Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2010

Exploration and Production of Crude Oil and Natural Gas in Germany in 2010

*Von M. PASTERNAK**

Abstract

This article presents an overview of oil and gas exploration and production in Germany in 2010. The article is based on data gathered on a regular basis by the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG) from the oil and gas companies and the other state mining offices.

An increase in exploration activities due to the grant of new licences was not observed so far. In contrast, only minor geophysical prospecting for oil and gas was conducted. The number of new exploration wells was almost the same as in the year before.

Neither 3D seismic surveys nor gravimetric or geomagnetic surveys were conducted. 2D seismic acquisition fell significantly below average and amounted to 111 line-km.

In 2010 thirteen new exploration wells were drilled compared to twelve wells in 2009. Another twelve exploration wells were drilled to total depth already before 2010, but not completed by final well results. In 2010 seven new field wildcats were completed. Six of these wells were dry and one well drilled as a pilot hole for a horizontal sidetrack was successful. Two exploration wells (new pool tests) were completed. One of these wells discovered oil and the other one was dry.

Twenty-three field development wells were drilled, the same as in 2009. In addition to that number, another seven wells were drilled to total depth already before 2010, but not completed by final well results. In 2010 nineteen wells were completed successfully and discovered oil or gas.

In contrast to the slight increase of the number of wells being drilled in 2010, the total footage decreased significantly to 51,411 m compared to 66,201 m of the previous year.

The natural gas production has continued its downward trend in 2010. Due to the depletion of gas fields, the annual natural gas production dropped by 12 % compared to the previous year and amounted to 13.6 billion m^3 (field quality).

The crude oil production has also continued its downward trend in 2010. The annual oil production decreased by 10 % to 2.8 million metric t, primarily due to the declining production from the Mittelplate/Dieksand oilfield.

The total remaining proven and probable natural gas reserves dropped by almost 16 billion m^3 to 146 billion m^3 (field quality), a decline that was larger than the decrease by the annual gas production in 2010.

The total remaining proven and probable oil reserves also decreased disproportionately compared to oil production. In fact, oil reserves dropped by 5.2 million t to 35.9 million t.

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

0179-3187/11/7-8
© 2011 URBAN-VERLAG Hamburg/Wien GmbH

Kurzfassung

Der vorliegende Artikel gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland im Jahre 2010. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

Eine Steigerung der Explorationsaktivitäten infolge der Vergabe neuer Konzessionen hat sich bislang nicht gezeigt. Im Gegenteil: Die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas waren sehr verhalten. Die Anzahl der Explorationsbohrungen lag auf dem Niveau des Vorjahres.

Es wurden weder 3D-seismische noch gravimetrische oder geomagnetische Messungen durchgeführt und die Akquisition von 2D-Seismik belief sich auf unterdurchschnittliche 111 Profilkilometer.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte ist von 12 im Vorjahr auf 13 angestiegen. Darüber hinaus waren 12 Explorationsbohrungen in Bearbeitung, die ihre Endteufe bereits vor 2010 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten. In 2010 wurden sieben Aufschlussbohrungen mit einem Ergebnis abgeschlossen; sechs waren nicht fündig und eine hatte als Pilotloch einer Horizontalbohrung ihr Ziel erreicht. Von den zwei mit Ergebnis abgeschlossenen Teilfeldsuchbohrungen war eine ölfündig und eine nicht fündig.

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen hat sich die Anzahl der aktiven Bohrungen mit 23 gegenüber dem Vorjahr nicht verändert. Weitere sieben Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2010 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. 19 Bohrungen wurden mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren 18 öl- oder gasfündig und eine hatte ihr Ziel erreicht.

Entgegen dem leichtem Anstieg der Anzahl der Bohrprojekte hat die Bohrmeterleistung deutlich abgenommen und erreichte nur noch 51.411 m gegenüber 66.201 m im Vorjahr.

Der negative Trend bei der Erdgasförderung hat sich fortgesetzt. Aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten wurden gegenüber dem Vorjahr etwa 12 % weniger gefördert. Die Jahresfördermenge betrug 13,6 Mrd. m^3 in Feldesqualität.

Auch bei der Erdölförderung hat sich der negative Trend fortgesetzt. Vor allem wegen der weiterhin rückläufigen Produktion des Feldes Mittelplate/Dieksand wurden etwa 10 % weniger gefördert. Die Fördermenge in 2010 betrug 2,5 Mio. t (inkl. Kondensat).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven hat wieder überproportional zur Fördermenge um knapp 16 Mrd. m^3 abgenommen und wurde mit 146 Mrd. m^3 in Feldesqualität bewertet.

Auch die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat überproportional zur Fördermenge abgenommen, und zwar um 5,2 Mio. t, und betrug 35,9 Mio. t.

1 Einleitung

Der vorliegende Beitrag fasst die Ergebnisse der Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas des Jahres 2010 in Deutschland zusammen. Grundlage des Beitrages sind Daten, die im Rahmen der Aufsuchung und Gewinnung von Erdöl und

(Nachfolgende Doppelseiten)

Abb. 1 **Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2010. Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär**

Abb. 2 **Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2010. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein**

