

Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2004

Exploration and Production of Crude Oil and Natural Gas in Germany in 2004

Von M. PASTERNAK*

Abstract

This article gives a review of the results of exploration and production of oil and gas in Germany in 2004. The review is based on data collected continuously by the Geological Survey of Lower Saxony (NLfB) from the oil companies.

With the exception of a large aeromagnetic survey the exploration of oil and gas was continued almost at the same level as in the year before. The amount of 2D and 3D seismics decreased once again. Compared to the previous year the amount of 3D seismics decreased from 325 km² to 241 km² and the amount of 2D seismics decreased from 211 km to 67 km. As in the year before all data were acquired in the Southern German Molasse Basin. In Northern Germany an aeromagnetic survey covering about 30,000 km² was carried out.

The number of exploration wells practically has not changed. In addition to three new-field wildcats in the vicinity of a known gas field one new tectonic block test were drilled to find gas. Unfortunately none of these wells found gas in commercial quantities.

In field development the number of wells rose by almost one third and reached the level of 2002 again. Seventeen wells were successful. Ten of these wells were drilled in oil fields and the remaining seven wells were drilled in gas fields.

According to the number of wells the footage has clearly recovered. After the footage marked the lowest level since the mid-forties of the last century in 2003 it increased to almost 50,000 m in 2004. Compared to the previous year this value represents an increase by two thirds.

Although German natural gas consumption increased slightly the annual gas production could not be continued at the same level as in previous years. Compared to the previous year the annual gas production dropped by 8 % and amounted to 20.2 billion m³.

Total remaining proven and probable natural gas reserves continued to decline and

amounted to 270 billion m³ (field quality). That represents a reduction of 23 billion m³ which was more than German annual production.

Due to the common decline in production of German fields annual oil production decreased by 8 % to 3.5 million t.

Total remaining proven and probable oil reserves dropped by 2.8 million t to 51 million t. Only a small share of oil production could be replaced by new reserves due to a more positive evaluation of some oil fields.

Kurzfassung

Der vorliegende Beitrag gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland im Jahre 2004. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften, die vom NLfB regelmäßig erhoben werden.

Die Explorationsaktivitäten für Erdgas und Erdöl wurden – abgesehen von einem außergewöhnlich umfangreichen aeromagnetischen Survey – in etwa auf dem Niveau des Vorjahres fortgeführt. In den klassischen Disziplinen der geophysikalischen Vorerkundung, 2D- und 3D-Seismik, hat der Umfang weiter abgenommen. Gegenüber dem Vorjahr ist der Umfang der 3D-Seismik von 325 km² auf 241 km², der Umfang der 2D-Seismik von 211 Profilkilometern auf 67 Profilkilometer zurückgegangen. Wie im Vorjahr lagen alle Surveys im süddeutschen Molassebecken. In Norddeutschland wurde ein aeromagnetischer Survey auf einer Fläche von etwa 30.000 km² akquiriert.

Die Anzahl der Explorationsbohrungen hat sich gegenüber dem Vorjahr praktisch nicht verändert. Neben drei Aufschlussbohrungen wurde in der näheren Umgebung eines bekannten Feldes eine Teilfeldsuchbohrung abgeteuft. Alle Bohrungen waren auf Erdgassuche. Leider gelang es mit keiner der Bohrungen, wirtschaftlich förderbare Mengen nachzuweisen.

In der Feldesentwicklung ist die Anzahl der Bohrprojekte um etwa ein Drittel angestiegen und hat wieder das Niveau von 2002 erreicht. Siebzehn Projekte wurden erfolg-

reich beendet, davon zehn in Ölfeldern und sieben in Gasfeldern.

Entsprechend der Anzahl der Bohrprojekte hat sich auch die Bohrmeterleistung deutlich erholt. Nachdem die Bohrleistung in 2003 seit Bestehen der Bundesrepublik Deutschland ihr Rekordtief markierte, erreichte sie in 2004 knapp 50.000 m. Gegenüber dem Vorjahr entspricht das einem Zuwachs um zwei Drittel.

Obwohl der Erdgasverbrauch in Deutschland leicht angestiegen ist, hat die Erdgasförderung mit 20,2 Mrd. m³ nicht das Niveau der letzten Jahre halten können. Gegenüber dem Vorjahr fiel sie um etwa 8 % geringer aus.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven sank jetzt bereits das vierte Jahr in Folge. Mit 270 Mrd. m³ (Rohgas) haben die Reserven um knapp 23 Mrd. m³, also um mehr als die Jahresförderung, nachgegeben.

Die Erdölförderung (inkl. Kondensat) ist um knapp 8 % auf 3,5 Mio. t gefallen. Ursache war der natürliche Produktionsabfall in den Lagerstätten.

Die Erdölreserven wurden zum Stichtag 1. 1. 2005 mit 51 Mio. t bewertet. Dies entspricht einem Rückgang um etwa 2,8 Mio. t oder etwa 5 %. Ein Teil der Produktion konnte also durch günstigere Lagerstättenbewertungen ausgeglichen werden.

1 Einleitung

Der vorliegende Beitrag fasst die Ergebnisse der Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas des Jahres 2004 in Deutschland zusammen. Grundlage des Beitrages 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

(Nachfolgende Doppelseiten:)

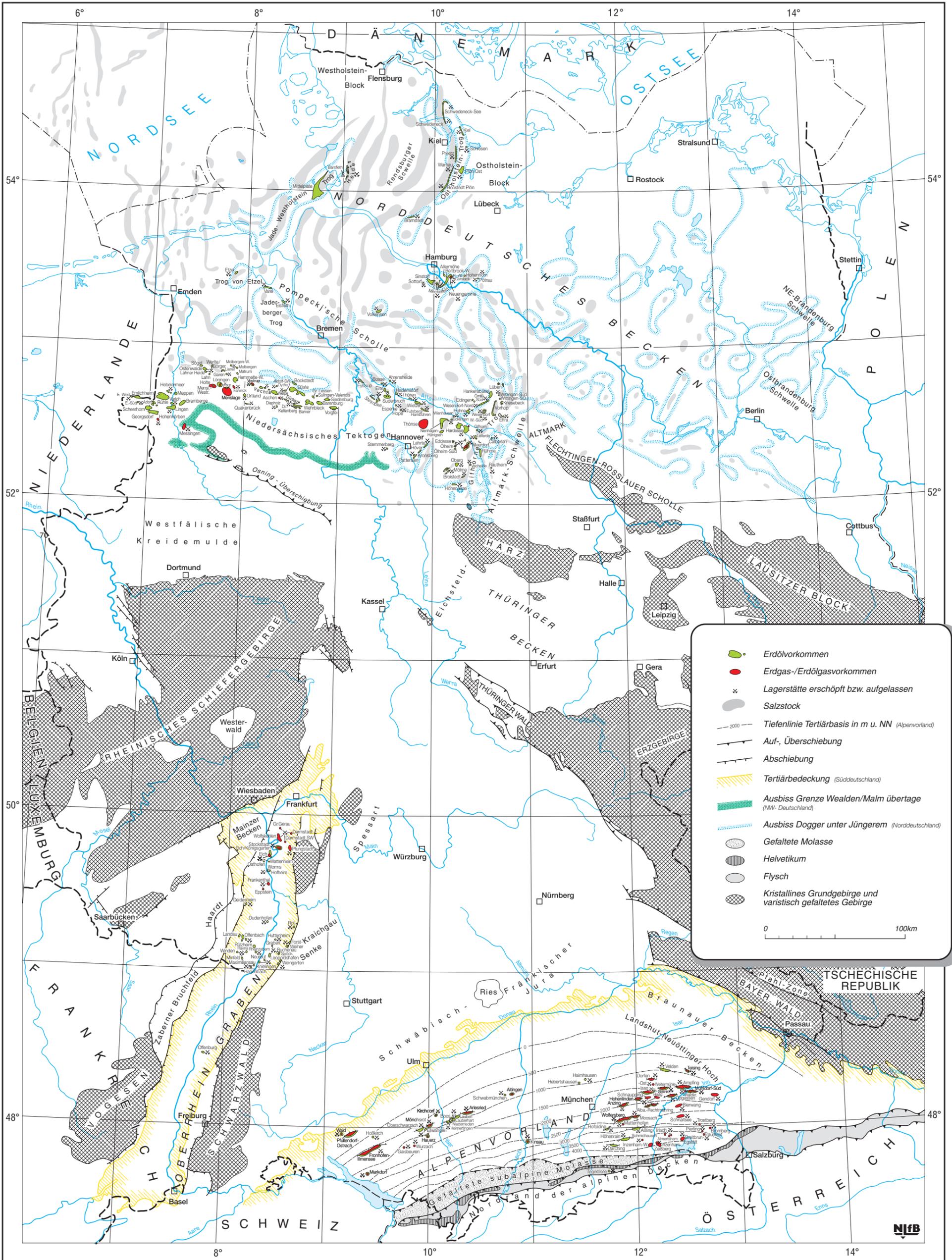
Abb. 1 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland. Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

