

# Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2006

Exploration and Production of Crude Oil and Natural Gas in Germany in 2006

Von M. PASTERNAK\*

## Abstract

This article gives a review of the results of exploration and production of oil and gas in Germany in 2006. The report is based on data collected regularly by the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG) from the oil companies and the other state mining offices.

Activities of oil and gas exploration were at the similar level as in the previous year. Geophysical prospecting dropped slightly however the amount of exploration wells not changed.

The acreage of 3D seismic decreased to 160 square kilometres. 160 kilometres of 2D seismic lines were acquired. The surveys are located in the foreland of the Alps and Northern Germany. No gravimetric survey was carried out.

Five new field wildcats were drilled to find new gas fields and oil fields. One well is to be added which was suspended in the year before. Four wells were completed, all of them were dry. In the vicinity of producing fields three exploration wells (new pool tests) were drilled. In addition one suspended well was completed which was drilled to total depth in 2005. Two wells found gas, one was dry, and the fourth was not drilled to total depth at end of year. One shallow stratigraphic test was completed successful.

Contrary to expectations the number of wells in field development dropped significantly and amounted to 18. Twelve wells were successful. Thereof eleven wells were completed as oil or gas wells and one well as a service well.

Along with the number of drilling projects the footage decreased. Compared to the previous year footage dropped by 18 percent to 53,415 metres.

German annual gas production was nearly unchanged compared to the previous year and decreased only by 0.5 percent to 19.7 billion cubic metres (field quality).

Due to the lack of discoveries and reassess-

\*Michael Pasternak, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Hannover (E-mail: Michael.Pasternak@lbege.niedersachsen.de).

0179-3187/07/7-8

© 2007 URBAN-VERLAG Hamburg/Wien GmbH

ments of fields the total remaining proven and probable natural gas reserves fall by 22.5 billion cubic metres and amounted to 255 billion cubic metres (field quality).

Although production of some fields could be increased German annual oil production declined by 1.6 percent to 3.5 million metric tons.

Total remaining proven and probable oil reserves decreased by 5.6 million tons, which was more than the annual production, and amounted to 41 million tons.

## Kurzfassung

Der vorliegende Beitrag gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland im Jahre 2006. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden. Die Explorationsaktivitäten für Erdgas und Erdöl lagen in etwa auf dem Niveau des Vorjahres. Der Umfang der geophysikalischen Vorerkundung hat zwar leicht abgenommen, die Anzahl der Explorationsbohrungen blieb jedoch unverändert.

Die Fläche der seismischen 3D-Surveys ist auf etwa 160 km<sup>2</sup> zurückgegangen. Etwa 160 Profilkilometer 2D-Seismik wurden akquiriert. Die Messungen verteilten sich auf das Alpenvorland und Norddeutschland. Gravimetrische Messungen wurden nicht durchgeführt.

Die Anzahl der Explorationsbohrungen blieb gegenüber dem Vorjahr unverändert. Auf der Suche nach neuen Erdgas- und Erdöllagerstätten waren fünf Aufschlussbohrungen. Hinzu kommt eine Bohrung aus dem Vorjahr. Keine der vier mit Ergebnis abgeschlossenen Bohrungen konnte eine neue Lagerstätte nachweisen. In der Peripherie bekannter Erdgasvorkommen wurden drei Teilfeldsuchbohrungen abgeteuft, eine weitere aus dem Vorjahr hat ein Ergebnis erhalten. Zwei Bohrungen wurden gasfündig, eine ging fehl und die vierte bohrte zum Jahresende noch. Eine Untersuchungsbohrung konnte mit Erfolg abgeschlossen werden.

In der Feldesentwicklung ist die Anzahl der Bohrprojekte wider Erwarten deutlich auf

18 zurückgegangen. Zwölf Bohrungen wurden mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; zehn waren öl- oder gasfündig, zwei hatten ihr Ziel erreicht.

Entsprechend der Anzahl der Bohrprojekte ist auch die Bohrmeterleistung geringer ausgefallen. Gegenüber dem Vorjahr ist sie um 18 % auf 53.415 m gesunken.

Die Erdgasförderung ist gegenüber dem Vorjahr mit einem Minus von 0,5 % fast unverändert geblieben und belief sich auf 19,7 Mrd. m<sup>3</sup>.

Da keine größeren Neufunde gemacht wurden und Neubewertungen insgesamt zu einer schlechteren Einschätzung der Lagerstätten führten, hat die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven um 22,5 Mrd. m<sup>3</sup> abgenommen und wurde auf 233 Mrd. m<sup>3</sup> (Rohgas) geschätzt.

Obwohl die Produktion in einigen Feldern gesteigert werden konnte, ist die inländische Erdölförderung (inkl. Kondensat) um 1,6 % auf 3,5 Mio. t zurückgegangen.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat um 5,6 Mio. t, also um mehr als die Förderung, abgenommen und wurde auf 41 Mio. t geschätzt.

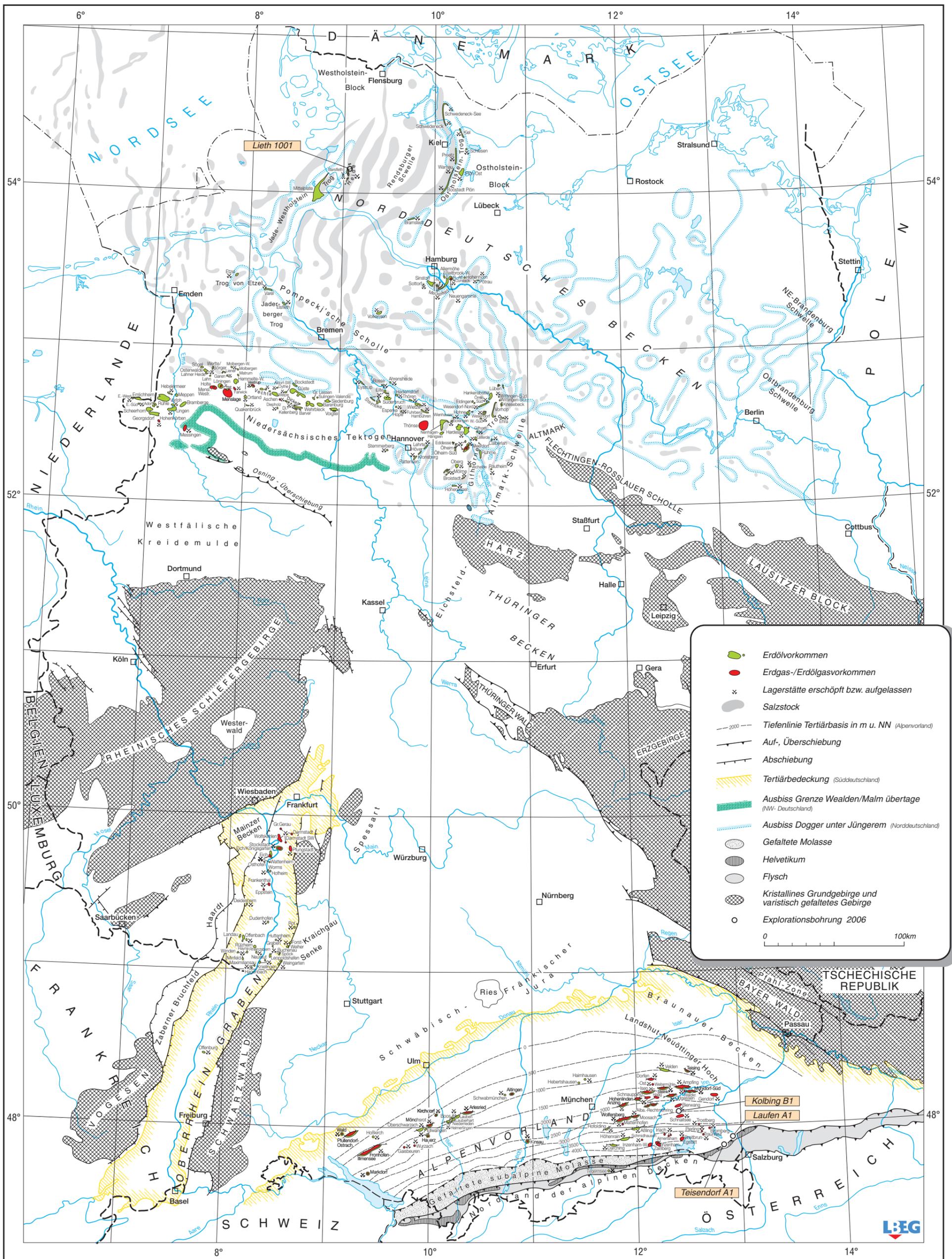
## 1 Einleitung

Der vorliegende Beitrag fasst die Ergebnisse der Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas des Jahres 2006 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 Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) bundesweit erhoben werden. Der Beitrag stellt einen Abriss des Berichtes »Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik

