Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2007

Exploration and Production of Crude oil and Natural Gas in Germany in 2007

*Von M. PASTERNAK**

Abstract

This article gives a review of the results of exploration and production of oil and gas in Germany in 2007. 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 increased significantly in terms of both geophysical prospecting and exploration drilling.

Due to a large offshore Survey the acreage of 3D seismic acquisition increased to 900 km^2, which is five times more than in the previous year. More than 200 km of 2D seismic lines were acquired, which represent approximately the same level as in the preceding year. One gravimetric survey was carried out. Its extension amounted to almost 300 km^2.

The number of exploration wells increased from nine in 2006 year to twelve in 2007. Six new field wildcats were drilled to find new gas and oil fields. Four wells were completed and all of them were dry. In the vicinity of producing fields six exploration wells (new pool tests) were drilled. The only completed well was dry.

In field development the number of "active" wells dropped by two and amounted to sixteen. In addition eight wells were in process, which were drilled to total depth without a final result in 2006. Fifteen wells were completed successful, thereof thirteen wells as oil or gas wells, one as a service well and another one as a pilot hole.

The footage increased significantly and amounted to 67,410 m, which marks the peak value since 1999. Compared to the previous year this is a plus of 26%.

German annual gas production dropped compared to the previous year by 8.6% to 18 billion m^3 (field quality) most notably due to less consumption.

The total remaining proven and probable natural gas reserves fall by 14 billion m^3 or 6% and amounted to 218 billion m^3 (field quality). Only a small proportion of the production could be replaced by new reserves.

German annual oil production declined to 3.4 million t. The decrease of nearly 3% was primarily due to the natural decline of most of the oil fields and less due to technical reasons.

Total remaining proven and probable oil reserves decreased by 4 million t, which is more than the annual production, and amounted to 37 million t.

Kurzfassung

Der vorliegende Beitrag gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland im Jahre 2007. 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 deutlich angestiegen, sowohl der Umfang der geophysikalischen Vorerkundung als auch der Umfang der Explorationsbohrtätigkeit.

Aufgrund eines großen Offshore-Surveys betrug die Fläche der akquirierten 3D-Seismik über 900 km^2, also mehr das Fünffache des Vorjahres. Die Akquisition von 2D-Seismik lag mit über 200 Profilkilometern in etwa auf dem Niveau des Vorjahres. Gravimetrische Messungen wurden auf einer Fläche von knapp 300 km^2 durchgeführt.

In der Exploration ist die Anzahl der Bohrungen von neun im Vorjahr auf zwölf gestiegen. Neue Erdgas- und Erdöllagerstätten wurden mit sechs Aufschlussbohrungen gesucht. Leider konnte keine der vier mit Ergebnis abgeschlossenen Bohrungen eine neue Lagerstätte nachweisen. In der näheren Umgebung von bekannten Erdgasvorkommen wurden sechs Teilfeldsuchbohrungen gebohrt. Die einzige mit Ergebnis abgeschlossene Bohrung war nicht fündig.

In der Feldesentwicklung ist die Anzahl der aktiven Bohrprojekte um zwei auf 16 zurückgegangen. Dazu kommen acht Bohrungen, die bereits im Vorjahr ihre Endteufe erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten. 15 Bohrungen wurden erfolgreich abgeschlossen, davon waren elf öl- oder gasfündig und vier hatten ihr Ziel erreicht.

Die Bohrmeterleistung hat wieder deutlich zugenommen und erreichte mit 67.410 m den höchsten Wert seit 1999. Gegenüber dem Vorjahr bedeutet das ein Plus von 26 %.

Die Erdgasförderung ist gegenüber dem Vorjahr vor allem verbrauchsbedingt deutlich um 8,6 % gesunken und betrug 18 Mrd. m^3.

Die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven betrug am Stichtag 218 Mrd. m^3 (Rohgas) und lag damit 14 Mrd. m^3 oder gut 6 % niedriger als im Vorjahr. Nur ein kleiner Teil der Förderung konnte also durch neue Reserven ausgeglichen werden.

Die Erdölförderung (inkl. Kondensat) lag mit 3,4 Mio. t nur wenig unter der des Vorjahres. Der leichte Rückgang um knapp 3 % beruht auf dem natürlichen Förderabfall der meisten Erdölfelder und teilweise auf technischen Gründen.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven wurde auf 37 Mio. t geschätzt. Damit haben die Reserven um 4 Mio. t, also um mehr als die Förderung, abgenommen.

1 Einleitung

Der vorliegende Beitrag fasst die Ergebnisse der Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas des Jahres 2007 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 Deutschland 2007« des LBEG dar, der mit zahlreichen detaillierten Tabellen ausgestat-

(Nachfolgende Doppelseiten:)

Abb. 1 **Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2007. Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär**

Abb. 2 **Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2007. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein**

* Michael Pasternak, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Hannover (E–Mail: Michael.Pasternak@lbeg.niedersachsen.de).

