

# Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2005

Exploration and Production of Crude Oil and Natural Gas in Germany in 2005

Von M. PASTERNAK\*

## Abstract

This article gives a review of the results of exploration and production of oil and gas in Germany in 2005. The report is based on data collected continuously by the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG) from the oil companies and the other state mining offices.

Exploration of oil and gas increased compared to the previous year. Geophysical prospecting dropped however exploration drilling increased significantly.

The acreage of 3D seismic decreased to 200 km<sup>2</sup>. Except from one test line no 2D seismic was carried out. The area of gravimetric data acquisition amounted to 525 km<sup>2</sup>. The focal point of these activities was Northern Germany.

The number of exploration wells was more than doubled. Four new field wildcats were drilled to find new gas fields and oil fields. Both completed wells were dry. In the vicinity of producing fields two exploration wells (new pool tests) were completed from which one was successful and one was dry. Another well which was drilled to total depth in 2004 was successful and found gas. For the first time since many years two shallow stratigraphic tests were drilled.

In field development the number of wells rose once again by almost one third and amounted to 33. 25 wells were successful. Thereof 21 wells were completed as oil or gas wells, two wells as service wells and two wells as pilot holes.

Along with the number of drilling projects the footage increased significantly. Compared to the previous year an increase of 30 % to 65,000 m was observed.

German annual gas production dropped by 2.5% to 19.9 billion m<sup>3</sup> (field quality).

Only a part of the annual gas production could have been replaced by new reserves. As a result total remaining proven and probable natural gas reserves declined for the fifth year in succession and amounted to 255 billion m<sup>3</sup> (field quality).

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

The increase in production from the Mittelplate oilfield exceeded the common decline in production of most German fields. Thus annual oil production increased by 1.6% to 3.6 million t.

Total remaining proven and probable oil reserves were estimated at 46 million t as of 1st January 2006. This means that the decrease of reserves was more than depletion by production or in other words the initial reserves dropped.

## Kurzfassung

Der vorliegende Beitrag gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland im Jahre 2005. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden. Die Explorationsaktivitäten für Erdgas und Erdöl sind gegenüber dem Vorjahr angestiegen. Der Umfang der geophysikalischen Vorerkundung hat zwar abgenommen doch wurden deutlich mehr Explorationsbohrungen abgeteuft.

Die Fläche der seismischen 3D-Surveys ist auf etwa 200 km<sup>2</sup> zurückgegangen, 2D-seismische Messungen fanden mit Ausnahme einer Testlinie nicht statt. Gravimetrische Daten wurden auf einer Fläche von 525 km<sup>2</sup> akquiriert. Der Schwerpunkt der Aktivitäten lag in Norddeutschland.

Die Anzahl der Explorationsbohrungen hat sich gegenüber dem Vorjahr mehr als verdoppelt. Vier Aufschlussbohrungen sollten neue Erdgas- und Erdöllagerstätten nachweisen. Zwei der Bohrungen wurden mit einem Ergebnis abgeschlossen; beide gingen fehl. In der Peripherie bekannter Erdöl- und Erdgasvorkommen wurden drei Teilfeldsuchbohrungen abgeteuft. Eine Bohrung wurde ölfündig, eine hat noch kein Ergebnis erhalten und die dritte ging fehl. Eine weitere Teilfeldsuchbohrung aus dem Vorjahr wurde gasfündig gemeldet. Erstmals seit vielen Jahren wurden wieder (zwei) Untersuchungsbohrungen abgeteuft.

In der Feldesentwicklung ist die Anzahl der Bohrprojekte nochmals um ein Drittel auf 33

angestiegen. 25 Bohrungen wurden mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen, davon waren 20 öl- oder gasfündig, fünf hatten ihr Ziel erreicht.

Mit der Anzahl der Bohrprojekte hat auch die Bohrmeterleistung deutlich zugenommen. Gegenüber dem Vorjahr war ein Zuwachs um 30 % auf etwa 65.000 m zu verzeichnen.

Die Erdgasförderung hat mit 19,9 Mrd. m<sup>3</sup> um etwa 2,5 % gegenüber dem Vorjahr nachgegeben.

Die Jahresförderung konnte nur zu einem Teil durch neue Reserven ersetzt werden. In der Folge sank die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven jetzt das fünfte Jahr in Folge und wurde mit 255 Mrd. m<sup>3</sup> (Rohgas) bewertet.

Die Anhebung der Erdölförderung in Mittelplate konnte den natürlichen Produktionsabfall in den meisten anderen Feldern mehr als ausgleichen. In der Folge stieg die inländische Erdölförderung (inkl. Kondensat) um 1,6 % auf 3,6 Mio. t.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven wurde zum Stichtag 1. 1. 2006 mit 46 Mio. t bewertet. Die Reserven haben damit um mehr als die Fördermenge abgenommen, d. h. die ursprünglichen Reserven wurden geringer bewertet.

## 1 Einleitung

Der vorliegende Beitrag fasst die Ergebnisse der Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas des Jahres 2005 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 Landes-

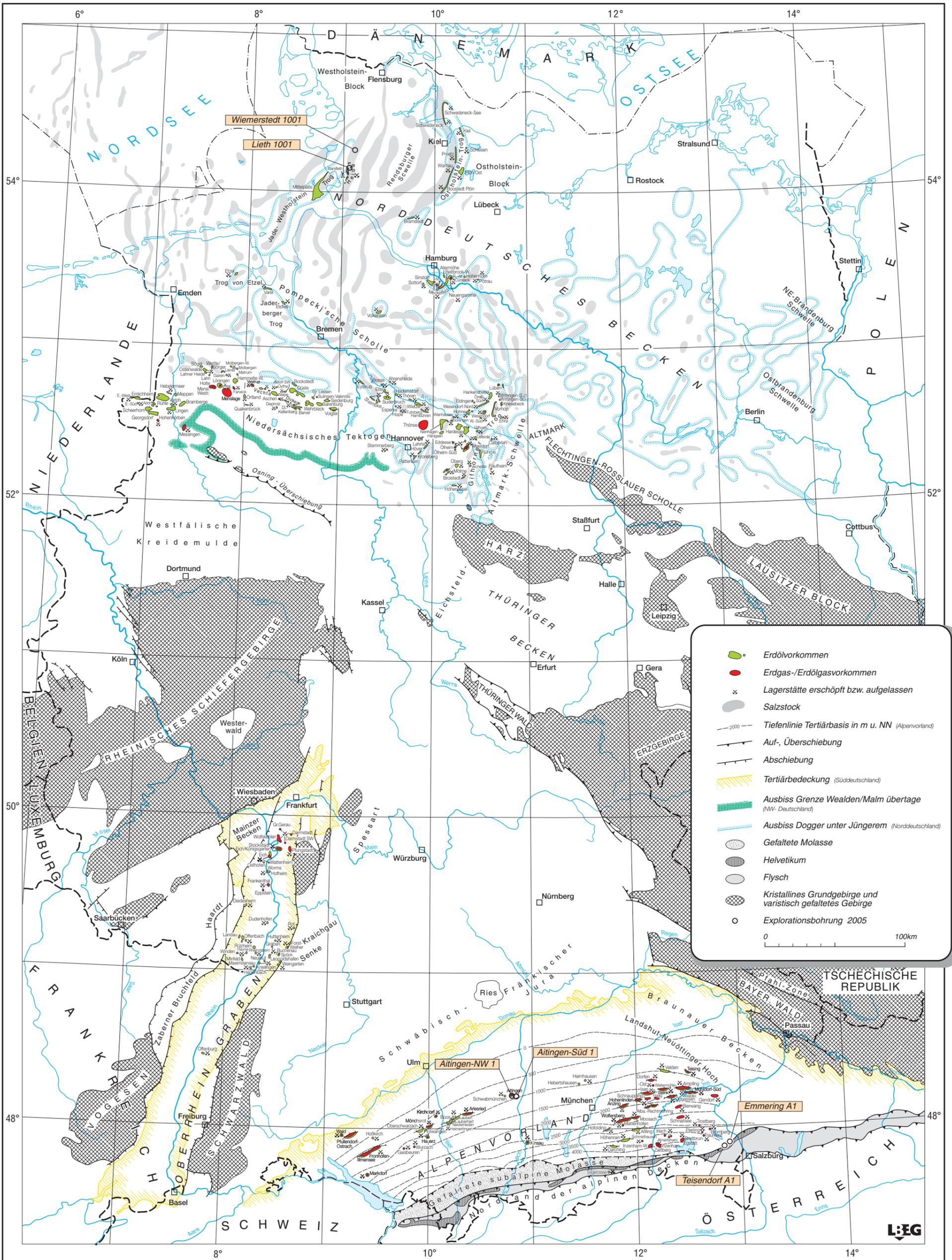
(Nachfolgende Doppelseiten:)