(Nachfolgende Doppelseiten:)

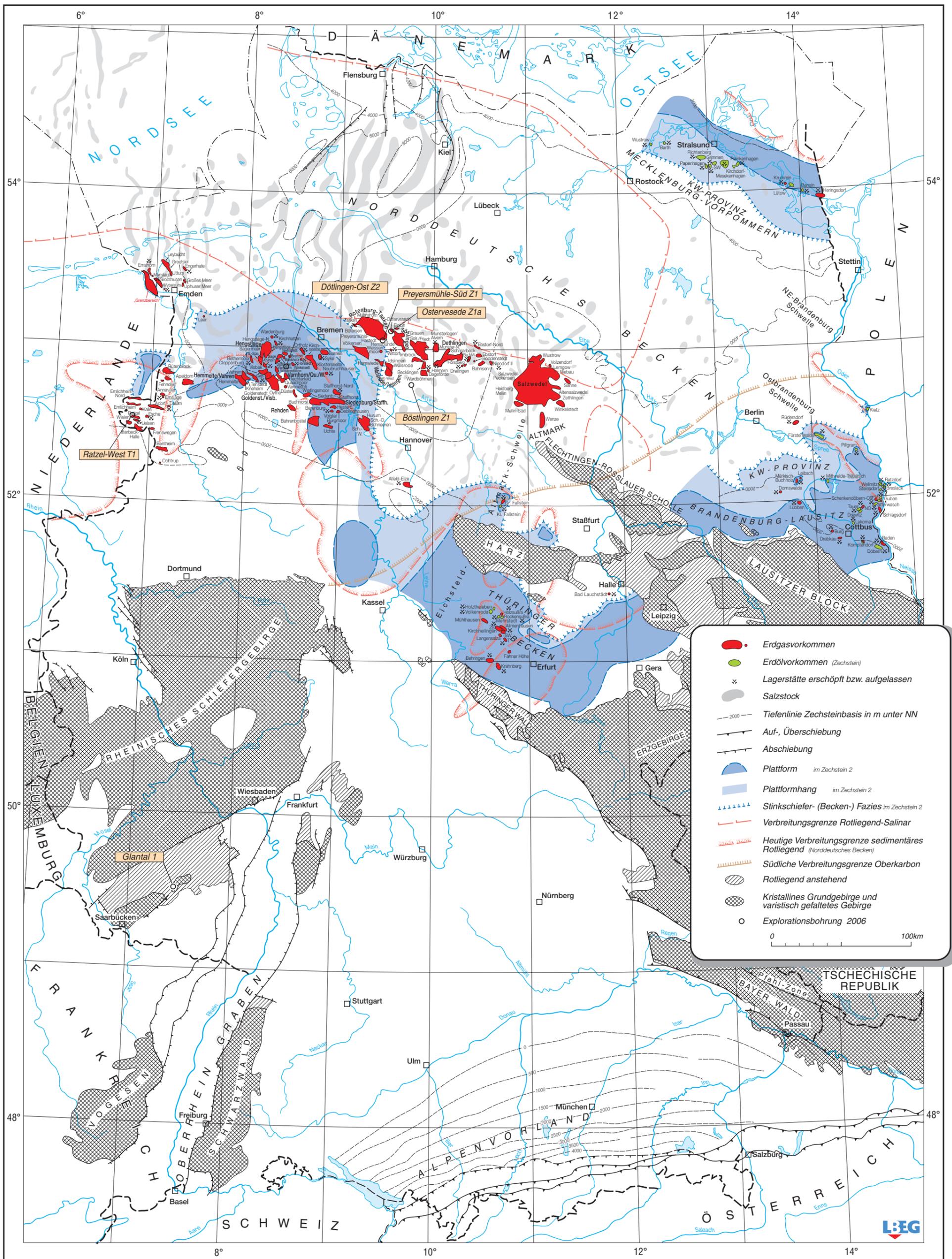
**Abb. 1** Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2006. Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

**Abb. 2** Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2006. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein



	Erdölvorkommen
	Erdgas-/Erdölgasvorkommen
	Lagerstätte erschöpft bzw. aufgelassen
	Salzstock
	Tiefenlinie Tertiärbasis in m u. NN (Alpenvorland)
	Auf-, Überschiebung
	Abschiebung
	Tertiärbedeckung (Süddeutschland)
	Ausbiss Grenze Wealden/Malm übertage (NW- Deutschland)
	Ausbiss Dogger unter Jüngerem (Norddeutschland)
	Gefaltete Molasse
	Helvetikum
	Flysch
	Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge
	Explorationsbohrung 2006

0 100km



	Erdgasvorkommen
	Erdölvorkommen (Zechstein)
	Lagerstätte erschöpft bzw. aufgelassen
	Salzstock
	Tiefenlinie Zechsteinbasis in m unter NN
	Auf-, Überschiebung
	Abschiebung
	Plattform im Zechstein 2
	Plattformhang im Zechstein 2
	Stinkschiefer- (Becken-) Fazies im Zechstein 2
	Verbreitungsgrenze Rotliegend-Salinars
	Heutige Verbreitungsgrenze sedimentäres Rotliegend (Norddeutsches Becken)
	Südliche Verbreitungsgrenze Oberkarbon
	Rotliegend anstehend
	Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge
	Explorationsbohrung 2006

0 100km

Deutschland 2006« des LBEG dar, der mit zahlreichen detaillierten Tabellen ausgestattet ist und im Internet unter der Adresse [www.lbeg.niedersachsen.de](http://www.lbeg.niedersachsen.de) als Download zur Verfügung steht. Der Schwerpunkt dieses Abrisses liegt auf der Bohrtätigkeit der Exploration.

## 2 Bohrtätigkeit

Nach dem historischen Tiefstand im Jahre 2003 hat sich die Bohraktivität in der Folgezeit unterstützt durch den Ölpreis wieder erholt. Entgegen den Erwartungen hat die Bohraktivität gegenüber dem Vorjahr aber wieder deutlich abgenommen, sowohl gemessen an der Anzahl der Bohrprojekte als auch an der Bohrmeterleistung (Abb. 3). In den verschiedenen Bohrkategorien verlief die Entwicklung unterschiedlich. Während die Anzahl der Explorationsbohrungen gegenüber 2005 unverändert blieb, hat sich die Anzahl der Produktionsbohrungen fast halbiert.

In 2005 wurden in insgesamt 42 Projekten etwa 65.000 m gebohrt, die durchschnittlichen Bohrmeter lagen also bei 1.550 m pro Bohrung. In 2006 wurden in 27 Projekten 53.400 m gebohrt, auf eine Bohrung entfielen damit durchschnittlich 1.980 m. Der Unterschied in den durchschnittlichen Bohrmeter pro Bohrung ist u. a. auf den höheren Anteil an relativ kurzen Ablenkungen bereits bestehender Sonden, insbesondere von Ölbohrungen im Westemland, in 2005 zurückzuführen.

Ablenkungen bereits produzierender Sonden sind häufig wirtschaftlich attraktive Projekte. Hat sich z. B. bei fortschreitender Erkenntnis der geologischen Lagerstättenverhältnisse gezeigt, dass Sonden nicht optimal platziert sind, kann auf diese Weise mit relativ geringem Aufwand eine Fördersteigerung erzielt werden, indem etwa strukturoberere Bereiche erschlossen werden, die eine geringere Verwässerung aufweisen. Neue Bohrungen würden in solchen Fällen häufig keine Wirtschaftlichkeit erreichen.