0179-3187/08/7-8
© 2008 URBAN-VERLAG Hamburg/Wien GmbH

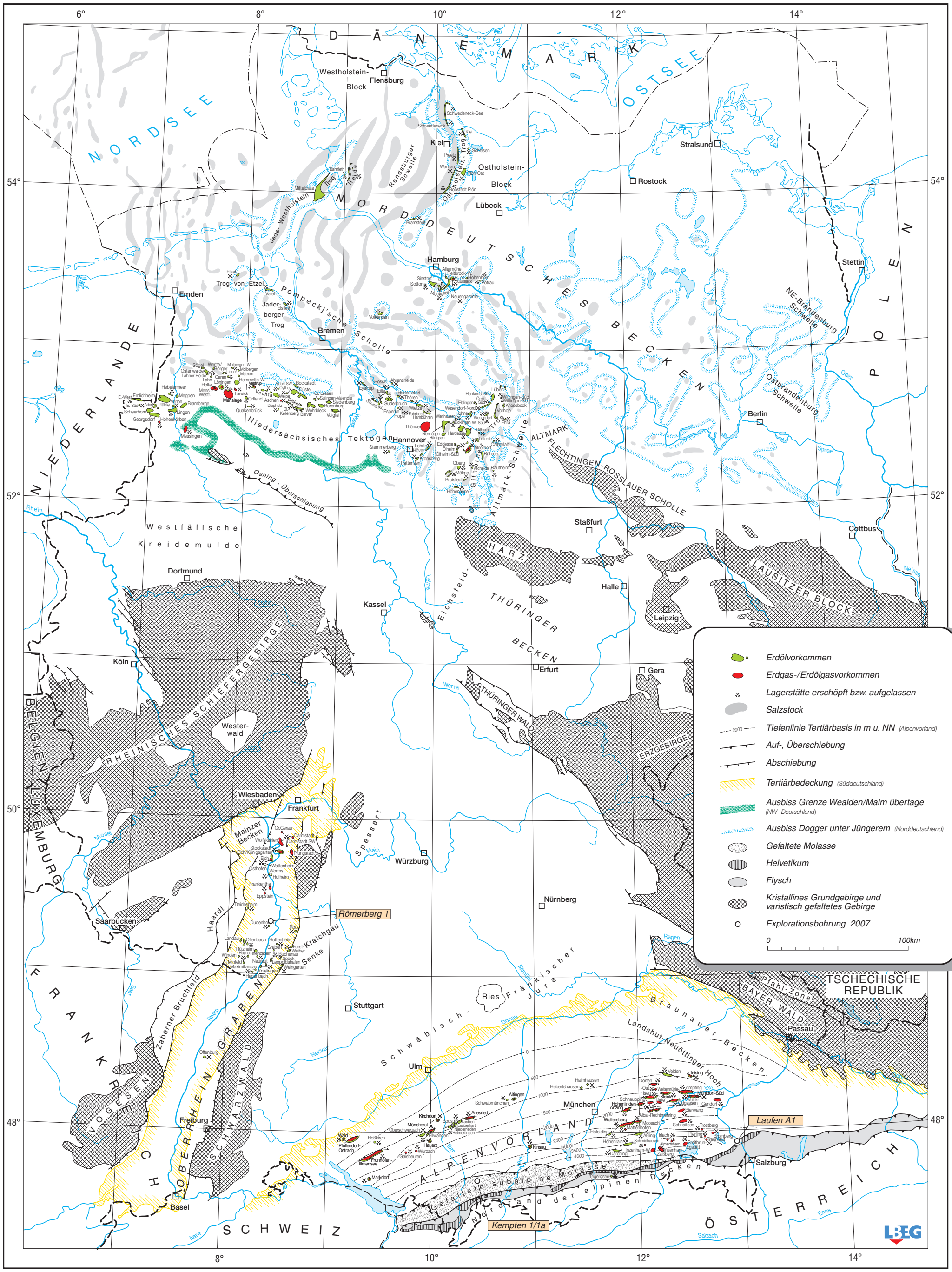

DÄNEMARK
NORDSEE
OSTSEE
NIEDERLANDE
NORDDEUTSCHES BECKEN
POLEN
Westholstein-Block
Flensburg
Kiel
Ostholstein-Block
Lübeck
Rostock
Stralsund
Stettin
Hamburg
Emden
Bremen
Hannover
Berlin
Niedersächsisches Tektogen
Osning-Überschiebung
Westfälische Kreidemulde
ALTMARK-FLECHTINGEN-ROSSLAUER SCHOLLE
Staßfurt
Halle
Leipzig
Cottbus
HARZ
THÜRINGER BECKEN
LAUSITZER BLOCK
Dortmund
Kassel
Erfurt
Gera
Köln
RHEINISCHES SCHIEFERGEBIRGE
Westerwald
THÜRINGER WALD
ERZGEBIRGE
BELGIEN
LUXEMBURG
Wiesbaden
Frankfurt
Mainzer Becken
Würzburg
Nürnberg
Saarbrücken
Römerberg 1
Stuttgart
Ulm
Ries
Fränkischer Jura
Schwäbisch-Fränkischer Jura
FRANKREICH
VOGESEN
OBERRHEINGRABEN
SCHWARZWALD
Freiburg
Basel
SCHWEIZ
München
Landshut-Neuöttinger Hoch
Braunauer Becken
BAYER. WALD
Pfahl-Zone
TSCHECHISCHE REPUBLIK
Passau
Salzburg
Laufen A1
Kempten 1/1a
ÖSTERREICH
ALPENVORLAND
Gefaltete subalpine Molasse
Nordrand der alpinen Decken
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 2007
0
100km
LBEG