Abb. 2 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2004. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein

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

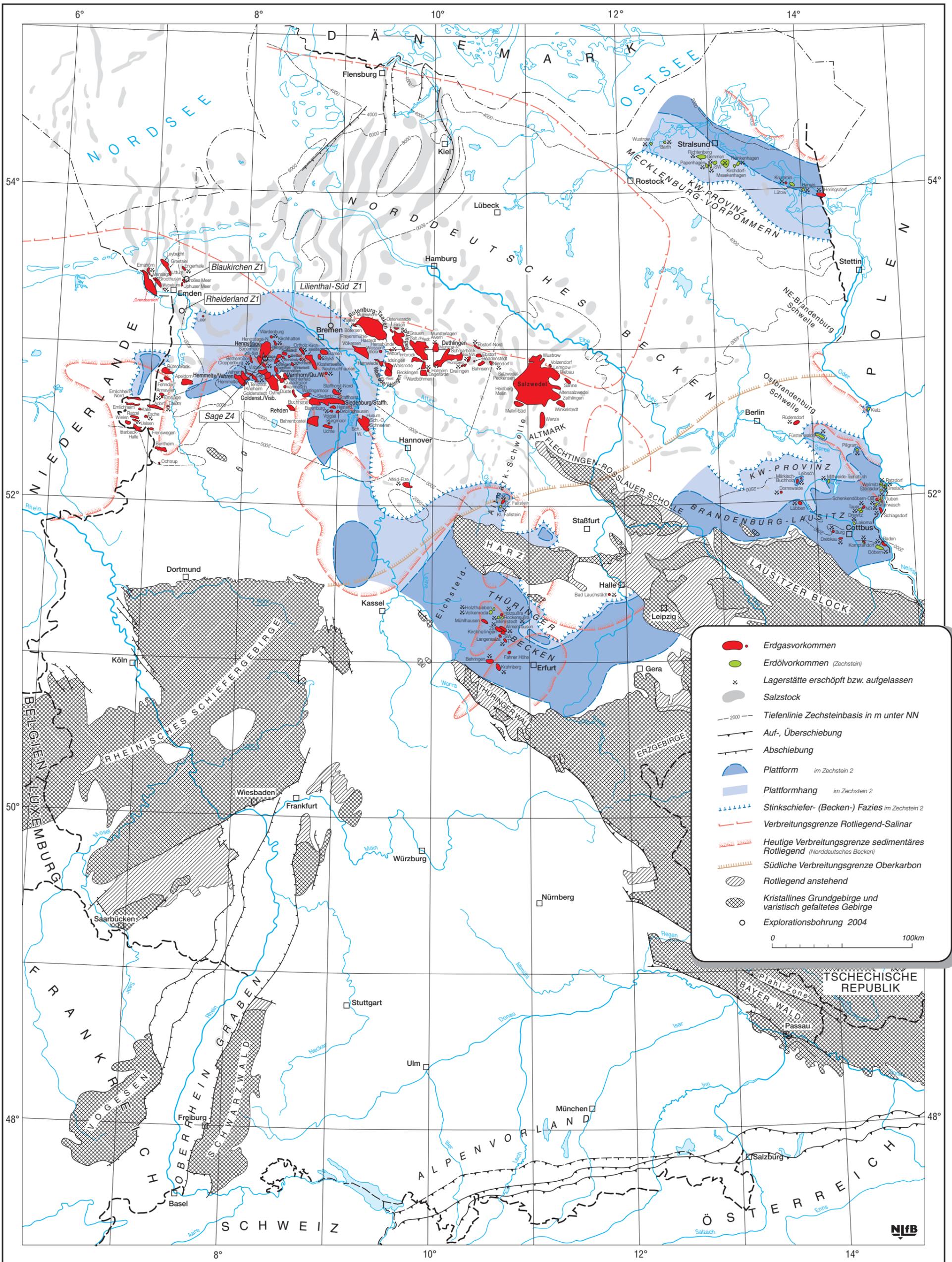
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein



(NLfB) bundesweit erhoben werden. Der Beitrag stellt einen Abriss des Berichtes »Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2004« des NLfB dar, der mit zahlreichen detaillierten Tabellen ausgestattet ist und im Internet unter der Adresse www.nlf.de/rohstoffe/produkte als Download zur Verfügung steht. Der Schwerpunkt dieses Abrisses liegt auf der Bohrtätigkeit der Exploration.

2 Bohrtätigkeit

Nach dem historischen Tiefstand der Bohraktivität im Jahre 2003 hat sich die Bohraktivität in 2004 wieder deutlich erholt. Gemessen an der Anzahl der aktiven Bohrprojekte und der Bohrmeterleistung wurde annähernd der Stand von 2002 erreicht. Die Bohrmeterleistung entsprach etwa dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre, lag aber noch im generellen Abwärtstrend der letzten zehn Jahre (Abb. 3).

Grundsätzlich ist der Umfang der Aktivitäten in der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas und Erdöl in Deutschland dadurch geprägt, dass es sich aus erdöl-/erdgasgeologischer Sicht um ein sehr reifes Gebiet handelt. So werden mit jedem realisierten Projekt die Möglichkeiten, wirtschaftlich attraktive Projekte herauszuarbeiten immer weiter eingeschränkt. Insbesondere, da die inländischen Projekte aufgrund der internationalen Aktivitäten der in Deutschland operierenden Gesellschaften bzw. ihrer Muttergesellschaften auch im Wettbewerb zu ausländischen Projekten stehen, die nicht zuletzt wegen der hohen inländischen Bohrkosten – u. a. bedingt durch die großen Teufen – in Relation zu den erwarteten Reserven häufig wirtschaftlich attraktiver sind.

