf Jahre erreicht. Maßgeblich ist dieser Wert auf die Bohraktivitäten im Ölfeld Mittelplate zurückzuführen. Hier wurden 42 % der gesamten Bohrmeter oder 57 % der Bohrmeter der Feldesentwicklung abgeteuft. Insbesondere haben die Extended-Reach-Bohrungen Dieksand 7 und 8 dazu beigetragen.

Entsprechend hat sich die Verteilung der Bohraktivitäten auf die Bundesländer verändert. In Niedersachsen wurden zwar nach wie vor die meisten Bohrmeter abgeteuft, doch hat dessen Anteil von 63 % im Vorjahr auf 52 % in 2002 zugunsten von Schleswig-Holstein (Zunahme von 30 % auf 42 %) abgenommen. Auf Bayern entfielen 5 % der Bohrleistung. Geringere Aktivitäten gab es in den Bundesländern Sachsen-Anhalt und Rheinland-Pfalz.

3 Geophysik

Wie im Vorjahr lag der Schwerpunkt der geophysikalischen Vorerkundung in 2002 in der Nordsee. Im Vorjahr hatten besonders Offshore-Messungen in der Nordsee den Umfang der 3D-Seismik mit 2.400 km^2 wieder auf ein Niveau wie zu Zeiten des Maximums der Aktivitäten in den frühen 1990er Jahren angehoben. Damals wurden allerdings ausschließlich aufwändigere Onshore-Messungen durchgeführt.

Im historischen Vergleich wurde in 2002 mit einer Gesamtfläche von fast 1.500 km² ein hohes Niveau von 3D-seismischen Messungen erreicht. Gemessen wurden lediglich zwei Surveys. Im Bereich des Entenschnabels der Nordsee wurde im Auftrag der Fugro-Geoteam A/S eine 3D-Seismik akquiriert, die eine Fläche von 3.330 km^2 überdeckt. Etwa 1.400 km^2 dieser Fläche liegen im deutschen Sektor in den Blöcken des Konsortiums BEB Erdgas und Erdöl GmbH, RWE Dea AG & Gaz de France (Erlaubnisgebiet B 20008/52) und in den Blöcken der Maersk Öl und Gas GmbH (Erlaubnisgebiet B 20008/19), die restliche Fläche liegt im holländischen und dänischen Sektor. Parallel mit der Aufnahme der 3D-Seismik wurden von der Fugro-LCT Ltd. kontinuierlich gravimetrische Daten aufgezeichnet. Mit diesem Datensatz stehen hochauflösende gravimetrische Daten für die gesamte Fläche des 3D-Surveys zur Verfügung. Onshore wurde ein seismischer 3D-Survey in Ostfriesland im Erlaubnisgebiet Leer der Preussag Energie GmbH zu Ende geführt, mit dessen Aufnahme in 2001 begonnenen wurde.

Gegenüber dem Vorjahr ist der Umfang der 2D-Seismik sprunghaft von etwa 450 Profilkilometern auf knapp 3000 Profilkilometer angestiegen und erreichte damit im langjährigen Vergleich ein recht hohes Niveau. Entsprechend der 3D-Seismik wurden die Messungen fast ausschließlich in der Nordsee vorgenommen. 2.950 Profilkilometer entfallen auf einen Survey im Bereich des Schillgrund Hochs in den Blöcken des Konsortiums Denerco Oil A/S & Intrepid Energy North Sea Ltd. (Erlaubnisgebiet B 20008/64).