### 2.1 Explorationsbohrungen

Explorationsbohrungen haben das Ziel, neue Felder bzw. Teilfelder zu erschließen oder den Untergrund zu erkunden.

In dem Zeitraum 4. Quartal 2005 bis 1. Quartal 2006 wurden erstmals seit vielen Jahren wieder Untersuchungsbohrungen abgeteuft. Untersuchungsbohrungen haben nicht das unmittelbare Ziel Lagerstätten nachzuweisen, sondern dienen der geologischen Vorerkundung. Es sind meist Bohrungen geringerer Teufe, die zur Klärung z. B. tektonischer, fazieller und/oder geochemischer Fragen abgeteuft werden. Im Berichtsjahr wurde eine zweite Bohrung auf ein bekanntes Ölkreidevorkommen auf dem Salzstock Heide in Schleswig-Holstein abgeteuft (Tab. 1).

Aufschlussbohrungen haben das Ziel neue Lagerstätten nachzuweisen. In dieser Kate-

Tabelle 1 Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2006

Name	Operator	Ziel/ Fundhorizont	Status
<b>Untersuchungsbohrungen (A1)</b>			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Lieth 1001	RWE Dea	Chalk	Ziel erreicht
<b>Aufschlussbohrungen (A3)</b>			
<i>Nordsee</i>			
G5-1	Denerco	Chalk	fehl
<i>Weser-Elbe</i>			
Böstlingen Z1	RWE Dea	Rotliegend	bohrt
<i>Saar-Nahe-Becken</i>			
Glantal 1	Pannonian	Oberkarbon	fehl
<i>Alpenvorland</i>			
Kolbing B1	RAG	Burdigal	fehl
Laufen A1	RAG	Aquitän	n.k.E.
Teisendorf A1*	RAG	Aquitän	fehl
<b>Teilfeldsuchbohrungen (A4)</b>			
<i>Weser-Elbe</i>			
Ostervesede Z1a	EMPG	Rotliegend	bohrt
Preyersmühle-Süd Z1	EMPG	Rotliegend	gasfündig
<i>Weser-Ems</i>			
Dötlingen-Ost Z2*	EMPG	Zechstein	gasfündig
<i>Westlich der Ems</i>			
Ratzel-West T1	GdFPEG	M. Buntsandstein	fehl
Status mit Stand vom 31. Dezember 2006; *: Endteufe vor 2006 erreicht; n. k. E.: noch kein Ergebnis			
Denerco – DENERCO Oil A/S, jetzt Altinex Oil Denmark A/S EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH GdFPEG – Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH Pannonian – Pannonian International, Ltd. RAG – Rohöl-Aufsuchungs AG; RWE Dea – RWE Dea AG			

gorie wurden fünf Bohrungen gebohrt. Eine Bohrung wurde in der Nordsee auf den Chalk am Rande des »Schillgrund Hochs« abgeteuft, eine auf das Rotliegend im Nordwestdeutschen Becken, eine auf potenzielle oberkarbonische Tight-Gas-Sands im Saar-Nahe-Becken und zwei weitere Bohrungen auf die Tiefwassermolasse im süddeutschen Voralpenbecken.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden Flächen nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurden zwei Projekte im Bereich der norddeutschen Rotliegend-Gasfelder Rotenburg-Taaken und Ostervesede gebohrt. Eine weitere Bohrung sollte im Bereich des norddeutschen Zechstein-Karbon-Gasfeldes Ratzel ein neues Teilfeld im Mittleren Buntsandstein nachweisen.

Im Folgenden sollen die Ziele und Ergebnisse der Bohrprojekte näher vorgestellt werden. Die Lagen der Bohrungen sind mit Ausnahme der Nordsee-Bohrung in den Abbildungen 1 und 2 dargestellt.

#### 2.1.1 Untersuchungsbohrungen

##### Gebiet nördlich der Elbe

Auf dem Salzstock Heide wurden bekannte Ölkreidevorkommen mit neuen Bohrungen

untersucht. Die Bohrungen hatten das Ziel, die ölführende Schreiekreide zur Gewinnung von Ölproben und Kernmaterial sowie zur Ermittlung von Lagerstättenparametern aufzuschließen, um die Möglichkeiten neuer Erschließungs- bzw. Gewinnungsmethoden untersuchen zu können. Die Bohrung Wiemerstedt 1001 wurde auf das Ölkreidevorkommen von Weddingstedt abgeteuft und bereits in 2005 abgeschlossen. Die Bohrung **Lieth 1001** (RWE Dea<sup>1)</sup>) (Abb. 1) untersuchte das Ölkreidevorkommen von Hemmingstedt. Sie hatte in 2005 zu bohren begonnen und stand zum Jahresende 2005 bei 3,5 m im Quartär. Nachdem der ölführende Abschnitt der Schreiekreide durchgehend gekernt worden war, hatte die Bohrung ihr Ziel erreicht und wurde bei 350 m eingestellt. Die Bohrung blieb unverfüllt, um bei Bedarf weitere Arbeiten durchführen zu können.

#### 2.1.2 Aufschlussbohrungen

##### Nordsee

Im deutschen Sektor der Nordsee wurde die Bohrung **G5-1** (Denerco) niedergebracht. Es ist die erste Bohrung im Block G5 und

<sup>1)</sup> Auftraggeber bzw. federführende Firma, Abkürzungen siehe Tabelle 1.

liegt von den nächsten Bohrungen, G6-1 und G7-1, die bereits Mitte der 1970er Jahre gebohrt wurden, mehr als 20 km entfernt. Strukturgeologisch befindet sich die Bohrung am östlichen Rand des Schillgrund-Hochs. Das Ziel war die öl- bzw. gasführend erwartete Schreibkreide in einer Antiklinale über einem Salzkissen. Anhand seismischer Amplituden-Anomalien wurden als Nebenziele zwei stratigraphische Fallen in turbiditischen Sanden im basalen Teil eines deltaischen Vorschüttkörpers definiert. Diese Sande mittelmiozänen bis pliozänen Alters wurden gasführend erwartet. Die Bohrung erreichte die tertiären Sande sowie die Schreibkreide in den prognostizierten Teufen und wurde bei einer Endteufe von 1.600 m eingestellt. Die sandigen Zielhorizonte im Tertiär wurden z. T. in guter Reservoirausbildung angetroffen, waren aber verwässert. Auch die Schreibkreide ist als gutes Reservoir ausgebildet, aber ebenfalls verwässert. Die Bohrung wurde ohne Tests für nicht fündig erklärt und verfüllt.

**Elbe–Weser**

Etwa 12 km südwestlich des Gasfundes Bleckmar wurde die Bohrung **Böstlingen Z1** (RWE Dea) (Abb. 2) auf das Rotliegend angesetzt. Ziel sind die Rotliegend-Sedimente eines synsedimentären Halbgrabens. Mit dem Prospekt wird der mögliche Reservoirfaziestrend der Lagerstätten Völkersen und Walsrode/Idsingen nach Südosten verfolgt. Entsprechend der Verhältnisse am Südrand des Rotliegend-Fairways werden Sandsteine mit ähnlicher Reservoir-Ausbildung wie in Walsrode oder Bleckmar/Wardböhlen erwartet. Der Zielbereich ist durch eine seismische Amplitudenanomalie charakterisiert, die als positive Indikation für eine gute Reservoir-Ausbildung gewertet wird. Zum Jahresende 2006 stand die Bohrung bei 3.527 m im Mittleren Muschelkalk.