Die Erholung der Bohraktivität geht vor allem auf eine Verstärkung der Feldesentwicklung im Öl- und Sauer gasbereich zurück. Im Ölbereich ist die Steigerung der Aktivitäten sicherlich auf die Ölpreissituation der jüngeren Vergangenheit zurückzuführen, so dass zunehmend Projekte in älteren Feldern, in denen über Jahre keine Bohraktivitäten stattgefunden haben, wieder an wirtschaftlicher Attraktivität gewinnen.

Im Sauer gasbereich werden zwecks Steigerung der Kapazitäten gegenwärtig zunehmend Projekte als Ablenkungen bestehender Produktionssonden mit Horizontalstrecken von bis zu einem Kilometer gebohrt, die auch in Trägerbereichen mit mäßigen Speichereigenschaften sehr gute Förderraten erzielen sollen.

Für die zukünftige Entwicklung der Bohrak-

Tabelle 1 Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2004

Name	Operator	Ziel/ Fundhorizont	Status
Aufschlussbohrungen (A3)			
<i>Nordsee</i> B4-5	Wintershall	Buntsandstein	fehl
<i>Elbe-Weser</i> Lilienthal-Süd Z1	RWE Dea	Rotliegend	fehl
<i>Westlich der Ems</i> Rheiderland Z1	Wintershall	Rotliegend	fehl
Teilfeldsuchbohrungen (A4)			
<i>Weser-Ems</i> Blaukirchen Z1*	GdFPEG	Rotliegend	fehl
Sage Z4	EMPG	Zechstein	n.k.E.
Status mit Stand vom 31. Dezember 2004; *: Endteufe vor 2004 erreicht; n. k. E.: noch kein Ergebnis.			
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH; GdFPEG – Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH; RWE Dea – RWE Dea AG; Wintershall – Wintershall AG			

tivität wird von Bedeutung sein, ob sich in der Exploration noch die erhofften Erfolge einstellen werden, die Folgeprojekte, sei es in der Exploration oder in der Feldesentwicklung, nach sich ziehen würden. Weiteres Potenzial für künftige Aktivitäten bieten sicherlich auch die bekannten Vorkommen von Erdgas in dichten Trägergesteinen (Tight Gas). Voraussetzung für eine routinemäßige wirtschaftliche Erschließung dieser Vorkommen ist die weitere Optimierung der erforderlichen Technologien.

2.1 Explorationsbohrungen

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten zu finden, wurden drei Bohrungen gebohrt (Tab. 1). Eine Bohrung wurde auf den Buntsandstein im »Entenschnabel« der Nordsee abgeteuft, zwei Bohrungen auf das Rotliegend in Norddeutschland.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen wurde ein Projekt im Bereich der norddeutschen Zechsteinlagerstätte Hengstlage/Sage Sagermeer gebohrt. Bereits in 2001 wurde eine Bohrung in der Rotliegend-Provinz Ostfriesland nordöstlich der Lagerstätte Großes Meer niedergebracht, aber erst in 2004 hat diese Bohrung ihr endgültiges Ergebnis erhalten.

Im Folgenden sollen die Ziele und Ergebnisse der Bohrprojekte näher vorgestellt werden. Die Lokationen der Bohrungen sind mit Ausnahme der Nordsee-Bohrung in Abbildung 2 dargestellt.

2.1.1 Aufschlussbohrungen

Nordsee

Mit der Bohrung B4-5 (Wintershall¹⁾) wurde

erstmalig seit Anfang der 1990er Jahre wieder eine Explorationsbohrung im deutschen Sektor der Nordsee abgeteuft. Die Bohrung liegt im »Entenschnabel« etwa 13 km südsüdöstlich des Erdgasfeldes A6/B4. Dieser Bereich des Zentralgrabens ist dem Outer Rough Basin zuzuordnen. Die geologische Situation des Zielgebietes der Bohrung wird von einem NNW streichenden Halbgraben bestimmt, dessen triassische Füllung an der oberjurassischen Erosionsdiskordanz gekappt und von Sedimenten des Malm überlagert wird. Die Grabenflanken sind durch die Erosion bis in das Niveau Zechstein/Rotliegend abgetragen. Innerhalb der verkippten Grabenscholle wurde in den Sandsteinen des Mittleren Buntsandstein unterhalb der Diskordanz eine Erdgas-Lagerstätte vermutet. Der Prospekt war auf der Basis des umfangreichen seismischen

3D-Surveys aus dem Jahre 2001 entwickelt worden. Nach technischen Problemen, die zur Aufgabe des Bohrloches führten, erreichte die Bohrung mit dem zweiten Bohrloch das Top des Mittleren Buntsandstein etwa 80 m höher als in der prognostizierten Teufe und wurde bei 3.072 m im Unteren Buntsandstein eingestellt. Leider waren die Sandsteine des Mittleren Buntsandstein verwässert, so dass die Bohrung ohne Tests für nicht fruchtbar erklärt und verfüllt wurde.

Gebiet Elbe-Weser

Etwa zehn Kilometer nordöstlich von Bremen wurden mit der Bohrung *Lilienthal-Süd Z1* (RWE Dea) die Sandsteine des Rotliegend unterhalb des Salzstockes Lilienthal untersucht. Regionalgeologisch liegt der Prospekt im rotliegendzeitlichen Arstengraben auf einer nach Norden einfallenden Bruchscholle, die gegen Osten, Süden und Westen von abschiebenden Störungen begrenzt wird. Das geologische Risiko dieser Bohrung bestand vor allem in der Ausbildung der Speichereigenschaften der potenziellen Träger. Dass die Träger im Bereich der Struktur gasführend zu erwarten sind, zeigten bereits die Ergebnisse der 1979/80 niedergebrachten Bohrung Lilienthal Z1, die die Rotliegend-Sandsteine oberhalb des Wustrow-Sandsteins gasführend angetroffen hatte. Leider waren die Speichereigenschaften der Sandsteine für eine wirtschaftliche Förderung nicht ausreichend. Die tieferen Sandsteine mit vergleichsweise besse-

¹⁾ Auftraggeber bzw. federführende Firma, Abkürzungen siehe Tabelle 1.

ren Speichereigenschaften lagen unterhalb des Gas-Wasser-Kontaktes und waren damit verwässert. Die Bohrung Lilienthal-Süd Z1 sollte das Rotliegend etwa einen Kilometer südöstlich der Bohrung Lilienthal Z1 deutlich strukturhöher erschließen, um auch den tieferen Teil der Sandsteinabfolge oberhalb des Gas-Wasser-Kontaktes mit erwartungsgemäß besseren Speichereigenschaften zu untersuchen. Die Bohrung wurde etwa an der ehemaligen Lokation der Bohrung Lilienthal Z1 angesetzt und entsprechend abgelenkt. Sie erreichte eine Endteufe von 5.400 m in der Dethlingen-Formation des Rotliegend. Das Top des Rotliegend wurde etwa 130 m tiefer als geplant aber noch 40 m höher als in der Bohrung Lilienthal Z1 angetroffen. Der Gas-Wasser-Kontakt konnte in der erwarteten Teufe bestätigt werden. Damit lagen die Sandsteine bis einschließlich des höheren Teils des Wustrow-Sandsteins innerhalb der Gassäule. Die Speichereigenschaften dieser Sandsteine waren nach Logauswertung und Kernbefunden für eine wirtschaftliche Förderung aber nicht ausreichend. Die Bohrung wurde daher für nicht fündig erklärt und ohne Teste verfüllt.