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

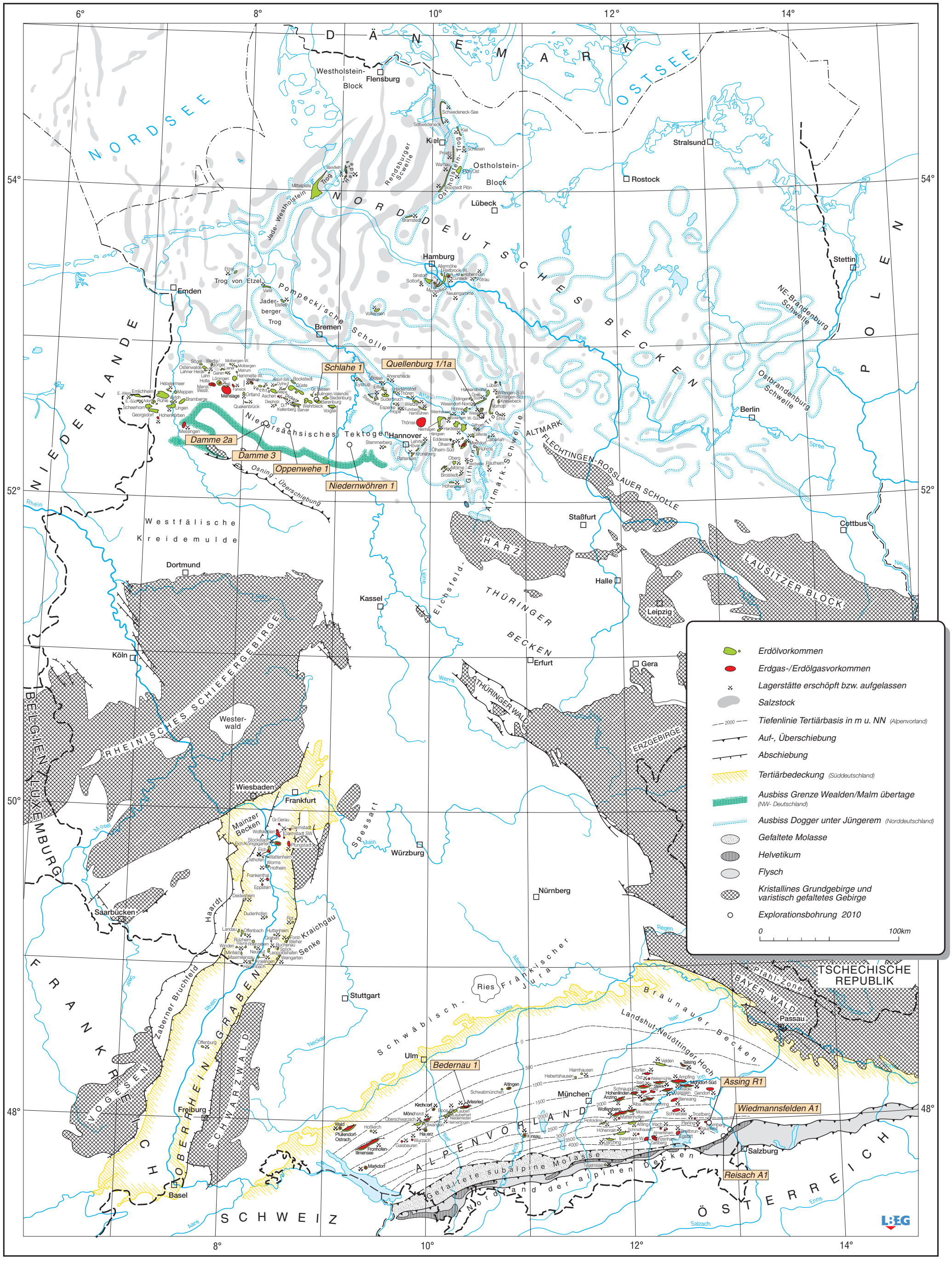

Abb. 1

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein

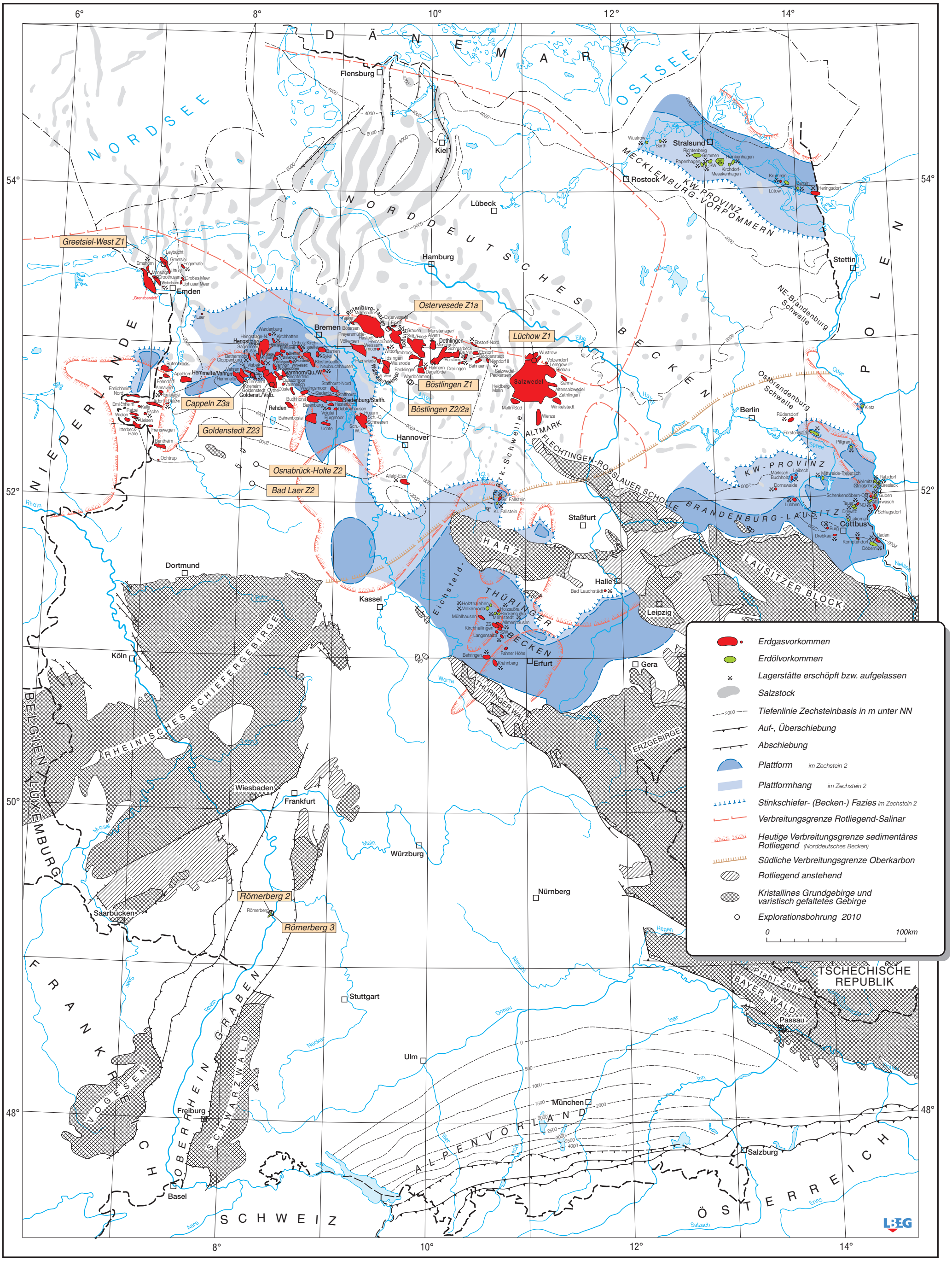

Abb. 2

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 2010« des LBEG dar, der mit zahlreichen detaillierten Tabellen ausgestattet ist und im Internet unter der Adresse *www.beg.niedersachsen.de* als Download zur Verfügung steht. Der Schwerpunkt dieses Abrisses liegt auf der Bohrtätigkeit der Exploration.

2 Bohrtätigkeit

Die Bohraktivität lag auf dem Niveau des Vorjahres. Zwar hat sich die Anzahl der »aktiven« Bohrungen von 35 auf nunmehr 36 erhöht, die Bohrmeterleistung hat gegenüber dem Vorjahreswert aber um 22 % nachgelassen.

In der Kategorie der Explorationsbohrungen wurden 13 neue Bohrungen gegenüber zwölf im Vorjahr niedergebracht und die Bohrmeter haben leicht zugelegt. In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen hat sich die Anzahl der Bohrungen gegenüber dem Vorjahr nicht verändert. Es wurden abermals 23 Bohrungen abgeteuft. Entgegen diesem Trend haben die Bohrmeter in dieser Kategorie aber deutlich abgenommen.

Ursache dieses Rückganges ist unter anderem, dass bei gleicher Anzahl der Bohrungen wie im Vorjahr mehr kürzere Ablenkungen und mehr flachere Ölbohrungen gebohrt wurden.

Werden die gegenwärtigen Planungen umgesetzt, z. B. die der Wintershall Holding GmbH für das Feld Emlichheim, so kann auch in der Folgezeit mit einer kontinuierlichen Bohrtätigkeit in den alten Ölfeldern gerechnet werden.

2.1 Explorationsbohrungen

Explorationsbohrungen haben das Ziel, neue Felder bzw. Teilfelder zu erschließen, den Untergrund zu erkunden oder aufgegebene Felder wieder zu erschließen. In der Zusammenstellung der aktuellen Explorationsbohrungen werden insgesamt 25 Bohrungen geführt (Tab. 1). Diese Zahl setzt sich aus den oben genannten 13 aktiven Bohrungen und weiteren 12 Bohrungen zusammen, die ihre Endteufe bereits vor 2010 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten.

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurden wie im Vorjahr acht Bohrungen abgeteuft. Im Bereich des Nordwestdeutschen Beckens sollten zwei Bohrungen inklusive einer geologischen Ablenkung eine Erdöllagerstätte in den Sandsteinen des Dogger nachweisen. Drei Bohrungen inklusive einer geologischen Ablenkung wurden zur Erkundung des norddeutschen Rotliegend nach Erdgaslagerstätten abgeteuft.

Tabelle 1 **Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2010**

Name	Operator	Ziel/ Fundhorizont	Status
Aufschlussbohrungen (A3)			
Nordsee			
J10-1*	GDF SUEZ	Rotliegend	fehl
L1-2	Wintershall	Rotliegend	fehl
Weser–Elbe			
Böstlingen Z1*	RWE Dea	Rotliegend	n. k. E.
Böstlingen Z2	RWE Dea	Rotliegend	Ziel erreicht
Böstlingen Z2a	RWE Dea	Rotliegend	n. k. E.
Quellenburg 1	RWE Dea	Dogger Beta	fehl
Quellenburg 1a	RWE Dea	Dogger Beta	fehl
Weser–Ems			
Bad Laer Z2	EMPG	Oberkarbon	n. k. E.
Damme 2a*	EMPG	Lias Epsilon	n. k. E.
Damme 3*	EMPG	Wealden	n. k. E.
Niedernwöhren 1*	EMPG	Wealden	n. k. E.
Oppenwehe 1*	EMPG	Wealden, Lias	n. k. E.
Osnabrück-Holte Z2	EMPG	Oberkarbon	n. k. E.
Schlahe 1*	EMPG	Wealden, Lias	n. k. E.
Alpenvorland			
Assing R1*	RAG	Rupel	n. k. E.
Reisach A1*	RAG	Aquitan	fehl
Wiedmannsfelden A1	RAG	Aquitan	fehl
Teilfeldsuchbohrungen (A4)			
Weser–Elbe			
Lüchow Z1	GDF SUEZ	Rotliegend	n. k. E.
Ostervesede Z1a*	EMPG	Rotliegend	fehl
Weser–Ems			
Cappeln Z3a	EMPG	Oberkarbon	n. k. E.
Goldenstedt Z23	EMPG	Oberkarbon	n. k. E.
Greetsiel-West Z1	EMPG	Rotliegend	n. k. E.
Oberrheingraben			
Römerberg 2*	GDF SUEZ	Buntsandstein	ölfündig
Römerberg 3	GDF SUEZ	Buntsandstein	bohrt
Wiedererschließungsbohrungen (A5)			
Alpenvorland			
Bedernau 1*	Wintershall	Baustein-Sch.	n. k. E.

Status mit Stand vom 31. Dezember 2010;
*: Endteufe vor 2010 erreicht; n. k. E.: noch kein Ergebnis.

EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH; GDF SUEZ – GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH; RAG – Rohöl-Aufsuchungs AG; RWE Dea – RWE Dea AG; Wintershall – Wintershall Holding GmbH

Eine davon in den L-Blöcken der Nordsee. Nach vielen Jahren wurden erstmals wieder zwei Bohrungen zur Untersuchung der oberkarbonischen Kohleflöze hinsichtlich des Potenzials für Kohleflözgas niedergebracht, und zwar südöstlich des Ibbenbürener Steinkohlereviers. Im süddeutschen Voralpenbecken suchte eine Bohrung innerhalb der ungefalteten Molasse, direkt an der Überschiebungsfront des Helvetikums, in den tertiären Sandsteinen des Rupel, Chatt und Burdigal nach einer Erdgaslagerstätte.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden Feldern nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurden fünf Bohrungen abgeteuft. Je eine Bohrung wurde in den Bereichen der norddeutschen Karbon-Gasfelder Goldenstedt/Oythe und Cappeln und des ehemaligen Rotliegend-Gasfeldes Wustrow niedergebracht. Eine weitere Bohrung wurde in der Peripherie des norddeutschen Rotliegend-Gasfeldes Greetsiel abgeteuft. Im Oberrheintal wurde zur Bestätigung des Erdölfundes Römerberg eine Bohrung durchgeführt.

