

Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2011

Exploration and Production of Crude Oil and Natural Gas in Germany in 2011

Von M. PASTERNAK*

Abstract

This article presents an overview of oil and gas exploration and production in Germany in 2011. The report 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 granting of new licences was not observed so far. In contrast, the amount of geophysical prospecting for oil and gas was below average and the number of new exploration wells decreased.

Three 3D seismic surveys were conducted; all of them were located in Southern Germany. Neither 2D seismic data nor gravimetric or geomagnetic data were acquired. In 2011 ten new exploration wells were drilled compared to thirteen wells in 2010. Another fifteen exploration wells were drilled to total depth already before 2011, but not completed by final well results. In 2011 eight new field wildcats were completed. Two of these wells discovered gas and five of these wells were completed successfully. One well was not successful. Another five exploration wells (new pool tests) were completed. Four of these wells confirmed the presence of gas and one well the presence of oil.

The number of new field development wells doubled to 46 compared to 2010. In addition to that number, another seven wells were drilled to total depth already before 2011, but not completed by final well results. 33 wells were completed successfully and encountered oil or gas pay zones.

The total drilling meterage increased significantly to 73,272 m compared to 51,411 m of the previous year. This was the highest level since 1998.

The natural gas production continued its downward trend in 2011. Due to the depletion of gas fields, the annual natural gas production dropped by 5% compared to the previous year and amounted to 12.9 billion m³ (field quality).

The annual crude oil production increased by 6.6% to 2.7 million t, primarily due to the

increase in production from the Mittelplate/Dieksand and Römerberg oil fields.

The total remaining proven and probable natural gas reserves dropped by almost 14 billion m³ to 133 billion m³ (field quality). As in the previous years this decline was more than the decrease by the annual gas production.

The total remaining proven and probable oil reserves fell by only 0.6 million t to 35.3 million t. Thus, a significant proportion of the annual oil production from 2011 could be replaced by new reserves.

Kurzfassung

Der vorliegende Artikel gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland im Jahre 2011. 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 ist bislang nicht eingetreten. Im Gegenteil: Die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas waren unterdurchschnittlich und die Anzahl der Explorationsbohrungen ist gesunken.

Es wurden drei seismische 3D-Surveys akquiriert, allesamt in Süddeutschland gelegen. 2D-seismische, gravimetrische oder geomagnetische Messungen wurden nicht durchgeführt.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte ist von 13 im Vorjahr auf zehn gesunken. Darüber hinaus waren 15 Explorationsbohrungen in Bearbeitung, die ihre Endteufe bereits vor 2011 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten. Acht Aufschlussbohrungen wurden mit einem Ergebnis abgeschlossen; zwei waren gasföndig, fünf hatten ihr Ziel erreicht und eine hatte das Ziel nicht erreicht. Von den fünf mit Ergebnis abgeschlossenen Teilfeldsuchbohrungen waren vier gasföndig und eine ölföndig.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen hat sich gegenüber dem Vorjahr auf 46 verdoppelt. Weitere sieben Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2011 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. 33 Bohrungen wurden mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren 28 öl-

oder gasföndig und fünf hatten ihr Ziel erreicht.

Die Bohrmeterleistung hat den höchsten Wert seit 1998 erreicht und mit 73.272 m gegenüber dem Vorjahreswert in Höhe von 51.411 m deutlich zugelegt.

Der negative Trend der Erdgasförderung hat sich fortgesetzt. Aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten wurden gegenüber dem Vorjahr etwa 5 Prozent weniger gefördert. Die Jahresfördermenge betrug 12,9 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Die Erdölförderung ist gegenüber dem Vorjahr um 6,6 % auf knapp 2,7 Mio. t (inkl. Kondensat) angestiegen, vor allem weil die Fördermengen in den Feldern Mittelplate/Dieksand und Römerberg deutlich gesteigert werden konnten.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven hat wie schon in den letzten Jahren überproportional zur Fördermenge um knapp 14 Mrd. m³ abgenommen und wurde mit 133 Mrd. m³ in Feldesqualität bewertet.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat nur um 0,6 Mio. t abgenommen und betrug 35,3 Mio. t. Ein großer Teil der Förderung konnte also durch neue Reserven ausgeglichen werden.

1 Einleitung

Der vorliegende Beitrag fasst die Ergebnisse der Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas des Jahres 2011 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 2011« des LBEG dar, der mit zahlreichen detaillierten Tabellen ausgestattet

(Nachfolgende Doppelseiten)

Abb. 1 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2011. Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

Abb. 2 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2011. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein

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

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

Die Bohraktivität ist gegenüber den Vorjahren sprunghaft angestiegen, vor allem gemessen an der Anzahl der Bohrungen. So hat sich die Anzahl der »aktiven« Bohrungen von 36 im Vorjahr auf nunmehr 56 erhöht. Als »aktiv« werden an dieser Stelle die Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Die Bohrmeterleistung ist gegenüber dem Vorjahreswert zwar um 43 % angestiegen und erreichte den höchsten Wert seit mehr als zehn Jahren, doch aufgrund der großen Schwankungsbreite der jährlichen Bohrmeter stellt der Wert nicht einen solchen Ausreißer dar wie die Anzahl der Bohrungen.

In der Kategorie der Explorationsbohrungen hat sich die Anzahl der Bohrungen entgegen der Gesamtentwicklung sogar verringert, und zwar auf zehn gegenüber 13 im Vorjahr. Und das, obwohl vier flache Untersuchungsbohrungen gebohrt wurden, die als zusätzliche Ausnahmeprojekte die Statistik üblicherweise positiv beeinflussen. Die Bohrmeter der Exploration haben angesichts dieser Verhältnisse natürlich deutlich abgenommen; sie haben sich nahezu halbiert.

Die positive Entwicklung der Bohraktivität ist getragen von den Aktivitäten in der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen. Die Anzahl dieser Bohrungen hat sich gegenüber dem Vorjahr auf 46 verdoppelt. Die Bohrmeter haben sich in dieser Kategorie sogar mehr als verdoppelt. In dem massiven Anstieg der Bohrungsanzahl spiegelt sich vor allem die Bohrkampagne im Feld Emlichheim wider. Allein dort wurden 25 Bohrungen in 2011 niedergebracht. Diese Kampagne hatte bereits Ende 2010 mit den ersten Bohrungen begonnen, über das ganze Jahr 2011 angedauert und wurde in 2012 fortgesetzt.

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 zehn aktiven Bohrungen und weiteren 15 Bohrungen zusammen, die ihre Endteufe bereits vor 2011 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten.

Nach einer mehrjährigen Pause gab es wieder einige Untersuchungsbohrungen. Sie wurden in Norddeutschland abgeteuft und hatten das Ziel, in flacher Teufe potenzielle Muttergesteine zu beproben.