**Abb. 1** Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2005. Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

**Abb. 2** Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2005. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein

# Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

## Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

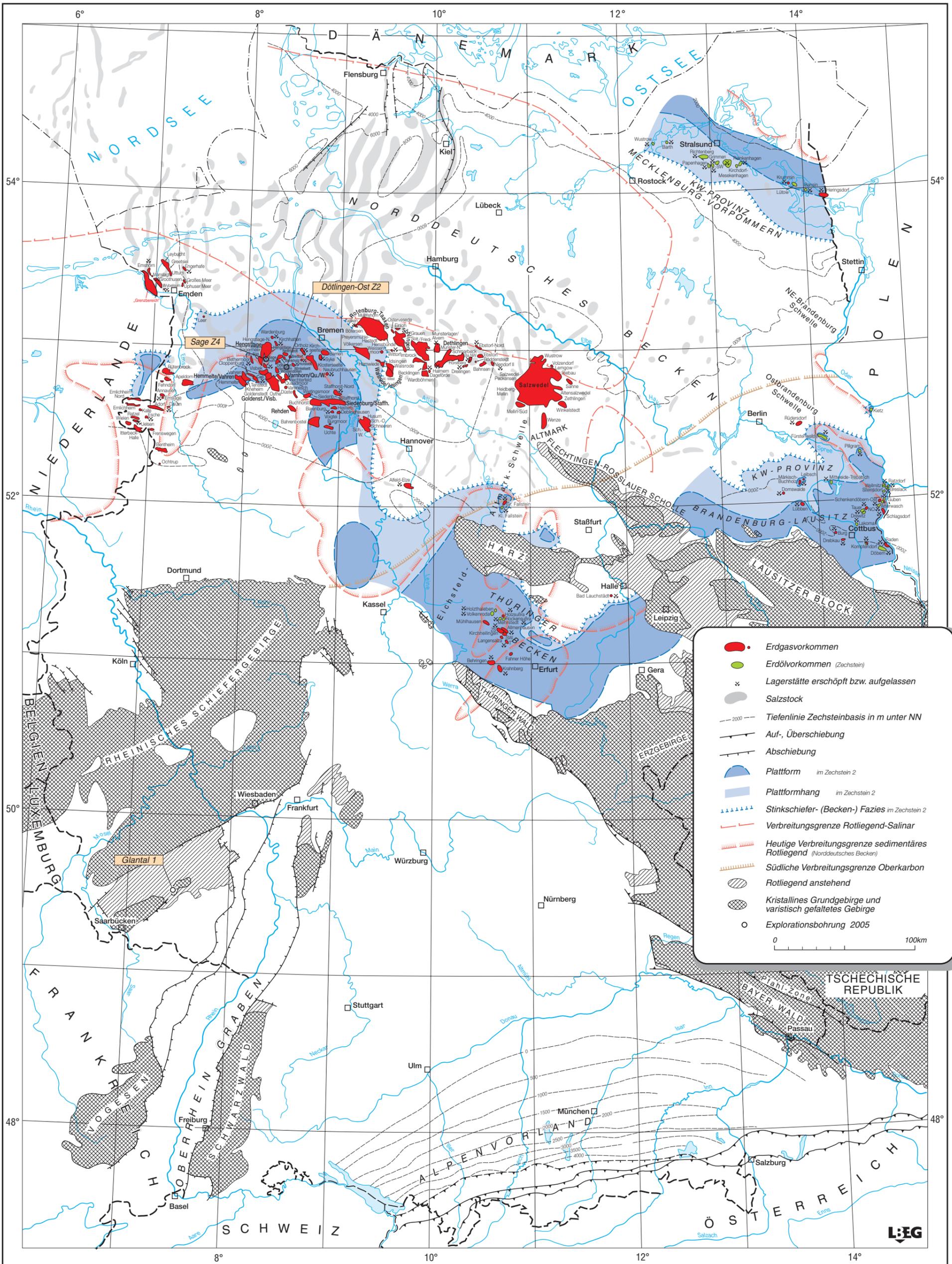


	Erdölvorkommen
	Erdgas-/Erdölgasvorkommen
	Lagerstätte erschöpft bzw. aufgelassen
	Salzstock
	Tiefenlinie Tertiärbasis in m u. NN (Alpenvorland)
	Auf-, Überschiebung
	Abschiebung
	Tertiärbedeckung (Süddeutschland)
	Ausbiss Grenze Wealden/Malm übertage (NW-Deutschland)
	Ausbiss Dogger unter Jüngerem (Norddeutschland)
	Gefaltete Molasse
	Helvetikum
	Flysch
	Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge
	Explorationsbohrung 2005

0 100km

# Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

## Paläozoikum und Buntsandstein



	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
	Verteilungsgrenze Rotliegend-Salinär
	Heutige Verteilungsgrenze sedimentäres Rotliegend (Norddeutsches Becken)
	Südliche Verteilungsgrenze Oberkarbon
	Rotliegend anstehend
	Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge
	Explorationsbohrung 2005

0 100km

amt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) bundesweit erhoben werden. Der Beitrag stellt einen Abriss des Berichtes »Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2005« des LBEG dar, der mit zahlreichen detaillierten Tabellen ausgestattet ist und im Internet unter der Adresse [www.nlfb.de/rohstoffe/produkte](http://www.nlfb.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 hatte sich die Bohraktivität bereits in 2004 wieder deutlich erholt und konnte in 2005 nochmals deutlich gesteigert werden. Gemessen an der Bohrmeterleistung wurde letztmalig in 1999 ein entsprechender Stand erreicht (s. Abb. 3). Allerdings wurde die Bohrmeterleistung in 2005 durch eine wesentlich höhere Anzahl an Bohrprojekten dargestellt. In 1999 waren es 27 Projekte, im Berichtsjahr 42. Der Unterschied in den durchschnittlichen Bohrmeter pro Bohrung ist u. a. bedingt durch die damaligen überlangen Extended-Reach-Bohrungen in Dieksand und der aktuellen großen Anzahl an relativ kurzen Ablenkungen bereits bestehender Sonden, insbesondere von Ölbohrungen im Westemmland.

Derzeit werden die Aktivitäten durch den anhaltend hohen Ölpreis unterstützt. Bohrvorschläge, die noch vor wenigen Jahren an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit standen, können momentan vielfach umgesetzt werden. Dies betrifft insbesondere Ablenkungen bereits produzierender Sonden. Wenn sich z. B. bei fortschreitender Erkenntnis der geologischen Lagerstättenverhältnisse gezeigt hat, dass Sonden nicht optimal platziert sind, kann auf diese Weise mit vertretbarem Aufwand eine Fördersteigerung erzielt werden, in dem etwa strukturhöhere Bereiche erschlossen werden, die eine geringere Verwässerung aufweisen. Neue Bohrungen würden in solchen Fällen häufig keine Wirtschaftlichkeit erreichen.