Abb. 1

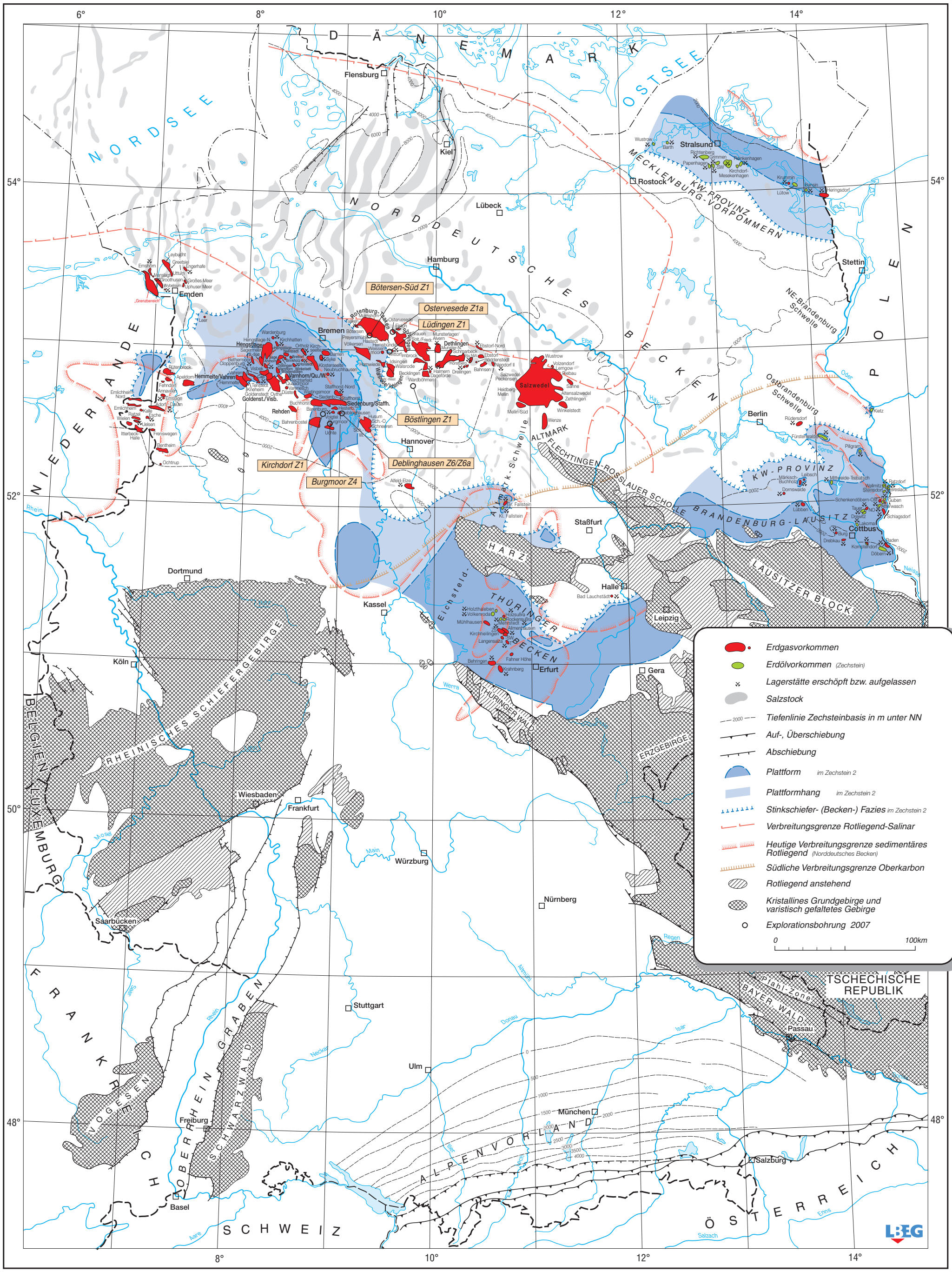

DÄNEMARK
NORDSEE
OSTSEE
NORDDEUTSCHES BECKEN
NIEDERLANDE
BELGIEN
LUXEMBURG
FRANKREICH
SCHWEIZ
ÖSTERREICH
TSCHECHISCHE REPUBLIK
POLEN
Flensburg
Kiel
Lübeck
Rostock
Stralsund
Stettin
Hamburg
Bremen
Emden
Hannover
Berlin
Staßfurt
Halle
Leipzig
Cottbus
Erfurt
Gera
Kassel
Dortmund
Köln
Wiesbaden
Frankfurt
Würzburg
Nürnberg
Stuttgart
Ulm
München
Passau
Salzburg
Freiburg
Basel
Saarbücken
Bötersen-Süd Z1
Ostervesede Z1a
Lüdingen Z1
Böstlingen Z1
Kirchdorf Z1
Deblinghausen Z6/Z6a
Burgmoor Z4
Salzwedel
Varnhorn/Qu./W.
Siedenburg/Staffh.
Rehden
Hemmelte/Vahren
Hengstlage
Dethlingen
Emlichheim
Rühlermoor
Mittelplate
Dieksanderkoog
Heide
Lütow
Krummin
Bansin
Heringsdorf
Rüdersdorf
Fürstenwalde
Pilgram
Kietz
Lübben
Drebkau
Burg
Lakoma
Drewitz
Schlagsdorf
Gr. Fallstein
Kl. Fallstein
Alfeld-Elze
Bad Lauchstädt
Holzthaleben
Volkenroda
Mühlhausen
Kirchheilingen
Langensalza
Behringen
Krahnberg
Fahner Höhe
Ochtrup
Bentheim
Emden
Leyburg
Greetsiel
Engerhafe
Emshörn
Großes Meer
Uphuser Meer
„Grenzbereich"
Leer
Rutenbrock
Apeldorn
Emlichheim Nord
Emlichheim
Kalle
Esche
Ratzel
Wielen
Uelsen
Itterbeck
Halle
Frensweg
Bentheim
Ochtrup
Wardenburg
Kirchhatten
Hengstlage-N.
Ortholz
Kirch-Seelte
Sagermeer
Bethermoor
Cloppenburg
Visbek
Vahren
Hemmelte
Tenstedt
Kraheim
Goldenstedt
Oythe
Goldenst./Visb.
Barrien
Syke
Klosterseelte
Neubruchhausen
Staffhorst-Nord
Staffhorst
Siedenb.
Wietingsmoor
Buchhorst
Barenburg
Vogtei
Ingmoor
Uchte
Bahrenborstel
Hestedt
Deblinghausen
Husum
Sch.-O.
Schneeren
Sch.-W.
Hastedt
Hemsbünde
Weissenmoor
Hatzhof
Sottrum
Idsingen
Walsrode
Becklingen
Wardböhmen
Hanwiedel
Wittorf
Imbrock
Ostervesede
Epiton
Munsterlager/
Alvern
Munster-N.
Schnarbeck
Ebstorf-Nord
Ebstorf
Böddienstedt
Niendorf II
Bahnsen
Drelingen
Hösseln
Halmern
Dageförde
Wustrow
Volzendorf
Lemgow
Riebau
Sanne
Altensalzwedel
Zethlingen
Winkelstedt
Salzwedel
Peckensen
Heidberg
Mellin
Mellin-Süd
Wenze
Wustrow
Barth
Richtenberg
Grimmen
Papenhagen
Kirchdorf-
Mesekenhagen
Rainkenhagen
Bansin
Lütow
Heringsdorf
Märkisch-
Buchholz
Dornswalde
Lübben
Leibsch
Mittweide-Trebatsch
Ratzdorf
Wellmitz
Steinsdorf
Breslack
Schenkendöbern-OST
Guben
Turwasch
Schlagsdorf
Taubendorf
Drewitz
Lakoma
Burg
Drebkau
Komptendorf
Baden
Döbern
Neisse
Elbe
Havel
Oder
Spree
Aller
Leine
Werra
Rhein
Ems
Weser
Mosel
Main
Donau
Neckar
Saar
Aare
Regen
Altmühl
Isar
Inn
Salzach
Enns
Pfahl-Zone
BAYER. WALD
ALTMARK
FLECHTINGEN-ROSSLAUER SCHOLLE
BRANDENBURG-LAUSITZ
KW-PROVINZ
MECKLENBURG-VORPOMMERN
NE-Brandenburg Schwelle
Ostbrandenburg Schwelle
Eichsfeld-Schwelle
HARZ
THÜRINGER BECKEN
THÜRINGER WALD
LAUSITZER BLOCK
ERZGEBIRGE
RHEINISCHES SCHIEFERGEBIRGE
VOGESEN
SCHWARZWALD
OBERRHEIN GRABEN
ALPENVORLAND
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-Salinar
Heutige Verbreitungsgrenze sedimentäres Rotliegend (Norddeutsches Becken)
Südliche Verbreitungsgrenze Oberkarbon
Rotliegend anstehend
Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge
Explorationsbohrung 2007
0
100km
LBEG

Abb. 2

tet ist und im Internet unter der Adresse *www.lbeg.niedersachsen.de* als Download zur Verfügung steht. Der Schwerpunkt dieses Abrisses liegt auf der Bohrtätigkeit der Exploration.

2 Bohrtätigkeit

Entsprechend den Erwartungen hat die Bohraktivität gegenüber dem Vorjahr wieder deutlich zugenommen. Die Bohrmeterleistung erreichte den höchsten Wert seit 1999 (Abb. 3), obwohl die Anzahl der Bohrprojekte eher durchschnittlich ausgefallen ist und etwa dem Vorjahreswert entsprach.
Die Anzahl der Explorationsbohrungen hat sich nochmals erhöht, während die Anzahl der Produktionsbohrungen etwas hinter dem Vorjahreswert zurückblieb. Damit ist der Anteil der Explorationsbohrungen auf mehr als 40 % gestiegen. Ein Wert, der seit vielen Jahren nicht erreicht wurde.
Die durchschnittlichen Bohrmeter pro Bohrung sind auf etwa 2.400 m angestiegen; im Vorjahr betrug dieser Wert noch etwa 2.000 m, bei gleicher Anzahl von entsprechend kürzeren Ölbohrungen oder Bohrungen, die als Ablenkung aus bestehenden Bohrlöchern projektiert wurden.

2.1 Explorationsbohrungen

Explorationsbohrungen haben das Ziel, neue Felder bzw. Teilfelder zu erschließen oder den Untergrund zu erkunden. Die Anzahl der Explorationsbohrungen hat sich von neun im Vorjahr auf zwölf erhöht. Hinzu kommt eine Bohrung die in 2006 ihre Endteufe erreicht hatte, aber noch kein Ergebnis erhalten hatte (Tab. 1).
In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die mit dem Ziel abgeteuft werden, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurden sechs Bohrungen gebohrt. Drei Bohrungen hatten das Rotliegend im Norddeutschen Becken zum Ziel. Eine dieser Bohrungen untersuchte diesen Horizont in den J-Blöcken der Nordsee, zwei weitere im bzw. am südlichen Rand des bekannten Rotliegend-Gasgürtels. Seit mehr als zehn Jahren wurde wieder eine Aufschlussbohrung auf den Zechstein im Norddeutschen Becken angesetzt. Zwei Bohrungen untersuchten im süddeutschen Voralpenbecken am nördlichen Rand der gefalteten Molasse die tertiären Bausteinschichten.
In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden Flächen nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurden ebenfalls sechs Bohrungen gebohrt. Zwei Bohrungen lagen im Bereich der norddeutschen Rotliegend-Gasfelder Rotenburg-Taaken und Ostervesede, drei im Bereich der norddeutschen Zechstein-Gasfelder Uchte, Burgmoor und Deblinghausen. Seit mehr als fünfzehn Jahren wurde im Oberrheintal wieder eine Explorationsbohrung gebohrt; sie sollte den Ölfund einer Geothermiebohrung bestätigen.

Tabelle 1 **Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2007**

Name	Operator	Ziel/ Fundhorizont	Status
Aufschlussbohrungen (A3)			
Nordsee			
J10-1	EEG	Rotliegend	n. k. E.
Elbe–Weser			
Böstlingen Z1	RWE Dea	Rotliegend	n. k. E
Lüdingen Z1	RWE Dea	Rotliegend	fehl
Weser–Ems			
Kirchdorf Z1	WIHO	Zechstein	bohrt
Alpenvorland			
Kempten 1	OMV	Baustein-Sch.	fehl
Kempten 1a	OMV	Baustein-Sch.	fehl
Laufen A1*	RAG	Puchkirchen-Fm.	fehl
Teisendorf A1*	RAG	Aquitan	fehl
Teilfeldsuchbohrungen (A4)			
Weser–Elbe			
Bötersen-Süd Z1	EMPG	Rotliegend	bohrt
Ostervesede Z1a	EMPG	Rotliegend	n. k. E.
Weser–Ems			
Burgmoor Z4	EMPG	Zechstein	bohrt
Deblinghausen Z6	EMPG	Zechstein	fehl
Deblinghausen Z6a	EMPG	Zechstein	n. k. E.
Oberrheingraben			
Römerberg 1	GdFPEG	Buntsandstein	n. k. E.

Status mit Stand vom 31. Dezember 2007;
*: Endteufe vor 2007 erreicht; n. k. E.: noch kein Ergebnis

EEG – EEG - Erdgas Erdöl GmbH, jetzt GdFPEG
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH
GdFPEG – Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH
OMV – OMV Exploration & Production GmbH
RAG – Rohöl-Aufsuchungs AG
RWE Dea – RWE Dea AG
WIHO – Wintershall Holding AG

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

2.1.1 Aufschlussbohrungen

Nordsee

Im deutschen Sektor der Nordsee wurde die Bohrung **J10-1** (EEG[1]) niedergebracht. Es ist die erste Bohrung im Block J10 und liegt von der nächsten Bohrung, J11-1, die bereits 1981 gebohrt wurde, etwa 10 km westnordwestlich entfernt. Regionalgeologisch befindet sich die Lokation der Bohrung auf dem stabilen West-Schleswig-Block, d. h. in einer Region, die durch wenig Tektonik und Salzbewegungen geprägt ist. Das Ziel waren gasführend erwartete Rotliegend-Sandsteine in einer gestörten Antiklinale innerhalb eines synsedimentären Grabens. Struktur und Ziellokation wurden anhand der 3D-Seismik aus dem Jahre 2001 identifiziert. Die Bohrung erreichte die Sandsteine in der prognostizierten Teufe und wurde bei 5.170 m in den Vulkaniten des Rotliegend eingestellt. Die Zielhorizonte wurden in teils guter Reservoirausbildung und gasführend angetroffen. Aufgrund der Befunde während des Bohrens, der Logauswertung und der Probennahme mittels MDT wurde ein Test durchgeführt. Die Testergebnisse und ein endgültiges Ergebnis der Bohrung lagen zum Jahresende noch nicht vor.