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

Aufschlussbohrungen

Nordsee

In der inzwischen abgelaufenen Konzession B 20008/72 im deutschen Sektor der Nordsee wurde die Bohrung **J10-1** (GDF SUEZ[1)]) niedergebracht. Es war die erste Bohrung im

[1)] federführende Firma, Abkürzungen siehe Tabelle 1.

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 bereits im Herbst 2007 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. Der Test erbrachte zwar eine sehr gute Rate, aufgrund des hohen Stickstoffgehalts des Erdgases wurde die Bohrung aber für nicht fündig erklärt.

In der Konzession B 20008/71 wurde die Bohrung L1-2 (Wintershall) gebohrt. Sie sollte den nicht wirtschaftlichen Gasfund der Bohrung L1-1 aus dem Jahre 1975 im Havel-Sandstein des Rotliegend ca. 6 km in südsüdwestlicher Richtung verfolgen. Nach der Interpretation der Seismik zielte die Bohrung L1-2 auf dieselbe stratigraphisch-tektonische Falle auf einer NW–SE streichenden Horststruktur, die bereits durch die Bohrung L1-1 getestet worden war. Ziel der Bohrung L1-2 war es wirtschaftlich gewinnbare Gasmengen in der Lagerstätte nachzuweisen. Die Bohrung hat den Havel-Sandstein etwa 100 m tiefer als prognostiziert und verwässert angetroffen. Die Bohrung wurde verfüllt.

Gebiet Elbe–Weser

Die Bohrung **Bad Laer Z2** (EMPG) wurde am Südwestrand des Teutoburger Waldes in der Konzession Bramsche-Erweiterung abgeteuft, um die Kohleflöze des Oberkarbon hinsichtlich des Potenzials für Kohleflözgas zu untersuchen. Aufgrund der geringen Dichte von Untergrunddaten wurde die Bohrung nur etwa 150 m südwestlich einer bestehenden Bohrung, und zwar der Bad Laer Z1 positioniert, die 1993 von den Vereinigten Elektrizitätswerke Westfalen (heute RWE AG) u. a. zur Erkundung von Erdgasspeichermöglichkeiten gebohrt worden war und ein 1.600 m mächtiges Oberkarbonprofil aufgeschlossen hatte. Die aktuelle Bohrung Bad Laer Z2 wurde bei 1.850 m im Oberkarbon eingestellt und hat ein ca. 1.400 m mächtiges Oberkarbonprofil erbohrt. Zur Gewinnung von Probenmaterial für weiterführende Laboruntersuchungen wurden im Karbon 21 Kerne gezogen. Bislang hat die Bohrung kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Etwa 12 km südwestlich des Gasfundes Bleckmar wurde die Bohrung **Böstlingen Z1** (RWE Dea) 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 eine gute Reservoir-Ausbildung gewertet wird. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten liegt der Ansatzpunkt mehr als 2 km südlich vom Zielgebiet entfernt. Die Bohrung begann bereits in 2006 und erreichte ihre Endteufe von 5.912 m in 2007. 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. Auch anschließende Frac-Behandlungen konnten das Projekt nicht zu einem wirtschaftlichen Erdgasfund führen. Über das weitere Vorgehen wurde noch nicht entschieden. Die Bohrung hat noch kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Die Bohrung **Böstlingen Z2** (RWE Dea) hatte die Aufgabe den Havel-Sandstein des Rotliegend, der in der Bohrung Böstlingen Z1 zwar gasführend, aber nicht wirtschaftlich förderbar angetroffen wurde, etwa 600 m nordnordwestlich der Böstlingen Z1 zu untersuchen. Bei positiven Ergebnissen sollte die Bohrung horizontal abgelenkt werden, um ggf. mehrere Kompartimente aufzufädeln. Die Bohrung Böstlingen Z2 hat den Havel-Sandstein in der erwarteten Position und gasführend angetroffen und wurde bei 5.686 m im Vulkanit der Altmark-Subgruppe eingestellt. Daraufhin wurde die Bohrung planmäßig rückverfüllt und zur Böstlingen Z2a abgelenkt. Die Ablenkung wurde etwa 1.000 m horizontal im Träger geführt und hat kurz vor Jahresende bei 6.345 m im Havel-Sandstein ihre Endteufe erreicht. Für das Jahr 2011 sind Testarbeiten vorgesehen.

Mit der Bohrung **Quellenburg 1** (RWE Dea) wurde die Ölexploration in der Konzession Hahnenhorn fortgesetzt. Wie die Bohrung Herzogsbrunnen 1 aus dem Vorjahr hat auch diese Bohrung die Sandsteine des Dogger Beta in der Umgebung des aufgegebenen Ölfeldes Wesendorf-Süd in einer strukturellen Falle an einer synthetischen Abschiebung untersucht, dieses Mal aber etwa 3 km östlich des Altfeldes Wesendorf-Süd. Nachdem die Bohrung den Dogger und Lias Zeta durchteuft hatte, wurde sie bei 1.653 m im Lias Epsilon (Posidonienschiefer) eingestellt. Da der Hauptzielhorizont, das Untere Lager 2 des Dogger Beta-Sandsteins, an einer Störung ausgefallen war, wurde die Bohrung zur **Quellenburg 1a** abgelenkt. Nachdem die Bohrung den Hauptzielhorizont aufgeschlossen hatte wurde sie bei 1.600 m im Dogger Alpha eingestellt. Zwar wiesen die Spülproben des Trägers eine zumindest geringe Verölung auf, doch nach der Logauswertung war der Träger verwässert. Daraufhin wurde die Bohrung ohne Test für nicht fündig erklärt.

Gebiet Weser–Ems

An der Grenze der Konzessionen Münsterland und Bramsche-Erweiterung wurde in 2008 die Bohrung **Damme 2** (EMPG) mit dem Ziel abgeteuft, das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers zu bewerten. Nachdem die Bohrung einen knapp 700 m mächtigen Wealden und einen etwa 30 m mächtigen Posidonienschiefer durchteuft hatte, wurde sie in einer Teufe von 3.340 m im Lias Delta eingestellt. Um den Posidonienschiefer optimal kernen zu können, wurde die Bohrung zur Damme 2a abgelenkt. Auch die Ablenkung hatte ihre Endteufe bereits in 2008 erreicht, und zwar in einer Teufe von 3.333 m im Lias Delta. Der Wealden und der Posidonienschiefers wurden für weiterführende Laboruntersuchungen mit insgesamt drei Kernen beprobt. Bislang hat die Bohrung kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Etwa 70 m südwestlich der Damme 2 wurde in 2008 die Bohrung **Damme 3** (EMPG) abgeteuft. Sie hatte ebenfalls das Ziel, das Shale-Gas-Potenzial des Wealden zu bewerten. Die Bohrung hat entsprechend der Damme 2 einen knapp 700 m mächtigen Wealden aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 1.610 m unterhalb des Wealden in der Serpulit-Folge eingestellt. Der Wealden wurde für weiterführende Laboruntersuchungen umfangreich gekernt. Nachdem im Bereich des Wealden in drei stratigraphischen Niveaus Frac-Behandlungen durchgeführt wurden, wurde dieser Abschnitt zur Abschätzung des Förderpotenzials getestet. Bislang hat die Bohrung kein endgültiges Ergebnis erhalten.

In 2009 wurde in der Konzession Schaumburg-Verkleinerung, etwa 15 km nordwestlich der Stadt Minden die Bohrung **Niedernwöhren 1** (EMPG) abgeteuft, um das Shale-Gas-Potenzial des Wealden zu bewerten. Die Bohrung hat ein etwa 500 m mächtiges Profil des Wealden aufgeschlossen und wurde vor Erreichen dessen Basis in einer Teufe von 1.034,5 m eingestellt und anschließend verfüllt. Der Abschnitt des Wealden wurde für weiterführende Laboruntersuchungen komplett gekernt. Das Ergebnis steht noch aus.