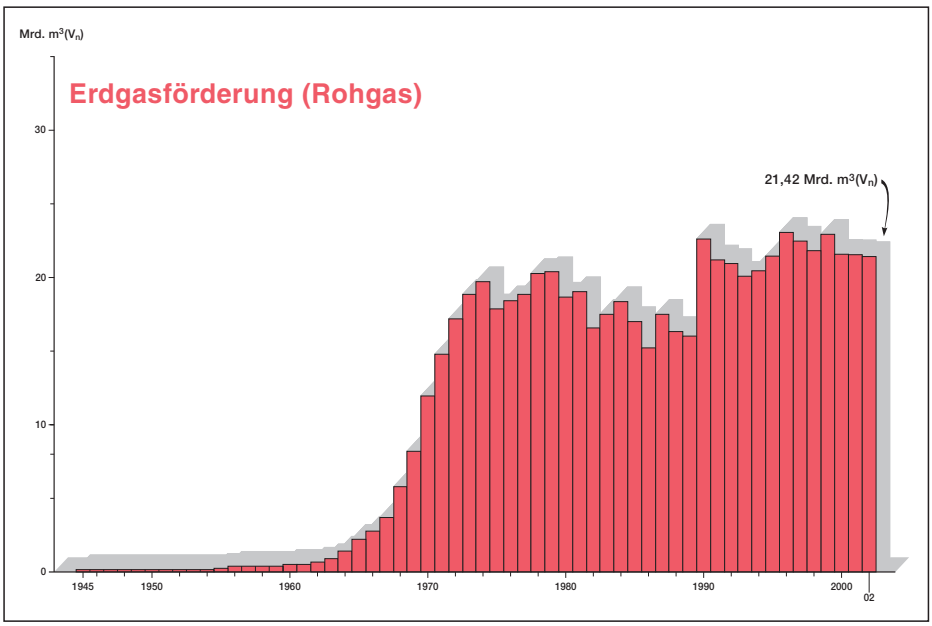


Abb. 4 Erdgasförderung 1945–2002

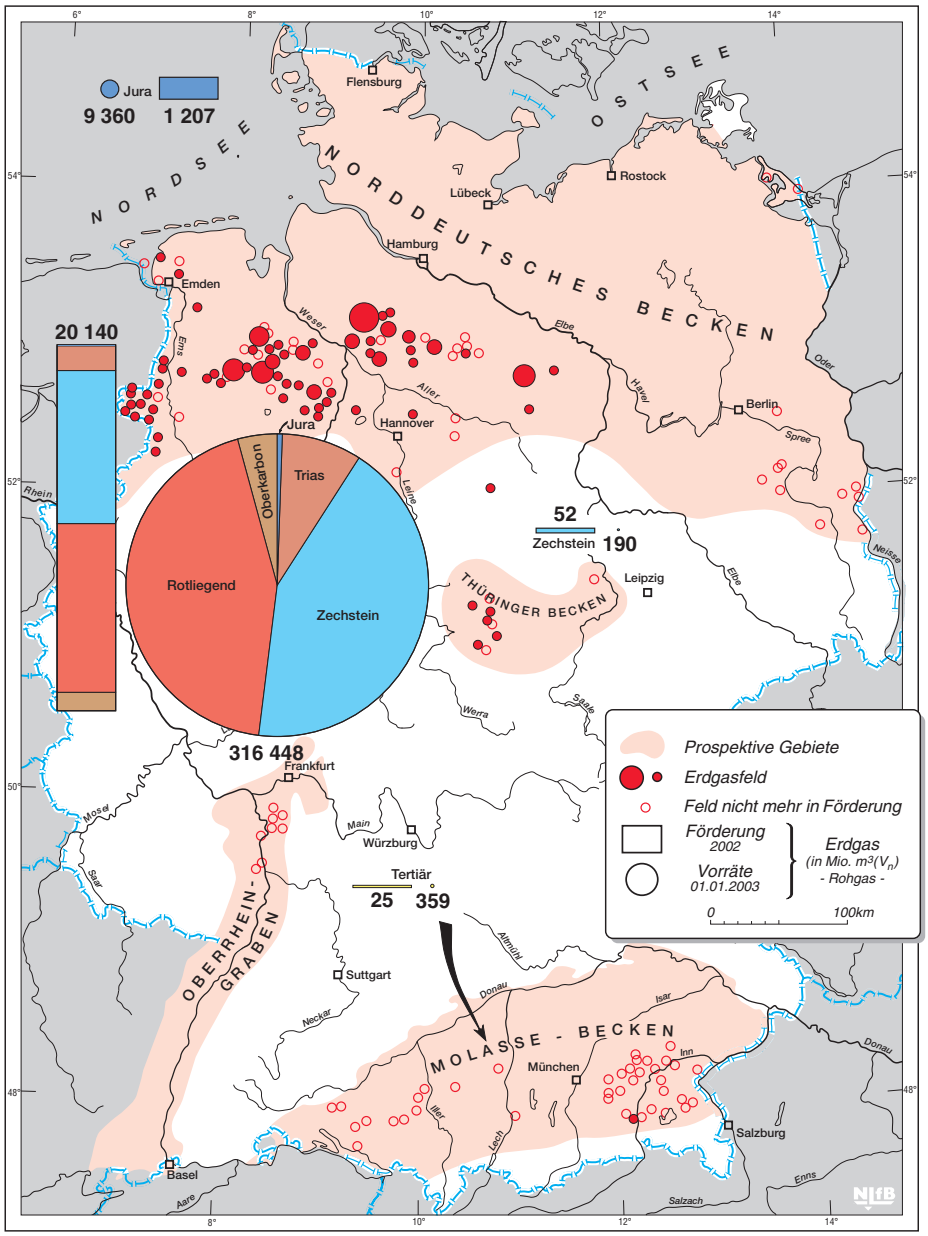


Abb. 5 Erdgasförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt. Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems inkl. der Lagerstätte Ochtrup, 3. Thüringer Becken, 4. Alpenvorland

Onshore wurden 2D-seismische Messungen nur im Rahmen eines Surveys im Erlaubnisgebiet Celle der RWE Dea AG durchgeführt. In Ostfriesland wurden in den Erlaubnisgebieten Bedekaspel und Leer der Preussag Energie GmbH gravimetrische Daten im Umfang von 1.100 km² akquiriert.

4 Erdgas- und Erdölproduktion

Nach vorläufigen Angaben des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW, Wochenbericht 6/03) ist der Primärenergieverbrauch (PEV) in der Bundesrepublik Deutschland in 2002 um 1,9 % gesunken. Als Ursachen wurden die schwache Konjunktur und die mildere Witterung gegenüber 2001 angegeben. Bei gleicher Witterung wäre der PEV nur um 0,6 % geringer ausgefallen. Der Erdgasverbrauch ist nach DIW um 0,4 % auf umgerechnet 98,0 Mrd. m³ Reingas[2)] gesunken, der Mineralölverbrauch um 3,7 % auf 125 Mio. t. Die inländische Erdgas- und Erdölförderung trug rechnerisch zu 20,5 % zum Erdgasverbrauch und zu 3,0 % zum Mineralölverbrauch bei.