Gebiet Elbe–Weser

Etwa 12 km südwestlich des Gasfundes Bleckmar wurde die Bohrung **Böstlingen Z1** (RWE Dea) (Abb. 2) auf das Rotliegend angesetzt. Ziel waren die Sandsteine eines synsedimentären Halbgrabens in der Verlängerung des Schneverdingen-Grabens. Mit dem Prospekt wurde der mögliche Reservoirfaziestrend der Lagerstätten Völkersen und Walsrode/Idsingen nach Südosten verfolgt. Entsprechend der Verhältnisse am Südrand des Rotliegend-Fairways wurden Sandsteine mit ähnlicher Reservoir-Ausbildung wie in Walsrode oder Bleckmar/Wardböhmen erwartet. Der Zielbereich ist durch eine seismische Amplitudenanomalie charakterisiert, die als positive Indikation für

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

eine gute Reservoir-Ausbildung gewertet wird. Die Bohrung begann bereits in 2006 und stand zum Jahresende 2006 bei 3.527 m im Mittleren Muschelkalk. In 2007 erreichte sie ihre Endteufe in 5.912 m. Die Sandsteine des Rotliegend wurden zwar tiefer als erwartet, aber gasführend angetroffen. Mehrere Teste auf unterschiedliche Reservoirabschnitte erbrachten nicht die Ergebnisse, die nach den Befunden während des Bohrens und der Logauswertung erwartet werden konnten. Da zum Jahresende über das weitere Vorgehen noch nicht entschieden worden war, hat die Bohrung auch noch kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Die Bohrung **Lüdingen Z1** (RWE Dea) (Abb. 2) wurde etwa 4 km östlich des Gasfundes Weissenmoor abgeteuft. Geologisches Ziel waren die Rotliegend-Sandsteine im östlichen Teil des synsedimentären Rotenburg-Grabens. Dort wurde im Bereich einer verkippten Grabenscholle eine Hochlage identifiziert, in der die potenziellen Speicher nach der Prognose höher liegen sollten als in Weissenmoor. Die Bohrung konnte die prognostizierte Hochlage gegenüber der Struktur von Weissenmoor bestätigen und wurde bei 5.065 m im Vulkanit des Rotliegend eingestellt. Zwar hatte die Bohrung während des Bohrens im Rotliegend Gasanzeichen, doch waren die Zielhorizonte nicht speicherfähig ausgebildet. Die Bohrung wurde ohne Test als nicht fündig eingestuft und verfüllt.

Gebiet Weser–Ems

Mit der Bohrung **Kirchdorf Z1** (WIHO) (Abb. 2) soll etwa 5 km nördlich des Feldes Burgmoor eine seismisch kartierte allochthone Scholle des Staßfurt-Karbonat auf Gasführung untersucht werden. Allochthone Schollen wie diese sind besonders in den Konzessionen Dümmersee-Uchte und Scholen verbreitet und wurden schon häufiger gasführend erschlossen. Die Schollen bestehen aus Schichtverbänden von Basalanhydrit, Staßfurt-Karbonat und Werra- Anhydrit. Sie wurden vermutlich im Zuge der Inversionstektonik des niedersächsischen Beckens in Hochlagen von Ihrer Unterlage abgeschert und schwimmen nun in den Salzen des Zechstein. Zur genauen Bestimmung der räumlichen Lage des Reservoirs ist zunächst ein Pilotloch geplant. Im Falle einer Gasführung soll das Staßfurt- Karbonat mit einer etwa 400 m langen Horizontalstrecke erschlossen und in Produktion genommen werden. Die Bohrung stand zum Jahresende 2007 bei 1.165 m in der Unterkreide.

Alpenvorland

Die Bohrung **Kempten 1** (OMV) (Abb. 1) hatte das Ziel, innerhalb der Erlaubnis Südbayern an der Stirn der gefalteten Molasse die Bausteinschichten des Chatt auf Gasführung zu untersuchen. Strukturell befindet sich das Ziel nach der seismischen Interpretation im Bereich der frontalen Dreieckszone (Triangle Zone), in der das Reservoir in zwei tektonischen Schuppen, so genannten Duplexstrukturen, vorkommen sollte. Die Bausteinschichten der oberen Schuppe stellten das eigentliche Ziel der Bohrung dar. Zur Verifizierung des tektonischen Modells sollten die Bausteinschichten der unteren Schuppe erbohrt werden. Dieses Play wurde in der bayerischen Molasse bislang nicht getestet. Die etwa 44 km weiter östlich gelegene Aufschlussbohrung Grambach 1 aus dem Jahr 1990 steht zwar in vergleichbarer tektonischer Position, hat aber eine nur rudimentär entwickelte Dreieckszone durchteuft. Die Bohrung Kempten 1 erreichte nach dem Durchteufen der oberen Schuppe an der Basis der unteren Schuppe bei 4.161 m ihre Endteufe. Das tektonische Modell konnte damit grundsätzlich bestätigt werden. Vereinzelt erhöhte Gasanzeichen deuteten an, dass Gas im System vorhanden ist. Das Ziel, die Bausteinschichten, war an der Basis der oberen wie auch der unteren Schuppe tektonisch bedingt ausgefallen, d. h. die Abscherhorizonte lagen jeweils oberhalb der Baustein-Schichten. Da Chancen bestanden, das Reservoir weiter südlich in der oberen Schuppe anzutreffen, wurde die Bohrung um etwa 1,2 km nach Süden zur **Kempten 1a** abgelenkt. Auch in der Ablenkung waren die Bausteinschichten tektonisch bedingt ausgefallen. Die Bohrung wurde bei 4.130 m noch in der oberen Schuppe, aber nahe ihrer Basis eingestellt, für nicht fündig erklärt und verfüllt.

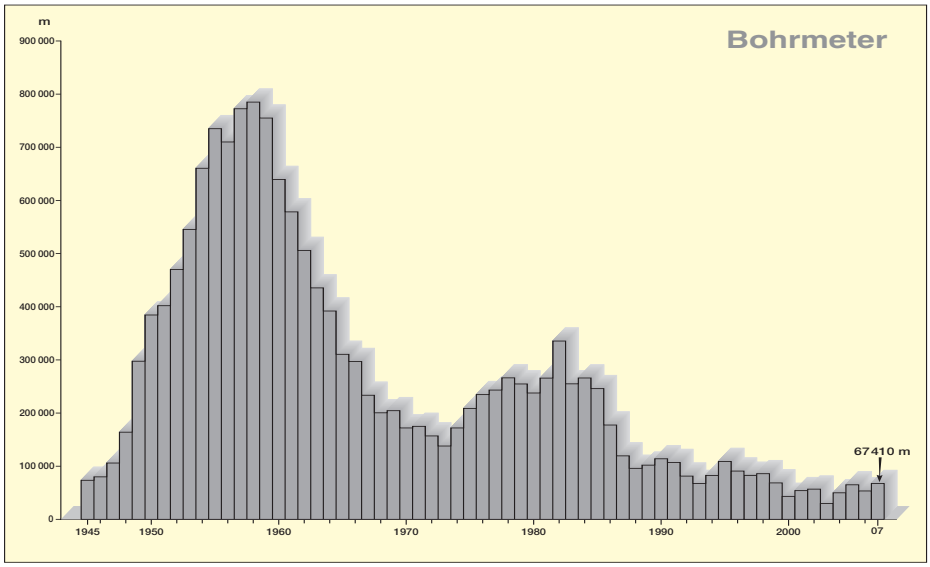


Abb. 3 Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945–2007

2.1.2 Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Elbe–Weser

Am Südrand des Feldeskomplexes Rotenburg-Taaken soll die Bohrung **Bötersen-Süd Z1** (EMPG) (Abb. 2) die Sandsteine des Rotliegend auf Gasführung untersuchen. Das Ziel der Bohrung wurde anhand einer Anomalie der seismischen Amplituden definiert, die üblicherweise als Indikation für ein gutes Reservoir interpretiert wird. Das Risiko liegt in dieser Region vor allem in der Güte der Reservoireigenschaften der Rotliegend-Sandsteine. So hatte z. B. die etwa 4,5 km südöstlich liegende Bohrung Ahausen Z1 aus dem Jahre 1991 die Rotliegend-Sandsteine zwar gasführend, aber mit schlechten Speichereigenschaften erschlossen, die eine wirtschaftliche Förderung nicht zuließen. Zum Jahresende 2007 stand die Bohrung Bötersen-Süd Z1 im Wustrow-Sandstein des Rotliegend, hatte die Endteufe aber noch nicht erreicht. Im Bereich des Hauptzielhorizontes, dem Wustrow-Sandstein, wurde die Bohrung annähernd horizontal geführt und der Träger auf einer Strecke von knapp 500 m mit zum Teil sehr guten Gasanzeichen aufgeschlossen. Im Januar 2008 hatte die Bohrung die Endteufe von 5.650 m in den Vulkaniten des Rotliegend erreicht. Weiterführende Ergebnisse lagen noch nicht vor.