Bereits in 2008 wurde in der nordrhein-westfälischen Erlaubnis Minden, etwa 1,5 km südlich der Grenze zu Niedersachsen die Bohrung **Oppenwehe 1** (EMPG) mit dem Ziel abgeteuft, das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers zu bewerten. Die Bohrung hat einen etwa 600 m mächtigen Wealden und einen etwa 35 m

mächtigen Posidonienschiefer durchteuft und wurde bei einer Endteufe von 2.660 m im Lias Delta eingestellt. Im Bereich des Wealden und des Posidonienschiefers wurden für weiterführende Laboruntersuchungen elf Kerne gezogen. Die Bohrung hat bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Die Bohrung **Osnabrück-Holte Z2** (EMPG) wurde nordöstlich des Teutoburger Waldes in der Konzession Bramsche-Erweiterung abgeteuft, um die Kohleflöze des Oberkarbon hinsichtlich des Potenzials für Kohleflözgas zu untersuchen. Aufgrund der geringen Dichte von Untergrunddaten in dieser Region wurde die Bohrung in der Nähe einer bekannten Bohrung positioniert, und zwar etwa 1.000 m nordnordwestlich der Osnabrück-Holte Z1, die 1969 auf der Suche nach Erdgas gebohrt worden war und ein etwa 1.200 mächtiges Oberkarbonprofil aufgeschlossen hatte. Die aktuelle Bohrung Osnabrück-Holte Z2 wurde bei 1.930 m im Oberkarbon eingestellt, nachdem sie ein mehr als 1.000 m mächtiges Karbonprofil erbohrt hatte. Das Oberkarbon wurde für weiterführende Laboruntersuchungen umfangreich gekernt. Bislang hat die Bohrung kein endgültiges Ergebnis erhalten.

In 2009 wurde die Bohrung **Schlahe 1** (EMPG) in der Konzession Scholen am Nordrand des Ölfeldes Barenburg niedergebracht, um das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers zu bewerten. Nachdem die Bohrung einen etwa 250 m mächtigen Wealden und einen 35 m mächtigen Posidonienschiefer durchteuft hatte wurde sie in einer Teufe von 1.485 m im Lias Delta eingestellt. Die Abschnitte des Wealden und des Posidonienschiefers wurden für weiterführende Laboruntersuchungen komplett gekernt. Die Bohrung hatte das Reservoir des Ölfeldes Barenburg, den Sandstein des Obervalangin, nach Loginterpretation ölführend angetroffen. Eine Testförderung zeigte jedoch, dass der Träger stark verwässert ist. Eine Nutzung der Bohrung als Injektor zur Druckerhaltung im Feld Barenburg wird erwogen. Ein Ergebnis der Bohrung steht noch aus.

Alpenvorland

In der Konzession Salzach-Inn wurde die Bohrung **Assing R1** (RAG) niedergebracht. 1982 hatte die Bohrung Bromberg 1 etwa 1 km westlich in Sandsteinen des Aquitan und Chatt kleine Gasvorkommen erschlossen. Das Hauptziel der Assing R1 waren Sandsteine des Rupel, die schon von der Bromberg 1 strukturtiefer mit Gasanzeichen angetroffen wurden, und zwar in einer Monoklinale an einer als Überschiebung reaktivierten synthetischen, W–E streichenden ehemaligen Abschiebung. Das Nebenziel waren Sandsteine des Chatt, die zwischen den beiden Bohrungen auskeilen, in einer stratigraphisch-strukturellen Falle an der o. g. W–E streichenden Störung, die in dieser Tiefe als antithetische Abschiebung ausgebildet ist. Darüber hinaus sollten die gasführenden Lagen des Aquitan und Chatt der Bromberg 1 in strukturhöherer Position erschlossen werden. Die Bohrung wurde 30 m tiefer als geplant bei 3.570 m im Rupel eingestellt. Sie hat insgesamt vier testwürdige Intervalle im Rupel, Chatt und Aquitan angetroffen, die in 2010 auch getestet wurden. Während die beiden Teste im Rupel und höheren Chatt keine oder nur marginale Zuflüsse brachten, floss bei den Testen im tieferen Chatt und Aquitan Erdgas zu. Die geologische und lagerstättentechnische Evaluierung der Testergebnisse waren zum Jahresende noch nicht abgeschlossen. Im Januar 2011 wurde die Bohrung gasfündig gemeldet.

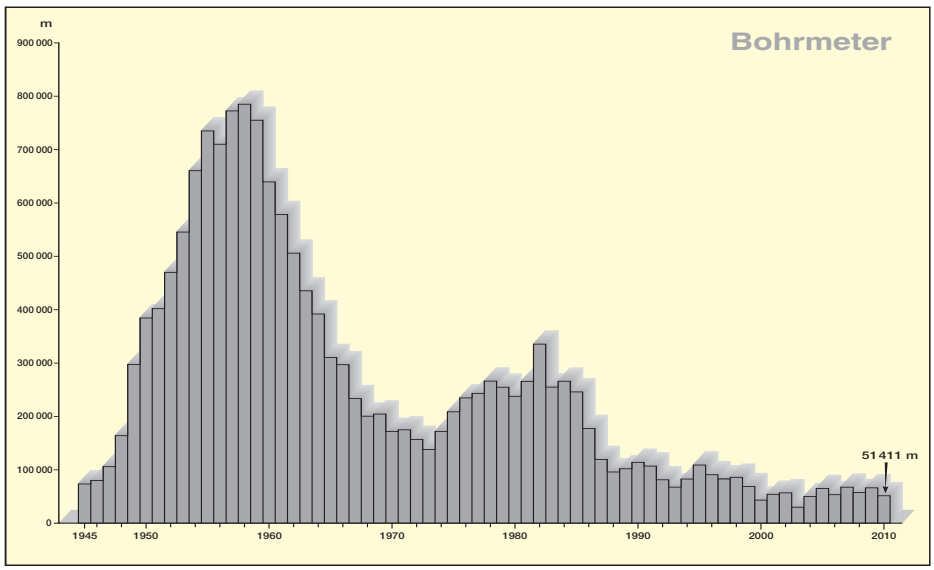

Abb. 3 Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945–2010

Etwa 11 km von der Grenze nach Österreich entfernt wurde die Bohrung **Reisach A1** (RAG) abgeteuft. Regionalgeologisch befindet sich die Bohrung unmittelbar vor der nordöstlich streichenden Überschiebungszone, an der Helvetikum und Flysch auf die autochthone Molasse geschoben wurde. Ziele der Bohrung waren turbiditische Sandsteine in unterschiedlichen Niveaus des Aquitan und des Chatt in der Anschleppungszone unterhalb der Überschiebungsbahnen. Die Verbreitung der potenziellen Träger ist an subaquatische Ausräumungszonen gebunden. Entsprechend handelt es sich hier um kombinierte stratigraphisch-strukturelle Fallenstrukturen. Die Sandsteinhorizonte des Aquitan waren bereits mit der ca. 600 m entfernten Bohrung Teisendorf A1 in strukturtieferer Position verwässert angetroffen worden. Die Reisach A1 hat das Hauptziel, eine Sandsteinabfolge des Aquitan, nicht angetroffen; stattdessen wurde eine Schuppe des Helvetikums mit Nummulitensandstein erbohrt. Im weiteren Verlauf kam die Bohrung wieder in die autochthone Molasse und wurde bei 2.318 m im Chatt eingestellt. Der Nummulitensandstein hatte beim Kernen zwar erhöhte Gasanzeichen, ein Test erbrachte aber keinen Zufluss. Bei einem weiteren Test auf zwei Sandsteinintervalle des höheren Aquitan floss nur Wasser zu. Anfang 2010 wurde ein dritter Test auf ein Sandsteinintervall des tieferen Burdigal durchgeführt, der auch keinen Zufluss erbrachte. Aufgrund der Testergebnisse wurde die Bohrung als nicht fündig eingestuft und verfüllt.

Etwa 10 km nordwestlich der Reisach A1 wurde die Bohrung **Wiedmannsfelden A1** (RAG) in analoger regionalgeologischer Position niedergebracht. Auch die geologischen Ziele der Bohrung waren analog zu denen der Reisach A1, also turbiditische Sandsteine in kombinierten stratigraphisch-strukturellen Fallenpositionen im Bereich der Überschiebungsfront, allerdings beschränkt auf unterschiedliche Niveaus im Aquitan. Anfang 2010 hat die Bohrung ihre Endteufe bei 2.400 m im Aquitan erreicht. Da es keine Hinweise auf gasführende Horizonte gab, wurde die Bohrung ohne Teste für nicht fündig erklärt.

Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Elbe–Weser

Die Bohrung **Lüchow Z1** (GDF SUEZ) wurde im Bereich des 1995 aufgegebenen Erdgasfeldes Wustrow abgeteuft. Die Bohrung wurde nicht als Wiedererschließungsbohrung des Feldes Wustrow eingestuft, sondern als Teilfeldsuchbohrung für das Feld Salzwedel-Peckensen. Nach der neuen Interpretation der reprozessierten 2D-seismischen Linien aus den 1970er und 1980er Jahren ist das Zielgebiet durch eine von Störungen begrenzte Hochscholle definiert, die auf ihr Restgaspotenzial untersucht werden soll. Die Bohrung hat die Sandsteine des Rotliegend erwartungsgemäß gasführend angetroffen und wurde bei 3.440 m im Ebstorf-Member eingestellt. Testarbeiten sind für das Jahr 2011 geplant.

Südwestlich angrenzend an das Gasfeld Ostervesede wurde anhand seismischer Daten ein tektonischer Block identifiziert, der durch Störungen von den Rotliegend-Gas-

feldern Ostervesede und Söhlingen getrennt ist. Auf dieser nach Westen gekippten westlichen Randstaffel des Rotliegend-zeitlichen Schneverdingen-Grabens ließen 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) wurde jahresübergreifend 2006/2007 gebohrt. In 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 Fördertests nur geringe Zuflüsse, die keine dauerhafte wirtschaftliche Förderung erlauben. In 2010 wurde die Bohrung als nicht fündig eingestuft.