Mit 21,5 Mrd. m³ in Feldesqualität ist die inländische **Erdgasförderung**[3)] gegenüber den beiden Vorjahren nahezu unverändert geblieben (Abb. 4). In Reingasqualität entspricht diese Fördermenge einem Volumen von 20,1 Mrd. m³.

Ende des Jahres 2002 standen 86 Erdgasfelder in Förderung. Die niedersächsischen Felder und Teilfelder Alvern/Munsterlager, Kirchseelte, Ringe (Zechstein) und Neubruchhausen förderten in 2002 kein Gas mehr. In Sachsen-Anhalt wurde das Feld Großer Fallstein aufgegeben und verfüllt und im Gasfeld Wenze die Förderung wieder aufgenommen.

Unter den Bundesländern nimmt Niedersachsen wie im Vorjahr mit 86 % nach wie vor die Spitzenstellung bei der inländischen Erdgasförderung ein. Der Anteil von Sachsen-Anhalt lag unverändert bei knapp 8 %. Auf die Nordsee entfallen etwa 6 % der Fördermengen. Wird die Reingasqualität zugrunde gelegt, so verschiebt sich die Verteilung aufgrund der hohen Stickstoffgehalte der Erdgase aus Sachsen-Anhalt und des hochkalorischen Gases der Nordsee: Niedersachsen 89 %, Nordsee 7 %, Sachsen-Anhalt 3 %.