Aber auch in der Exploration sind die Auswirkungen des Ölpreises nicht zu übersehen. So hat sich die Anzahl der Explorationsbohrungen gegenüber dem Vorjahr verdoppelt.

Als beschränkender Faktor der Bohraktivität wird derzeit immer wieder die geringe Verfügbarkeit von Bohranlagen genannt. Die Bohrkontraktoren haben sich selbstverständlich auf die geringe Nachfrage in der jüngeren Vergangenheit eingestellt, sodass der gegenwärtige Bedarf nicht zufrieden stellend gedeckt werden kann. Zudem wird die Situation durch die Nachfrage nach Bohranlagen auf dem Erdwärmesektor verstärkt.

### 2.1 Explorationsbohrungen

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

Tabelle 1 Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2005

Name	Operator	Ziel/ Fundhorizont	Status
<b>Untersuchungsbohrungen (A1)</b>			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Lieth 1001	RWE Dea	Chalk	bohrt
Wiernerstedt 1001	RWE Dea	Chalk	Ziel erreicht
<b>Aufschlussbohrungen (A3)</b>			
<i>Nordsee</i>			
B11-4	Wintershall	Chalk	fehl
<i>Saar-Nahe-Becken</i>			
Glantal 1	Pannonian	Oberkarbon	bohrt
<i>Alpenvorland</i>			
Emmering A1	RAG	Aquitain	fehl
Teisendorf A1	RAG	Aquitain	n.k.E.
<b>Teilfeldsuchbohrungen (A4)</b>			
<i>Weser-Ems</i>			
Dötlingen-Ost Z2	EMPG	Zechstein	n.k.E.
Sage Z4*	EMPG	Zechstein	gasfündig
<i>Alpenvorland</i>			
Aitingen-Nordwest 1	Wintershall	Baustein-Sch.	fehl
Aitingen-Süd 1	Wintershall	Baustein-Sch.	ölfündig
Status mit Stand vom 31. Dezember 2005;			
*: Endteufe vor 2005 erreicht; n. k. E.: noch kein Ergebnis			
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH;			
Pannonian – Pannonian International, Ltd.; RAG – Rohöl-Aufsuchungs AG			
RWE Dea – RWE Dea AG; Wintershall – Wintershall AG			

Erstmals seit vielen Jahren wurden wieder Untersuchungsbohrungen abgeteuft. Diese Bohrungen haben nicht das unmittelbare Ziel Lagerstätten nachzuweisen, sondern dienen der geologischen Vorerkundung. Es sind meist Bohrungen geringerer Teufe, die zur Klärung tektonischer, fazieller, geochemischer etc. Fragen abgeteuft werden. Im Berichtsjahr wurden zwei dieser Bohrungen auf die bekannten Ölkreidevorkommen auf dem Salzstock Heide in Schleswig-Holstein abgeteuft (Tab. 1).

Aufschlussbohrungen haben das Ziel neue Lagerstätten nachzuweisen. In dieser Kategorie wurden vier Bohrungen gebohrt. Eine Bohrung wurde auf den Chalk im »Entenschnabel« der Nordsee abgeteuft, eine auf potenzielle oberkarbonische Tight-Gas-Sande im Saar-Nahe-Becken und zwei weitere Bohrungen auf die Tiefwassermolasse im süddeutschen Molassebecken.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen wurde ein Projekt im Bereich der norddeutschen Zechsteinlagerstätte Dötlingen gebohrt. Zwei Bohrungen sollten im Bereich der süddeutschen Öllagerstätte Aitingen neue Teilfelder nachweisen. Bereits in 2004 wurde eine Bohrung in der Peripherie der Zechsteinlagerstätte Hengstlage/Sage/Sagermeer abgeteuft, aber erst in 2005 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 den Abbildungen 1 und 2 dargestellt.

#### 2.1.1 Untersuchungsbohrungen Gebiet nördlich der Elbe

Auf dem Salzstock Heide wurden die Ölkreidevorkommen mit zwei neuen Bohrungen untersucht. Bekannt geworden waren die Vorkommen bereits in der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts. Versuche, das hochviskose Öl über Bohrungen und Schächte dauerhaft wirtschaftlich zu fördern, schlugen jedoch fehl. Nach dem ersten Weltkrieg wurde von einem Tochterunternehmen der damaligen DEA auf das Vorkommen von Hemmingstedt ein 100 m tiefer Schacht niedergebracht und ein Streckennetz von etwa 3 km Länge aufgefahen. Da kein geeignetes Verfahren zur Entölung der Kreide entwickelt werden konnte, musste der Betrieb wieder eingestellt werden. Während des zweiten Weltkrieges wurde das Ölkreidebergwerk wieder aufgewältigt. Obwohl kontinuierlich versucht wurde, die eingesetzten Abbau- und Aufbereitungsmethoden zu verbessern, konnte ein wirtschaftlicher Abbau auch jetzt nicht etabliert werden. Gegen Ende des Krieges wurden die Anlagen durch Bombenangriffe zerstört und der Betrieb nicht wieder aufgenommen.

Die aktuellen Bohrungen **Licht 1001** und **Wiernerstedt 1001** (RWE Dea<sup>1)</sup>) (Abb. 1) hatten das Ziel, die ölführende Schreibkrei-

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

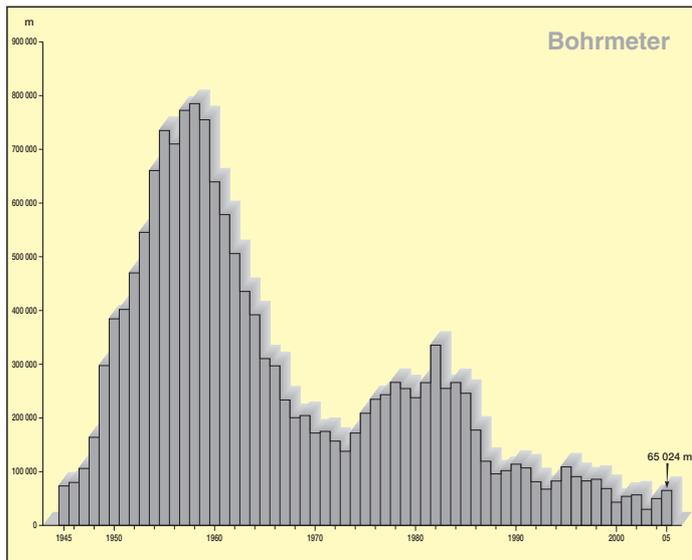


Abb. 3 Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945–2005

de 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 Ölkreide-Vorkommen von Weddingstedt abgeteuft. Nachdem der ölführende Abschnitt durchgehend gekernt worden war, wurde die Bohrung bei 190 m in der Schreibkreide eingestellt. Nach einer Heißwasserstimulation, die der Untersuchung der Mobilisierbarkeit des Öles und der Gewinnung von Ölproben diente, hatte die Bohrung ihr Ziel erreicht und wurde verfüllt.

Die Bohrung Licht 1001 wurde auf das Ölkreide-Vorkommen von Hemmingstedt abgeteuft. Sie stand zum Jahresende 2005 bei 3,5 m im Quartär.