Tabelle 1 Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2011

Name	Operator	Ziel/ Fundhorizont	Status
Untersuchungsbohrungen (A1)			
<i>Weser-Elbe</i>			
Laagberg 1	RWE Dea	Lias Epsilon	Ziel erreicht
Marienburg 1	RWE Dea	Lias Epsilon	Ziel erreicht
Maßberg 1	RWE Dea	Rhät	Ziel erreicht
Roloven 1	RWE Dea	Lias Epsilon	Ziel erreicht
Aufschlussbohrungen (A3)			
<i>Oder/Neiße-Elbe</i>			
Barth 11	CEP	Zechstein	n. k. E.
Pudagla 2	CEP	Zechstein	ruht
<i>Weser-Elbe</i>			
Böstlingen Z1*	RWE Dea	Rotliegend	n. k. E.
Böstlingen Z2a*	RWE Dea	Rotliegend	gasfündig
<i>Weser-Ems</i>			
Bad Laer Z2*	EMPG	Oberkarbon	Ziel erreicht
Damme 2a*	EMPG	Lias Epsilon	n. k. E.
Damme 3*	EMPG	Wealden	n. k. E.
Lünne 1	EMPG	Wealden, Lias	Ziel erreicht
Lünne 1a	EMPG	Lias	n. k. E.
Niedernwöhren 1*	EMPG	Wealden	Ziel nicht erreicht
Oppenwehe 1*	EMPG	Wealden, Lias	n. k. E.
Osnabrück-Holte Z2*	EMPG	Oberkarbon	Ziel erreicht
Schlahe 1*	EMPG	Wealden, Lias	Ziel erreicht
<i>Alpenvorland</i>			
Assing R1*	RAG	Rupel	gasfündig
Teilfeldsuchbohrungen (A4)			
<i>Weser-Elbe</i>			
Lüchow Z1*	GDF SUEZ	Rotliegend	gasfündig
Völkersen-Nord Z6	RWE Dea	Rotliegend	bohrt
<i>Weser-Ems</i>			
Cappeln Z3a*	EMPG	Oberkarbon	gasfündig
Goldenstedt Z23*	EMPG	Oberkarbon	gasfündig
Greetsiel-West Z1*	EMPG	Rotliegend	gasfündig
<i>Oberheintal</i>			
Römerberg 3	GDF SUEZ	Buntsandstein	ölfündig
Wiedererschließungsbohrungen (A5)			
<i>Alpenvorland</i>			
Bedernau 1*	Wintershall	Baustein-Sch.	n. k. E.
Status mit Stand vom 31. Dezember 2011; *: Endteufe vor 2011 erreicht; n. k. E.: noch kein Ergebnis. CEP – CEP Central European Petroleum GmbH; EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH; GDF SUEZ – GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH; RAG – Röhl-Aufsuchungs AG; RWE Dea – RWE Dea AG; Wintershall – Wintershall Holding GmbH			

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurden mit vier Bohrungen nur noch halb so viele wie im Vorjahr abgeteuft. Die Besonderheit des Jahres 2011 waren die Explorationsbohrungen im nördlichen Mecklenburg-Vorpommern. Sie suchten im bekannten Zechstein-Play an der Nordflanke des Permbeckens im näheren Umfeld der alten Erdölfunde Barth und Bansin nach Erdöl. Eine weitere Bohrung und deren horizontale geologische Ablenkung erkundeten im westlichen Niedersächsischen Becken das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden Feldern nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurden zwei Bohrungen abgeteuft. Eine Bohrung wurde in der Peripherie des norddeutschen Rotliegend-Gasfeldes Völkersen abgeteuft. Eine weitere Bohrung wurde im Oberheintal zur Bestätigung des Erdölfundes Römerberg durchgeführt.

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

2.1.1 Untersuchungsbohrungen Gebiet Elbe – Weser

In der Erlaubnis Rautenberg wurden im Auftrag der RWE Dea AG vier flache Bohrungen niedergebracht. Die Bohrungen **Laagberg 1**, **Marienburg 1** und **Roloven 1** hatten das Ziel, den Lias Epsilon zur Untersuchung der Muttergesteinsqualitäten in vollständiger Mächtigkeit zu durchteufen und mittels Bohrkernen durchgehend zu beproben. Die Bohrung **Maßberg 1** war mit entsprechender Zielsetzung auf das Ober- und Mittel-Rhät abgeteuft worden. Die Bohrlokationen befinden sich südlich der Stadt Hannover im Bereich der Marienburg Antiklinale und der Anschleppungszonen der Salzstöcke Benthe und Sehnde. Dort stehen die Zielhorizonte oberflächennah an und lassen eine einfache Beprobung zu. Die Bohrungen erreichten Endteufen zwischen 48 m und 73 m. In den Bohrungen Laagberg 1 und Marienburg 1 konnte der Lias Epsilon mit scheinbaren Mächtigkeiten von ca. 20 m bzw. 27 m komplett durchteuft und gekernt werden. In der Bohrung Roloven 1 gelang dies nicht, da er tiefer als erwartet angetroffen wurde und die geplante Endteufe nicht wesentlich überschritten werden sollte. Die Bohrung wurde nach ca. 20 m im Lias Epsilon eingestellt. In allen drei Bohrungen war der Lias Epsilon als bituminöser dunkelolivgrauer Mergelstein entwickelt. Die Bohrung Maßberg 1 hat entgegen der Prognose das Ober-Rhät nicht angetroffen, sondern traf unterhalb der Quartärbasis Schichten des Mittel-Rhät mit einer scheinbaren Mächtigkeit von mindestens 12 m an. Entgegen den Erwartungen war das Mittel-Rhät nicht als schwarzgrauer Tonstein entwickelt, sondern als rötlichgrauer Dolomitmergel. Alle vier Bohrungen haben das Ergebnis »Ziel erreicht« erhalten.

2.1.2 Aufschlussbohrungen Gebiet Oder/Neiße–Elbe

Mit der Bohrung **Barth 11** (CEP¹⁾) wurde die Untersuchung des Staßfurt-Karbonats der Struktur Barth in Mecklenburg-Vorpommern nach über 30 Jahren erneut aufgenommen. Die letzte Ölbohrung im Bereich dieser Struktur war die Bohrung Barth 9 aus dem Jahre 1978. Die bislang einzige produzierende Sonde war die Bohrung Barth 6 aus dem Jahre 1965. Die Produktion war bereits in 1986 bei einer kumulativen Fördermenge von nur etwas mehr als 1.000 t aufgegeben worden. Der Ansatzpunkt der Bohrung Barth 11 liegt etwa 2 km südwestlich der ehemals produzierenden Sonde. Das Zielgebiet wurde anhand der 2D-seismischen Untersuchungen aus den Jahren 2009/10 festgelegt. Die Bohrung hat das Staßfurt-Karbonat wie erwartet in der Plattformhangfazies ölführend angetroffen und bei einer vertikalen Mächtigkeit von etwa 20 m auf einer Strecke von knapp 1.000 m horizontal aufgeschlossen. Die Bohrung wurde bei einer

Endteufe von 3.863 m im Staßfurt-Karbonat eingestellt. Für das Jahr 2012 sind Testarbeiten geplant.

Etwa 100 km weiter südöstlich auf Usedom wurde die Bohrung **Pudagla 2** (CEP) ebenfalls auf das Staßfurt-Karbonat abgeteuft. Das Zielgebiet der Bohrung ist durch eine lokale Hochlage etwa 1 km westlich des Ölfundes Bansin definiert. Die wenig ergiebige Lagerstätte wurde 1983 durch die Bohrung Bansin 4 entdeckt, durch eine weitere Bohrung bestätigt und hatte bis zur Aufgabe 1988 kumulativ nur knapp 200 t gefördert. Da das Ziel der Bohrung etwa 2.700 m unterhalb des Achterwassers liegt, wurde die Bohrung als Richtbohrung von Land aus durchgeführt. In einer Entfernung von etwa 1.750 m nordwestlich des Ansatzpunktes sollte das Staßfurt-Karbonat mit einer Horizontal-Bohrstrecke aufgeschlossen werden. Aufgrund technischer Probleme konnte die Bohrung nicht vor dem Erreichen des Zeitfensters, für das Bohrarbeiten aus Naturschutzgründen ausgeschlossen waren, und somit nicht in 2011 zum Abschluss gebracht werden. Deshalb wurde die Bohrung bei 3.126 m im unteren Salz der Leine-Folge stehend eingeschlossen. Die Bohrarbeiten wurden Anfang April 2012 wieder aufgenommen.