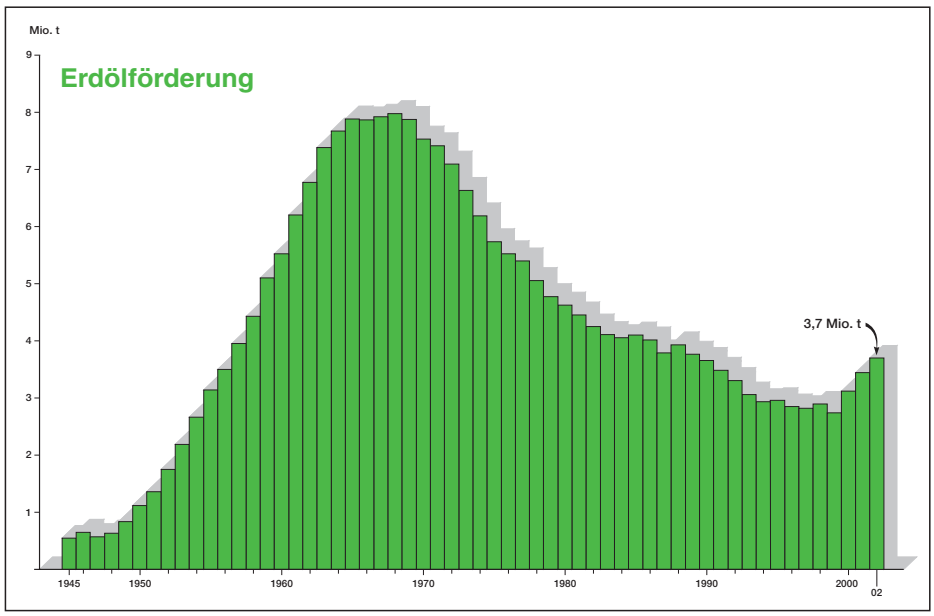
Einen Eindruck von der Fördermenge einzelner Felder vermitteln die drei förderstärksten Felder: Es sind das Rotliegend-Gasfeld Rotenburg-Taaken mit einer Jahresförderung von 2,6 Mrd. m³, das Zechstein-Gasfeld Goldenstedt/Visbek mit 1,9 Mrd. m³ und das Rotliegend-Gasfeld Salzwedel mit 1,7 Mrd. m³.

---

2) Reingas: auf einen Brennwert von 9,7692 kWh/m³ normiertes Erdgas bei Normalbedingungen.

3) Gasvolumina der Produktion und der Reserven beziehen sich auf Normalbedingungen.

Abb. 6 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945–2002



In Abbildung 5 ist eine Aufteilung der Fördermengen auf die Regionen und geologischen Formationen dargestellt. Der überwiegende Teil der Erdgasmengen wird aus den permischen Reservoirs des Rotliegend (43 %) und des Zechstein (42 %) gewonnen. Die übrigen Mengen stammen von Speichern aus Trias, Jura, Karbon und Tertiär.

Die inländische **Erdölförderung** konnte nochmals deutlich auf 3,7 Mio. t gesteigert werden (Abb. 6). Gegenüber 2001 bedeutet dies einen Anstieg um 7,6 %. Ursache für die positive Entwicklung war wie schon im Vorjahr die voranschreitende Erschließung des Feldes Mittelplate über die Landstation Dieksand. In 2002 wurden die Extended-Reach-Bohrungen Dieksand 6, 7 und 8 fertig gestellt. Damit ist die Entwicklung des unter dem Wattenmeer vor der Westküste Schleswig-Holsteins liegenden Feldes von Land aus vorerst abgeschlossen. In 2002 wurde die geplante Plateauförderung der Landstation in Höhe von 1,2 Mio. t erreicht. Damit konnte die Fördermenge des Feldes Mittelplate um weitere 23 % auf 2 Mio. t angehoben werden.

Unterstützt durch den natürlichen Förderabfall der Felder in den anderen Bundesländern hat die Entwicklung in Mittelplate die Position Schleswig-Holsteins als Bundesland mit der höchsten Erdölförderung weiter ausgebaut. In Mittelplate, dem einzigen noch produzierenden Ölfeld Schleswig-Holsteins, wurden 54 % des inländischen Erdöls gewonnen. Der Anteil Niedersachens ging in der Folge auf 38 % zurück.

In Abbildung 7 ist eine Aufteilung der Fördermengen in den Regionen nach geologischen Formationen dargestellt. Aufgrund der aktuellen Entwicklungen wird inzwischen deutlich mehr als die Hälfte (61 %) des Erdöls aus den Sandsteinen des Dogger (z. B. Mittelplate) gewonnen. Die Förderung aus den Sandsteinen der Unterkreide (vor allem Westemsland) ist auf einen Anteil von etwa einem Viertel (27 %) zurückgegangen.