Gebiet Weser–Ems

Die Bohrung **Cappeln Z3a** (EMPG) sollte die Oberkarbon-Sandsteine einer NW–SE streichenden Hochscholle auf die Möglichkeit einer wirtschaftlichen Gasführung untersuchen. Die Bohrungsinformationen aus der näheren Umgebung ließen für diese Hochscholle zwar eine Gasführung in den Sandsteinen vermuten, einen Unsicherheitsfaktor stellt aber die Möglichkeit der wirtschaftlichen Förderung dar. Aufgrund der schlechten Reservoireigenschaften (Tight-Gas-Reservoir) waren die Testergebnisse in den umliegenden Bohrungen meist ernüchternd. Die Bohrung Cappeln Z3a gehört neben anderen Bohrungen zu einer Kampagne der EMPG, mit der unterschiedliche Aufschlusstechnologien der geringpermeablen Oberkarbon-Sandsteine erprobt wurden. Ziel der Bohrung war, in strukturhöchster Position als Vertikalbohrung mehrere vertikale Kompartimente aufzufädeln und mit mehrfachen Frac-Behandlungen eine wirtschaftliche Produktion zu ermöglichen. Da die Zechstein-Produktionsbohrung Cappeln Z3 aufgrund hohen Wasseranfalls eingeschlossen war, bot sich für die Erschließung des Karbons eine Vertiefung dieser Bohrung an. Die Vertiefung Cappeln Z3a hat die Sandsteine des Oberkarbon gasführend aufgeschlossen und wurde wie geplant bei 4.150 m eingestellt. Anfang des Jahres 2011 wurden die ersten Frac-Behandlungen durchgeführt.

Am Südrand des Gasfeldes Goldenstedt-Oythe sollte die Bohrung **Goldenstedt Z23** (EMPG) die äußerst geringpermeablen Sandsteine des Karbon (Tight Gas) in einer von Störungen begrenzten Teilscholle erschließen. Ziel der Bohrung war entsprechend der Cappeln Z3a, in strukturhöchster Position als Vertikalbohrung mehrere vertikale Kompartimente aufzufädeln und mit mehrfachen Frac-Behandlungen eine wirtschaftliche Produktion zu ermöglichen. Dabei sollen auch neue Technologien getestet werden (z. B. expandable Liner). Auch diese Bohrung gehört zu der Kampagne der EMPG, mit der unterschiedliche Aufschlusstechnologien der geringpermeablen Oberkarbon-Sandsteine erprobt wurden. Die Bohrung hatte bereits in 2009 begonnen und stand zum Jahresende 2009 bei 4.236 m im basalen Zechstein. Nachdem die Bohrung Top Oberkarbon etwa 80 m höher als erwartet angetroffen und knapp 700 m Oberkarbon gasführend aufgeschlossen hatte, wurde sie bei 4.930 m eingestellt. Nach der Durchführung von 13 Frac-Behandlungen in unterschiedlichen stratigraphischen Niveaus wurde die Bohrung getestet. Im Januar 2011 wurde die Bohrung gasfündig gemeldet.

Die Bohrung **Greetsiel-West Z1** (EMPG) hatte das Ziel, die Sandsteine des Rotliegend auf einem tektonische Block südwestlich des Gasfeldes Greetsiel zu erschließen. Der Block ist nach der Interpretation der 3D-Seismik aus dem Jahre 2005 durch eine NW–SE verlaufende Störung vom Feldesbereich getrennt und es wurde erwartet, das Reservoir über dem aus dem Feld Greetsiel bekannten Gas-Wasser-Kontakt gasführend und unter initialen Druckbedingungen anzutreffen. Die Bohrung hat die Sandsteine des Rotliegend weniger Meter höher als prognostiziert angetroffen und wurde bei 4.220 m in der Dethlingen-Formation eingestellt. Nach den Testergebnissen auf den gasführenden Wustrow- und Ebstorf-Sandstein war der angetroffene Lagerstättendruck gegenüber dem initialen Druck des Feldes Greetsiel stark abgesenkt, aber lag auch noch deutlich über dem derzeitigen Lagerstättendruck, so dass eine eingeschränkte Verbindung zu dem Feldesbereich Greetsiel postuliert werden muss. Nach dem Aufbau der obertägigen Anlagen soll die Bohrung zur Produktion an eine Leitung angeschlossen werden. Bislang steht ein abschließendes Ergebnis aus.

Oberrheingraben

Die Bohrung **Römerberg 2** (GDF SUEZ) hatte die Aufgabe, die Ausdehnung des Erdölfundes Römerberg nordnordöstlich der Römerberg 1 auf eine neue Teilscholle zu bestätigen. Bezogen auf die Landepunkte an der Oberkante des Trägers beträgt die Entfernung der beiden Bohrungen etwa 1,7 km. Das Zielgebiet war noch durch den nördlichen Randbereich der 3D-Seismik abgedeckt. Die Bohrung hat den Buntsandstein nur wenige Meter tiefer als prognostiziert und das Reservoir ölführend angetroffen und wurde bei 2.717 m im Buntsandstein eingestellt. Anschließend erfolgten umfängliche Testarbeiten. In 2010 wurde die Bohrung ölfündig gemeldet.

Mit der Bohrung **Römerberg 3** (GDF SUEZ) wurde die Erkundung des jüngsten deutschen Erdölfundes weiter fortgesetzt. Sie soll die Ausdehnung des Erdölfundes auf eine neue Teilscholle westlich der Römerberg 2 nachweisen und zusätzlich den Muschelkalk hinsichtlich möglicher Ölführung testen. Der geplante Landepunkt der Bohrung liegt bezogen auf die Oberkante des Oberen Buntsandstein etwa 350 m vom Landepunkt der Römerberg 2 entfernt. Zum Jahresende 2010 stand die Bohrung bei 900 m im Tertiär.

Wiedererschließungsbohrungen

Gebiet Elbe–Weser

Mit der Bohrung **Bedernau 1** (Wintershall) wurde nach ungefähr 25 Jahren erstmals wieder eine Wiedererschließungsbohrung abgeteuft. Die letzten Bohrungen zur Wiedererschließung bereits aufgegebener Felder wurden in der Folge der zweiten Ölkrise Anfang der 1980er Jahre, also zu Zeiten eines hohen Ölpreises gebohrt. Die Bedernau 1 hatte das Ziel, im zentralen Teil des ehemaligen Ölfeldes Arlesried in den Sandsteinen der Bausteinschichten noch verbliebene Ölreserven nachzuweisen und in Produktion zu nehmen. Das Ölfeld Arlesried war bereits 1964 entdeckt worden und hatte bis zur Aufgabe 1995 etwa 2 Mio. t Erdöl gefördert; damit ist es das bislang ergiebigste Ölfeld im deutschen Teil des Alpenvorlandes. Das Zielgebiet der Bohrung war ein Bereich im zentralen Teil der Lagerstätte, der nach den Ergebnissen einer Lagerstättensimulation geringer entölt war als der Großteil der Lagerstätte und noch wirtschaftlich gewinnbare Ölmengen erwarten ließ. Die Bohrung hat das Reservoir einige Meter höher und mächtiger als erwartet angetroffen und wurde bei 1.525 m in den tieferen Bausteinschichten eingestellt. Anfang des Jahres 2010 wurde ein Fördertest durchgeführt. Nach den Testergebnissen ist der Träger entgegen den Erwartungen hoch verwässert. Ein abschließendes Ergebnis der Bohrung steht noch nicht fest.

2.2 Feldesentwicklungsbohrungen

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen, die Erweiterungs-, Produktions- und Hilfsbohrungen umfasst, hat sich die Anzahl der aktiven Bohrungen mit 23 gegenüber dem Vorjahr nicht verändert. Als »aktiv« werden an dieser Stelle die Bohrprojekte bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Darüber hinaus waren sieben Projekte in Bearbeitung, die bereits vor 2010 ihre Endteufe erreicht hatten, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

Insgesamt wurden 19 Bohrungen mit einem erfolgreichen Ergebnis abgeschlossen; davon waren 18 öl- bzw. gasfündig und eine hatte ihr Ziel erreicht. Das Ergebnis »Ziel erreicht« erhalten im Falle eines erfolgreichen Abschlusses Hilfsbohrungen, die ohnehin keine Fündigkeit erzielen sollen, Pilotlöcher von horizontalen Ablenkungen und andere so genannte »spy holes« sowie