Gebiet westlich der Ems

Etwa sechs Kilometer südöstlich des Dolarts wurde innerhalb des Erlaubnisgebietes Jemgum die Bohrung *Rheiderland Z1* (Wintershall) abgeteuft. Das Ziel der Bohrung waren die Sandsteine des Rotliegend in einer Antiklinalstruktur auf einer dem Groningen-Hoch östlich vorgelagerten Tief-scholle. In dieser Region finden sich die erdgashöffigen Horizonte treppenstufenartig gegen Osten abgesenkt. Auf der östlich und der westlich benachbarten Scholle konnte die Gasführung im Rotliegend bereits durch mehrere, zwischen sechs und neun Kilometern entfernt liegende Bohrungen nachgewiesen werden. Wirtschaftliche Mengen konnten mit diesen Bohrungen aber nicht gefördert werden, da entweder die Speichereigenschaften der Sandsteine zu schlecht ausgebildet waren oder die Gassättigung nicht ausreichte. Ende 2003 stand die Bohrung *Rheiderland Z1* bei einer Teufe von 4.112 m im höheren, tonig ausgebildeten Teil des Rotliegend, und zwar im Bahnsen-Member der Hannover-Formation wenige Meter oberhalb der sandigen Zielhorizonte. Im Januar 2004 wurden die Zielhorizonte durchteuft und die Bohrung bei einer Teufe von 4.265 m im Vulkanit des Rotliegend eingestellt. Obwohl die potenziellen Speicher zwar deutlich tiefer als prognostiziert, aber immer noch oberhalb des Gas-Wasser-Kontaktes der tiefer gelegenen östlichen

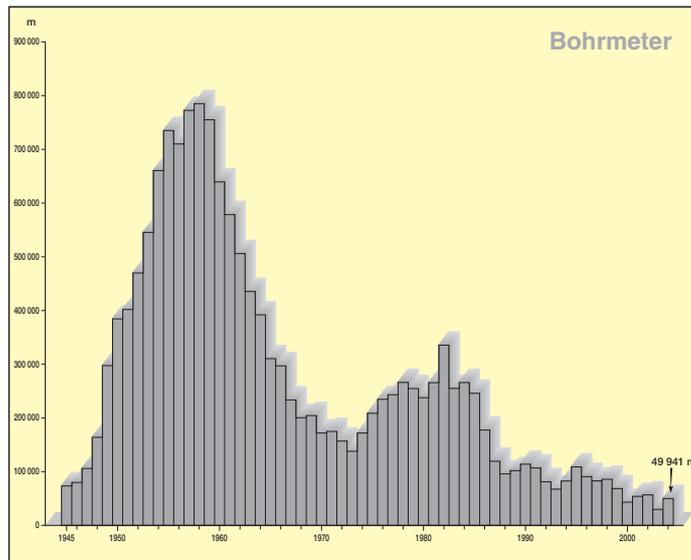


Abb. 3 Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945–2004

Nachbarscholle angetroffen wurden, waren die Gasanzeichen während des Bohrens nur schwach. Dieser Befund wurde durch die Bohrkerns und die Auswertungen der Bohrlochmessungen bestätigt. Da die Speicher verwässert waren, wurde die Bohrung als fehl eingestuft und ohne Teste verfüllt.

2.2.2 Teilfeldsuchbohrungen Gebiet Weser-Ems

In der Rotliegend-Provinz Ostfriesland wurde in 2001 die Bohrung *Blaukirchen Z1* (GdFPEG) etwa zwei Kilometer nordöstlich der Lagerstätte Großes Meer abgeteuft. Die Bohrung hat die Rotliegend-Sandsteine nicht so strukturohoch 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 Gas-mengen. In 2004 wurde die Bohrung nicht fündig gemeldet und verfüllt.

Im Sauergasrevier Südoldenburg wurde die Bohrung *Sage Z4* (EMPG) abgeteuft. Ziel dieser Bohrung war das Staßfurt-Karbonat einer Struktur im südöstlichen Teil des Feldeskomplexes Hengstlage/Sage/Sagermeer. Im nördlichen Teil dieser Struktur war bereits 1970 das Teilfeld Sage nachgewiesen worden und in den Folgejahren mit zwei weiteren Bohrungen in Produktion genommen worden. Eine Abschätzung des initialen Gasinhaltes (GIIP) aus dem Druck-Volumen-Verhalten der Lagerstätte und der Vergleich mit dem volumetrisch bestimmten initialen Gasinhalt ließ vermuten, dass der südliche Teil der durch Querstörungen zergliederten Struktur mit dem bekannten Teilfeld Sage nicht in gasdynamischem Zusammenhang steht. Die Bohrung wurde etwa

3,5 km südsüdwestlich der Bohrung Sage Z3, der nächst gelegenen fündigen Bohrung auf derselben Struktur, angesetzt und sollte den Träger mit einer nach Nord-nordwesten gerichteten Horizontalstrecke erschließen. Nach technischen Problemen, die zur Aufgabe des Bohrloches führten, wurde das Staßfurt-Karbonat mit dem zweiten Bohrloch in der erwarteten Teufenlage und mit sehr guten Gasanzeichen angetroffen und auf einer Länge von etwa 1.000 m nahezu horizontal aufgeschlossen. Bei einer Endteufe von 5.086 m wurde die Bohrung eingestellt. Da nach den Gasanzeichen während des Bohrens, der Auswertung der Bohrlochmessungen sowie den lagerstättegeologischen Rahmenbedingungen von einer Fündigkeit ausgegangen werden kann, wurde auf eine Durchführung von Testen verzichtet und mit den Arbeiten zum Anschluss der Bohrung an das Leitungsnetz begonnen. Ein offizielles Ergebnis soll die Bohrung mit Aufnahme der Förderung erhalten.

ausgegangen werden kann, wurde auf eine Durchführung von Testen verzichtet und mit den Arbeiten zum Anschluss der Bohrung an das Leitungsnetz begonnen. Ein offizielles Ergebnis soll die Bohrung mit Aufnahme der Förderung erhalten.

2.2 Feldesentwicklungsbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrprojekte ist von 14 im vorangehenden Jahr deutlich auf 25 angestiegen und lag damit wieder auf dem Niveau des Jahres 2002 (23 Projekte). Als »aktiv« werden an dieser Stelle die Bohrprojekte bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Hinzu kommt ein Projekt, das bereits vor 2004 seine Endteufe erreicht hatte, aber bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten hatte.

Siebzehn Bohrungen wurden fündig gemeldet oder hatten ihr Ziel erreicht. Das Ergebnis »Ziel erreicht« ist erfolgreichen Hilfsbohrungen, die ohnehin keine Fündigkeit erzielen sollen, oder erfolgreichen technisch bedingten Ablenkungen bereits fündiger Bohrungen vorbehalten.

In den Erdgaslagerstätten Dethlingen (Schmarbeck), Walsrode/Idsingen und Völkersen des Gebietes Elbe-Weser wurde je eine Bohrung im Rotliegend fündig. Im Sauergasrevier, Gebiet Weser-Ems, wurden in der Lagerstätte Hemmelte/Kneheim/Vahren zwei Bohrungen und in Wietingsmoor eine Bohrung erfolgreich auf den Zechstein abgeteuft. In der Lagerstätte Siedenburg/Staffhorst hat die technische Ablenkung der Bohrung Staffhorst Z3a ihr Ziel erreicht.