In der Rangfolge der förderstärksten Felder folgen hinter Mittelplate die niedersächsischen Felder Rühle mit etwa 304.000 t und Bramberge mit knapp 223.000 t Jahresförderung.

5 Erdgas- und Erdölreserven

Die sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven haben nochmals deutlich abgenommen (Abb. 8) und betrugen zum Stichtag 1. Januar 2003 in Feldesqualität 326,4 Mrd. m^3. Verglichen mit dem Vorjahr entspricht dieser Wert einem Rückgang um 16,6 Mrd. m^3. Von dem Rückgang besonders betroffen waren die sicheren Reserven, während die wahrscheinlichen Reserven nur leicht nachgaben. Ein Teil der Fördermengen

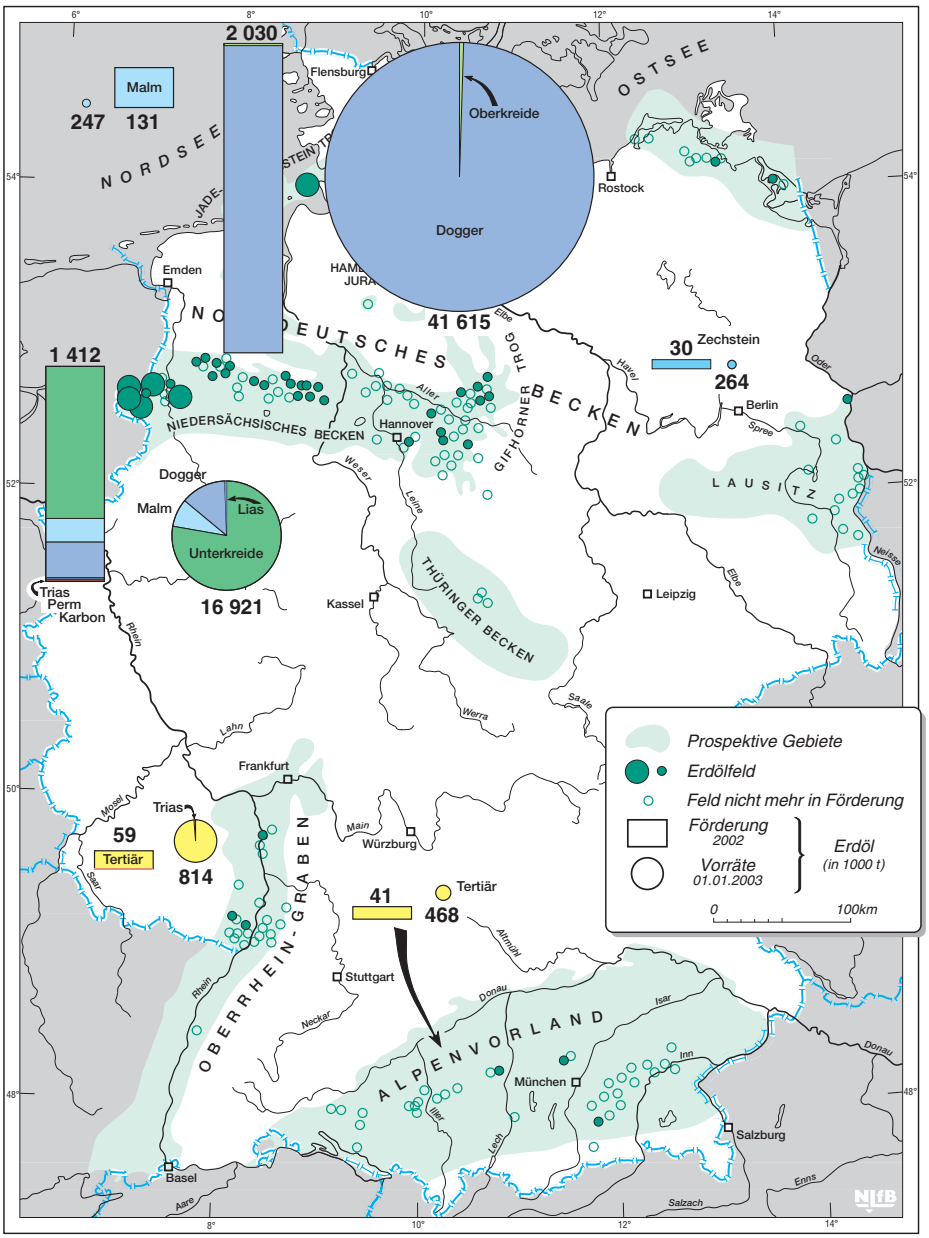


Abb. 7 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe, 3. Gebiet Oder/Neiße-Elbe, 4. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems inkl. der Lagerstätte Ochtrup, 5. Oberrheintal, 6. Alpenvorland