Gebiet Elbe–Weser

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/Idsing 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 Tests 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 bereits kurz vor Jahresende 2010 bei 6.345 m im Havel-Sandstein ihre Endteufe erreicht. Nach erfolgreichen Testarbeiten in 2011 wurde die Bohrung für gasföndig erklärt.

Gebiet Weser–Ems

Bereits in 2010 wurde die Bohrung **Bad Laer Z2** (EMPG) 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. In 2011 hat die Bohrung das Ergebnis »Ziel erreicht« erhalten.

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

¹⁾ federführende Firma, Abkürzungen siehe Tabelle 1.

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.

Im Westen der Konzession Bramsche-Erweiterung wurde die Bohrung **Lünne 1** (EMPG) abgeteuft. Auch sie gehört zum Explorationsprogramm der EMPG, mit dem das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers im Niedersächsischen Becken bewertet werden soll. Der Wealden wurde in einer Mächtigkeit von etwa 550 m angetroffen, der Posidonienschiefer in einer Mächtigkeit von knapp 25 m. In beiden Formationen wurde für weiterführende Laboruntersuchungen umfangreich gekernt. Die Bohrung wurde bei 1.575 m wie geplant im Keuper eingestellt und zur Lünne 1a abgelenkt, um den Posidonienschiefer horizontal aufzuschließen. Nach einer Strecke von knapp 250 m im Posidonienschiefer wurde die Bohrung bei einer Endteufe von 1.677 m eingestellt. Ein endgültiges Ergebnis der Ablenkung steht noch aus.

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. In 2011 hat die Bohrung ein Ergebnis erhalten. Da die Bohrung den Wealden nicht komplett durchteuft hat, wurde als Ergebnis »Ziel nicht erreicht« festgelegt.

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.

In 2010 wurde die Bohrung **Osnabrück-Holte Z2** (EMPG) nordöstlich des Teutoburger Waldes in der Konzession Bramsche-Erweiterung abgeteuft, um die Kohleflöze des Oberkarbon hinsichtlich des Potenzials für Kohleflözgas zu untersuchen.

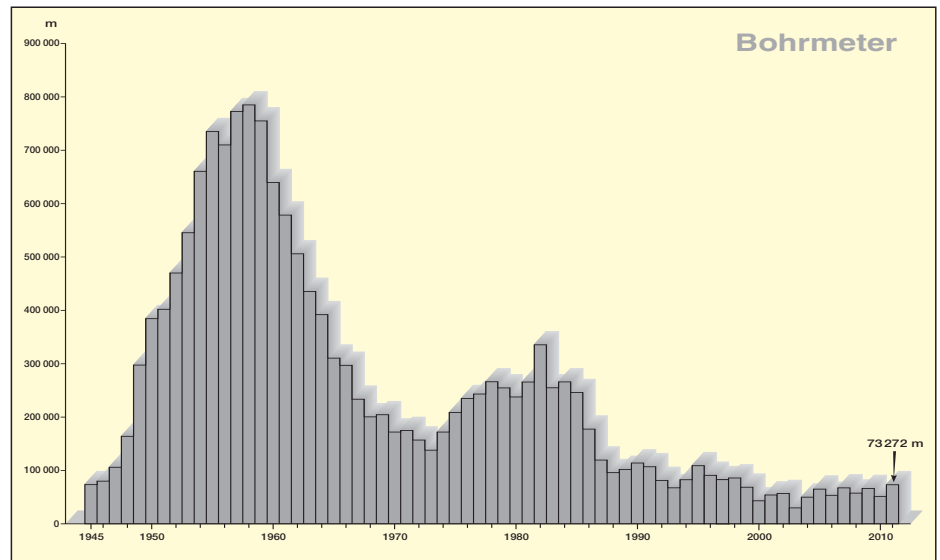


Abb. 3 Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945–2011

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 nord-nordwestlich 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. In 2011 hat die Bohrung das Ergebnis »Ziel erreicht« 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 Oberalagin, nach Loginterpretation ölführend angetroffen. Eine Testförderung zeigte jedoch, dass der Träger stark verwässert ist. In 2011 hat die Bohrung das Ergebnis »Ziel erreicht« erhalten und ist inzwischen teilverfüllt.

Alpenvorland

Bereits in 2009 wurde in der Konzession Salzach-Inn 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, West-Ost streichenden ehemaligen Abschiebung. Das Nebenziel waren Sandsteine des Chatt, die zwischen den beiden Bohrungen auskeilen, in einer stratigraphisch-strukturellen Falle an der o. g. West-Ost 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 strukturtieferer 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 Tests im Rupel und höheren Chatt keine oder nur marginale Zuflüsse brachten, floss bei den Tests im tieferen Chatt und Aquitan Erdgas zu. Auf Basis der Testergebnisse wurde die Bohrung im Januar 2011 gasföndig gemeldet.

2.1.3 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 sollte. Die Bohrung hat die Sandsteine des Rotliegend erwartungsgemäß gasführend angetroffen und wurde bereits in 2010 bei 3.440 m im Ebstorf-Member eingestellt. Nach erfolgreichen Testarbeiten im Jahr

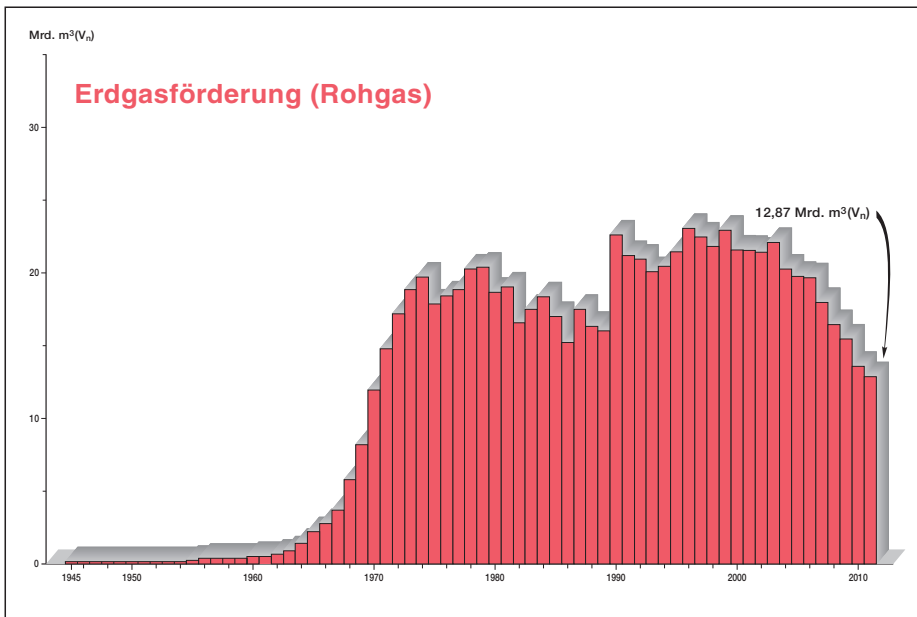


Abb. 4 Erdgasförderung 1945–2011

2011 wurde die Bohrung gasföndig gemeldet.