Im Gebiet nördlich der Elbe wurde in den Ölfeldern Mittelplate und Reitbrook je eine Bohrung in den Sandsteinen des Dogger fündig. Auch im Feld Lüben, im Gebiet Elbe-Weser, wurde die Bohraktivität nach fünfjähriger Pause mit einer ölfündigen Bohrung wieder erfolgreich aufgenommen. In den Ölfeldern des Gebietes westlich der Ems wurde die regelmäßige Bohrtätigkeit fortgeführt. Neben einer fündigen Bohrung

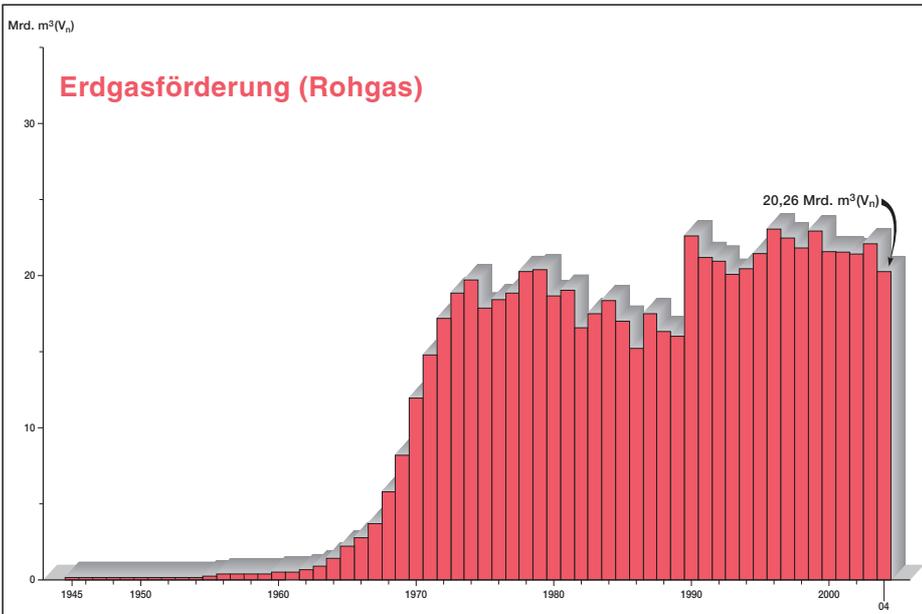


Abb. 4 Erdgasförderung 1945–2004

und zwei erfolgreichen technischen Ablenkungen im Feld Rühle wurde die zweite Bohrung im Feld Ringe ölfündig. Sie war als Kombination aus Pilotloch und nachfolgender horizontaler Ablenkung projektiert.

2.3 Bohrmeter

Nachdem die Bohrleistung in 2003 seit Bestehen der Bundesrepublik ihr Rekordtief markiert hat, wurde im zurückliegenden Jahr wieder deutlich mehr gebohrt. Mit 49.941 m hat sich die Bohrleistung gegenüber dem Vorjahr um zwei Drittel erhöht. Aufgrund der hohen jährlichen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf die unterschiedlichen Bohrkategorien, wird in diesem Beitrag zur Betrachtung der Entwicklung der Bohrmeterleistung auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangehenden fünf Jahre herangezogen. Obwohl dieser Mittelwert, 50.427 m, in 2004 nahezu erreicht wurde, liegt die Bohrmeterleistung aus 2004 noch im Abwärtstrend der letzten zehn Jahre (Abb. 3).

Der Anstieg der Bohrmeterleistung gegenüber dem Vorjahr geht vor allem auf verstärkte Aktivitäten im Öl- und Sauggasbereich zurück. Im Ölbereich wurden die Aktivitäten nicht mehr in dem Maße durch die Feldentwicklung im Ölfeld Mittelplate getragen, wie es noch Ende der 1990er und Anfang der 2000er Jahre der Fall war. Auf der einen Seite sind die Aktivitäten in Mittelplate zurückgegangen, und zwar wegen des zumindest vorläufig abgeschlossenen Programms zur Erschließung der Lagerstätte mittels Extended-Reach-Bohrungen von Land aus und aufgrund von Bohrpausen, bedingt durch Baumaßnahmen an den Anlagen der Mittelplate-Insel. Auf der anderen Seite wurden zunehmend auch Ölprojekte in alten Ölfeldern, in denen über lange Jahre keine oder geringere Bohrmeterleistungen zu verzeichnen waren, durchgeführt (z. B. Aitingen, Eich, Lüben, Reitbrook).

Auf Explorationsbohrungen entfielen 15.262 m oder 31 % der Bohrmeter. Gegenüber dem Vorjahr entspricht das einem Anstieg um etwa 3.000 m oder knapp einem Viertel, gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre einem Anstieg um etwa 6 %.

Der Anteil der Feldentwicklungsbohrungen betrug etwa 34.679 m. Dieser Wert entspricht etwa dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre. Gegenüber dem Vorjahr (17.509 m) hat sich die Bohrleistung auf diesem Sektor fast verdoppelt.

Bei der Verteilung der Bohrmeterleistungen auf die Bundesländer und Regionen gab es gegenüber dem Vorjahr wieder kleinere Veränderungen. 71 % der Bohrmeter wurden in Niedersachsen abgeteuft (Vorjahr 77 %). Auf das Land Schleswig-Holstein entfielen