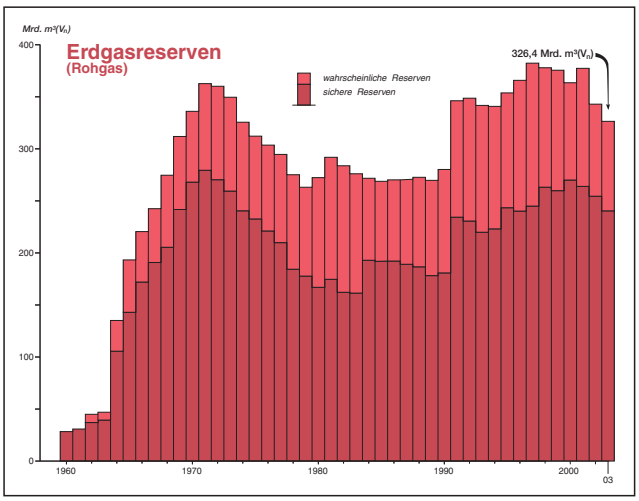


Abb. 8 Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1960–2003

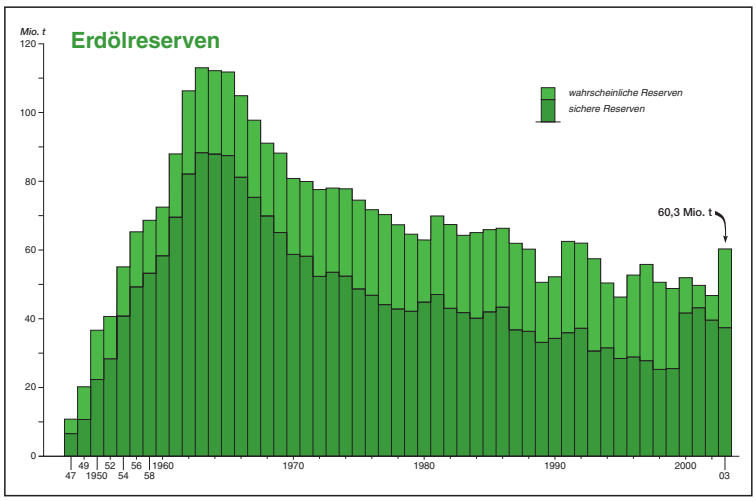


Abb. 9 Entwicklung der Erdölreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1947–2003

konnte also durch Reservenzuwächse ausgeglichen werden. Die zusätzlichen Reserven sind nicht auf Explorationserfolge, sondern auf Lagerstätten-Neubewertungen zurückzuführen. Abbildung 5 zeigt die Aufteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen und verdeutlicht, dass sich etwa 96 % der Erdgasreserven in niedersächsischen Lagerstätten befinden.

Die sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven wurden zum Stichtag 1. Januar 2003 mit 60,3 Mio. t beziffert (Abb. 9). Gegenüber dem Vorjahr ist das ein Anstieg von 13,6 Mio. t oder 29 %. Ursache dieses Anstieges ist vor allem eine Neubewertung des Feldes Mittelplate. Die Ergebnisse der seismischen Untersuchungen aus dem Jahre 2001 haben unter Berücksichtigung möglicher technischer Konzepte zur Ausbeute zu einer massiven Anhebung der wahrscheinlichen Reserven geführt. In den anderen Fördergebieten konnten die Reserven stabil gehalten werden, d. h. die Fördermengen aus 2002 konnten durch positivere Bewertungen ausgeglichen werden. In Abbildung 7 ist die aktuelle Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen dargestellt. Gegenwärtig liegen etwa 68 % der inländischen Erdölreserven in Schleswig-Holstein, sprich Mittelplate, und 28 % in niedersächsischen Lagerstätten.