### 2.1.2 Aufschlussbohrungen

#### Nordsee

Im »Entenschnabel« des deutschen Sektors der Nordsee wurde die Bohrung **B11-4** (Wintershall) niedergebracht. Die Bohrung liegt etwa 20 km südlich des dänischen Ölfeldes Rolf. Das Ziel war die ölführend erwartete Schreibkreide in einer nordwestlich streichenden Antiklinale oberhalb eines Salzstocks. Im Oberbau der Struktur zeichnet sich in der Seismik ein deutlicher »gas chimney« ab, der auf eine Leckage der gasförmigen Kohlenwasserstoffe hindeutet. Hinsichtlich der erhofften Erdöllagerstätte wurde eine Abdichtung durch die tertiären Tonsteine erwartet. Der Prospekt war auf der Basis des umfangreichen seismischen 3D-Surveys aus dem Jahre 2001 entwickelt worden. Die Bohrung erreichte die Schreibkreide in der prognostizierten Teufe und Reservoirbildung und wurde bei einer Endteufe von 1.900 m im Zechstein des Salzstocks eingestellt. Trotz starker Gasanzeichen im Tertiär und am Top der Schreibkreide konnte weder eine Öllagerstätte noch eine

Gaslagerstätte nachgewiesen werden. Die Bohrung wurde ohne Tests für nicht fündig erklärt und verfüllt.

#### 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 reservoirs« ausgebildete Sandsteine des Oberkarbon, die im Falle einer vertikalen Abdichtung gasführend erwartet wurden. Zum Jahresende stand die Bohrung 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 Gasanzeichen. Ein Ergebnis lag bei Redaktionsschluss nicht vor.

#### Alpenvorland

Etwa 6 km von der Grenze nach Österreich entfernt wurde die Bohrung **Emmering 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 Emmering A1 hatte in den Schichten des Aquitan erhöhte Gasanzeichen und wurde bei einer Endteufe von 2.327 m im Aquitan

eingestellt. Nach Perforation wurde ein Test auf einen Sandsteinhorizont im Aquitan durchgeführt, der einen marginalen, nicht messbaren Gaszufluss erbrachte. Da keine weiteren, Erfolg versprechenden Horizonte identifiziert werden konnten, wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt und verfüllt.

Etwa 6 km südwestlich der Emmering A1 wurde mit der Bohrung **Teisendorf A1** (RAG) (Abb. 1) das gleiche Konzept wie mit der Emmering A1 getestet. Die Bohrung erreichte eine Endteufe von 2.404 m im Aquitan. 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 erlaubt aber keine wirtschaftliche Förderung der Bohrung. Die Bohrung wurde verfüllt.

### 2.1.3 Teilfeldsuchbohrungen

#### Gebiet Weser–Ems

Mit der Bohrung **Dötlingen-Ost Z2** (EMPG) (Abb. 2) sollten neue Reserven im Staßfurt-Karbonat einer ungetesteten tektonischen Scholle erschlossen werden. Die Scholle 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 das Staßfurt-Karbonat der Wildeshausen Z1 deutlich über dem Gas-Wasser-Kontakt des Dötlingen-Feldes liegt, aber als verwässert gilt, war nicht eindeutig zu identifizieren, wo und wie in der lateralen Ausdehnung die Trennung zwischen gasführenden und verwässertem Reservoir erfolgt. Es bestand ein deutliches Risiko, den Träger wie in der Wildeshausen Z1 verwässert anzutreffen. Aufgrund technischer Probleme musste die Bohrung einmal abgelenkt werden. Die Ablenkung erreichte das Staßfurt-Karbonat etwas tiefer als prognostiziert, schloss es auf einer Strecke von etwa 500 m mit den erwarteten Speichereigenschaften horizontal auf und wurde bei einer Endteufe von 5.113 m eingestellt. Da die Gasanzeichen während des Bohrens, die Auswertung der Bohrlochmessungen und die lagerstätteengeologischen Rahmenbedingungen auf eine Fündigkeit hindeuteten, wurde auf die Durchführung eines Tests verzichtet und entschieden, die Bohrung an das Leitungsnetz anzuschließen. Ein offizielles Ergebnis soll die Bohrung mit Aufnahme der Förderung erhalten.

Die Bohrung **Sage Z4** (EMPG) (Abb. 2) hatte bereits in 2004 ihre Endteufe von 5.086 m erreicht. Ziel dieser Bohrung war das Staßfurt-Karbonat einer Struktur im südöstlichen Teil des Feldeskomplexes Hengstlage/Sage/Sagermeer. Die Bohrung hatte den Träger in der erwarteten Teufenlage und mit sehr guten Gasanzeichen angetroffen und auf einer Länge von etwa 1.000 m nahezu horizontal aufgeschlossen. Da nach den

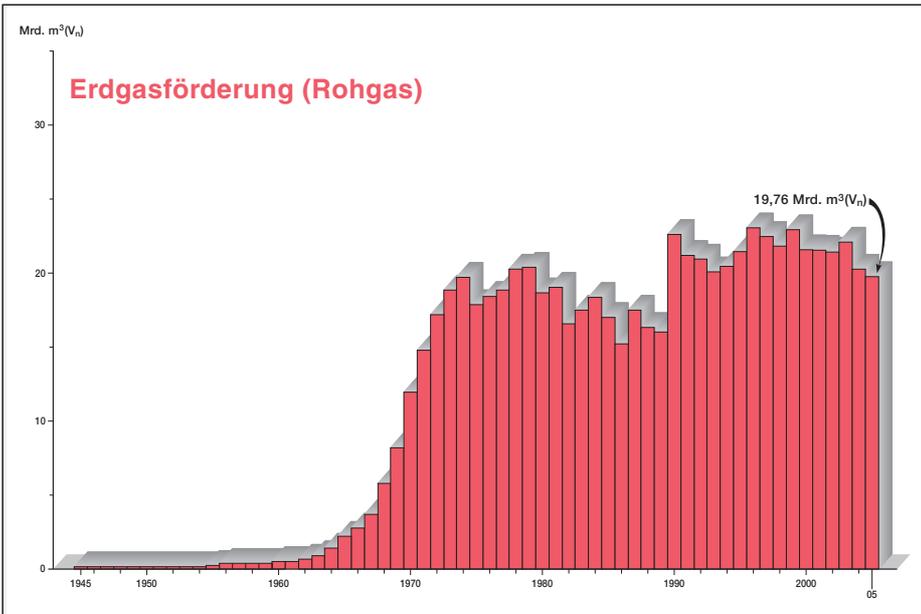


Abb. 4 Erdgasförderung 1945–2005

Gasanzeichen während des Bohrens, der Auswertung der Bohrlochmessungen sowie den lagerstättengeologischen Rahmenbedingungen von einer Fündigkeit ausgegangen werden konnte, wurde auf eine Durchführung eines Tests verzichtet und mit den Arbeiten zum Anschluss der Bohrung an das Leitungsnetz begonnen. In 2005 wurden diese Arbeiten fertig gestellt und die Förderung aufgenommen.

### Alpenvorland

In der Peripherie des Erdölfeldes Aitingen gab es in 2005 zwei Bohrprojekte. Beide Projekte waren auf der Grundlage der 3D-Seismik aus dem Jahre 2003 entwickelt worden. Etwa 1 km nordwestlich des Feldes testete die Bohrung **Aitingen-Nordwest 1** (Wintershall) (Abb. 1) eine in der Seismik identifizierte separate Antiklinalstruktur. Unter Annahme eines Öl-Wasser-Kontaktes in ähnlicher Tiefenlage wie im Feld Aitingen wurde das potenzielle Reservoir ölführend erwartet. In der Unteren Süßwassermolasse wurden zwei Bereiche mit erhöhten KW-Anzeichen erbohrt. Den Zielhorizont, die Bausteinschichten, wies die Bohrung zwar einige Meter höher nach als vorhergesagt, aber nur am Top des Reservoirs konnten erhöhte Gasanzeichen nachgewiesen werden. Nach Auswertung der Bohrlochmessungen sind in der Bohrung keine wirtschaftlich nutzbaren Horizonte vorhanden. Die Bohrung wurde ohne Test als nicht fündig eingestuft und verfüllt.