**Saar-Nahe-Becken**

In der Konzession Neues Bergland wurde die Bohrung **Glantal 1** (Pannonian) (Abb. 2) abgeteuft. Strukturell ist das Zielgebiet dem Pfälzer Hauptsattel zuzuordnen. Zielhorizonte dieser Bohrung waren als Tight-Gas-Sands ausgebildete Sandsteine des Oberkarbon, die im Falle einer vertikalen Abdichtung gasführend erwartet wurden. Zum Jahresende 2005 stand die Bohrung bereits bei 1.030 m in der Dilsburg-Formation, die dem Stefan A zugeordnet wird. Anfang des Jahres 2006 hat die Bohrung im weiteren Verlauf zunächst das tiefere Stefan A durchteuft, anschließend etwa 500 m des Westfal D (Heiligenwald-Formation) aufgeschlossen und bei 1.687 m in Vulkaniten des Rotliegend ihre Endteufe erreicht. Während des Bohrens hatte die Bohrung geringe Gasanzeigen. Mitte 2006 wurden Tests auf mehrere Intervalle im Oberkarbon durchgeführt, die jedoch keinen wirtschaftlichen Zufluss erbrachten. Die Bohrung wurde als fehl eingestuft und verfüllt.

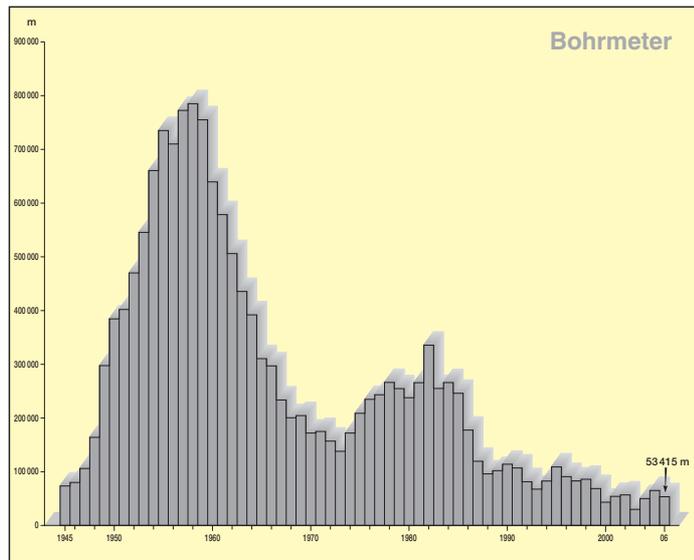


Abb. 3 Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945–2006

**Alpenvorland**

In der Ostmolasse wurde zwischen den ehemaligen Gasfeldern Bierwang und Schnaitsee die Bohrung **Kolbing B1** (RAG) (Abb. 1) gebohrt. Das Ziel der Bohrung waren submarine Rinnen-Sandsteine des Burdigal. Die Verbreitung der potenziellen Träger ist nach Interpretation der Seismik an eine beckenparallele intraformationale und nach Osten abtauchende Ausräumungszone gebunden, die im Basisbereich durch sandig-tonige Ablagerungen aufgefüllt wurde. Entsprechend handelt es sich bei diesem Prospekt um eine stratigraphische Fallenstruktur. Bereits 1966 hatte die etwa 2 km entfernte Bohrung Stangern C1 diese Rinnen-Sandsteine nachgewiesen, allerdings in strukturtieferer Position und verwässert. Die Bohrung Kolbing B1 hat die Sandsteine in der erwarteten Teufe in guter fazieller Ausbildung, aber verwässert angetroffen und wurde bei einer Teufe von 1.500 m im Aquitan eingestellt. Die Bohrung wurde ohne Tests für nicht fündig erklärt und verfüllt.

Nur einige hundert Meter von der Grenze nach Österreich entfernt wurde die Bohrung **Laufen A1** (RAG) (Abb. 1) abgeteuft. Regionalgeologisch befindet sich die Bohrung unmittelbar vor der nordöstlich streichenden Überschiebungszone, an der Helvetikum und Flysch auf die autochthone Molasse geschoben wurde. Das Ziel der Bohrung waren turbiditische Sandsteine in unterschiedlichen Niveaus des Aquitan (Obere Puchkirchen-Serie) in der Anschleppungszone unterhalb der Überschiebung. Die Verbreitung der potenziellen Träger ist an subaquatische Ausräumungszonen gebunden. Entsprechend handelt es sich hier um kombinierte faziell-tektonische Fallenstrukturen. Die Bohrung Laufen A1 wurde bei einer Endteufe von 2.047 m im Aquitan eingestellt, ohne dass Zonen erhöhter Gasführung oder speicherfähige Horizonte nachgewiesen wurden. Die Bohrung wurde im Januar für 2007 nicht fündig erklärt und verfüllt.

Bereits in 2005 hatte die Bohrung **Teisendorf A1** (RAG) (Abb. 1) ihre Endteufe von 2.404 m im Aquitan erreicht. In der anschließenden Testphase, die sich bis Anfang 2006 erstreckte, wurden im Aquitan mehrere Sandsteinintervalle mit negativem Ergebnis getestet. Der abschließende Test auf ein Intervall im Burdigal erbrachte zwar einen Gaszufluss, die Rate erlaubte aber keine wirtschaftliche Förderung der Bohrung. Die Bohrung wurde für nicht fündig erklärt und verfüllt.

**2.1.3 Teilfeldsuchbohrungen  
Gebiet Elbe–Weser**

Südwestlich angrenzend an das Gasfeld Ostervesede wurde anhand seismischer Daten ein tektonischer Block identifiziert, der durch Störungen von den Rotliegend-Gasfeldern Ostervesede und Söhlingen getrennt ist. Auf dieser nach Westen gekippten westlichen Randstufe des Rotliegend-zeitlichen Schneverdingen-Grabens lässt das derzeitige Fazies- und Diagenesemodell Dünnensandsteine mit moderaten Speichereigenschaften erwarten. Da die Reserven des Feldes Ostervesede nahezu erschöpft waren und die einzige Fördersonde des Feldes, Ostervesede Z1, aufgrund eines technischen Defektes nicht mehr fördern konnte, sollte dieser Block mit einer Ablenkung der Ostervesede Z1 um etwa 1 km nach Südwesten untersucht werden. Zum Jahresende 2006 stand die Bohrung **Ostervesede Z1a** (EMPG) (Abb. 2) bei 4.262 m in der Soling-Folge des Mittleren Buntsandstein. Im Februar 2007 hatte die Bohrung ihre Endteufe von 5.500 m in den Vulkaniten des Rotliegend erreicht. Ein Ergebnis lag bei Redaktionsschluss aber noch nicht vor. Südlich des Feldeskomplexes Rotenburg-Taaken wurde die Bohrung **Preyersmühle-Süd Z1** (EMPG) (Abb. 2) auf die Rotliegend-Sandsteine eines tektonischen Blocks abgeteuft, der von den produzierenden Bereichen des Gasfeldes durch Störungen ab-