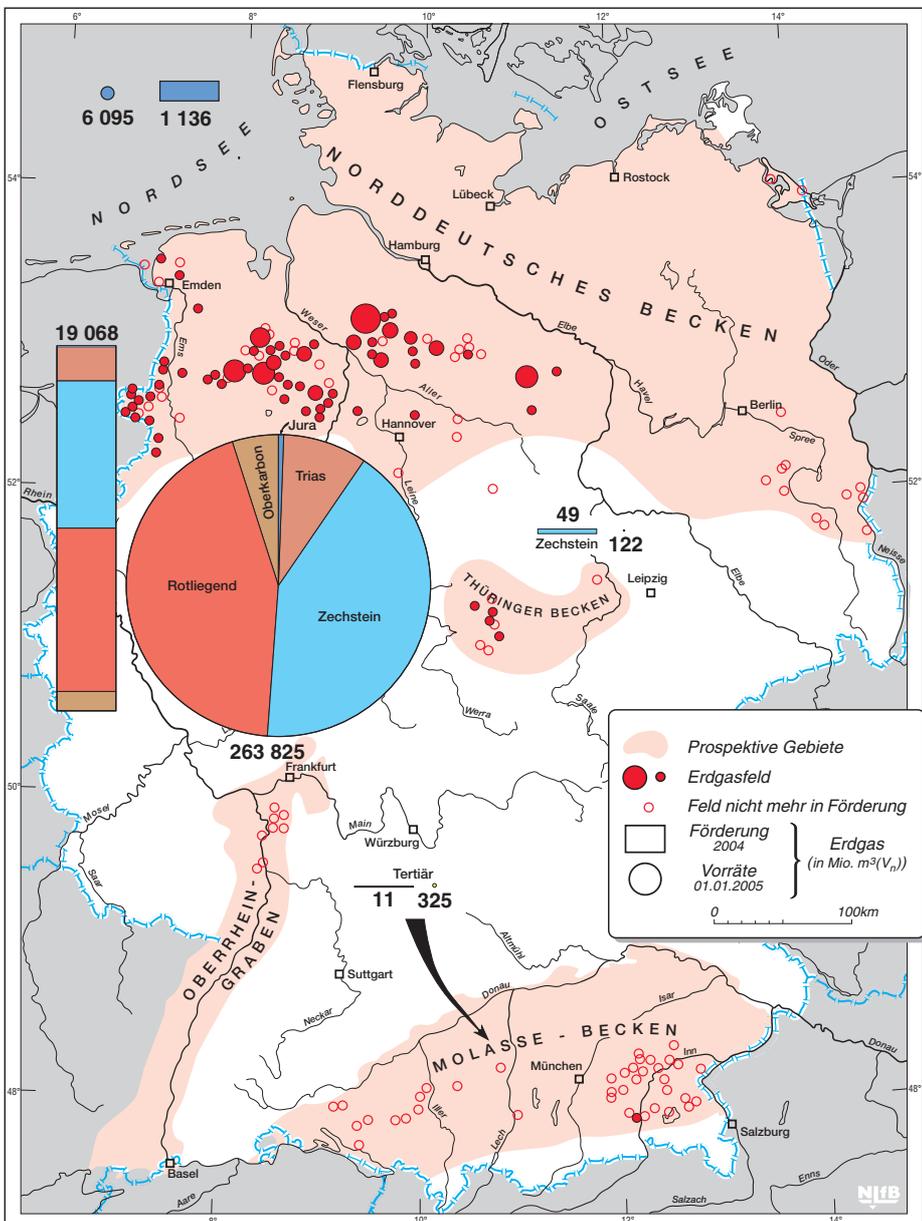


Abb. 5 Erdgasförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt. Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems inkl. der Lagerstätte Ochtrup, 3. Thüringer Becken, 4. Alpenvorland

Abb. 6 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945–2004

18 % (Vorjahr 11 %). Eine in der Nordsee abgeteufte Bohrung schlägt in der Statistik mit 7 % zu Buche. Geringere Aktivitäten gab es in Hamburg, Rheinland-Pfalz und Bayern.

3 Geophysik

Die Aktivitäten der geophysikalischen Vorerkundung haben gegenüber dem Vorjahr in den klassischen Disziplinen, 2D- und 3D-Seismik, nochmals abgenommen. In 2004 wurden im Rahmen der Erdöl- und Erdgasexploration in Deutschland 3D-seismische Messungen mit einer Gesamtfläche von etwa 250 km² durchgeführt. Dieser Wert beinhaltet einen kleineren Survey, der im Bereich eines Gasspeichers gemessen wurde. Der Umfang der 2D-Seismik belief sich auf weniger als 100 Profilkilometer. Geomagnetische Messungen, die in der Kohlenwasserstoffexploration eher selten zur Anwendung kommen, wurden auf einer Strecke von 40.000 Profilkilometer durchgeführt. Gravimetrische Messungen wurden nicht in Auftrag gegeben.

Die Gesamtfläche der seismischen 3D-Surveys hat sich von 325 km² im Vorjahr auf 241 km² verringert. Auch in 2004 wurde ausschließlich an Land gemessen. Der Umfang entsprach etwa dem Mittel der Onshore-Messungen der vorangehenden fünf Jahre in Höhe von 250 km².

Wie schon im Vorjahr fand die 3D-seismische Erkundung ausschließlich im bayerischen Teil des süddeutschen Molassebeckens statt. Es wurden zwei Surveys aufgenommen. Im Erlaubnisgebiet Südbayern des Konsortiums OMV (Bayern) Exploration GmbH, Forest Oil Germany GmbH und Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH wurde der 3D-Survey »Kempten Ost« akquiriert. Die Fläche des Surveys, der im äußersten Westen in das Erlaubnisgebiet Oberallgäu hinein ragt, beträgt 215 km². Im Erlaubnisgebiet Ebersberg der RWE Dea AG wurde im Rahmen der geplanten Erweiterung des Gasspeichers Wolfersberg jahresübergreifend von 2003 nach 2004 ein Survey mit einer Fläche von 74 km² gemessen. Auf das Jahr 2004 entfiel ein Anteil von 26 km².

Der Umfang der 2D-Seismik hat sich gegenüber dem Vorjahr von etwa 200 Profilkilometern nochmals deutlich auf 67 Profilkilometer verringert. Wie bei der 3D-Seismik wurden die Messungen ausschließlich an Land vorgenommen. Gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre in Höhe von 100 Profilkilometern fällt der Rückgang jedoch weniger stark aus.

Wie im Vorjahr wurden auch die 2D-seismischen Messungen ausschließlich im bayerischen Alpenvorland vorgenommen. Es wur-