Etwa 500 m südwestlich des Feldes wurde die Bohrung **Aitingen-Süd 1** (Wintershall) (Abb. 1) auf eine Monoklinalstruktur auf der Hochscholle einer annähernd West–Ost streichenden antithetischen Abschiebung abgeteuf. Unter Annahme eines Öl-Wasser-Kontaktes in ähnlicher Tiefenlage wie im Feld Aitingen wurden auch in dieser Struktur die Bausteinschichten ölführend erwartet. Das Top des Reservoirs traf die Bohrung zwar einige Meter tiefer an als vorhergesagt, aber mit guten KW-Anzeichen. Nach Auswertung der Bohrlochmessungen wurde der Öl-Wasser-Kontakt etwa in der erwarteten Teufenlage, wenig tiefer als im Feld Aitingen erbohrt. Da in dieser Bohrung am Top der Bausteinschichten noch eine mehrere Meter mächtige Kalksteinbank ausgebildet ist, die keine Speicherqualitäten besitzt, ist der ölführende Bereich insgesamt weniger mächtig als erwartet. Ein Test auf das ölführende Intervall der Bausteinschichten erbrachte dennoch einen wirtschaftlichen Zufluss, sodass die Bohrung für ölfündig erklärt wurde.

### 2.2 Feldesentwicklungsbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrprojekte ist von 25 im vorangehenden Jahr deutlich auf 33 angestiegen. Als »aktiv« werden an dieser

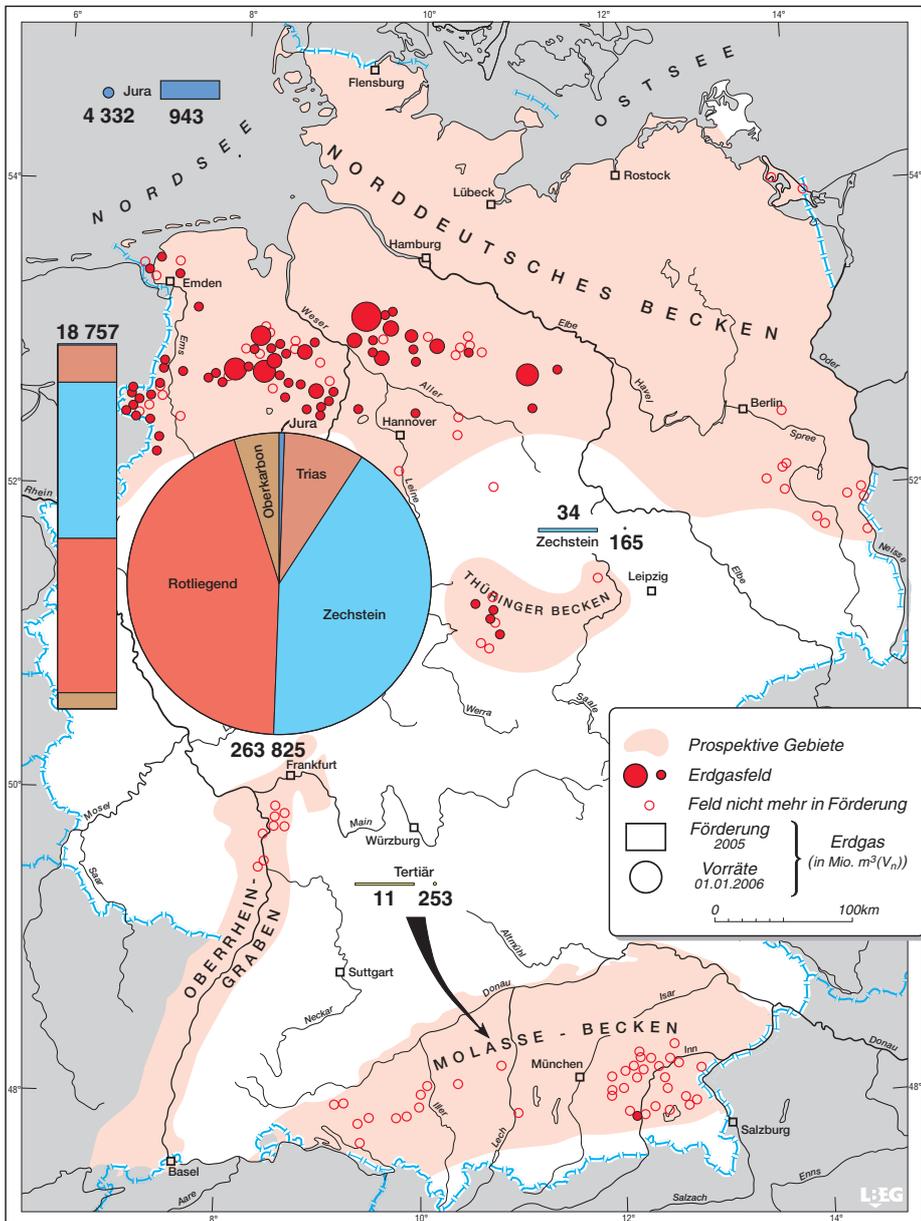


Abb. 5 Erdgasförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt. Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiete Elbe–Weser, 3. Thüringer Becken, 4. Alpenvorland

Abb. 6 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945–2005

Stelle die Bohrprojekte bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Hinzu kommen drei Projekte, die bereits vor 2005 ihre Endteufe erreicht hatten, aber bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

25 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 Sauegasrevier, Gebiet Weser–Ems, wurden in der Lagerstätte Goldenstedt zwei Bohrungen sowie in Bahrenborstel, Hemmelte und Siedenburg/Staffhorst je eine Bohrung im Staßfurt-Karbonat des Zechstein fündig. Diese Projekte wurden als geologische Ablenkungen bestehender Sonden gebohrt. In der Lagerstätte Wöstendöllen war die technische Ablenkung einer Sonde erfolgreich. In der ostfriesischen Rotliegend-Erdgaslagerstätte Leer wurde die als Tight-Gas-Bohrung projektierte Leer Z4 fündig. Bei diesem Projekt wurde das aus Söhlingen bekannte Konzept, Kombination von horizontalem Aufschluss des Trägers und multipler Frac-Behandlung, erfolgreich angewendet.

Im Gebiet nördlich der Elbe wurde im Ölfeld Mittelplate Anfang 2005 noch vor den Arbeiten für den Austausch der Bohranlage eine Bohrung in den Sandsteinen des Dogger fündig. Im Feld Lüben, Gebiet Elbe–Weser, wurde die Bohraktivität fortgesetzt; zwei Bohrungen, davon eine geologische Ablenkung, waren ölfündig.

In den Ölfeldern des Gebietes westlich der Ems wurde die ohnehin regelmäßige Bohrtätigkeit intensiviert. Im Feld Emlichheim wurden zwei geologische Ablenkungen und eine neue Bohrung fündig gemeldet, in Georgsdorf eine Bohrung und in Rühle vier geologische Ablenkungen sowie eine neue Bohrung.

Im Oberrheintal wurde eine geologische Ablenkung im Feld Eich fündig gemeldet. In der Westmolasse im Feld Aitingen war eine Produktionsbohrung erfolgreich, die im Rahmen der Bohrkampagne zusammen mit den beiden Explorationsbohrungen abgeteuft wurde.