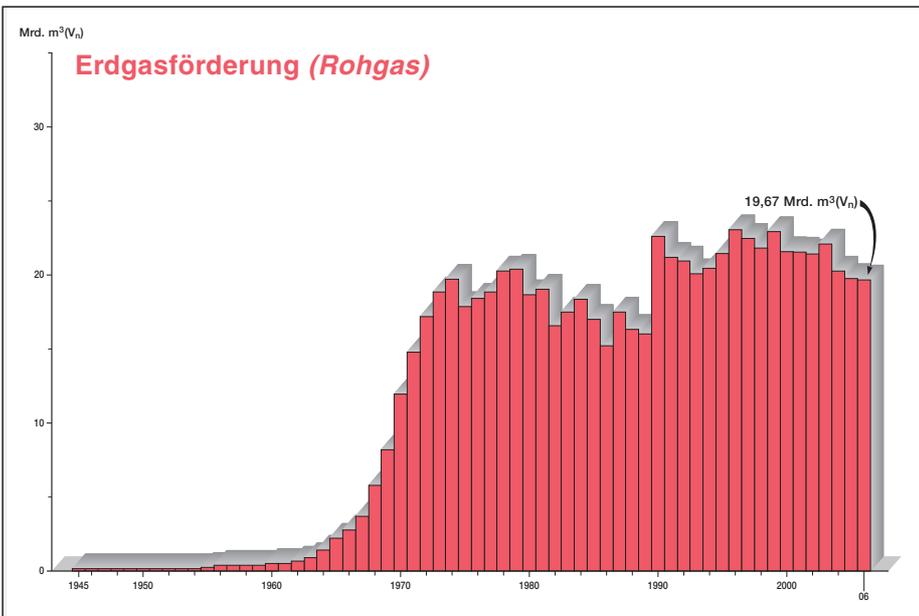


Abb. 4 Erdgasförderung 1945–2006

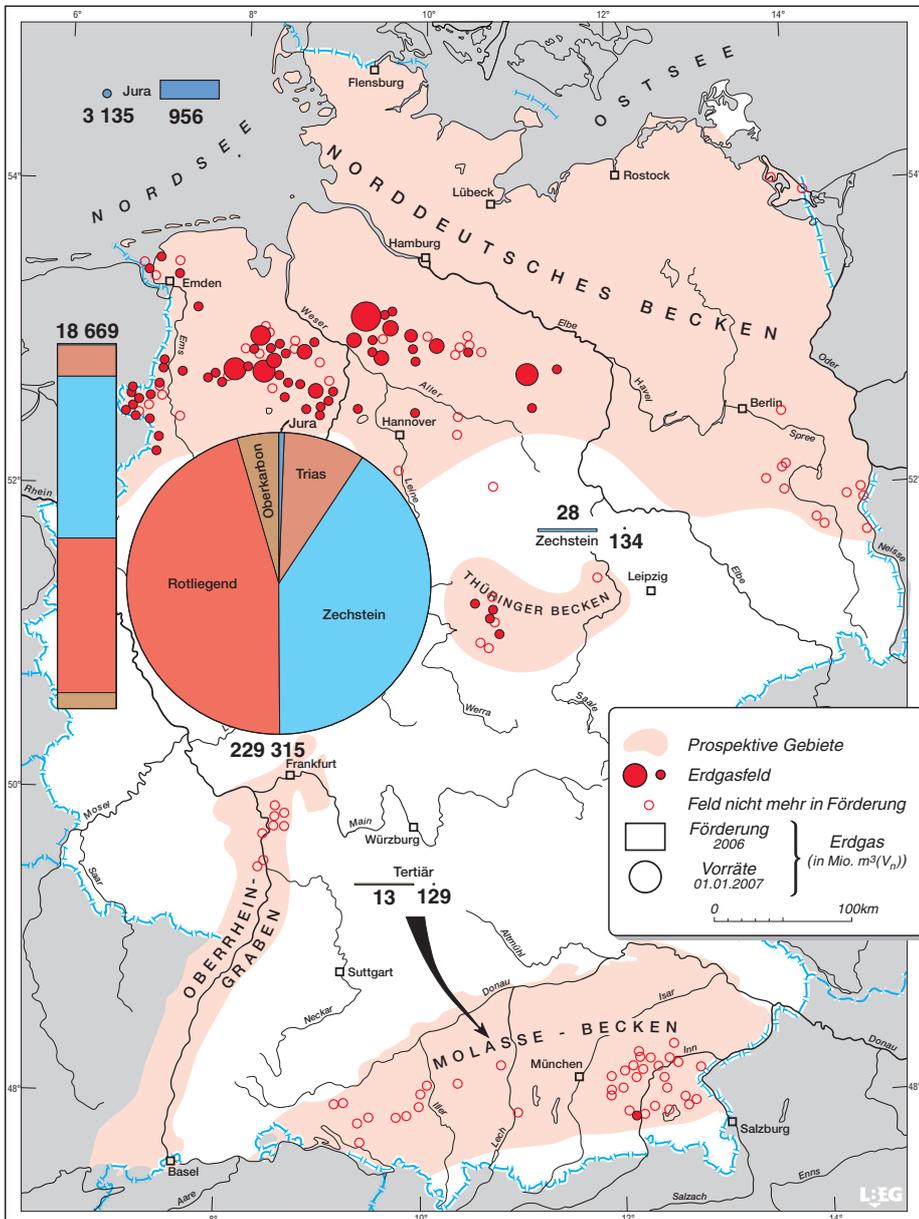


Abb. 5 Erdgasförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt. Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems inkl. der Lagerstätte Ochtrup, 3. Thüringer Becken, 4. Alpenvorland

getrennt ist. Das Fündigkeitsrisiko wird in dieser Region vor allem durch die Speichergesteinsqualität der Rotliegend-Sandsteine definiert. Die etwa 1,5 km nordnordwestlich liegende Bohrung Preyersmühle-Hastedt Z1 konnte erst nach einer Frac-Behandlung in Produktion genommen werden, die Bohrung Ahausen Z1, etwa 6,5 km westlich, hatte zwar Gas nachgewiesen, wurde wegen schlechter Speichereigenschaften nie in Produktion genommen. Hauptziel der Bohrung Preyersmühle-Süd Z1 war der Wustrow-Sandstein, Nebenziele der Ebstorf- und der Dethlingen-Sandstein. Die Bohrung traf die Reservoirs geringfügig höher als prognostiziert und gasführend an und wurde planmäßig bei 4.810 m eingestellt und anschließend komplettiert. Nach Frac-Behandlungen auf den Wustrow- und Ebstorf-Sandstein wurde die Bohrung auf der Grundlage von Testergebnissen für gasföndig erklärt.

**Gebiet Weser–Ems**

Bereits in 2005 hatte die Bohrung **Dötlingen-Ost Z2** (EMPG) (Abb. 2) ihre Endteufe im Staßfurt-Karbonat erreicht. Das Zielgebiet liegt auf einem Strukturzug zwischen den Blöcken der in 1999 fündigen Bohrung Dötlingen-Ost Z1 im Nordwesten und der nicht fündigen Bohrung Wildeshausen Z1 aus dem Jahre 1968 im Südosten. Da die Gasanzeichen während des Bohrens, die Auswertung der Bohrlochmessungen und die lagerstättengeologischen Rahmenbedingungen auf eine Fündigkeit hindeuteten, wurde auf die Durchführung eines Tests verzichtet und entschieden, die Bohrung an das Leitungsnetz anzuschließen. In 2006 wurde die Bohrung angeschlossen und gasföndig gemeldet.

**Gebiet westlich der Ems**

Nach fast zehnjähriger Pause wurde mit der Bohrung **Ratzel-West T1** (GdFPEG) (Abb. 2) wieder eine Explorationsbohrung auf den Buntsandstein Norddeutschlands abgeteuft. Die Bohrung liegt am Nordrand des Gasfeldes Ratzel, das gegenwärtig noch aus dem Karbon und dem Zechstein fördert. Das Zielgebiet wurde durch eine Antiklinalstruktur auf der nördlichen Grabenschulter des etwa West–Öst verlaufenden, unterkreterazischen Wilsumer Grabens definiert. Bereits in 1964 machte die Bohrung Ratzel Z2 etwa 4 km östlich auf der nördlichen Grabenschulter im Buntsandstein einen Gasfund, der allerdings nur kurz in Förderung stand. Die Bohrung Ratzel Z6 hatte den Mittleren Buntsandstein der Zielstruktur der Ratzel-West T1 etwa 1,5 km westlich strukturtief unter Ausfall des Dethfurt-Sandsteins und einem verwässerten Volpriehausen-Sandstein erschlossen. Die Bohrung Ratzel-West T1 hat die Sandsteine des Mittleren

Buntsandstein in der prognostizierten Teufe, aber verwässert angetroffen. Die Bohrung wurde ohne Tests für nicht fündig erklärt und verfüllt.

## 2.2 Feldesentwicklungsbohrungen

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen, die Erweiterungs-, Produktions- und Hilfsbohrungen umfasst, hat sich die Anzahl der aktiven Bohrprojekte von 33 im vorangehenden Jahr auf 18 fast halbiert. Als »aktiv« werden an dieser Stelle die Bohrprojekte bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Hinzu kommen sechs Projekte, die bereits vor 2006 ihre Endteufe erreicht hatten, aber bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

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

Im Revier der Rotliegend-Gasfelder, Gebiet Weser–Elbe, wurde in den Feldern Völkerse und Walsrode je eine Bohrung fündig. In dem Feld Walsrode wurde die Bohrung als geologische Ablenkung einer vormals produzierenden Sonde ausgeführt. Eine Hilfsbohrung, die mitgefördertes Lagerstättenwasser aus der Karbon-Gaslagerstätte Husum-Schneeren aufnehmen soll, hat ihr Ziel erreicht.