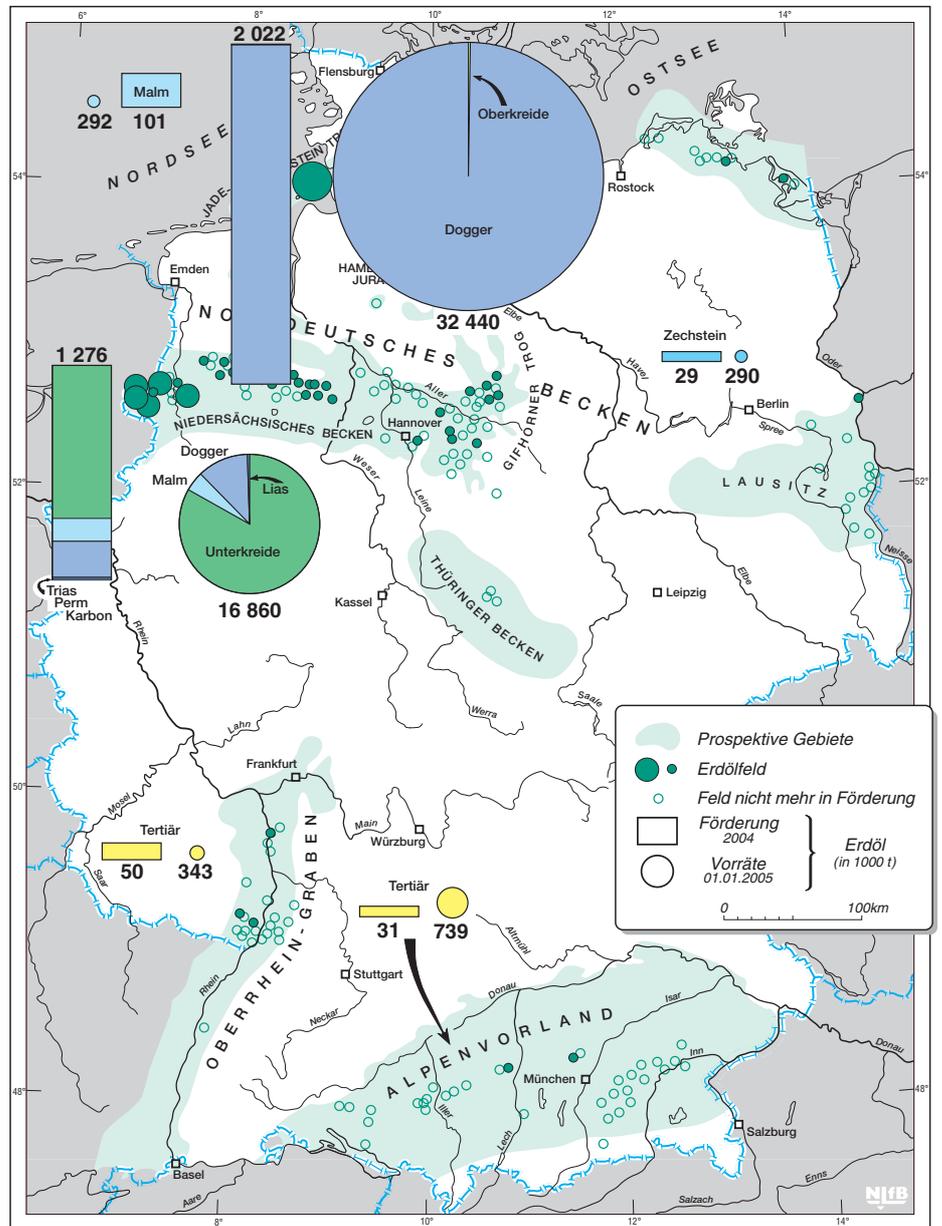
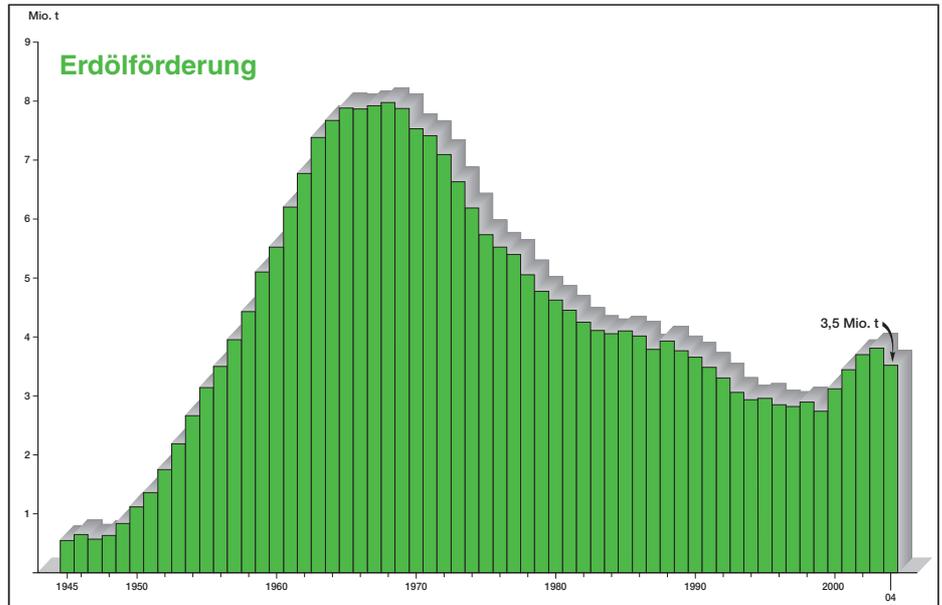


Abb. 7 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe, 3. Gebiet Oder/Neiße-Elbe, 4. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems inkl. der Lagerstätte Ochtrup,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

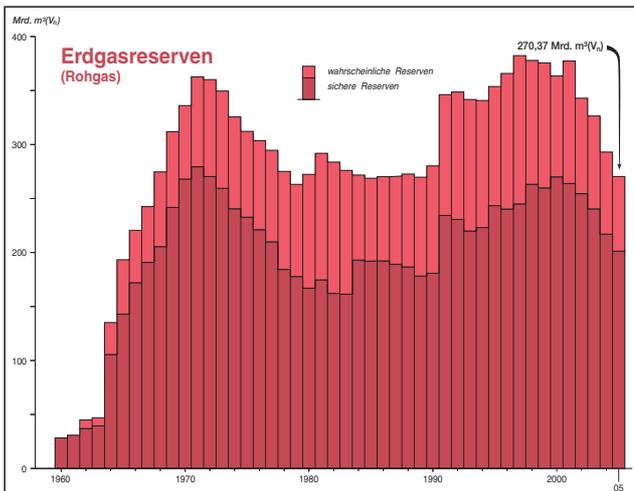


Abb. 8 Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1960–2005

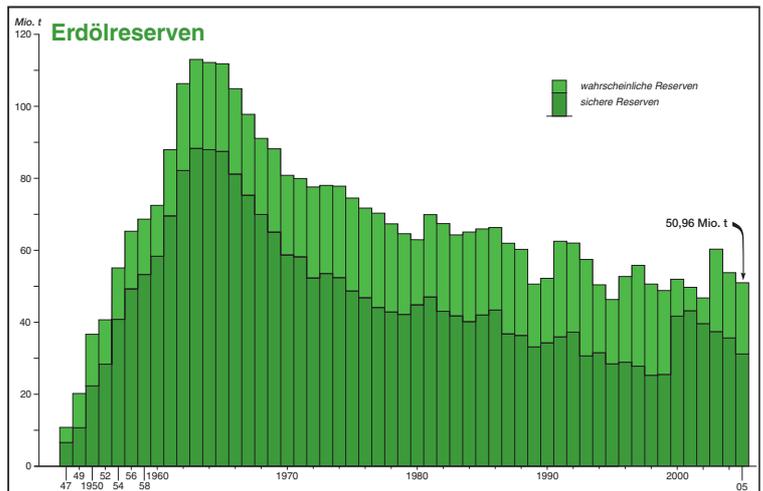


Abb. 9 Entwicklung der Erdölreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1947–2005

de lediglich ein Survey gemessen und zwar in den Erlaubnisgebieten Südbayern, Oberallgäu und Kaufbeuren des Konsortiums OMV (Bayern) Exploration GmbH, Forest Oil Germany GmbH und Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH.

In Norddeutschland wurde von einem kanadischen Unternehmen ein aeromagnetischer Survey aufgezeichnet, der sich über ein Gebiet von etwa 30.000 km² aus dem Raum zwischen Braunschweig und Hamburg bis an die holländische Grenze erstreckt. Nach ersten Angaben sollen in einem Raster von etwa einem Kilometer Linienabstand etwa 40.000 Profilkilometer aufgezeichnet worden sein.

4 Erdgas- und Erdölproduktion

Nach Berichten des Deutschen Institutes für Wirtschaftsforschung in Berlin (DIW, Wochenbericht 7/2005) hat sich der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland im Jahr 2004 gegenüber dem Vorjahr kaum verändert. Der konjunkturellen Belebung standen die wärmere Witterung in der Heizperiode und die dämpfenden Einflüsse der Energiepreiserhöhungen gegenüber. Unter Berücksichtigung einer Temperaturbereinigung und den nur grob abschätzbaren Lagerbestandeffekten dürfte der PEV um rund 1 % höher ausgefallen sein als im Jahr 2003. Der Erdgasverbrauch ist nach DIW nur unwesentlich um 0,3 % auf umgerechnet 102 Mrd. m³ Reingas²⁾ gestiegen, der Mineralölverbrauch dagegen um 0,5 % auf 122,5 Mio. t gesunken. Die inländische Erdgas- und Erdölförderung trug damit rechnerisch zu 19,0 % zum Erdgasverbrauch und zu 2,9 % zum Mineralölverbrauch bei. Die inländische Erdgasförderung³⁾ konnte das Niveau der letzten Jahre nicht halten und ist gegenüber dem Vorjahr um 8,3 % auf

20,3 Mrd. m³ in Feldesqualität gesunken (Abb. 4). Hinzuzurechnen sind 140 Mio. m³ Erdölgas, das bei der Ölförderung anfällt. In Reingasqualität entspricht die Summe dieser Fördermengen einem Volumen von 19,5 Mrd. m³.