Mit der Bohrung **Völkersen-Nord Z6** (RWE Dea) soll der Havel-Sandstein am Nord-west-Rand des Feldes Völkersen auf einer tektonischen Scholle in strukturtiefer Position innerhalb einer Amplitudenanomalie auf Gasführung und Reservoirausbildung untersucht werden. Aufgrund der bisherigen Erkenntnisse wird angenommen, dass das Kompartiment, das durch diese Bohrung erschlossen werden soll, bezogen auf das Hauptziel, den Havel-Sandstein, keine dynamische Verbindung zu bereits drainierten Teilen der Lagerstätte hat. Das Nebenziel der Bohrung ist die Prüfung von Upside-Potenzialen im Wustrow- und Niendorf-Sandstein. Am Jahresende stand die Bohrung bei 2.919 m im Oberen Buntsandstein.

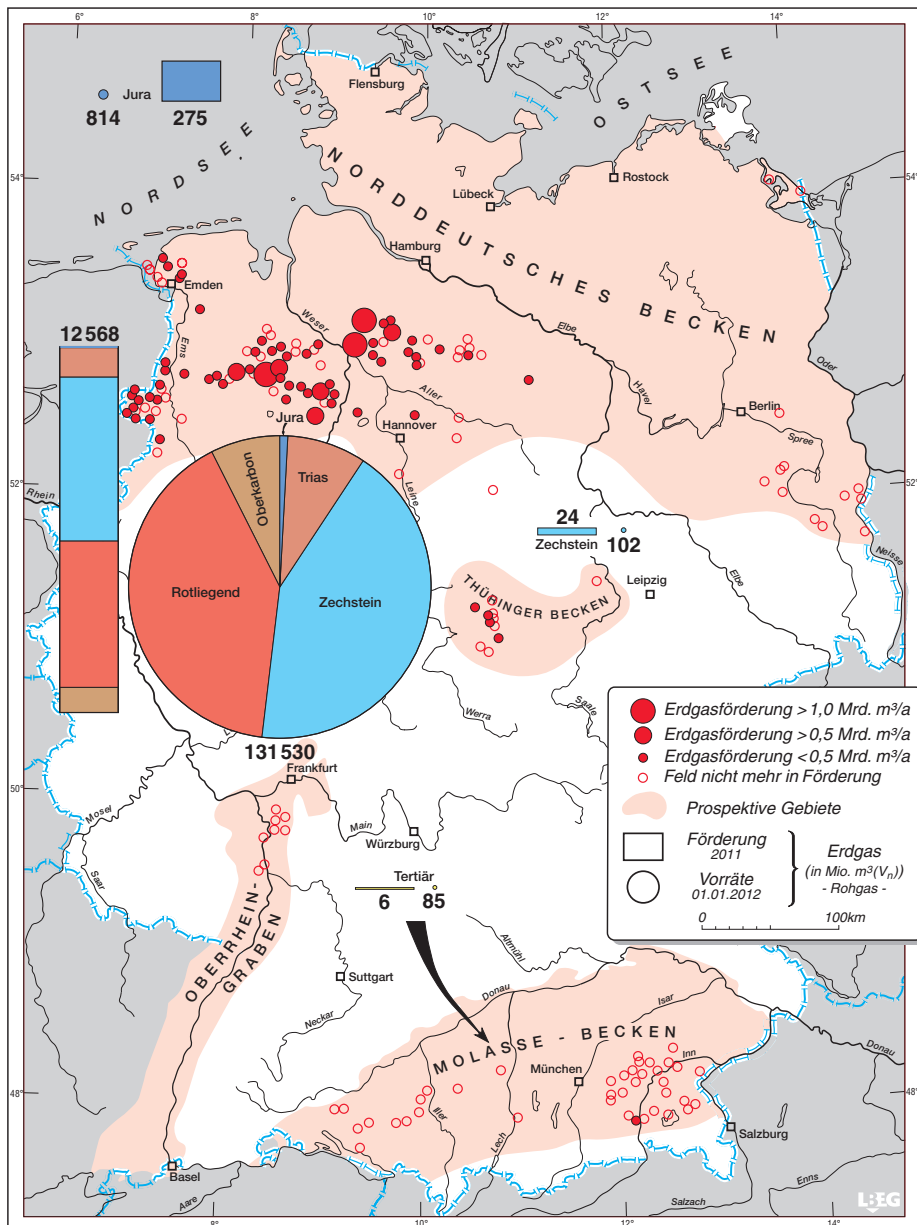


Abb. 5 Erdgasförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt. Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems, 3. Thüringer Becken, 4. Alpenvorland

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 Reservoirigenschaften (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 strukturböchster Position als Vertikalbohrung mehrere vertikale Kompartimente aufzufädern 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 bereits 2010 wie geplant bei 4.150 m eingestellt. In 2011 wurden sieben Frac-Behandlungen auf Sandsteine in unterschiedlichen stratigraphischen Niveaus durchgeführt und die Bohrung nach Freiförderung für gasföndig erklärt.

Am Südrand des Gasfeldes Goldenstedt-Oythe hat die Bohrung **Goldenstedt Z23** (EMPG) die äußerst geringpermeablen Sandsteine des Karbon (Tight Gas) in einer von Störungen begrenzten Teilscholle erschlossen. Ziel der Bohrung war entsprechend der Cappeln Z3a, in strukturböchster Position als Vertikalbohrung mehrere verti-

kale Kompartimente aufzufädeln und mit mehrfachen Frac-Behandlungen eine wirtschaftliche Produktion zu ermöglichen. 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 wurde in 2010, nachdem sie Top Oberkarbon etwa 80 m höher als erwartet angetroffen und knapp 700 m Oberkarbon gasführend aufgeschlossen hatte, 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 bereits in 2010 bei 4.220 m in der Dethlingen-Formation eingestellt. Nach den Testergebnissen auf den gasführenden Wustrow- und Ebsdorf-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 wurde die Bohrung zur Produktion an eine Leitung angeschlossen. In 2011 wurde die Bohrung gasfündig gemeldet.

Oberrehringraben

Mit der Bohrung **Römerberg 3** (GDF SUEZ) wurde die Erkundung des jüngsten deutschen Erdölfundes weiter fortgesetzt. Sie sollte 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. In 2011 hat sie den primären Zielhorizont, den Oberen Buntsandstein, mit den erwarteten Reservoireigenschaften angetroffen. Der sekundäre Zielhorizont, der Untere Muschelkalk, war störungsbedingt ausgefallen. Nach der Durchführung eines Fördertestes auf den Oberen Buntsandstein wurde die Bohrung ölfündig gemeldet.

2.1.4 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 wie bereits weiter oben erwähnt gegenüber dem Vorjahr verdoppelt. Darüber hinaus waren sieben Projekte in Bearbeitung, die bereits vor 2011 ihre Endteufe erreicht hatten, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

Insgesamt wurden 33 Bohrungen mit einem erfolgreichen Ergebnis abgeschlossen; davon waren 28 öl- bzw. gasfündig und fünf hatten 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 sogenannte »spy holes« sowie technisch bedingte Ablenkungen bereits fündiger Bohrungen.

Im Gebiet Elbe-Weser war im Revier der Rotliegend-Gasfelder je eine Bohrung in den Feldern Völkersen und Walsrode fündig. Im Hamburger Jura-Trog wurde in den Feldern Meckelfeld-West und Sottorf-Ost je eine Bohrung ölfündig.