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 Randstaffel des Rotliegend-zeitlichen Schneverdingen-Grabens ließ das Fazies- und Diagenesemodell Dünensandsteine 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. Die Ablenkung **Ostervesede Z1a** (EMPG) (Abb. 2) wurde jahresübergreifend 2006/2007 gebohrt. Zum Jahresende 2006 stand die Bohrung bereits bei 4.262 m in der Solling-Folge des Mittleren Buntsandstein. Im Februar 2007 hatte die Bohrung ihre Endteufe von 5.500 m in den Vulkaniten des

Rotliegend erreicht. Der Zielhorizont wurde tiefer als erwartet, aber dennoch gasführend angetroffen. Da die Reservoireigenschaften schlechter als prognostiziert ausgebildet sind, erbrachten Förderteste nur geringe Zuflüsse, die keine wirtschaftliche Förderung erlauben. Die Bohrung hat noch kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Gebiet Weser–Ems

Mit der Bohrung **Burgmoor Z4** (EMPG) (Abb. 2) soll die Ausdehnung des Zechstein-Gasfeldes Uchte-Burgmoor nach Norden überprüft werden. Da der Gas-Wasser-Kontakt in der Struktur Uchte-Burgmoor bislang nicht erbohrt wurde, ist auch die maximale Ausdehnung der gasführenden Fläche noch unbekannt. Das Zielgebiet befindet sich an der Nordflanke der Struktur Uchte-Burgmoor in einem, nach der seismischen Interpretation, strukturtieferen Bereich, der unterhalb der bislang nachgewiesenen Gassäule liegt. Der Zielhorizont, das Staßfurt-Karbonat, wird zunächst mit einem stark geneigten Pilotloch untersucht. Wird das Reservoir gasführend angetroffen, soll es mit einem abgelenkten und annähernd horizontal geführten Bohrloch erneut aufgeschlossen und in Produktion genommen werden. Zum Jahresende 2007 hatte die Bohrung gerade angefangen zu bohren und stand bei 36 m im Wealden.

Die Bohrung **Deblinghausen Z6** (EMPG) (Abb. 2) untersuchte das Staßfurt-Karbonat an der Südostflanke des Gasfeldes Deblinghausen. Das Ziel waren zwei durch die seismische Interpretation definierte tektonische Blöcke, die durch die einzige Fördersonde des Feldes, Deblinghausen Z5, nur eingeschränkt oder nicht drainiert werden. Der Zielhorizont sollte zunächst mit einem stark geneigten Pilotloch aufgeschlossen und im Falle der Fündigkeit durch eine Ablenkung mit annähernd horizontal verlaufendem Bohrloch erneut aufgeschlossen und in Produktion genommen werden. Die Bohrung hat den Zielhorizont etwa in der erwarteten Teufe und innerhalb des bekannten gasführenden Teufenintervalls angetroffen; dennoch war der Träger verwässert. Daraufhin wurde die Bohrung als **Deblinghausen Z6a** auf das Staßfurt-Karbonat eines tektonischen Blocks an der Nordostflanke des Feldes abgelenkt. Auch für diesen Block galt die Annahme, dass das Reservoir durch die bestehende Fördersonde nur eingeschränkt oder nicht drainiert wird. Die Bohrung traf das Reservoir in der erwarteten Teufe gasführend unter initialen Druckbedingungen an und schloss es auf einer Strecke von über 200 m annähernd horizontal auf. Im Januar 2008 wurde die Bohrung gasfündig erklärt.

Oberrheingraben

Mit der Bohrung **Römerberg 1** (GdFPEG) (Abb. 1) wurde erstmals seit 15 Jahren im Oberrheingraben wieder eine Explorationsbohrung auf Kohlenwasserstoffe niedergebracht. Die Bohrung Römerberg 1 sollte die Ausdehnung des Erdölfundes der Geothermiebohrung Speyer GTB I nach Nordnordosten bestätigen. Der Erdölfund ist nach Auswertung der 3D-Seismik aus dem Jahre 2005 an eine strukturelle Falle an einer grabenrandparallelen antithetischen Abschiebung geknüpft. In der durch mehrere Querbrüche gegliederten Monoklinale wurden Sandsteine des Oberen Buntsandstein mit der Bohrung Speyer GTB I ölführend nachgewiesen. Das Zielgebiet der Bohrung Römerberg 1 liegt etwa 2 km nordnordöstlich der Fundbohrung unterhalb der Stadt Speyer. Aufgrund der Oberflächenverhältnisse liegen zwischen Ansatz- und Landepunkt etwa 1.400 m. Die Bohrung hat die Sandsteine des Oberen Buntsandstein in der erwarteten Teufe angetroffen und wurde bei 3.100 m eingestellt. Zum Jahresbeginn 2008 wurden Testarbeiten durchgeführt.

2.2 Feldesentwicklungsbohrungen

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen, die Erweiterungs-, Produktions- und Hilfsbohrungen umfasst, blieb die Anzahl der aktiven Bohrprojekte mit 16 hinter dem Vorjahreswert von 18 zurück. Als »aktiv« werden an dieser Stelle die Bohrprojekte bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Darüber hinaus waren sechs Projekte in Bearbeitung, die bereits vor 2007 ihre Endteufe erreicht hatten, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

Fünfzehn Bohrungen konnten erfolgreich abgeschlossen werden, davon waren elf ölbzw. gasfündig und vier 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 Gebiet Weser–Ems, dem Revier der Zechstein- und Karbon-Gasfelder, wurde im Feld Goldenstedt/Oythe eine Tight-Gas-Bohrung mit multiplen Frac-Behandlungen im Karbon fündig. Je eine Bohrung war in den Zechstein-Gasfeldern Klosterseelte, Siedenburg, Staffhorst und Uchte erfolgreich. Ölfündig wurde eine Bohrung in dem emsländischen Feld Bramberge.

Im Gebiet Weser–Elbe, dem Revier der Rotliegend-Gasfelder, wurde eine Bohrung im Feld Walsrode fündig. Eine weitere Bohrung war am Nordrand des Gifhorner Troges im Feld Knesebeck ölfündig.

Im Gebiet nördlich der Elbe wurden im Ölfeld Mittelplate zwei Bohrungen in den Sandsteinen des Dogger fündig. Auch eine Hilfsbohrung, die anfallendes Lagerstättenwasser zur Druckergänzung in den Horizonten des Dogger Epsilon und Delta versenken soll, war erfolgreich.

In den Ölfeldern des Gebietes westlich der Ems wurde lediglich in Emlichheim gebohrt. Neben zwei ölfündigen Bohrungen waren die technische Ablenkung einer existierenden Sonde und das Pilotloch für eine horizontale Ablenkung erfolgreich.

2.3 Bohrmeter

Entsprechend den Erwartungen hat die Bohrmeterleistung wieder deutlich zugenommen und erreichte mit 67.410 m den höchsten Wert seit 1999. Gegenüber dem Vorjahr ist die Bohrleistung um 26 % gestiegen. Aufgrund der hohen jährlichen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf die unterschiedlichen Bohrungskategorien, wird in diesem Beitrag zur Betrachtung der Entwicklung der Bohraktivität auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangehenden fünf Jahre herangezogen. Dieser Mittelwert wurde in 2006 deutlich um 32 % übertroffen. Die Graphik in Abbildung 3 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter.

In den bedeutenden Regionen der Erdöl- und Erdgassuche und -förderung war fast durchweg eine Steigerung der Bohrmeterleistung zu beobachten, wenn z. T. auch nur eine geringe. Lediglich im Gebiet westlich der Ems, d. h. im Bereich der Westemsland-Ölfelder ging die Bohrleistung zurück.