Im Sauegasrevier, Gebiet Weser–Ems, wurden in der Lagerstätte Klosterseele zwei Bohrungen im Staßfurt-Karbonat des Zechstein fündig. Eines der Projekte wurde als technische Ablenkung einer bestehenden Fördersonde gebohrt.

Bereits in 2005 wurde im einzigen deutschen Offshore-Gasfeld A6/B4 im Entenschnabel der Nordsee eine weitere Produktionsbohrung abgeteuft. In 2006 wurde die Bohrung fündig gemeldet.

Im Gebiet nördlich der Elbe wurden im Ölfeld Mittelplate zwei Bohrungen in den Sandsteinen des Dogger fündig. Im Ölfeld Bockstedt, Gebiet Weser-Ems, war die geologische Ablenkung einer Fördersonde erfolgreich.

In den Ölfeldern des Gebietes westlich der Ems wurde die regelmäßige Bohrtätigkeit fortgeführt. Im Feld Rühle wurden zwei geologische Ablenkungen und in Emlichheim eine geologische Ablenkung fündig gemeldet.

## 2.3 Bohrmeter

Nach dem Rekordtief in 2003 war die Bohrleistung unterstützt durch Ölpreis in der Folgezeit wieder deutlich angestiegen. Nach den Prognosen war für das Jahr 2006 eine Bohrmeterleistung auf dem Niveau von 2005 zu erwarten. Jedoch ist die Bohrleistung gegenüber dem Vorjahr um fast 20 % auf 53.415 m gefallen. Aufgrund der hohen jährlichen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf

die unterschiedlichen Bohrkategorien, wird in diesem Beitrag zur Betrachtung der Entwicklung der Bohrtätigkeit auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangehenden fünf Jahre herangezogen. Dieser Mittelwert wurde in 2006 um knapp 5 % übertroffen. Die Graphik in Abbildung 3 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter. Eine verlässliche mittelfristige Prognose der Entwicklung lässt sich vor dem Hintergrund des komplexen Zusammenspiels der bestimmenden Faktoren kaum erstellen. Die aktuellen Bohrpläne lassen für 2007 eine höhere Bohrmeterleistung, etwa auf dem Niveau von 2005 erwarten.

Ein Plus in der Bohrmeterleistung gegenüber 2005 war in den Gebieten Elbe–Weser und nördlich der Elbe zu verzeichnen. Im Gebiet Elbe–Weser drückt sich darin die gestiegene Bohrtätigkeit in Rotliegend-Projekten aus. Im Gebiet nördlich der Elbe nahm die Bohrleistung wieder deutlich zu, weil die neue Bohranlage auf der Mittelplate-Insel Ende 2005 in Betrieb genommen wurde. Deshalb konnte im Gegensatz zum Vorjahr, in dem aufgrund des Austausches der Bohranlage über den Großteil des Jahres nicht gebohrt werden konnte, wieder ganzjährig gebohrt werden.

Auf den Explorationssektor entfielen knapp 20.000 m oder 37 % der Bohrmeter. Gegenüber dem Vorjahr entspricht das einem Anstieg um etwa 2.800 m oder 16,5 %, gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre sogar einem Anstieg um 23 %.

Der Anteil der Feldesentwicklungsbohrungen betrug etwa 35.500 m. Das entspricht einem Minus von etwa 30 % oder 14.400 m im Vergleich zum Vorjahr. Gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre bedeutet dieser Wert ein Minus von 4,1 %.

Mit 72,4 % wurde das Gros der Bohrmeter in Niedersachsen abgeteuft und ein Wert wie in den letzten Jahren erreicht. Der Anteil des Landes Schleswig-Holstein ist nach der Wiederaufnahme der Bohrtätigkeit auf der Mittelplate-Insel auf 16,8 % angestiegen. Auf Bayern entfielen 6,6 % der Bohrmeter, auf die Nordsee 3 % und 1,2 % auf Rheinland-Pfalz.

## 3 Geophysik

Die Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes mittels geophysikalischer Verfahren haben gegenüber dem Vorjahr nochmals abgenommen. In der Erdöl- und Erdgasexploration wurden in Deutschland im Jahr 2006 3D-seismische Surveys mit einer Gesamtfläche von etwa 160 km<sup>2</sup> akquiriert. An 2D-seismischen Messungen wurden 165 Profilkilometer aufgenommen. Gravimetrische und geomagnetische Messungen wurden nicht durchgeführt.

Mit 157 km<sup>2</sup> hat sich die Gesamtfläche der seismischen 3D-Surveys gegenüber Vorjahr (205 km<sup>2</sup>) nochmals verringert. Es wurde wieder ausschließlich an Land gemessen.

Der Umfang lag etwa 100 km<sup>2</sup> unter dem Mittel der Onshore-Messungen der vorangehenden fünf Jahre.

In 2006 wurden zwei Surveys aufgenommen. Im niedersächsischen Erlaubnisgebiet Hahnenhorn der RWE Dea AG wurde der 3D-Survey »Hahnenhorn« jahresübergreifend nach 2007 akquiriert. Die Fläche des Surveys beträgt 140 km<sup>2</sup>, der Anteil in 2006 62 km<sup>2</sup>. In dem bayerischen Erlaubnisgebiet Salzach-Inn der Rohöl-Aufsuchungs AG wurde der grenzüberschreitende Survey »Weizberg–Klöpfling« aufgenommen. Dieser Survey liegt zum überwiegenden Teil in Österreich. Der Anteil im Erlaubnisgebiet Salzach-Inn überdeckt eine Fläche von 95 km<sup>2</sup>.

Nachdem in 2005 an 2D-seismischen Messungen lediglich eine etwa 3 km lange Testlinie im Bereich des Ölfeldes Rühle aufgenommen wurde, sind in 2006 165 Profilkilometer gemessen worden. Davon entfielen 115 km auf Onshore-Messungen und 50 km auf Offshore-Messungen. Onshore lag der Umfang der 2D-Seismik damit nahe am Mittel der vorangehenden fünf Jahre von etwa 100 Profilkilometern. Offshore beträgt das Mittel der vorangehenden fünf Jahre 630 km, bedingt durch einen großen Survey aus dem Jahr 2002.

In 2006 wurden zwei Surveys aufgenommen. Im Erlaubnisgebiet Flensburg-Nord der Geo-Center-Nord GmbH wurden im Rahmen des Offshore-Surveys »Flensburger Förde West« 50 Profilkilometer gemessen. In dem Erlaubnisgebiet Südbayern des Konsortiums OMV (Bayern) Exploration GmbH, MND Exploration and Production Ltd. und Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH wurde der Survey »Bavaria 2006« mit einem Umfang von 115 Profilkilometern akquiriert.

## 4 Erdgas- und Erdölproduktion und -verbrauch

Die inländische Erdgasförderung<sup>2)</sup> ist gegenüber dem Vorjahr mit einem Minus von 0,5 % fast unverändert geblieben und belief sich auf 19,7 Mrd. m<sup>3</sup> in Feldesqualität (Abb. 4). Zusätzlich sind etwa 130 Mio. m<sup>3</sup> Erdölgas bei der Ölförderung angefallen. In Reingasqualität<sup>3)</sup> entspricht die Summe dieser beiden Fördermengen einem Volumen von 18,6 Mrd. m<sup>3</sup>.

Die regionale Verteilung der Erdgasförderung zeigt unter Berücksichtigung kleiner Veränderungen das gewohnte Bild: Niedersachsen 91,1 %, Nordsee 4,9 % und Sachsen-Anhalt 3,8 %. Die restlichen Mengen verteilen sich auf Thüringen, Bayern und Nordrhein-Westfalen. Aufgrund der unterschiedlichen Gasqualitäten in den Regionen verschiebt sich die Verteilung auf Basis der

<sup>2)</sup> Gasvolumina der Produktion und der Reserven beziehen sich auf Normalbedingungen.

<sup>3)</sup> Reingas: auf einen Brennwert von 9,7692 kWh/m<sup>3</sup> normiertes Erdgas bei Normalbedingungen.