Der Anteil an der inländischen Erdgasförderung betrug für Niedersachsen 88,4 %, für Sachsen-Anhalt 5,7 % und für die Nordsee 5,6 %. Auf Basis der Reingasqualität verschiebt sich die Verteilung aufgrund der hohen Stickstoffgehalte der Erdgase aus Sachsen-Anhalt und des hochkalorischen Gases der Nordsee: Niedersachsen 90,4 %, Nordsee 7,1 %, Sachsen-Anhalt 2,2 %.

In 2004 standen wie im Vorjahr 82 Erdgasfelder in Förderung. In Niedersachsen wurde das Teilfeld Bornkamp des Rotliegend-Feldes Rotenburg-Taaken verfüllt. Weiterhin ohne Förderung, aber noch nicht endgültig aufgegeben, waren die Felder Düste-Karbon, Hemmelte-Buntsandstein und Neubruchhausen und die Teilfelder Alvern/Munsterlager, Kirchseele und Osterheide in Niedersachsen sowie das Feld Albaching-Rechtmehring in Bayern. Die niedersächsischen Teilfelder Brettorf (Zechstein) und Oythe (Karbon) haben in 2004 erstmalig nicht gefördert.

Die zehn förderstärksten Felder lieferten fast zwei Drittel der gesamten inländischen Fördermenge. Die drei förderstärksten Felder, das Rotliegend-Gasfeld Rotenburg-Taaken mit einer Jahresförderung von 2,7 Mrd. m³, das Zechstein-Gasfeld Goldenstedt/Visbek mit 1,6 Mrd. m³ und das Rotliegend-Gasfeld Söhlingen mit 1,3 Mrd. m³, förderten bereits mehr als ein Viertel.

Die Abbildung 5 zeigt die Aufteilung der Fördermengen auf die Regionen und geologischen Formationen. Der überwiegende Teil der Erdgasmengen wird aus den permischen Reservoirs des Rotliegend (42 % in 2004) und Zechstein (38 % in 2004) gewonnen. Die übrigen Mengen stammen aus Speichern der Trias, des Jura, Karbon und Tertiär.

Die inländische Erdölförderung war in 2004

erstmalig seit 1999 wieder rückläufig und belief sich auf 3,5 Mio. t einschließlich der Kondensatmengen aus den Erdgasfeldern (Abb. 6). Der Rückgang um etwa 0,3 Mio. t oder 7,7 % gegenüber dem Vorjahr geht wesentlich auf eine geringere Fördermenge im Ölfeld Mittelplate zurück. Dort sank die Produktion um 0,2 Mio. t auf nunmehr 2,0 Mio. t.

Nach wie vor entfällt mit der Fördermenge von Mittelplate mehr als die Hälfte (57,5 %) der inländischen Förderung auf das Land Schleswig-Holstein. Der Anteil Niedersachsens beträgt 36,2 %. Die Kondensatproduktion im Offshore-Erdgasfeld A6/B4 schlägt für die Nordsee mit einem Anteil von 2,9 % der inländischen Fördermenge zu Buche.

In 2004 wurden zwei Lagerstätten, Börger/Werlte in Niedersachsen und Holzkirchen (Darching) in Bayern aufgegeben. Damit standen noch 44 Ölfelder in Produktion. Für das Ölfeld Mittelplate sind aufgrund des Baus der Pipeline zwischen der Förderinsel und den Aufbereitungsanlagen der Landstation Dieksand sowie der Installation der inzwischen fertig gestellten neuen Bohranlage für die Förderinsel, die einen größeren Aktionsradius erlaubt, in der Zukunft wieder höhere Fördermengen zu erwarten. Nach gegenwärtigen Schätzungen könnte der Produktionsanteil der Förderinsel bis 2007 auf 1,5 Mio. t angehoben werden. Noch ist die Fördermenge auf der Förderinsel durch den tidenabhängigen Öltransport auf dem Seeweg limitiert. Die Gesamtförderung von Förderinsel und Landstation könnte dann 2,5 Mio. t betragen.

Die Aufteilung der Fördermengen auf die Regionen und die geologischen Formationen ist in Abbildung 7 dargestellt. Die wichtigsten Förderhorizonte sind die Dogger- und Unterkreide-Sandsteine. Aus den Dogger-Sandsteinen (z. B. Mittelplate) wurden 64 % der Fördermengen gewonnen, aus den Unterkreide-Sandsteinen (vor allem Westemsland) 26 %. Aus der Unterkreide fördern z. B. die niedersächsischen Felder Rühle und Bramberge, die mit 275.000 t bzw.

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.

197.000 t Jahresförderung nach Mittelplate die förderstärksten Felder sind.

5 Erdgas- und Erdölreserven

Zum Stichtag 1. Januar 2005 wurden als Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven 270,4 Mrd. m³ (Feldesqualität) ausgewiesen (Abb. 8). Gegenüber dem Vorjahr entspricht das einem Rückgang um 22,6 Mrd. m³ oder 7,7 %. Damit sind die Erdgasreserven jetzt das vierte Jahr in Folge stark rückläufig. Wie in den beiden Vorjahren haben die Reserven um mehr als die Jahresförderung nachgegeben. In 2004 wurden die initialen Reserven um etwa 2 Mrd. m³ reduziert, vor allem bedingt durch Neubewertungen von Lagerstätten in Niedersachsen und in der Nordsee. Die statische Reichweite der Reserven (Quotient aus Reserven und aktueller Förderung) blieb aufgrund der gesunkenen Förderung mit 13 Jahren nahezu unverändert. In Abbildung 5 ist die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen dargestellt. Etwa 97 % der ausgewiesenen Reserven befinden sich in niedersächsischen Lagerstätten.

Zum Stichtag 1. Januar 2005 wurden als Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven 51,0 Mio. t ausgewiesen (Abb. 9). Gegenüber dem Vorjahr haben die Reserven damit um 2,8 Mio. t oder 5,2 % abgenommen. Unter Berücksichtigung der Jahresförderung von 3,5 Mio. t entspricht das einem leichten Zuwachs der initialen Reserven um 0,7 Mio. t. Die Reservenentwicklung war in den Bundesländern sehr unterschiedlich. In Niedersachsen konnte die Jahresförderung (1,3 Mio. t) fast vollständig durch Reservenhebungen in Folge von Lagerstätten-Neubewertungen ausgeglichen werden. Die Reserven in Schleswig-Holstein, sprich Mittelplate, haben etwa um den Betrag der Fördermenge abgenommen. In einigen anderen Bundesländern wurden die initialen Reserven dagegen schlechter bewertet als im Vorjahr. Abbildung 7 zeigt die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen. Gegenwärtig liegen etwa 63 % der inländischen Erdölreserven in Schleswig-Holstein (Mittelplate) und 33 % in niedersächsischen Lagerstätten.