2.3 Bohrmeter

Nach dem Rekordtief in 2003 hat die Bohrleistung unterstützt durch den anhaltend hohen Ölpreis nun das zweite Jahr in Folge deutlich zugenommen. Gegenüber dem Vorjahr ist die Bohrleistung um etwa ein Drittel auf 65.024 m angewachsen. Aufgrund der hohen jährlichen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf die unterschiedlichen Bohrkategorien, wird in diesem Beitrag zur Be-

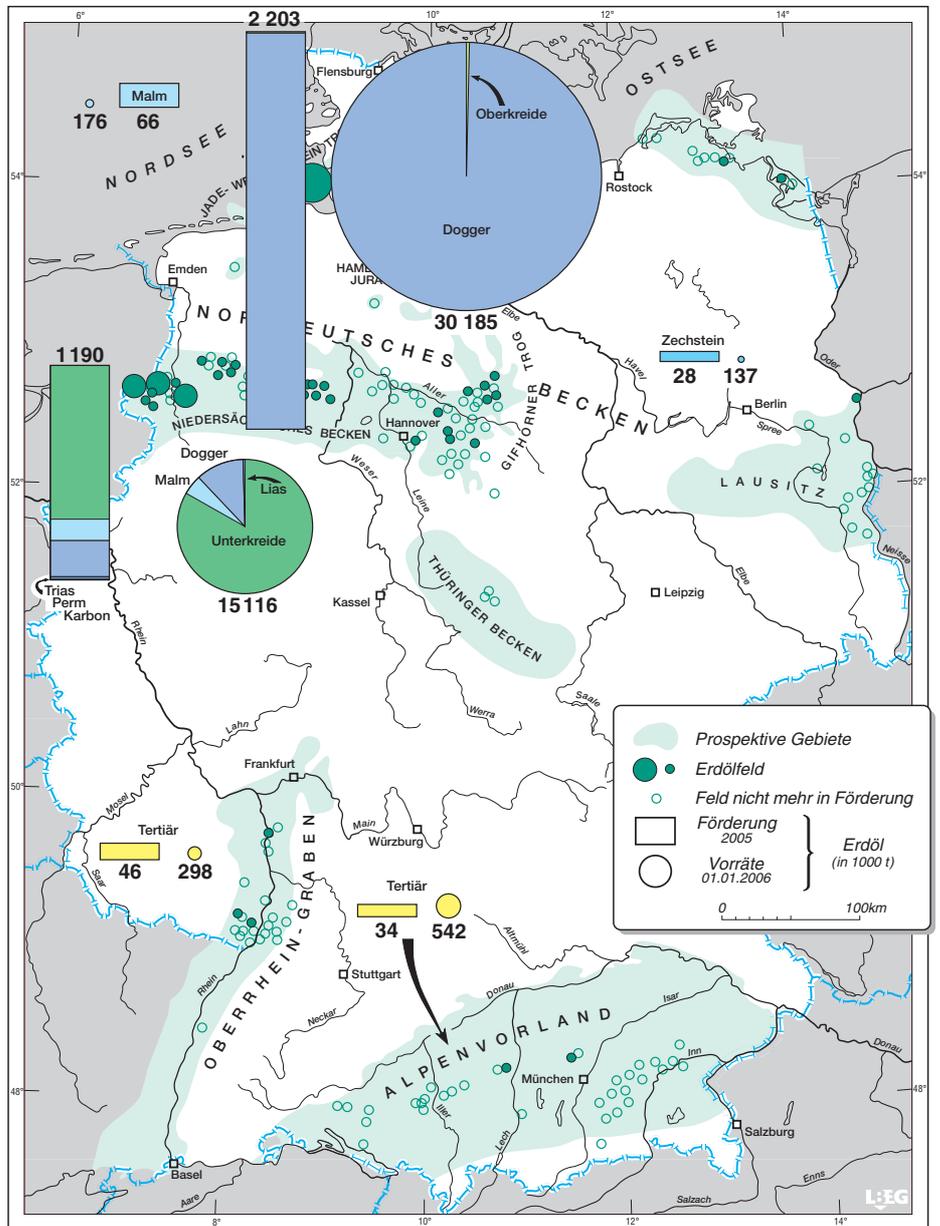
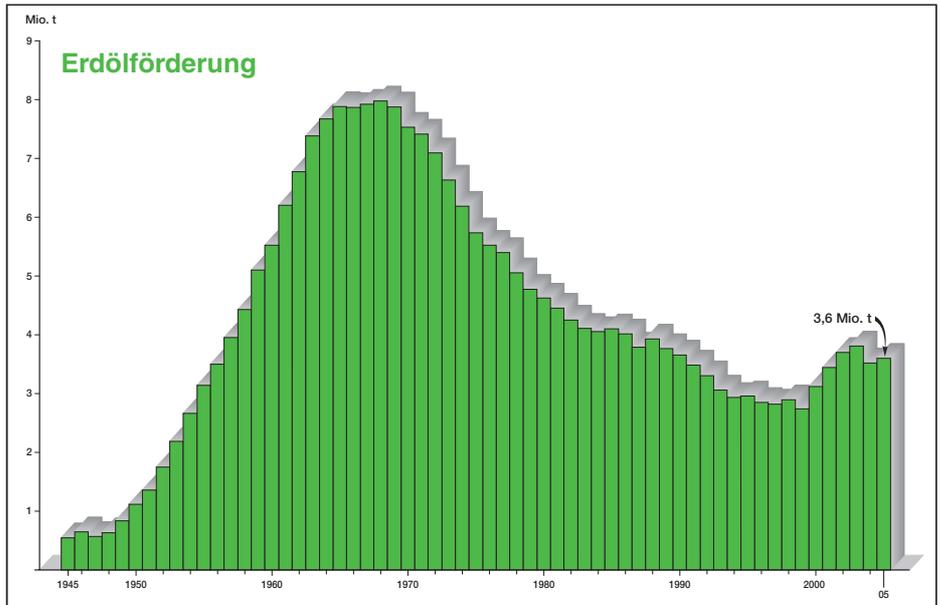


Abb. 7 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe, 3. Gebiet Oder/Neiße–Elbe, 4. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems inkl. der Lagerstätte Ochtrup,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

trachtung der Entwicklung der Bohraktivität auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangehenden fünf Jahre herangezogen. Dieser Mittelwert wurde in 2005 um fast 40 % 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 Bohrplanungen lassen für 2006 eine Bohrmeterleistung auf dem Niveau von 2005 erwarten.

Der Anstieg der Bohrmeterleistung gegenüber dem Vorjahr ist auf Aktivitäten in der Feldesentwicklung von Gasfeldern in der Nordsee sowie im norddeutschen Karbon und Rotliegend aber auch auf die Exploration im süddeutschen Molassebecken zurückzuführen. Dagegen ging die Bohrleistung in der Entwicklung von Öllagerstätten nochmals zurück, vor allem, weil die Bohranlage auf der Mittelplate-Insel gegen eine neue, schwerere Anlage ausgetauscht wurde und somit über den Großteil des Jahres nicht gebohrt werden konnte. Im Sauergasbereich hat die Bohrleistung leicht abgenommen.

Auf den Explorationssektor entfielen etwa 17.000 m oder 26 % der Bohrmeter. Gegenüber dem Vorjahr entspricht das einem Anstieg um etwa 1.800 m oder etwa 12 %, gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre einem Anstieg um etwa 18 %.

Der Anteil der Feldesentwicklungsbohrungen betrug etwa 48.000 m. Das sind etwa 40 % oder 13.000 m mehr als im Vorjahr. Gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre bedeutet dieser Wert ein Plus von knapp 50 %.