Der Aufwärtstrend auf dem Explorationssektor hat sich fortgesetzt. Auf die Exploration entfielen knapp 37.000 m; das sind mehr als die Hälfte der gesamten Bohrmeter. Anteile von mehr als 50 % waren zuletzt in der Zeit der hohen Ölpreise der 1980er Jahre üblich. Gegenüber dem Vorjahr haben sich die Bohrmeter der Exploration damit fast verdoppelt, gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre sogar mehr als verdoppelt.

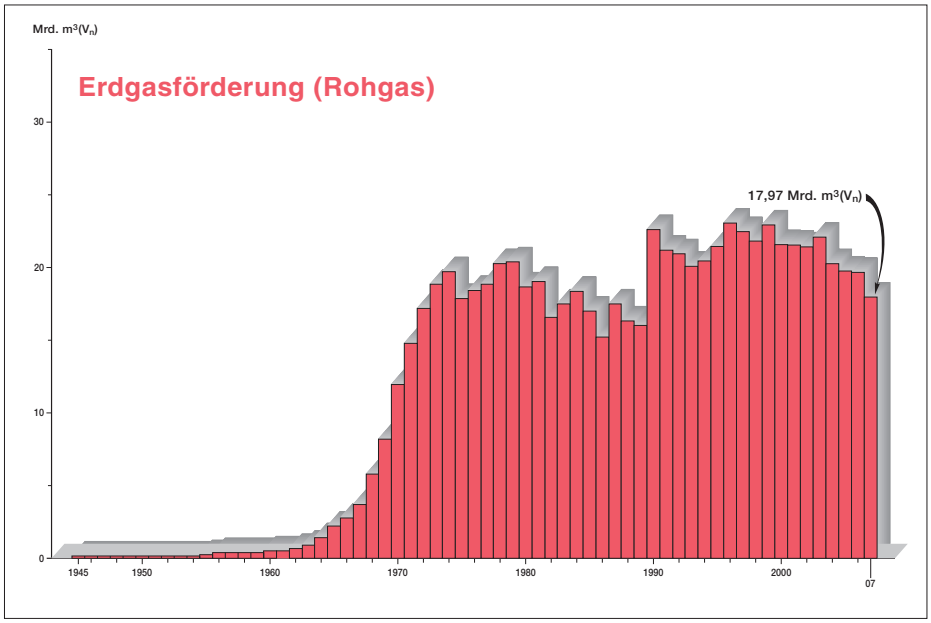
In der Feldesentwicklung wurden etwa 30.500 m gebohrt. Im Vergleich zum Vorjahr entspricht dieser Wert einem Minus von knapp 9 %, gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre einem Minus von gut 13 %.

Knapp zwei Drittel der Bohrmeter wurden in Niedersachsen abgeteuft. Obwohl die Bohrmeter auch in Niedersachsen zugenommen haben, fiel der relative Anteil seit Jahren wieder einmal unter die Marke von 70 %, und zwar auf 63 %. Der Anteil Schleswig-Holsteins ist aufgrund der tiefen Nordsee-Bohrung auf 21 % angestiegen. In Bayern wurden 11 % der Bohrmeter gebohrt; 5 % entfielen auf das Land Rheinland-Pfalz.

3 Geophysik

Die Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes mittels geophysikalischer Verfahren bewegen sich in den letzten Jahren quantitativ auf einem recht geringen Niveau. Aufgrund eines großen 3D-Surveys in der Nordsee war in 2007 eine positive Entwicklung zu verzeichnen. In 2007 wurden 3D-seismische Surveys mit einer Gesamtfläche von 913 km², 221 Profilkilometer 2D-Seismik sowie gravimetrische Daten auf ei-

Abb. 4 Erdgasförderung 1945–2007



⇒

ner Fläche von 278 km² akquiriert. Geomagnetische Messungen wurden nicht durchgeführt.

3D-Seismik

Onshore lag der Umfang der 3D-Seismik etwa 50 km² unter dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre, offshore etwa 500 km² über dem Mittel.

In 2007 wurden Daten im Rahmen von vier Surveys aufgenommen. Im Entenschnabel der Nordsee wurde in den Erlaubnissen B 20008/55 und B 20001 im Auftrag der Inhaber-Konsortien unter Federführung der Wintershall Holding AG der Survey »Dänemark-Deutschland 2007« akquiriert. Der Survey überdeckt eine Fläche von etwa 2.300 km² grenzüberschreitend nach Dänemark und Großbritannien. Dieser Survey liegt zum überwiegenden Teil im dänischen Teil der Nordsee, der deutsche Anteil beträgt 766 km². Im niedersächsischen Erlaubnisgebiet Hahnenhorn der RWE Dea AG wurde der Survey »Hahnenhorn« jahresübergreifend nach 2007 akquiriert. Die Fläche des Surveys beträgt etwa 140 km², der Anteil in 2007 74 km². Im Bereich des niedersächsischen Erdölfeldes Rühlermoor wurde der 18 km² große Survey »Rühlermoor 2007« unter Federführung der Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH aufgenommen. In Mecklenburg-Vorpommern wurde südlich des Greifswalder Boddens im Auftrag der EWE der Survey »3D Moeckow 2007« zur Erkundung des Untergrundes hinsichtlich der Untergrundspeicherung von Erdgas gemessen. Das Messgebiet umfasst eine Fläche von 55 km².

2D-Seismik

Der Umfang der 2D-Seismik lag onshore bei 221 Profilkilometern und damit deutlich über dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre von knapp 100 Profilkilometern. Offshore wurden keine Messungen durchgeführt.

In 2007 wurde ein Survey akquiriert, und zwar der Survey »Bavaria 2007« im Erlaubnisgebiet Südbayern des Konsortiums OMV (Bayern) Exploration GmbH, MND Exploration and Production Ltd. und Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH mit einem Umfang von 221 Profilkilometern.

Gravimetrie

Im niedersächsischen Ostfriesland wurde im Bereich der Erlaubnisgebiete Jemgum und Bedekaspel-Erweiterung der Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH der gravimetrische Survey »Jemgum 2007« auf einer Fläche von 278 km² mit 1.340 Messpunkten akquiriert.