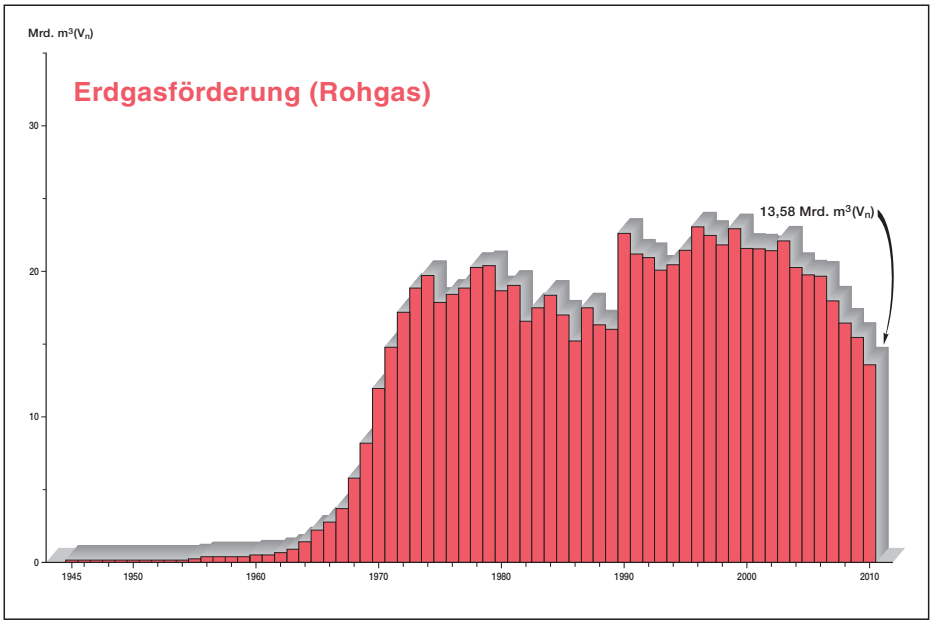

Abb. 4 Erdgasförderung 1945–2010
⇐

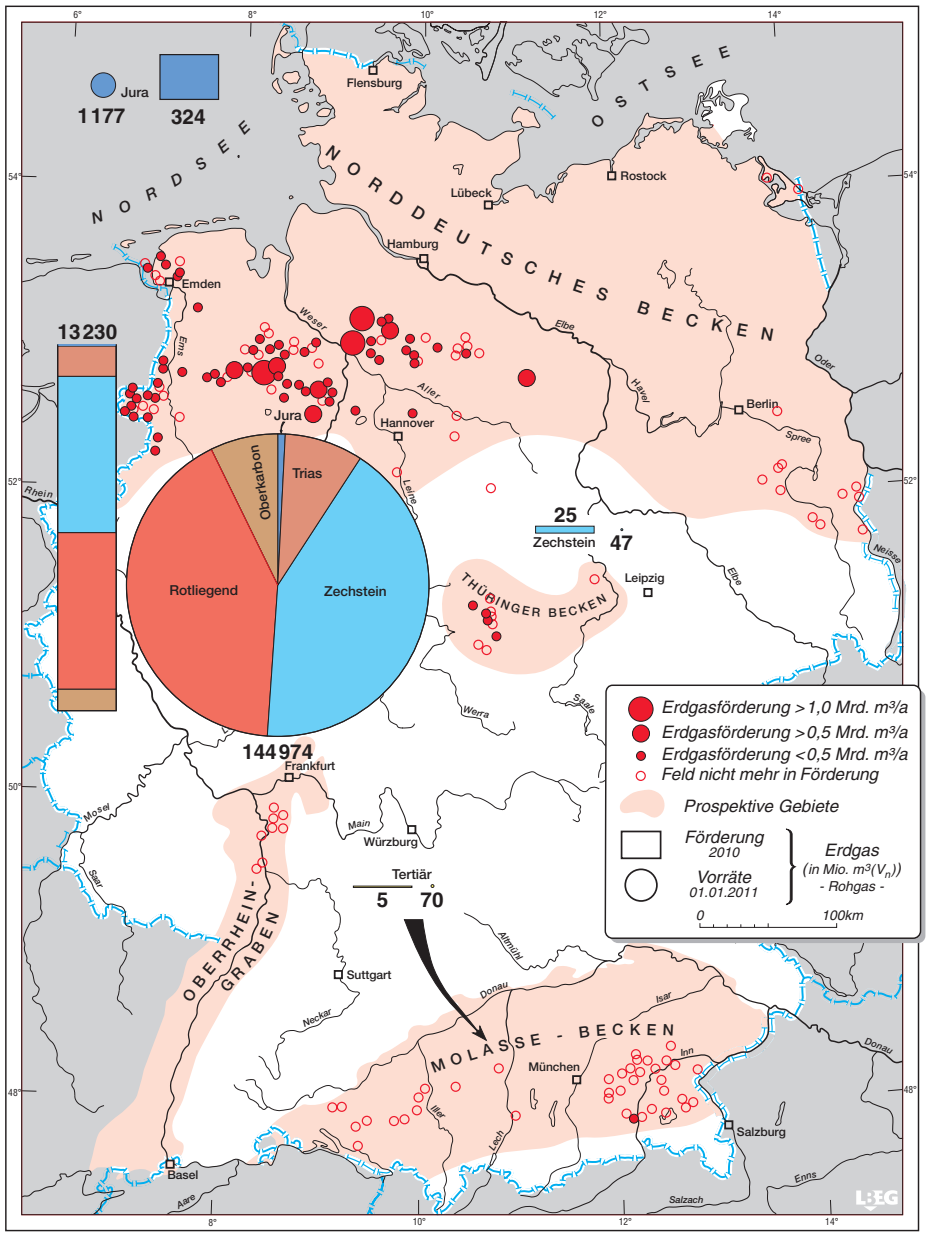

Abb. 5 Erdgasförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt. Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems, 3. Thüringer Becken, 4. Alpenvorland

technisch bedingte Ablenkungen bereits fündiger Bohrungen.

Im Gebiet nördlich der Elbe wurde im Ölfeld Mittelplate mit der Bohrung Mittelplate-A 23 die erste Multilateralbohrung Deutschlands fertig gestellt. Sie wurde als Duolateralbohrung, bestehend aus einer Stammbohrung und einem abzweigenden Lateral-Ast, ausgeführt. Der Abstand der beiden Landepunkte an der Basis des Reservoirs beträgt dabei fast 800 m. Beide Bohrungen wurden in den Sandsteinen des Dogger Beta fündig.

Im Gebiet Elbe–Weser, dem Revier der Rotliegend-Gasfelder, wurde in dem Feld Völkersen eine Bohrung fündig.

Im Gebiet Weser–Ems, dem Revier der Zechstein- und Karbon-Gasfelder, wurden zwei Bohrungen in dem Feld Goldenstedt (Zechstein und Karbon), drei im Feld Hengstlage/Sage (Zechstein) und je eine in den Feldern Quaadmoor (Zechstein), Siedenburg (Zechstein) und Staffhorst (Zechstein) gasfündig. Darüber hinaus wurde eine Bohrung im Ölfeld Bramberge fündig.

In der Erdölregion westlich der Ems waren im Feld Emlichheim drei Bohrungen ölfündig und die technische Ablenkung einer defekten Sonde erfolgreich. Im Feld Rühle waren zwei Bohrungen ölfündig.

Im Oberrheintal wurde die geologische Ablenkung der ursprünglichen Fundbohrung des Feldes Römerberg fündig gemeldet.

2.3 Bohrmeter

Das Jahr 2010 hat einmal mehr gezeigt, dass die Bohrmeterleistung hohen jährlichen Schwankungen unterliegt. So wechseln sich seit einigen Jahren relative Minima und Maxima im jährlichen Zyklus ab. Die Schwankungsbreite variiert zwischen ungefähr 50.000 und knapp 70.000 Bohrmetern. Nachdem 2009 ein »gutes« Jahr war, ist die Bohrleistung in 2010 gegenüber dem vorangehenden Jahr um 22 % oder fast 15.000 m auf ca. 51.000 m gefallen. 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 vorangegangenen fünf Jahre herangezogen. Die Bohrleistung in 2010 lag um etwa 10.500 m oder 17 % deutlich unterhalb dieses Mittelwertes. Die Graphik in Abbildung 3 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter.

Die Entwicklung in den Kategorien Exploration und Feldesentwicklung verlief unterschiedlich. Während in der Exploration ein leichter Anstieg zu verzeichnen war, so lag die Bohrmeterleistung in der Feldesentwicklung nur geringfügig über dem historischen Tiefstand von 1992.

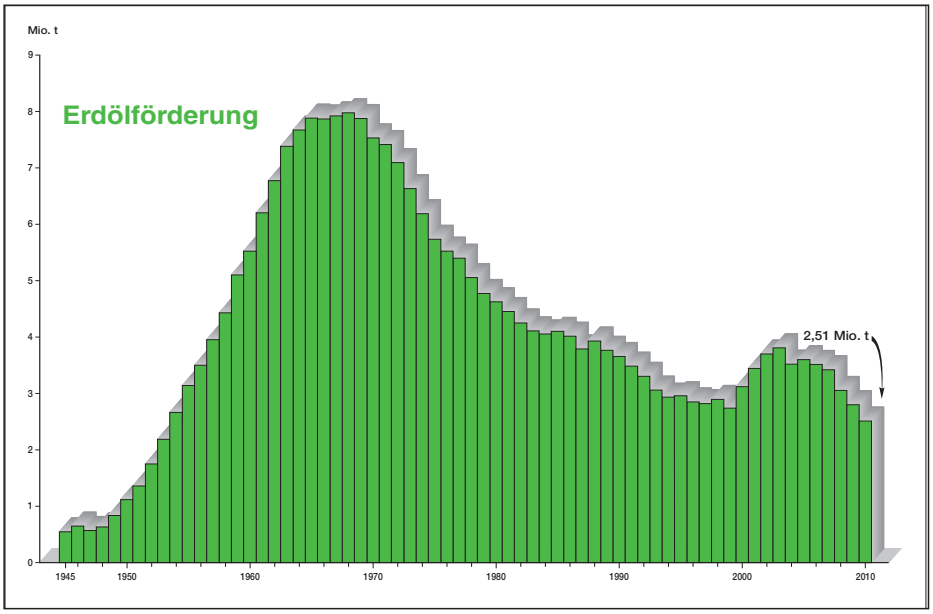

Abb. 6 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945–2010

⇐

In der Exploration sind die Bohrmeter um 6 % gegenüber dem Vorjahr auf über 28.000 m gestiegen. Sie lagen damit um 17 % über dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre. Dieser Wert entspricht einem Anteil von etwa 55 % der gesamten Bohrmeter, der damit um 16 Prozentpunkte über dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre liegt.