Wie im Vorjahr wurden 71 % der Bohrmeter in Niedersachsen abgeteuft. Der Anteil des Landes Schleswig-Holstein hat wegen der Umstände auf der Mittelplate-Insel von 18 % im Vorjahr auf knapp 4 % abgenommen. Auf Bayern entfielen etwa 13 % und auf die Nordsee 11 % der Bohrmeter. Geringere Aktivitäten gab es darüber hinaus in Rheinland-Pfalz (knapp 2 %).

### 3 Geophysik

Der Einsatz geophysikalischer Verfahren zur Erkundung des Untergrundes hat gegenüber dem Vorjahr nochmals abgenommen. Im Rahmen der Erdöl- und Erdgasexploration wurden in Deutschland im Jahr 2005 3D-seismische Surveys mit einer Gesamtfläche von etwa 200 km<sup>2</sup> akquiriert. 2D-seismische Messungen wurden abgesehen von einer kurzen Testlinie nicht durchgeführt. Eine Fläche von etwa 500 km<sup>2</sup> wurde gravimetrisch untersucht. Geomagnetische Messungen, die im Vorjahr aus der Luft auf-

genommen wurden und sich über ein Gebiet von etwa 30.000 km<sup>2</sup> erstreckt haben, wurden in 2005 nicht durchgeführt.

Die Gesamtfläche der seismischen 3D-Surveys umfasste 205 km<sup>2</sup> und hat sich gegenüber Vorjahr nochmals verringert. – Für das Jahr 2004 waren als Gesamtfläche noch 241 km<sup>2</sup> berichtet worden. Dieser Wert hatte die Fläche des Surveys »Schnaitsee« der Ruhrgas AG nicht berücksichtigt und muss auf 273 km<sup>2</sup> entsprechend aktualisiert werden. – Auch in 2005 wurde ausschließlich an Land gemessen. Der Umfang entsprach etwa dem Mittel der Onshore-Messungen der vorangehenden fünf Jahre in Höhe von 230 km<sup>2</sup>. In den beiden Vorjahren fand die 3D-seismische Erkundung ausschließlich im bayerischen Teil des süddeutschen Molassebeckens statt. Nunmehr wurde auch Norddeutschland wieder in die Aktivitäten mit einbezogen. In 2005 wurden zwei Surveys aufgenommen. Im niedersächsischen Erlaubnisgebiet Krummhörn der BEB Erdgas und Erdöl GmbH (Operating durch ExxonMobil Production Deutschland GmbH) wurde der 3D-Survey »Krummhörn« akquiriert. Die Fläche des Surveys beträgt 170 km<sup>2</sup>. In dem bayerischen Erlaubnisgebiet Vaterstetten der Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH wurde der Survey »Anzing« mit einer Fläche von 35 km<sup>2</sup> gemessen. Dieser Survey überdeckt die aufgegebene Gaslagerstätte Anzing und liegt zum größeren Teil im Erlaubnisgebiet Salzach-Inn der Rohöl-Aufsuchungs AG.

Der Umfang der 2D-Seismik ist praktisch auf Null zurückgegangen. Es wurde lediglich eine etwa 3 km lange Testlinie im Bereich des Ölfeldes Rühle, Feldesteil Rühlermoor der Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH gemessen. Die Testlinie galt der Ermittlung von Akquisitionsparametern für einen 3D-Survey, der eventuell in der Folgezeit durchgeführt werden soll. Der Umfang der onshore 2D-Seismik beläuft sich im Mittel der vorangehenden fünf Jahre auf etwa 100 Profilkilometer. Im Grenzgebiet der Konzessionen Oldenburg und Münsterland der Oldenburgischen Erdöl GmbH (ExxonMobil Production Deutschland GmbH) wurde im Bereich der Salzstockes Sagermeer und des Salzkissens Hengstlage der gravimetrische Survey Sagermeer gemessen. Der Survey überdeckt eine Fläche von 525 km<sup>2</sup> und beinhaltet 2.803 Messpunkte.

### 4 Erdgas- und Erdölproduktion

Nach Bericht des Deutschen Institutes für Wirtschaftsforschung in Berlin (DIW, Wochenbericht 10/2006) ist der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland im Jahr 2005 gegenüber dem Vorjahr nach ersten Berechnungen um etwa 1,3 % gesunken: »Verbrauchsmindernd dürften sich vor allem die erneut kräftig gestiegenen Energiepreise ausgewirkt haben, wodurch die ver-

brauchsstimulierenden Effekte des Wirtschaftswachstums mehr als ausgeglichen worden sind. Dagegen beeinflusste das gegenüber dem Vorjahr leicht höhere Temperaturniveau die Veränderungen des Energieverbrauchs nur wenig. Bereinigt um den Temperatureffekt dürfte der Primärenergieverbrauch 2005 gegenüber 2004 um rund 1 % niedriger ausgefallen sein.« Der Erdgasverbrauch hat sich nach DIW nicht verändert und betrug umgerechnet 102 Mrd. m<sup>3</sup> Reingas<sup>2)</sup>, temperaturbereinigt dürfte er sich leicht um 0,6 % erhöht haben. Der Mineralölverbrauch ist nach DIW dagegen um 1,7 % auf 119,4 Mio. t gesunken; unter Berücksichtigung des Temperatureinflusses ergibt sich ein Rückgang um 1,5 %. Die inländische Erdgas- und Erdölförderung trug damit rechnerisch zu 18,3 % zum Erdgasverbrauch und zu 3,0 % zum Mineralölverbrauch bei.

Die inländische Erdgasförderung<sup>3)</sup> hat nochmals nachgegeben und zwar gegenüber dem Vorjahr um 2,5 % auf 19,8 Mrd. m<sup>3</sup> in Feldesqualität (Abb. 4). Hinzuzurechnen sind etwa 140 Mio. m<sup>3</sup> Erdölgas, das bei der Ölförderung anfällt. In Reingasqualität entspricht die Summe dieser Fördermengen einem Volumen von 18,8 Mrd. m<sup>3</sup>. Ursache des weiteren Rückgangs ist vielfach der natürliche Förderabfall der Lagerstätten, der in einigen Fällen z. B. durch zusätzliche Bohrungen ausgeglichen bzw. überkompensiert werden konnte.

Die regionale Verteilung der Erdgasförderung zeigt unter Berücksichtigung kleiner Veränderungen das gewohnte Bild: Niedersachsen 90,3 %, Nordsee 4,8 % und Sachsen-Anhalt 4,6 %. 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 Reingasqualität: Niedersachsen 91,8 %, Nordsee 6,1 %, Sachsen-Anhalt 1,8 %.

Die beiden produktionsstärksten Felder waren wieder das Rotliegend-Gasfeld Rotenburg-Taaken mit einer Jahresförderung von 2,5 Mrd. m<sup>3</sup> und das Zechstein-Gasfeld Goldenstedt/Visbek mit 1,7 Mrd. m<sup>3</sup>. Durch eine Produktionssteigerung von ungefähr 250 Mio. m<sup>3</sup> auf 1,4 Mrd. m<sup>3</sup> rückte das Zechstein-Feld Hemmelte/Kneheim/Vahren auf Platz drei auf. Diese drei Felder stellten bereits 28 % der inländischen Förderung, die zehn förderstärksten Felder sogar 64 %.

Die Anzahl der in Förderung stehenden Felder hat sich um eines auf 83 erhöht. In 2005 wurde in den Feldern Manslagt und Hemmelte-Buntsandstein wieder Erdgas gefördert. Ohne Förderung blieb dagegen das Feld Wietingsmoor-Karbon. Weiterhin ohne Förderung waren die Felder Düste-Karbon und Neubruchhausen und die Teilfelder, Kirchseele und Osterheide in Niedersachsen sowie das Feld Albaching-Rechtmehring in Bayern. Die Verfüllung von Alvern/Münsterlager soll in 2006 abgeschlossen werden.