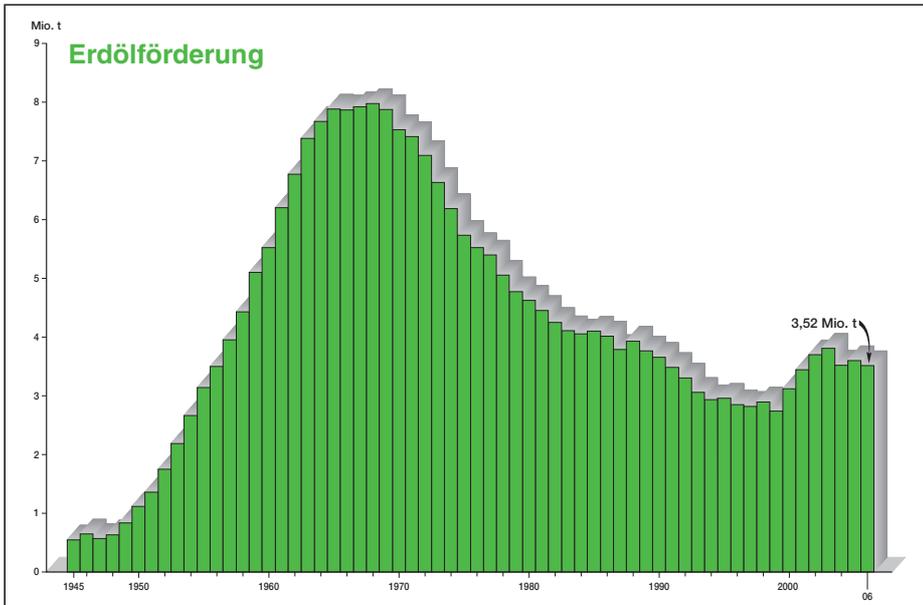


Abb. 6 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945–2006

Reingasqualität: Niedersachsen 92,0 %, Nordsee 6,3 %, Sachsen-Anhalt 1,5 %. In der Rangfolge der förderstärksten Felder gab es gegenüber dem Vorjahr keine Veränderungen. Das förderstärkste Feld war wieder das Rotliegend-Gasfeld Rotenburg-Taaken mit einer Jahresförderung von 2,5 Mrd. m<sup>3</sup> gefolgt von dem Zechstein-Gasfeld Goldenstedt/Visbek mit 1,8 Mrd. m<sup>3</sup> und dem Zechstein-Feld Hemmelte/Kneheim/Vahren mit 1,5 Mrd. m<sup>3</sup>. Diese drei Felder stellten bereits 29 % der inländischen Förderung, die zehn förderstärksten Felder sogar 66 %. Wie im Vorjahr waren 83 Erdgasfelder in Betrieb. Zwar konnte in dem Feld Wietingsmoor-Karbon die Förderung in 2006 wieder aufgenommen werden, aber in Ostervesede wurde nicht mehr gefördert – die einzige Sonde wurde in 2006 abgelenkt (s. o.). Weitere Veränderungen in 2006 waren die Wiederaufnahme der Förderung in dem Teilfeld Oythe-Karbon und die Aufgabe der Förderung in dem Teilfeld Preyersmühle-Hastedt. Weiterhin ohne Förderung waren die Felder Düste-Karbon und Neubuchhausen und die Teilfelder Brettorf, Kirchseele und Osterheide in Niedersachsen sowie das Feld Alabaching-Rechtmehring in Bayern.

Die Abbildung 5 zeigt die Aufteilung der Fördermengen auf die Regionen und geologischen Formationen. Die wichtigsten Förderhorizonte sind die permischen Reservoirs des Zechstein und Rotliegend. Aus dem Zechstein stammen 42 % der inländischen Förderung in 2006 und aus dem Rotliegend 40 %. Die übrigen Mengen verteilen sich auf die Speicher der Trias, des Jura, Karbon und Tertiär.

Die inländische Erdölförderung ist nach dem leichten Anstieg im Vorjahr in 2006 wieder geringfügig 1,6 % auf 3,5 Mio. t, einschließlich der Kondensatmengen aus den Erdgasfeldern, zurückgegangen (Abb. 6). Auffällig ist, dass die Fördermengen in zahlreichen Lagerstätten stabil gehalten oder sogar leicht angehoben werden konnten, ohne dass Bohraktivitäten stattgefunden haben. Wie im Vorjahr waren 44 Felder in Betrieb. Da sich die Fördermengen nur geringfügig verändert haben, hat sich auch die Verteilung auf die Bundesländer kaum verändert. In Schleswig-Holstein wurden mit der Fördermenge von Mittelplate 61,1 % der inländischen Förderung produziert. Auf Niedersachsen entfiel ein Anteil von 33,4 %. Die Kondensatproduktion im Offshore-Erdgasfeld A6/B4 hat zwar um weitere 9,5 % abgenommen, entspricht aber noch 1,7 % der inländischen Fördermenge. Die restlichen Mengen verteilen sich auf die Länder Bayern, Rheinland-Pfalz, Hamburg, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Baden-Württemberg.

Nach den Maßnahmen im Vorjahr, der Pipeline-Anbindung der Bohr- und Förderinsel

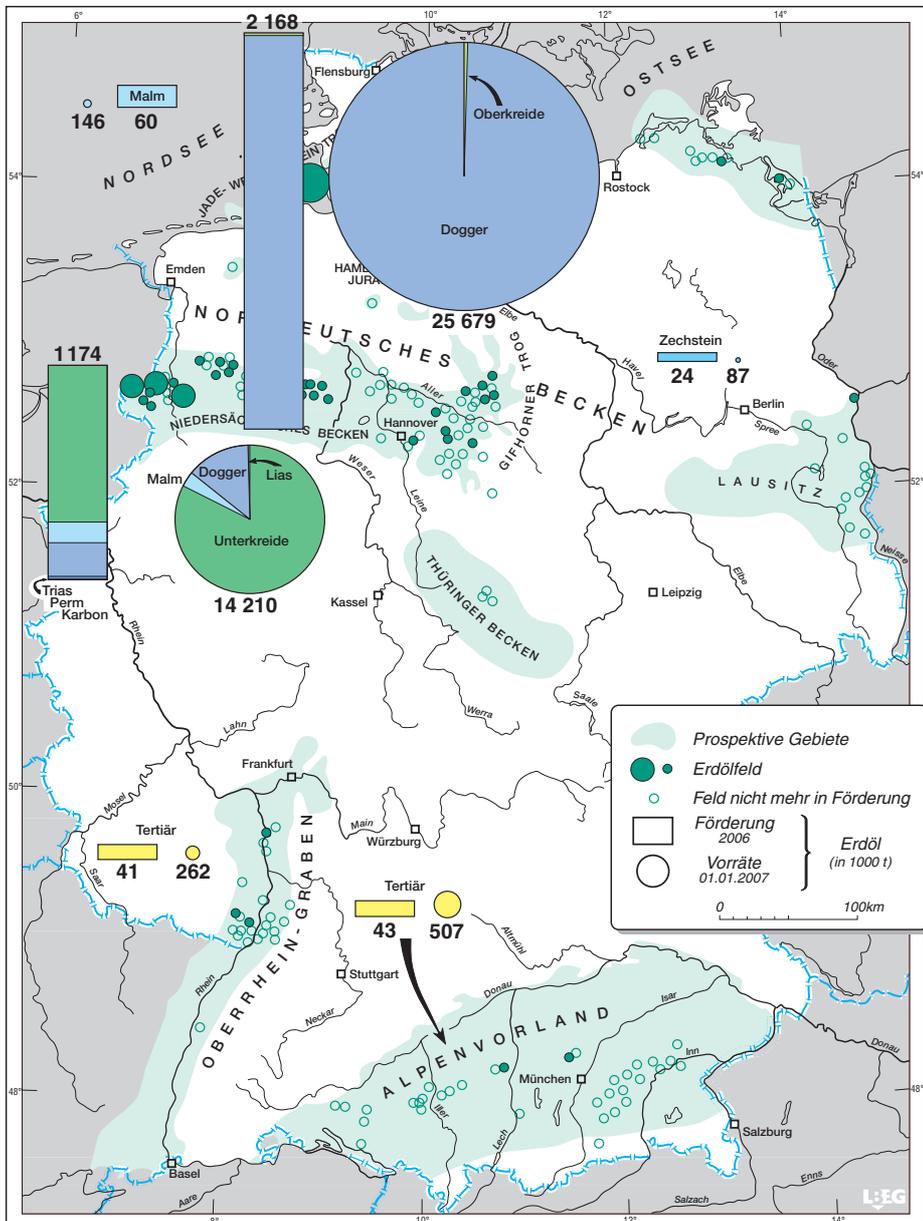


Abb. 7 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe, 3. Gebiet Oder/Neiße-Elbe, 4. Gebiete Elbe-Weser, 5. Oberrhein, 6. Alpenvorland