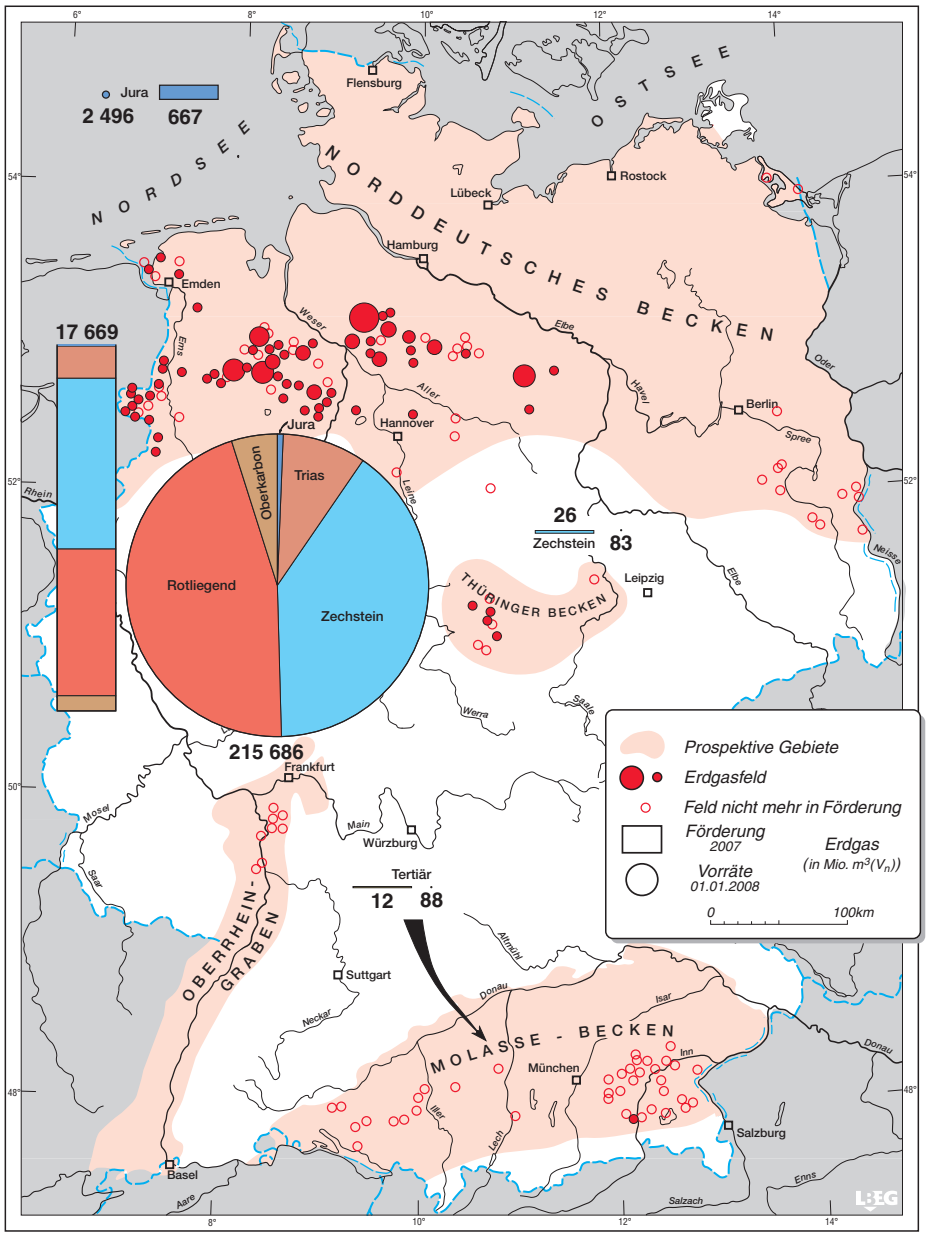


Abb. 5 Erdgasförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt. Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems, 3. Thüringer Becken, 4. Alpenvorland

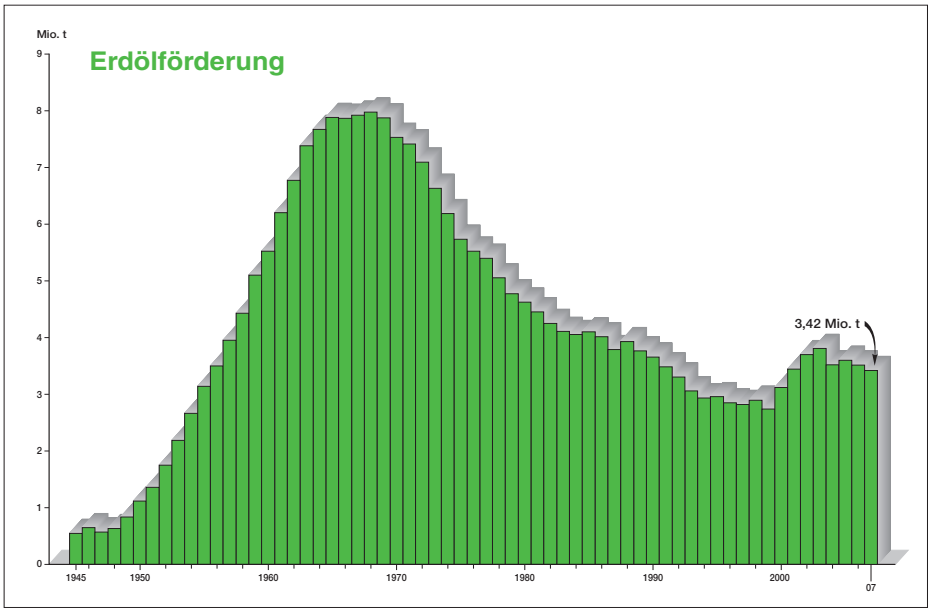


Abb. 6 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945–2007

⇐

4 Erdgas- und Erdölproduktion und -verbrauch

Die inländische Erdgasförderung[2)] hat gegenüber dem Vorjahr deutlich um 8,6 % auf 18,0 Mrd. m³ abgenommen (Abb. 4). Zusätzlich wurden etwa 109 Mio. m³ Erdölgas bei der Ölförderung gewonnen. In Reingasqualität[3)] entspricht die Summe dieser beiden Fördermengen einem Volumen von 17,0 Mrd. m³. Der Rückgang der Erdgas-Fördermenge war vor allem eine Folge der rückläufigen Erdgasnachfrage aufgrund der milden Winter aber auch des natürlichen Förderabfalls angesichts der zunehmenden Erschöpfung der Lagerstätten.

Mit 79 Erdgasfeldern waren vier Felder weniger in Betrieb als im Vorjahr. Die Felder Adorf (Zechstein), Ochtrup, Ratzel (Karbon) und Varenesch haben nicht produziert, wurden aber noch nicht endgültig aufgegeben. Derzeit wird geprüft, mit welchen Maßnahmen eine Wiederaufnahme der Produktion möglich ist.

Aufgrund des überproportionalen Rückgangs der Fördermengen in Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein (Nordsee) hat sich die Erdgasförderung noch stärker auf Niedersachsen konzentriert (Vorjahreswerte in Klammern): Niedersachsen 93,2 % (91,1 %), Schleswig-Holstein 3,7 % (4,9 %) und Sachsen-Anhalt 2,8 % (3,8 %). Die verbleibenden Mengen verteilten sich auf Thüringen und Bayern. Aufgrund der unterschiedlichen Gasqualitäten in den Regionen ergibt sich auf Basis der Reingasqualität folgende Verteilung: Niedersachsen 93,9 %, Schleswig-Holstein 4,8 %, Sachsen-Anhalt 1,1 %.

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 kamen 47 % der inländischen Förderung in 2007 und aus dem Rotliegend 39 %. Die verbleibenden Mengen verteilten sich auf die Speicher der Trias, des Jura, Karbon und Tertiär.

Die inländische Erdölförderung hat gegenüber dem Vorjahr wieder geringfügig abgenommen, und zwar um 2,8 % auf nunmehr 3,4 Mio. t, einschließlich der Kondensatmengen aus den Erdgasfeldern (Abb. 6). Die Abnahme ist vor allem auf den natürlichen Förderabfall der reifen Felder zurückzuführen, auch wenn in einigen Feldern die Fördermengen leicht gesteigert oder stabil gehalten werden konnten.

In Folge des anhaltend hohen Ölpreises wurden in den letzten Jahren keine Erdölfelder aufgegeben, so dass weiterhin 44 Felder in