Die Abbildung 5 zeigt die Aufteilung der

<sup>2)</sup> Reingas: auf einen Brennwert von 9,7692 kWh/m<sup>3</sup> normiertes Erdgas bei Normalbedingungen.

<sup>3)</sup> Gasvolumina der Produktion und der Reserven beziehen sich auf Normalbedingungen.

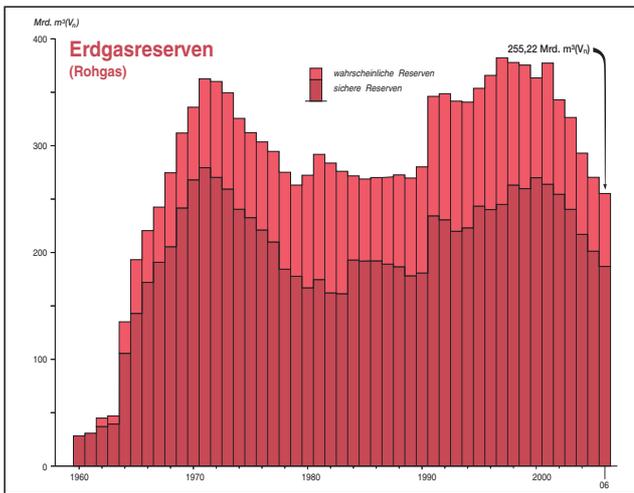


Abb. 8 Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1960–2006

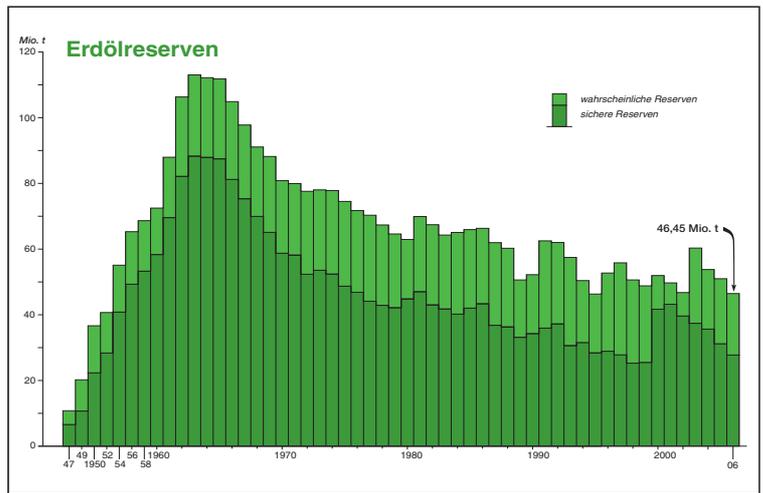


Abb. 9 Entwicklung der Erdölreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1947–2006

Fördermengen auf die Regionen und geologischen Formationen. Der überwiegende Teil der Erdgasmen gen wird aus den permischen Reservoirs des Zechstein (41 % in 2005) und Rotliegend (40 % in 2005) und gewonnen. Die übrigen Mengen stammen aus Speichern der Trias, des Jura, Karbon und Tertiär.

Die inländische Erdölförderung konnte in 2005 wieder leicht um 1,6 % gesteigert werden und belief sich auf 3,6 Mio. t einschließlich der Kondensatmengen aus den Erdgasfeldern (Abb. 6). Der Anstieg ist vor allem auf die höhere Fördermenge im Ölfeld Mittelplate zurückzuführen. Dort konnte die Produktion um fast 0,2 Mio. t auf 2,2 Mio. t angehoben werden. In den meisten anderen Lagerstätten nahmen die Fördermengen in Folge des natürlichen Förderabfalls weiter ab.

Aufgrund dieser Entwicklung verschob sich die Verteilung der Fördermengen auf die Bundesländer weiter zu Gunsten von Schleswig-Holstein. Mit der Fördermenge von Mittelplate wurden 61,3 % der inländischen Förderung in Schleswig-Holstein produziert. Der Anteil Niedersachsens sank auf 33,2 %. Die Kondensatproduktion im offshore-Erdgasfeld A6/B4 hat zwar deutlich abgenommen, entspricht aber noch 1,9 % der inländischen Fördermenge. Die restlichen Mengen verteilen sich auf die Länder Rheinland-Pfalz, Bayern, Hamburg, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen (Kondensat).

Die Anzahl der in Förderung stehenden Felder hat sich mit 44 gegenüber 2004 nicht verändert.

Für das Ölfeld Mittelplate brachte das Jahr 2005 einschneidende Veränderungen. Einerseits konnte die Pipeline-Anbindung der

Bohr- und Förderinsel Mittelplate an die Aufbereitungsanlagen der Landstation Dieksand in Friedrichskoog erfolgreich abgeschlossen werden. Andererseits ist die neue Bohranlage, die einen größeren Aktionsradius erlaubt, auf der Förderinsel in Betrieb genommen worden. Damit wurden die Voraussetzungen geschaffen, die Förderung auf der Insel anzuheben. Nach gegenwärtigen Schätzungen könnte der Produktionsanteil der Förderinsel bis 2007 auf 1,5 Mio. t angehoben werden. 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 68 % der Fördermengen gewonnen, aus den Unterkreide-Sandsteinen (vor allem Westemsland) etwa 27 %. Aus der Unterkreide fördern z. B. die niedersächsischen Felder Rühle und Bramberge, die mit 268.000 t bzw. 179.000 t Jahresförderung nach Mittelplate die förderstärksten Felder sind.

## 5 Erdgas- und Erdölreserven

Die Erdgasreserven sind jetzt das fünfte Jahr in Folge stark rückläufig (Abb. 8). Zum Stichtag 1. Januar 2006 wurde die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven mit 255,2 Mrd. m<sup>3</sup> (Feldesqualität) bewertet. Im Vergleich zum Vorjahr haben die Reserven um 15,2 Mrd. m<sup>3</sup> oder 5,6 % nachgegeben. Unter Berücksichtigung der Jahresförderung in Höhe von 19,8 Mrd. m<sup>3</sup> haben die initialen Reserven um 4,6 Mrd. m<sup>3</sup> zugenommen. Die Zunahme der initialen Reserven ist u. a. auf erfolgrei-

che Bohrprojekte und entsprechend höherer Bewertung von Lagerstätten zurückzuführen. Die statische Reichweite der Reserven (Quotient aus Reserven und aktueller Förderung) blieb aufgrund der gesunkenen Förderung und der neuen Reserven mit 13 Jahren nahezu unverändert. In Abbildung 5 ist die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen dargestellt. 97,5 % der ausgewiesenen Reserven befinden sich in niedersächsischen Lagerstätten.

Zum Stichtag 1. Januar 2006 wurden als Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven 46,5 Mio. t ausgewiesen (Abb. 9). Gegenüber dem Vorjahr entspricht das einer Abnahme um 4,5 Mio. t oder 8,8 %. Die Reserven sind also um mehr als die Förderung zurückgegangen. Die Analyse der Reservendaten auf der Ebene der Produktionsgebiete zeigt, dass die Abnahme der Reserven in fast allen Gebieten größer war als die Entnahme durch die Förderung. Insbesondere betroffen waren die wahrscheinlichen Reserven im Gebiet westlich der Ems. Der anhaltend hohe Ölpreis hat bislang also nicht zu einer allgemein höheren Bewertung der Lagerstätten geführt. Abbildung 7 zeigt die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen. Gegenwärtig liegen etwa 65 % der inländischen Erdölreserven in Schleswig-Holstein (Mittelplate) und 32 % in niedersächsischen Lagerstätten.