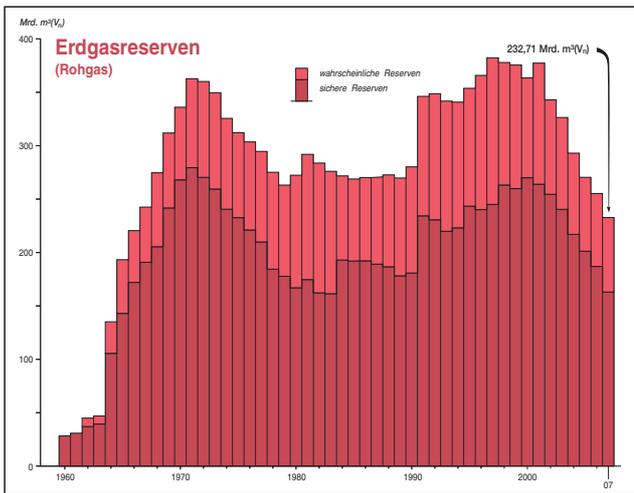


Abb. 8 Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1960–2007

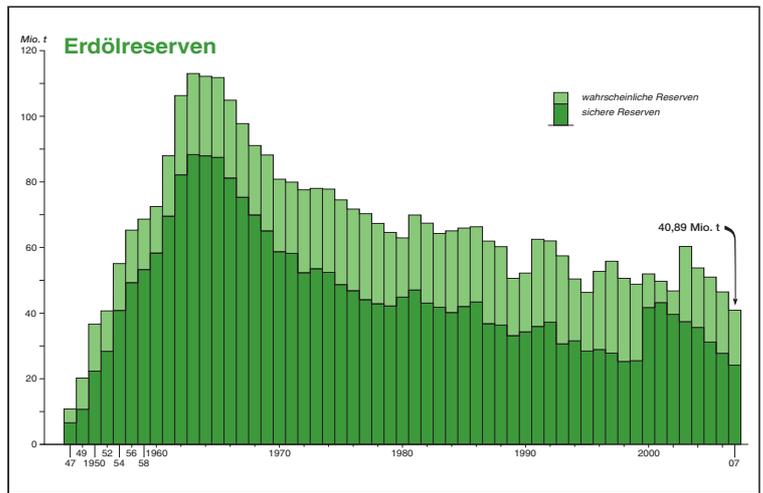


Abb. 9 Entwicklung der Erdölreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1947–2007

Mittelplate an die Aufbereitungsanlagen der Landstation Dieksand in Friedrichskoog und der Installation der neuen Bohranlage, die einen größeren Aktionsradius erlaubt, wurden in 2006 die Aufbereitungsanlagen in Friedrichskoog auf eine Menge von 2,5 Mio. t pro Jahr ausgebaut. Damit sind die Voraussetzungen geschaffen, die Förderung auf der Mittelplate-Insel anzuheben.

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 zwei Drittel der Fördermengen gewonnen, aus den Unterkreide-Sandsteinen (vor allem Westensland) etwa ein Viertel. Aus der Unterkreide fördern z. B. die niedersächsischen Felder Rühle und Bramberge, die mit 271.000 t bzw. 167.000 t Jahresförderung nach Mittelplate die förderstärksten Felder sind.

Der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland im Jahr 2006 ist nach dem Bericht des Deutschen Institutes für Wirtschaftsforschung in Berlin (DIW, Wochenbericht 8/2007) gegenüber dem Vorjahr nach ersten Schätzungen um etwa 1,2 % gewachsen: »Gebremst wurde der – vor allem konjunkturell bedingte – Verbrauchsanstieg durch das hohe Preisniveau und die im letzten Quartal ungewöhnlich warme Witterung. Bereinigt um den Temperatureffekt dürfte der Primärenergieverbrauch 2006 um rund 2,5 % gestiegen sein«. Der Erdgasverbrauch ist nach DIW in 2006 um 1,5 % gestiegen und betrug umgerechnet 104 Mrd. m<sup>3</sup> Reingas. Temperaturbereinigt war der Verbrauch 4,3 % höher. Mit 120,4 Mio. t blieb der statistisch erfasste Mineralölverbrauch nach DIW im Vergleich zum Vorjahr nahezu unverändert (+0,2 %). Unter Berücksichtigung der Lagerbestände bei den privaten Verbrauchern ist der tatsächliche Verbrauch um 1,5 % zurückgegangen. Der temperaturbereinigte Mineralölverbrauch lag nach DIW um 1,4 % über dem Verbrauch des Vorjahres.

Aus den genannten Zahlen ergeben sich rechnerische Anteile der inländischen Erdgas- und Erdölförderung von 17,9 % am Erdgasverbrauch und 2,9 % am Mineralölverbrauch.

## 5 Erdgas- und Erdölreserven

Da keine größeren Neufunde gemacht wurden und Neubewertungen insgesamt zu einer schlechteren Einschätzung der Lagerstätten führten, hat die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven zum Stichtag 1. Januar 2007 um 22,5 Mrd. m<sup>3</sup> abgenommen und wurde auf 233 Mrd. m<sup>3</sup> (Feldesqualität) geschätzt (Abb. 8). Damit hat sich der Abwärtstrend der letzten Jahre weiter fortgesetzt. Unter Berücksichtigung der Jahresförderung in Höhe von 19,7 Mrd. m<sup>3</sup> haben die initialen Reserven um 2,8 Mrd. m<sup>3</sup> abgenommen. Die statische Reichweite der Reserven, das ist der Quotient aus Reserven und aktueller Förderung, ist gegenüber dem Vorjahr bei kaum veränderter Fördermenge aber deutlich geringeren Reserven von 13 Jahren auf 12 Jahre zurückgegangen. Dieser Wert beschreibt nicht die tatsächliche Reichweite der Reserven, da wichtige Faktoren wie der natürliche Förderabfall in den Lagerstätten, künftige Bewertungen der Reservenhöhe oder Neufunde nicht berücksichtigt werden. In Abbildung 5 ist die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen dargestellt. 97,7 % der ausgewiesenen Reserven befinden sich in niedersächsischen Lagerstätten.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat zum Stichtag 1. Januar 2007 um 5,6 Mio. t, also um mehr als die in 2006 geförderte Menge, abgenommen und wurde auf 41 Mio. t geschätzt (Abb. 9). Unter Berücksichtigung der Fördermenge von 3,5 Mio. t in 2006 wurden die initialen Reserven um 2,1 Mio. t geringer bewertet als im Vorjahr. Die Analyse der Reserwendaten auf der Ebene der Produktionsgebiete zeigt, dass die Abnahme der Reserven vor allem in

dem Gebiet nördlich der Elbe aber auch in den Gebieten westlich der Ems und zwischen Oder/Neiße und Elbe größer war als die Entnahme durch die Förderung. In den übrigen Gebieten war die Abnahme der Reserven geringer als die entnommene Fördermenge. Da in den letzteren Gebieten keine nennenswerten Bohraktivitäten stattgefunden haben, ist davon auszugehen, dass der anhaltend hohe Ölpreis in diesen Gebieten zu einer allgemein, wenn z. T. auch nur geringfügig, höheren Bewertung der Lagerstätten geführt hat. Abbildung 7 zeigt die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen. Gegenwärtig liegen etwa 62 % der inländischen Erdölreserven in Schleswig-Holstein (Mittelplate) und 35 % in niedersächsischen Lagerstätten.