Im Gebiet Weser-Ems, dem Revier der Buntsandstein-, Zechstein- und Karbon-Gasfelder, wurde je eine Bohrung in der Zechstein-Lagerstätte Bahrenborstel/Burgmoor/Uchte und in der Buntsandstein-Lagerstätte Bahrenborstel/Uchte fündig. Darüber hinaus wurde im Ölfeld Bockstedt eine

Produktionsbohrung fündig und eine Hilfsbohrung hatte ihr Ziel erreicht.

In der Erdölregion westlich der Ems waren im Feld Emlichheim 16 Bohrungen ölfündig und zwei Pilotlöcher für horizontale Ablenkungen, eine technische Ablenkung einer defekten Sonde sowie eine Hilfsbohrung erfolgreich. Im Feld Rühle waren vier Bohrungen ölfündig.

Im Oberrheintal wurde eine geologische Ablenkung im Ölfeld Landau fündig gemeldet. In diesem Feld wurde seit 2002 erstmals wieder gebohrt.

2.3 Bohrmeter

Auch im Jahr 2011 hat sich das Auf und Ab der jährlichen Bohrmeterleistung fortgesetzt. Seit nunmehr einigen Jahren wechseln sich relative Minima und Maxima im jährlichen Zyklus ab. Nachdem 2010 ein besonders »schlechtes« Jahr war, ist die Bohrleistung in 2011 gegenüber dem vorangehenden Jahr um 43 % oder fast 22.000 m auf ca. 73.000 m angestiegen. Dieser Wert markiert die höchste Bohrmeterleistung seit 1998. Aufgrund der hohen jährlichen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf die unterschiedlichen Bohrkategorien, wird in diesem Beitrag zur Betrachtung der Entwicklung der Bohraktivität auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangegangenen fünf Jahre herangezogen. In 2011 übertraf die Bohrleistung diesen Mittelwert deutlich um etwa 14.000 m oder 24 %. Die Graphik in Abbildung 3 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter.

Die Entwicklung verlief in den Kategorien Exploration und Feldesentwicklung wieder einmal unterschiedlich. Während die Bohrmeter in der Exploration deutlich hinter dem Vorjahreswert zurückgeblieben sind, erreichte die Bohrmeterleistung in der Feldesentwicklung einen historischen Höchststand. In den letzten 25 Jahren wurden nur in den Jahren 1994 und 1998 geringfügig mehr Bohrmeter abgeteuft.

In der Exploration haben sich die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr fast halbiert (–46 %) und beliefen sich auf nur noch 15.275 m. Damit lagen sie fast ebenso deutlich unter dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre, und zwar um 42 %.

In der Feldesentwicklung haben sich die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr auf etwa 58.000 m mehr als verdoppelt (+149 %). Ursache dieses Anstieges ist auf der einen Seite natürlich das schwache Vorjahr, aber auf der anderen Seite vor allem die bereits weiter oben erwähnte Bohrkampagne im Feld Emlichheim, ohne die ein Wert im Bereich des Mittelwerts der vorangehenden fünf Jahre erreicht worden wäre. Der Anteil von 79 % an den gesamten Bohrmetern ist gemessen am Mittel der vorangehenden fünf Jahre in Höhe von 56 % deutlich überdurchschnittlich.

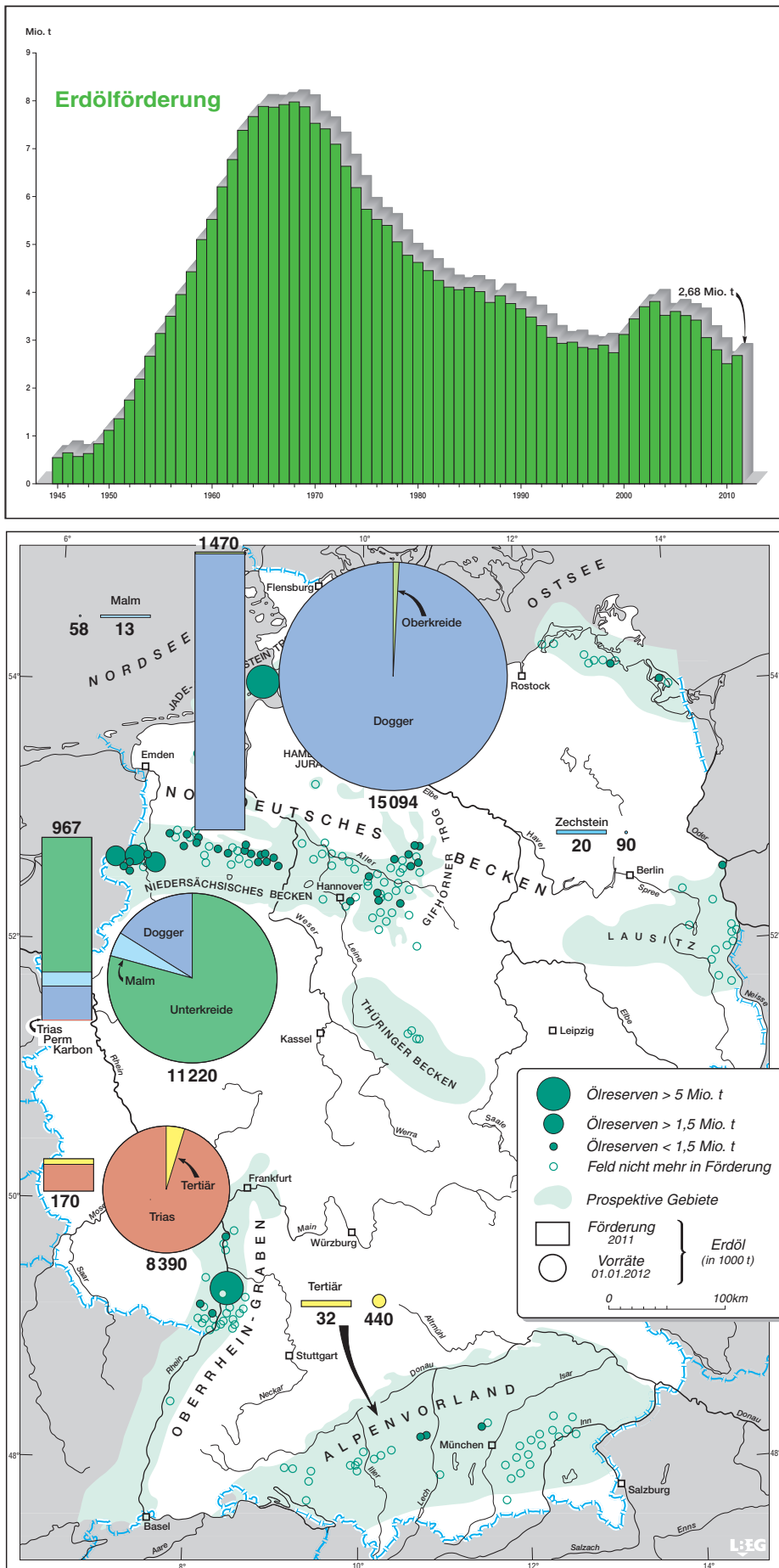


Abb. 7 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe, 3. Gebiet Oder/Neiße-Elbe, 4. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems, 5. Oberrheintal, 6. Alpenvorland

Abb. 6 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945–2011

←

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 immer noch verhalten. 3D-seismische Daten wurden auf einer Gesamtfläche von 357 km² akquiriert. 2D-seismische Messungen wurden nicht durchgeführt. Verglichen mit dem fünfjährigen Mittel in Höhe von 200 Profilkilometer 2D-Seismik und mehr als 400 km² 3D-Seismik war auch 2011 ein unterdurchschnittliches Jahr. In 2011 wurden drei 3D-seismische Surveys zur Erkundung des Untergrundes nach Kohlenwasserstofflagerstätten durchgeführt.