In der Feldesentwicklung haben die Bohrmeter deutlich um 41 % gegenüber dem Vorjahr auf etwa 23.000 m abgenommen. Wie bereits weiter oben angesprochen ist die Ursache dieses Rückganges der Umstand, dass bei gleicher Anzahl der Bohrungen wie im Vorjahr mehr kürzere Ablenkungen und mehr flachere Ölbohrungen gebohrt wurden. Der Anteil von etwa 45 % an den gesamten Bohrmetern ist gemessen am Mittel der vorangehenden fünf Jahre in Höhe von 61 % stark unterdurchschnittlich.

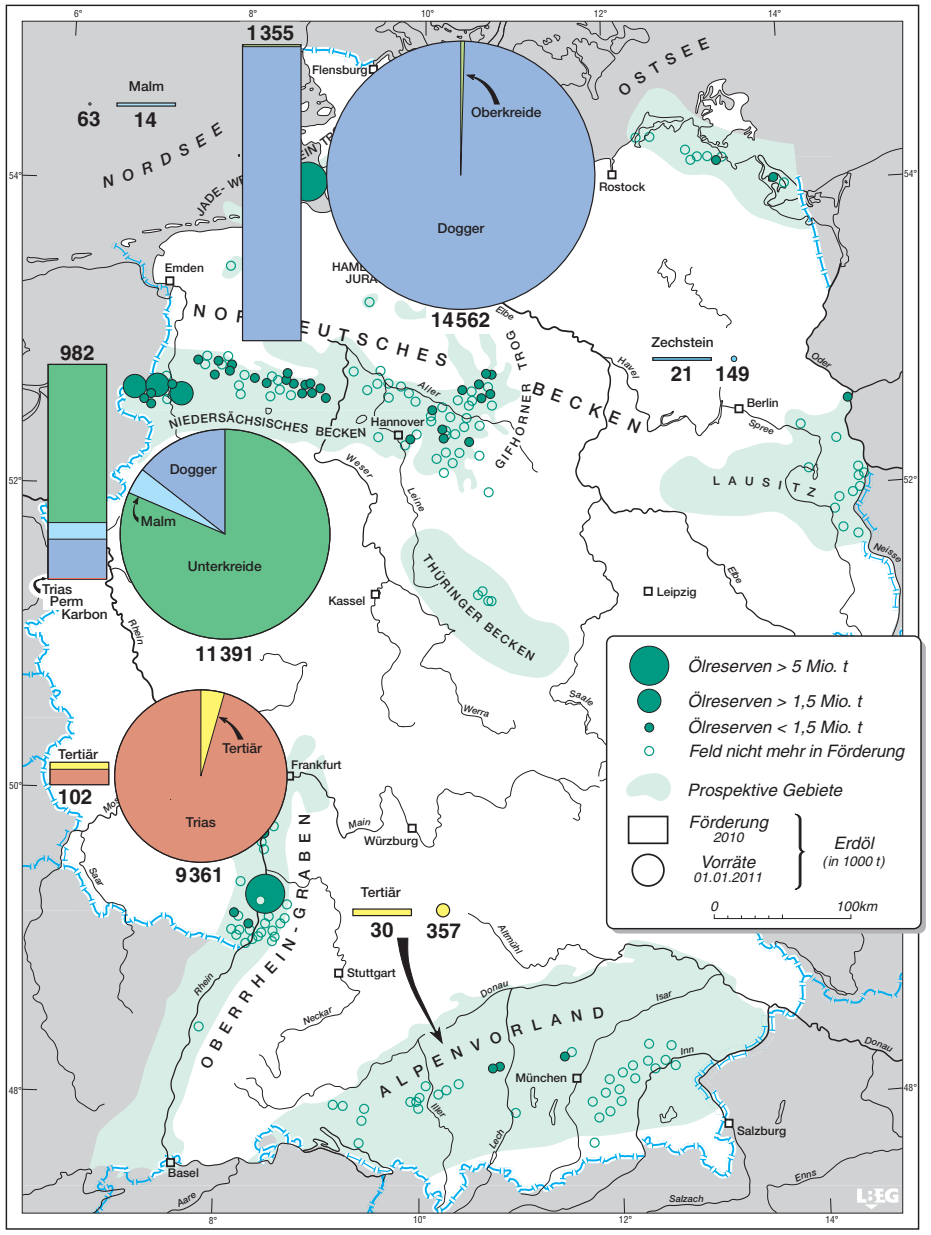

Abb. 7 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe, 3. Gebiet Oder/Neiße–Elbe, 4. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems, 5. Oberrheintal, 6. Alpenvorland

3 Geophysik

Angesichts der in den letzten Jahren zahlreichen, neu vergebenen Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen waren die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas sehr verhalten. Es wurden lediglich 111 Profilkilometer 2D-Seismik akquiriert. Gemessen am fünfjährigen Mittel von knapp 200 Profilkilometer 2D-Seismik und knapp 500 km² 3D-Seismik war 2010 damit ein sehr unterdurchschnittliches Jahr.

3D-Seismik

In 2010 wurden keine 3D-seismischen Surveys zur Erkundung des Untergrundes nach Kohlenwasserstofflagerstätten oder nach Speichermöglichkeiten für Erdgas durchgeführt.

2D-Seismik

In 2010 wurden drei Surveys akquiriert. In dem Erlaubnisgebiet Grimmen 2 in Mecklenburg-Vorpommern wurde im Auftrag der CEP Central European Petroleum GmbH der Survey »Barth 2009« um eine Linie mit einer Länge von ca. 1 km verdichtet. Die Linie verläuft über der Lokation der im ersten Quartal 2011 begonnen Aufschlussbohrung Barth 11.

Im brandenburgischen Erlaubnisgebiet Lübben der CEP Central European Petroleum GmbH wurde der Survey »Lübben 2010« akquiriert. Der Survey hat einen Umfang von 80 Profilkilometern.

Die GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH ließ in ihrem rheinland-pfälzischem Erlaubnisgebiet Römerberg den 2D-Survey »Römerberg Südwest« im Umfang von 30 Profilkilometern durchführen. Dieser Survey war nicht wie üblich als Reflexionsseismik ausgelegt, sondern als passive Seismik. Es

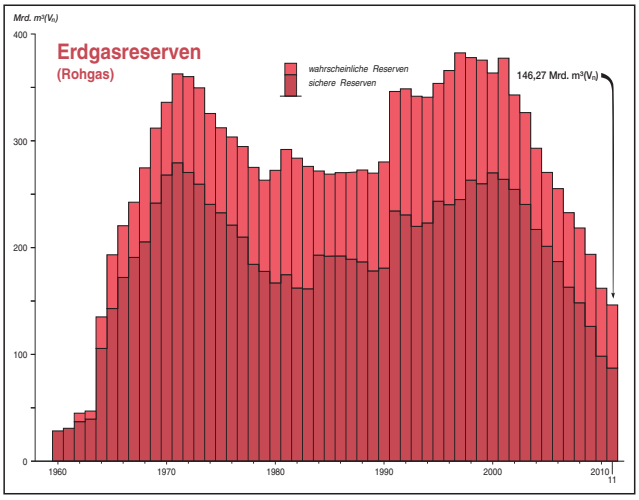

Abb. 8 Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1960–2011

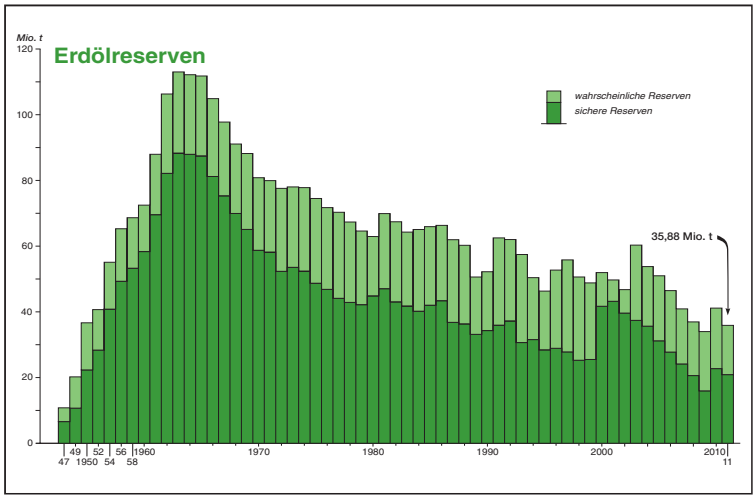

Abb. 9 Entwicklung der Erdölreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1947–2011

war der erste Einsatz dieser Technologie zur Erdöl- und Erdgaserkundung in Deutschland.