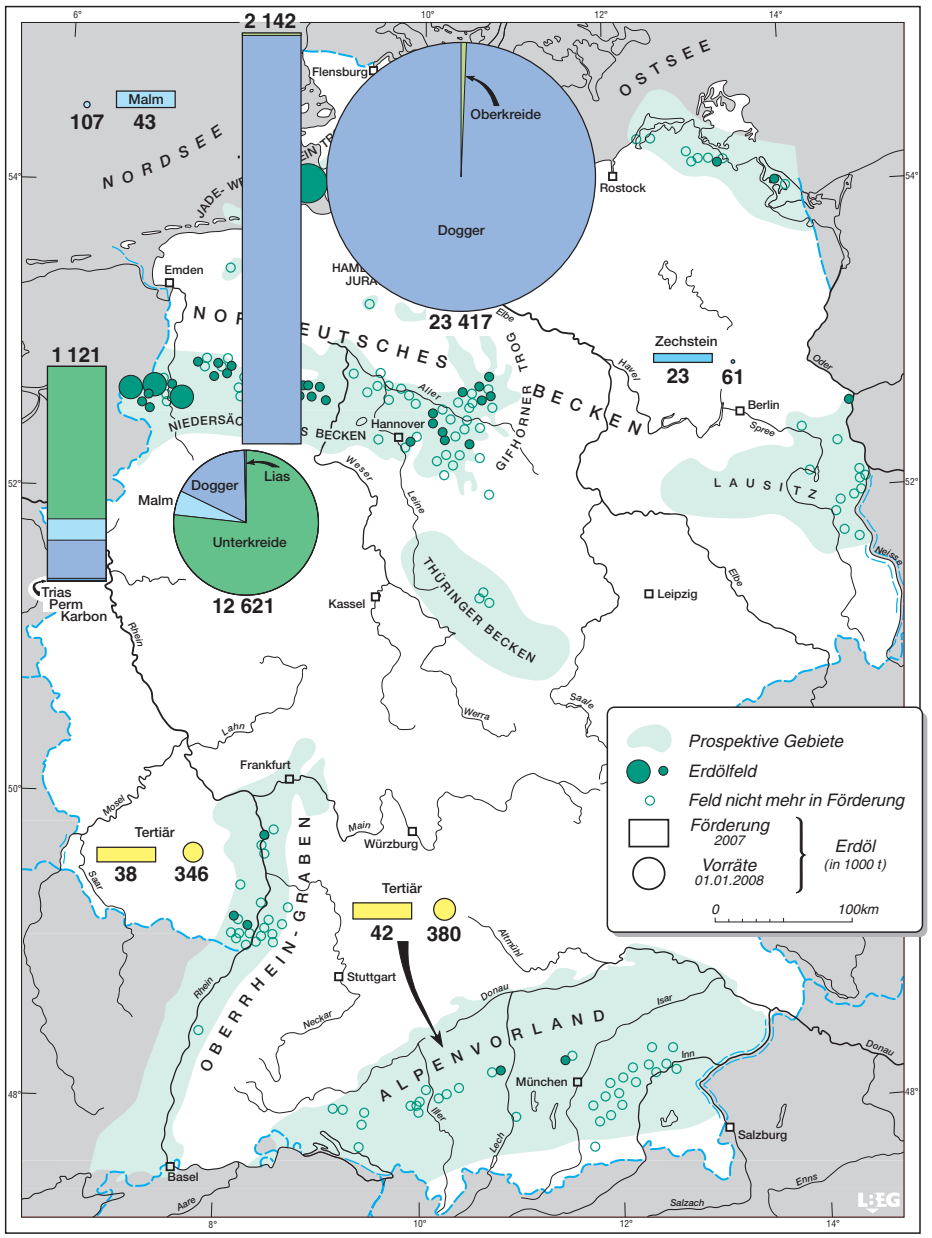


Abb. 7 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe, 3. Gebiet Oder/Neiße–Elbe, 4. Gebiete Elbe-Weser, Weser–Ems und westlich der Ems, 5. Oberrheintal, 6. Alpenvorland

[2)] Gasvolumina der Produktion und der Reserven beziehen sich auf Normalbedingungen.

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

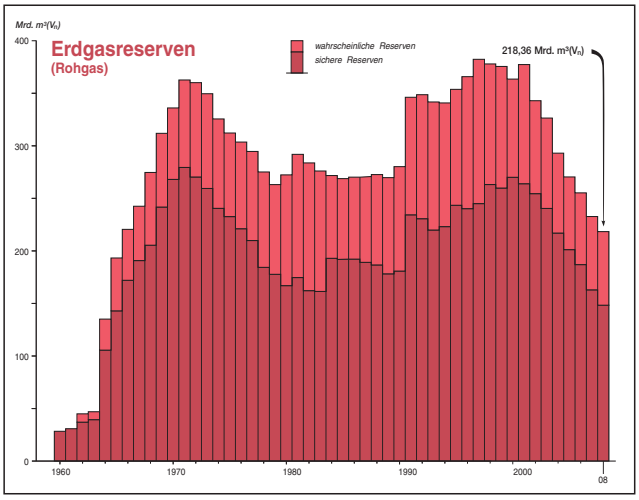


Abb. 8 Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1960–2008

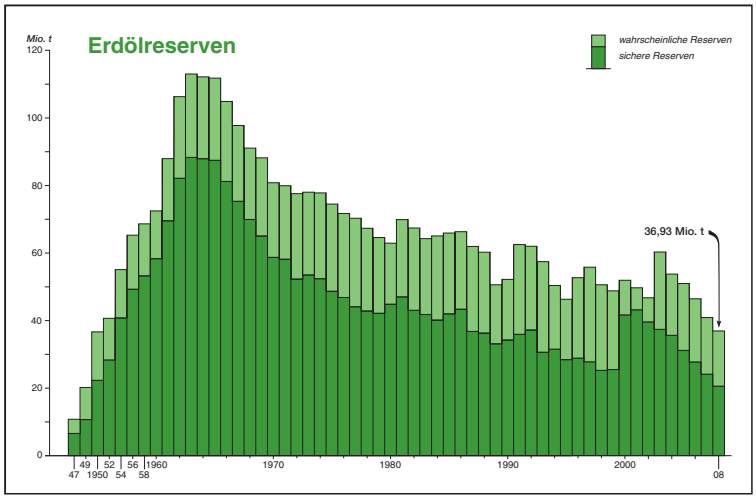


Abb. 9 Entwicklung der Erdölreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1947–2008

Produktion standen. Die Anzahl der Fördersonden, die zum Stichtag 31. Dezember in Betrieb waren, konnte gegenüber dem Vorjahr um 40 auf 1.122 angehoben werden.

Die Verteilung der Erdölförderung auf die Bundesländer hat sich kaum verändert. In Schleswig-Holstein wurden 63,4 % des heimischen Erdöls produziert, allein auf das Ölfeld Mittelplate/Dieksand entfielen 62,2 %. Der Anteil Niedersachsens betrug 32,8 %. Die verbleibenden Mengen verteilten sich in abnehmender Reihenfolge auf die Länder Bayern, Rheinland-Pfalz, Hamburg, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Baden-Württemberg.

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 Westemsland) etwa ein Viertel.

Nach dem Bericht »Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2007« der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) lag der Primärenergieverbrauch nach ersten Schätzungen deutlich unter dem Vorjahreswert: »Der Rückgang des Energieverbrauchs in Deutschland im Jahre 2007 um 4,8 % im Vorjahresvergleich war vor allem von der milden Witterung in der ersten Jahreshälfte und von den nach wie vor hohen Energiepreisen geprägt.« Der Erdgasverbrauch lag nach AGEB 5,0 % unter dem Vorjahreswert und betrug umgerechnet 98 Mrd. m^3 Reingas; temperaturbereinigt war der Verbrauch nur 2,3 % geringer. Der statistisch erfasste Mineralölverbrauch ist nach AGEB um 9,2 % auf 109 Mio. t gefallen; temperatur- und bestandsbereinigt reduziert sich der Rückgang auf 4,9 %. Auf Basis dieser Verbrauchswerte ergeben sich rechnerische Anteile der inländischen Erdgas- und Erdölförderung von 17,3 % am Erdgasverbrauch und 3,1 % am Mineralölverbrauch.

5 Erdgas- und Erdölreserven

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven wurde zum Stichtag 1. Januar 2008 auf 218,4 Mrd. m^3 (Feldesqualität) geschätzt; im Vergleich zum Vorjahr entspricht das einem Rückgang um 14,3 Mrd. m^3. Damit hat sich die rückläufige Entwicklung der letzten Jahre weiter fortgesetzt (Abb. 8). Unter Berücksichtigung der Fördermenge in Höhe von 18,0 Mrd. m^3 in 2007 ergibt sich eine Zunahme der ursprünglichen Reserven von 3,7 Mrd. m^3. Es konnte also nur ein kleiner Teil der Förderung durch neue Reserven ersetzt werden. Die Reservenentwicklung war in den einzelnen Lagerstätten unterschiedlich. In einigen Feldern führten Bohrergebnisse und Neubewertungen zu Reservenzugewinnen, die größer waren als die entnommenen Fördermengen. In der Mehrzahl der Felder konnten die Reservenzugewinne aber nur einen Teil der Fördermengen ersetzen. In den restlichen Feldern mussten Reserveneinbußen hingenommen werden, die z. T. auch deutlich über den entnommenen Fördermengen lagen; die ursprünglichen Reserven dieser Felder wurden also geringer bewertet als im Vorjahr. In Abbildung 5 ist die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen dargestellt. 98 % der ausgewiesenen Reserven befinden sich in niedersächsischen Lagerstätten.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven wurde zum Stichtag 1. Januar 2008 auf 36,9 Mio. t geschätzt (Abb. 9). Das entspricht einem Rückgang um 4,0 Mio. t. Bei Berücksichtigung der Jahresförderung in Höhe von 3,4 Mio. t zeigt sich, dass die ursprünglichen Reserven trotz anhaltend hoher Ölpreise um 0,6 Mio. t geringer bewertet wurden als im Vorjahr. Zwar konnten für die Mehrzahl der Felder die Fördermengen durch Reservenneubewertungen sogar mehr als ausgeglichen werden, in der Mengenbilanz überwogen allerdings einige wenige große Felder, in denen Neubewertungen zu deutlich geringeren ursprünglichen Reserven führten. In den Bundesländern Hamburg und Rheinland-Pfalz konnten die Reserven im Vergleich zum Vorjahr angehoben werden. In den Ländern Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern entsprach die Abnahme der Reserven der entnommenen Fördermenge. In den förder- und reservenstärksten Ländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen aber auch in Bayern überstieg die Abnahme der Reserven die Fördermenge. 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 34 % in niedersächsischen Lagerstätten.