In dem bayerischen Erlaubnisgebiet Mindelheim der Rhein Petroleum GmbH wurde der Survey »Mindelheim« mit einer Fläche von 157 km² akquiriert. Er überdeckt ebenfalls die Bewilligung Rieden, in der die Rhein Petroleum GmbH in Zusammenarbeit mit der Wintershall Holding GmbH die Lagerstätte Arlesried wieder in Förderung nehmen möchte.

Ebenfalls im Auftrag der Rhein Petroleum GmbH wurde im Erlaubnisgebiet Nördlicher Oberrhein der Survey »Oberrhein Nord« gemessen. Er umfasst eine Fläche von 240 km² und wurde jahresübergreifend nach 2012 akquiriert. Auf das Jahr 2011 entfiel ein Anteil von 100 km².

Ein zweiter Survey im Oberrheintal war die Seismik »Römerberg-Südwest 3D 2011« mit einem Umfang von 100 km². Sie wurde im Bereich der Bewilligung Römerberg-Speyer und der Erlaubnis Römerberg der Palatina GeoCon GmbH & Co. KG durchgeführt und von ihrem Partner, der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, operiert.

4 Erdgas- und Erdölproduktion und -verbrauch

Die inländische **Erdgasförderung**²⁾ war weiterhin rückläufig; allerdings konnte das Ausmaß des Rückganges gebremst werden. Gegenüber dem Vorjahr hat sie um 0,7 Mrd. m³ oder 5,2 % auf 12,9 Mrd. m³ abgenommen (Abb. 4). Zusätzlich wurden knapp 80 Mio. m³ Erdölgas bei der Ölförderung gewonnen. In Reingasqualität³⁾ entspricht die Summe dieser beiden Fördermengen einem Volumen von 11,9 Mrd. m³. Die rückläufige Erdgas-Fördermenge ist vor allem auf den natürlichen Förderabfall angesichts der zunehmenden Erschöpfung

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.

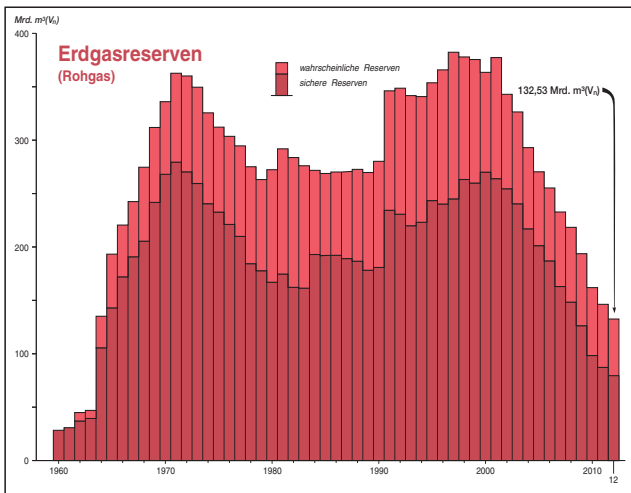


Abb. 8 Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1960–2012

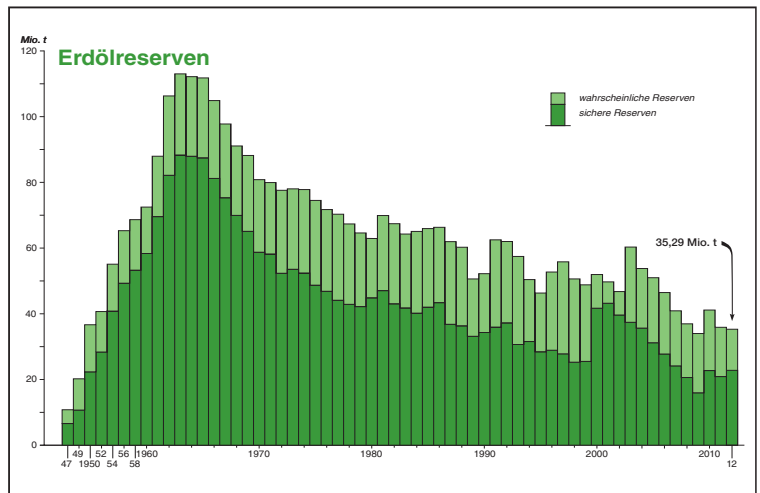


Abb. 9 Entwicklung der Erdölreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1947–2012

der Lagerstätten im Fördergebiet Elbe–Weser, also im Gebiet der norddeutschen Rotliegend-Lagerstätten, zurückzuführen. Entgegen diesem Trend konnte in fast einem Drittel aller inländischen Felder die Fördermenge gegenüber dem Vorjahr aber angehoben werden. In der Folge ist die jährliche Fördermenge in den Gebieten Weser–Ems und westlich der Ems sowie im Alpenvorland angestiegen.

Im Berichtszeitraum waren insgesamt 81 Erdgasfelder in Betrieb; das war eines mehr als im Vorjahr, denn aus der im Vorjahr ruhenden Lagerstätte Ratze (Karbon) konnten wieder kleine Mengen gefördert werden. Nach wie vor wurde das Erdgas überwiegend in Niedersachsen gewonnen. Entsprechend ist die rückläufige Förderung der niedersächsischen Lagerstätten maßgeblich für den bundesweiten (durchschnittlichen) Förderrückgang. In Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein (Nordsee) sind die Fördermengen überdurchschnittlich zurückgegangen. In Thüringen war der Rückgang geringer als der Durchschnitt und in Bayern konnte die Fördermenge sogar angehoben werden. Die inländische Erdgasproduktion verteilte sich folgendermaßen (Vorjahreswerte in Klammern): Niedersachsen 93,8 % (93,5 %), Sachsen-Anhalt 3,8 % (3,9 %) und Schleswig-Holstein 2,1 % (2,4 %). Die restlichen Mengen entfielen auf Thüringen und Bayern. Aufgrund der unterschiedlichen Gasqualitäten in den Regionen ergibt sich auf Basis der Reingasqualität folgende Verteilung: Niedersachsen 95,5 %, Schleswig-Holstein 2,8 %, Sachsen-Anhalt 1,5 %. Die Abbildung 5 zeigt die Aufteilung der Fördermengen auf die Regionen und die geologischen Formationen. Die wichtigsten Förderhorizonte sind die permischen Reservoirs im Zechstein mit 44 % anteiliger Fördermenge und im Rotliegend mit 39 % anteiliger Fördermenge in 2011. Die verbleibenden Mengen verteilten sich auf die Speichergesteine der Trias, des Karbon, Jura und Tertiär.

Die inländische **Erdölförderung** konnte ge-

genüber dem Vorjahr um 0,17 Mio. t oder 6,6 % auf 2,68 Mio. t einschließlich der Kondensatmengen aus den Erdgasfeldern angehoben werden (Abb. 6). Zurückzuführen ist der Anstieg vor allem auf die Anhebung der Fördermengen in den Feldern Mittelplate in Schleswig-Holstein und Römerberg in Rheinland-Pfalz. In weiteren sechzehn, fast ausnahmslos reifen Feldern konnte dem natürlichen Förderabfall mit unterschiedlichen Maßnahmen entgegengewirkt werden und die Fördermengen gesteigert werden.

In 2011 standen 49 Felder in Produktion. Mit der Aufgabe des Feldes Wittingen Ende 2010 hat sich die Anzahl der produzierenden Felder im Vergleich zum Vorjahr um eins verringert.

Aufgrund der unterschiedlichen Förderentwicklung in den Feldern hat sich die Aufteilung der Fördermenge auf die Bundesländer leicht verändert. Auf das Feld Mittelplate entfielen 54,6 % der inländischen Produktion gegenüber 53,4 % im Vorjahr. Damit ist der Anteil Schleswig-Holsteins um 0,9 Prozentpunkte auf 54,9 % angestiegen. In Niedersachsen ist die Jahresfördermenge um 2 % gesunken. In der Folge ist der Anteil Niedersachsens um 3,2 Prozentpunkte auf 36,1 % gefallen. Durch die Verdopplung der Fördermenge im jungen Feld Römerberg hat sich der Anteil des Landes Rheinland-Pfalz um 2,3 Prozentpunkte auf 6,4 % erhöht. Die verbleibenden Mengen verteilten sich in der Reihenfolge abnehmender Mengen auf die Länder Bayern, Hamburg, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern.

Die Aufteilung der Fördermengen auf die Regionen und die geologischen Formationen ist in Abbildung 7 dargestellt. Die beiden wichtigsten Förderhorizonte sind die Dogger- und Unterkreide-Sandsteine. Aus den Dogger-Sandsteinen (z. B. Mittelplate) wurden 61,4 % der Fördermengen gewonnen, aus den Unterkreide-Sandsteinen (vor allem Emsland) 26,8 %. Auf die Träger in der Trias (Römerberg) entfielen inzwischen 5,3 %.

Nach dem Bericht »Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2011« der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) ist der Primärenergieverbrauch nach vorläufigen Berechnungen aufgrund der milden Witterung und statistischer Effekte um 5,3 % gegenüber dem Vorjahreswert gesunken. Der Erdgasverbrauch ist nach AGEB um 12,9 % zurückgegangen; temperaturbereinigt war er aber nur 2,3 % geringer als im Vorjahr. Umgerechnet auf das Volumen betrug der Verbrauch 86,2 Mrd. m³ Reingas. Der statistisch erfasste Mineralölverbrauch ist nach AGEB um 3,0 % auf 106,5 Mio. t gefallen; temperaturbereinigt ist der Ölverbrauch aber um 1,2 % gegenüber dem Vorjahr angestiegen. Auf Basis dieser Verbrauchswerte ergeben sich rechnerische Anteile der inländischen Fördermengen von 13,7 % am Erdgasverbrauch und 2,5 % am Mineralölverbrauch.

5 Erdgas- und Erdölreserven

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven wurde zum Stichtag 1. Januar 2012 auf 132,5 Mrd. m³ in Feldesqualität geschätzt. Die verbleibenden Reserven haben damit gegenüber dem Vorjahr um 13,8 Mrd. m³ oder 9,4 % abgenommen und die rückläufige Entwicklung der letzten Jahre hat sich weiter fortgesetzt (Abb. 8).

Unter Berücksichtigung der Fördermenge von 2011 in Höhe von 12,9 Mrd. m³ zeigt sich, dass die Reserven um zusätzlich 0,9 Mrd. m³ reduziert wurden. Diese zusätzlichen Einbußen konzentrierten sich wie schon im Vorjahr auf das Gebiet Elbe–Weser, also das Gebiet der norddeutschen Rotliegend-Gasfelder, das etwa 43 % der inländischen Reserven birgt. Dort waren die Reservenverluste um mehr als 1,7 Mrd. m³ größer als die Entnahmemenge durch die Förderung. Die maßgebliche Ursache der Einbußen waren Neubewertungen einiger weniger Felder, die teils zu höheren, teils zu

geringeren Reserven führten, aber in der Bilanz die genannten Verluste einbrachten. Im Gebiet Weser–Ems, der Region der Buntsandstein-, Zechstein- und Karbon-Gasfelder, die 55 % der inländischen Reserven birgt, konnten etwa 0,5 Mrd. m³ der Fördermenge aus 2011 durch neue Reserven ersetzt werden. Die maßgebliche Ursache des Reservernersatzes waren ebenfalls Neubewertungen einiger Felder, die teils zu höheren, teils zu geringeren Reserven führten, aber in der Bilanz die genannten Zugewinne einbrachten.

In Abbildung 5 ist die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen dargestellt.

97,9 % der ausgewiesenen Reserven befinden sich in niedersächsischen Lagerstätten. Die übrigen Reserven verteilen sich in abnehmender Reihenfolge auf Lagerstätten in Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein (Nordsee), Thüringen und Bayern.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland wurde zum Stichtag 1. Januar 2012 auf 35,3 Mio. t geschätzt. Damit haben die verbleibenden Reserven um 0,6 Mio. t oder 1,7 % gegenüber dem Vorjahr abgenommen (Abb. 9).

Unter Berücksichtigung der Jahresförderung in Höhe von 2,7 Mio. t ergibt sich ein

Reservernersatz in Höhe von 2,1 Mio. t. Die Entwicklung der Reserven verhielt sich in den Produktionsgebieten unterschiedlich. Wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung der Reserven hatten Neubewertungen in den drei produktions- und reservenstärksten Gebieten: Nördlich der Elbe, westlich der Ems und Oberrheintal. Nördlich der Elbe wurden die Reserven um mehr als 2 Mio. t angehoben, so dass die in 2011 geförderten Mengen um mehr als 0,5 Mio. t überkompensiert wurden, d. h. die verbleibenden Reserven waren höher als im Vorjahr. Entsprechend verhielt es sich im Gebiet westlich der Ems. Auch dort konnte die Förderung durch zusätzliche Reserven mehr als ausgeglichen werden; so wurden die verbleibenden Reserven im Vergleich zum Vorjahr um mehr als 0,2 Mio. t höher bewertet. Im Oberrheintal mussten die Reserven dagegen nach unten korrigiert werden. Im Vergleich zum Vorjahr haben die verbleibenden Reserven dort um fast das sechsfache der Fördermenge abgenommen, und zwar um knapp 1 Mio. t. Auch in den übrigen Gebieten waren die Veränderungen gegenüber dem Vorjahr unterschiedlich. Zum Teil konnte die Fördermenge durch zusätzliche Reserven mehr als ausgeglichen werden (Alpenvorland) oder zumindest teilweise kompensiert werden

(Elbe–Weser, Nordsee). In den Gebieten Weser–Ems und Oder/Neiße–Elbe waren die Reservenverluste größer als die in 2011 entnommenen Fördermengen.

Abbildung 7 zeigt die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen.

Zum Jahresbeginn lagen 42,3 % der inländischen Erdölreserven in Schleswig-Holstein (Mittelplate), 31,5 % in Niedersachsen und 23,8 % in Rheinland-Pfalz. Die übrigen Reserven verteilten sich in abnehmender Reihenfolge auf Lagerstätten in Bayern, Hamburg, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern.



Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

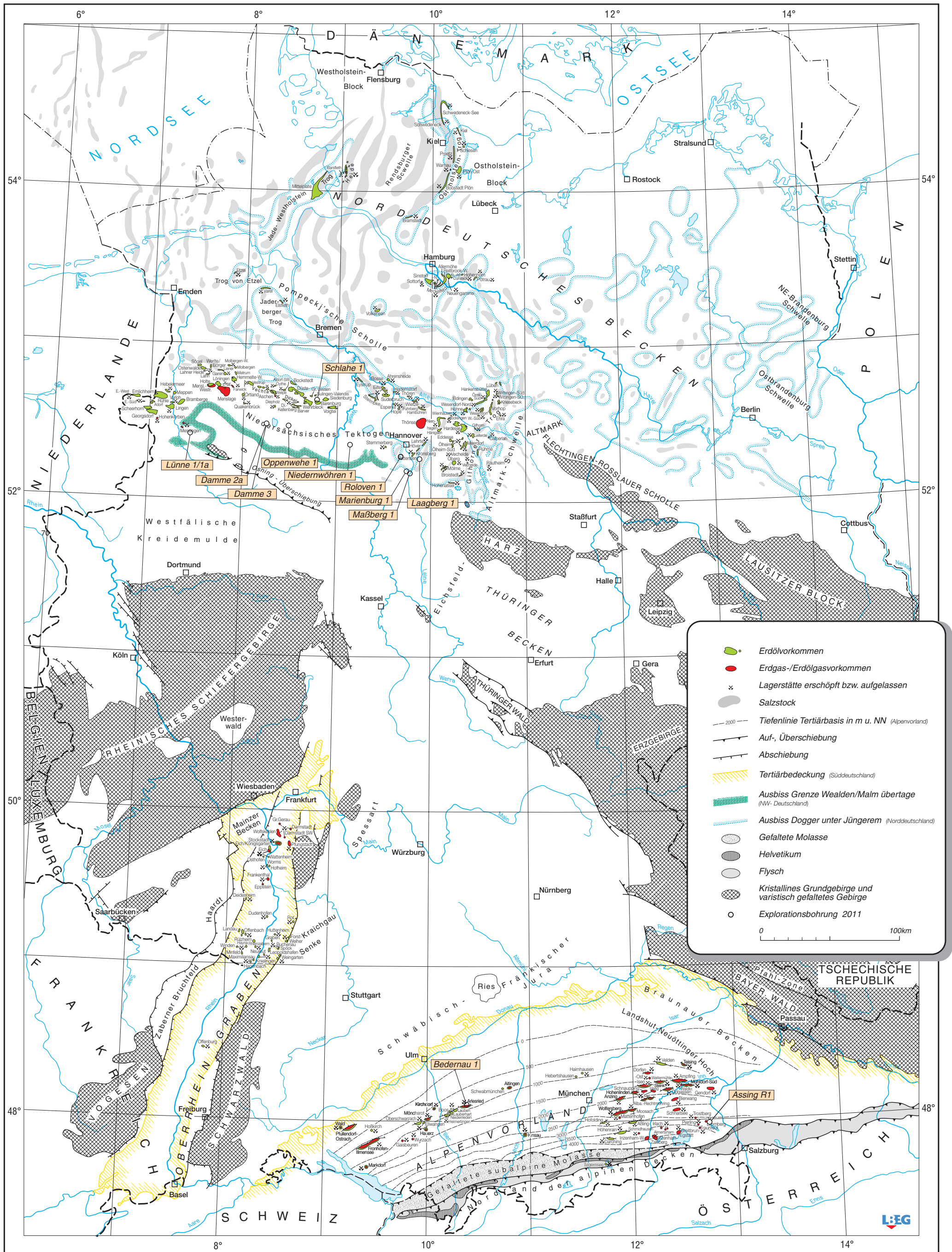


Abb. 1

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein

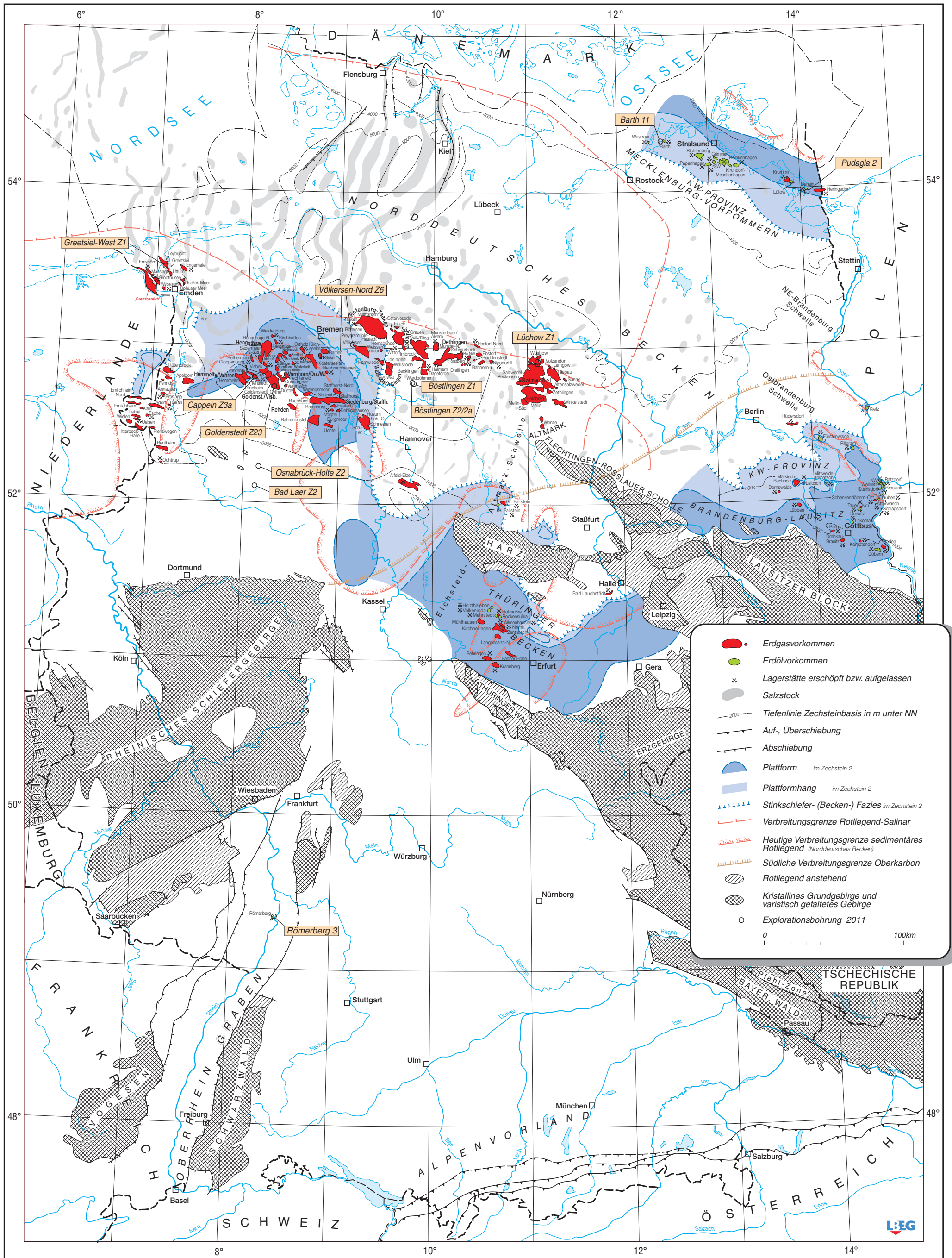


Abb. 2