4 Erdgas- und Erdölproduktion und -verbrauch

Die inländische Erdgasförderung[2] ist weiterhin rückläufig. Gegenüber dem Vorjahr hat sie noch einmal sehr deutlich um 1,9 Mrd. m³, das sind rund 12 %, auf 13,6 Mrd. m³ abgenommen (Abb. 4). Zusätzlich wurden etwa 81 Mio. m³ Erdölgas bei der Ölförderung gewonnen. In Reingasqualität[3] entspricht die Summe dieser beiden Fördermengen einem Volumen von 12,7 Mrd. m³. Die rückläufige Erdgas-Fördermenge ist wesentlich auf den natürlichen Förderabfall angesichts der zunehmenden Erschöpfung der Lagerstätten zurückzuführen. In fast einem Drittel aller Felder konnte entgegen dem Trend die Fördermenge gegenüber dem Vorjahr jedoch angehoben oder zumindest annähernd stabil gehalten werden. Allerdings waren von der positiven Entwicklung meist weniger ergiebige Felder betroffen.

Im Berichtszeitraum waren insgesamt 80 Erdgasfelder in Betrieb; das sind zwei weniger als im Vorjahr. Aus der im Vorjahr ruhenden Lagerstätte Ostervesede-Südwest konnten nochmals kleine Mengen gefördert werden. In den Feldern Bahnsen, Dreilingen und Einloh wurde anders als im Vorjahr nicht gefördert.

Nach wie vor wurde das Erdgas überwiegend in Niedersachsen gefördert. In Schleswig-Holstein (Nordsee) sind die Fördermengen wieder überproportional zurückgegangen. In Sachsen-Anhalt hielt der positive Trend an und es wurden nochmals 4 % mehr gefördert als im Vorjahr. Auch in Thüringen ist die Fördermenge leicht gestiegen. Die inländische Erdgasproduktion verteilte sich folgendermaßen (Vorjahreswerte in Klammern): Niedersachsen 93,5 % (93,9 %), Sachsen-Anhalt 3,9 % (3,3 %) und Schleswig-Holstein 2,4 % (2,6 %). Die restlichen Mengen entfielen auf Thüringen und Bayern. Aufgrund der unterschiedlichen Gasqualitäten in den Regionen ergibt sich auf Basis der Reingasqualität folgende Verteilung: Niedersachsen 95,2 %, Schleswig-Holstein 3,1 %, Sachsen-Anhalt 1,5 %.

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 diesen beiden Einheiten stammten jeweils knapp 42 % der inländischen Förderung in 2010. Die verbleibenden Mengen verteilten sich auf die Speichergesteine der Trias, des Karbon, Jura und Tertiär.

Auch die inländische Erdölförderung hat gegenüber dem Vorjahr nochmals sehr deutlich abgenommen, und zwar um 0,29 Mio. t oder 10,3 % auf 2,5 Mio. t einschließlich der Kondensatmengen aus den Erdgasfeldern (Abb. 6). Ursache des Rückganges waren vor allem die rückläufige Produktion in Mittelplate und der natürliche Förderabfall in den meisten reifen Feldern, auch wenn in zehn Feldern die Fördermengen gesteigert oder stabil gehalten werden konnten.

Im Vergleich zum Vorjahr hat sich die Anzahl der produzierenden Felder nicht verändert. Weiterhin standen 50 Felder in Produktion. Weder ist ein Feld in die Produktionsstatistik aufgenommen worden noch ist eines herausgefallen.

Aufgrund des deutlichen Förderrückgangs in Mittelplate hat sich die Verteilung der Erdölförderung auf die Bundesländer abermals verändert. Auf das Ölfeld Mittelplate entfielen 53,4 % der inländischen Produktion gegenüber 56,1 % im Vorjahr. Damit hat der Anteil Schleswig-Holsteins um 3,0 Prozentpunkte auf 54,0 % abgenommen. In Niedersachsen ist die Jahresfördermenge mit knapp 1 Mio. t nur um 4,8 % gefallen. Der Anteil Niedersachsens ist damit um 2,3 Prozentpunkte auf 37 % angestiegen. Durch eine weitere Steigerung der Förderung des jungen Feldes Römerberg hat sich der Anteil des Landes Rheinland-Pfalz um 0,8 Prozentpunkte auf 4,1 % erhöht. Die verbleibenden Mengen verteilten sich in abnehmender Reihenfolge auf die Länder Bayern, Brandenburg, Hamburg, 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 61 % der Fördermengen gewonnen, aus den Unterkreide-Sandsteinen (vor allem Emsland) 29 %.

Nach dem Bericht »Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2010« der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) ist der Primärenergieverbrauch nach vorläufigen Berechnungen um 4,6 % gegenüber dem Vorjahreswert gestiegen: »Zum kräftigen Anstieg des Energieverbrauchs haben der gute Konjunkturverlauf und die kühle Witterung zu Beginn und am Ende des Jahres entscheidend beigetragen.« Der Erdgasverbrauch war nach AGEB 4,2 % höher als im Vorjahr und betrug umgerechnet 96,4 Mrd. m³ Reingas; temperaturbereinigt war der Verbrauch aber ungefähr 3 % geringer als im Vorjahr. Der statistisch erfasste Mineralölverbrauch ist nach AGEB um 1,3 % auf 109,7 Mio. t gestiegen; temperaturbereinigt ist der Ölverbrauch aber um 1,6 % gegenüber dem Vorjahr gesunken. Auf Basis dieser Verbrauchswerte ergeben sich rechnerische Anteile der inländischen Erdgas- und Erdölförderung von 13,2 % am Erdgasverbrauch und 2,3 % am Mineralölverbrauch.

5 Erdgas- und Erdölreserven

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven wurde zum Stichtag 1. 1. 2011 auf 146,3 Mrd. m³ in Feldesqualität geschätzt. Die verbleibenden

[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.

Reserven haben damit gegenüber dem Vorjahr um 15,7 Mrd. m^3 oder 9,7 % abgenommen und die rückläufige Entwicklung der letzten Jahre hat sich weiter fortgesetzt (Abb. 8).

Unter Berücksichtigung der Fördermenge von 2010 in Höhe von 13,6 Mrd. m^3 zeigt sich, dass die Reserven um zusätzlich 2,1 Mrd. m^3 reduziert wurden. Diese zusätzlichen Einbußen der Reserven konzentrierten sich wie schon im Vorjahr auf das Gebiet Elbe–Weser, also das Gebiet der norddeutschen Rotliegend-Gasfelder. Dort waren die Reservenverluste um mehr als 6 Mrd. m^3 größer als die Entnahmemenge durch die Förderung. Die Ursache der Einbußen waren Neubewertungen einiger weniger Felder.

Im Gebiet Weser–Ems, der Region der Zechstein- und Karbon-Gasfelder, wurden die ursprünglichen Reserven einiger Felder zwar auch geringer bewertet als im Vorjahr, aufgrund neuer fündiger Bohrungen und positiver Neubewertungen konnten in der Bilanz jedoch mehr als 3 Mrd. m^3 an neuen Reserven verbucht werden. Damit konnte die Fördermenge aus dieser Region aber nur etwa zur Hälfte ersetzt werden.

In Abbildung 5 ist die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen dargestellt. 97,6 % der ausgewiesenen Reserven befinden sich in niedersächsischen Lagerstätten. Die übrigen Reserven verteilen sich in abnehmender Reihenfolge auf Lagerstätten in Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein (Nordsee), Bayern und Thüringen.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland wurde zum Stichtag 1. 1. 2011 auf 35,9 Mio. t geschätzt. Damit haben die verbleibenden Reserven um 5,2 Mio. t oder 12,8 % gegenüber dem Vorjahr abgenommen (Abb. 9).

Unter Berücksichtigung der Jahresförderung in Höhe von 2,5 Mio. t ergibt sich eine zusätzliche Abnahme der Reserven um 2,7 Mio. t. Sie beruht wesentlich auf einer signifikanten Reduzierung der Reserven in Schleswig-Holstein in Folge von Änderungen in der Projektplanung für das größte deutsche Erdölfeld Mittelplate. Diese Änderungen machten Umbuchungen von Reserven in Reservenkategorien, die jenseits der sicheren und wahrscheinlichen Reserven liegen und nicht berichtet werden, erforderlich.

Auch eine weitere Anhebung der Reserven in Rheinland-Pfalz um mehr als 2 Mio. t konnte diese Verluste nicht kompensieren.

In den Bundesländern Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern konnten die Reserven im Vergleich zum Vorjahr durch Neubewertungen so weit angehoben werden, dass die in 2010 geförderten Mengen mehr als ausgeglichen wurden, d. h. die verbleibenden Reserven waren höher als im Vorjahr. In Niedersachsen und Hamburg konnte zumindest ein Teil der Fördermenge kompensiert werden. Ursachen waren neben erfolgreichen neuen Bohrungen ebenfalls Neubewertungen.

Abbildung 7 zeigt die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen. Zum Jahresbeginn lagen etwa 40,0 % der inländischen Erdölreserven in Schleswig-Holstein (Mittelplate), 31,5 % in Niedersachsen und 26,1 % in Rheinland-Pfalz. Die übrigen Reserven verteilten sich in abnehmender Reihenfolge auf Lagerstätten in Bayern, Hamburg, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern.