

Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2015

Exploration and Production of Crude Oil and Natural Gas in Germany in 2015

Von M. PASTERNAK*

Abstract

This article presents an overview of oil and gas exploration and production in Germany in 2015. It 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.

After geophysical prospecting of the subsurface for oil and gas deposits went down significantly already in 2014, the prospecting activities decreased once again in 2015 and were much less than the average of the last five years.

The number of exploration wells decreased from ten in the previous year to six in 2015. In addition to that number, another 16 exploration wells were drilled to total depth already before 2015, but not completed by final well results before 2015. Ten exploration wells were completed with a final result in 2015. Two of them encountered oil and the other eight were dry.

The number of development wells has halved to eleven compared to 22 in the previous year. Another 13 wells were drilled to total depth already before 2015, but not completed by final well results before 2015. 14 wells were completed successfully in 2015. Nine of them encountered oil or gas pay zones and the other five were completed successfully as service wells.

After drilling meterage decreased drastically in 2013 compared to the preceding years, it had recovered slightly in 2014. In 2015 drilling meterage decreased significantly again and amounted to almost 33,000 metres. This was a reduction of one-third.

The decline of natural gas production continued. Due to depletion of gas fields, the annual natural gas production dropped by 7.3% compared to the previous year and amounted to 9.3 billion cubic metres (field quality).

In contrast, the annual oil production was almost stable. Compared to 2014, the production dropped by 0.7% and amounted to 2.4 million metric tons (including gas condensate).

As in the last years, the total remaining proven and probable natural gas reserves

dropped. Compared to 2014, the reserves decreased by 14.2 billion m³ to 74.4 billion m³ (field quality). Thus, the decline was more than the annual production once again.

The total remaining proven and probable oil reserves increased by 2.9 million t to 33.9 million t. Thus, more than twice the annual oil production could be replaced by new reserves.

Kurzfassung

Der vorliegende Beitrag gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland im Jahre 2015. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden. Nachdem die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas bereits in 2014 deutlich zurückgegangen waren, haben sie in 2015 nochmals abgenommen und lagen deutlich unter dem Durchschnitt der vorangehenden fünf Jahre.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte ist gegenüber dem Vorjahr von zehn auf sechs zurückgegangen. Weitere 16 Explorationsbohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2015 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Zehn Explorationsbohrungen wurden in 2015 mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; davon waren zwei ölfündig und acht nicht fündig.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen hat sich gegenüber 22 im Vorjahr auf elf halbiert. Weitere 13 Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2015 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. 14 Bohrungen wurden in 2015 mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren neun öl- oder gasfündig und fünf hatten als Hilfsbohrungen ihr Ziel erreicht.

Nachdem die jährliche Bohrmeterleistung in 2013 gegenüber den Vorjahren drastisch zurückgegangen war, hatte sie sich in 2014 etwas erholt. In 2015 ist sie abermals deutlich zurückgegangen und erreichte einen Wert von knapp 33.000 m. Das entspricht gegenüber dem Vorjahr einem Rückgang um ein Drittel.

Der Rückgang der Erdgasförderung hat sich weiter fortgesetzt. Aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten hat die Jah-

resfördermenge gegenüber dem Vorjahr um 7,3 % abgenommen und betrug 9,3 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Demgegenüber war die Erdölförderung annähernd stabil. Gegenüber dem Vorjahr hat sie um 0,7 % abgenommen und betrug etwa 2,4 Mio. t (inkl. Kondensat).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven ist wie in den letzten Jahren weiter zurückgegangen. Gegenüber dem Vorjahr haben die Reserven um 14,2 Mrd. m³ abgenommen und beliefen sich auf 74,4 Mrd. m³ in Feldesqualität. Sie haben also wieder um mehr als die im Jahresverlauf entnommene Fördermenge abgenommen.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven ist gegenüber dem Vorjahr um 2,9 Mio. t angewachsen und betrug 33,9 Mio. t. Die in 2015 entnommene Fördermenge konnte also durch zusätzliche Reserven mehr als ausgeglichen werden.

1 Einleitung

Dieser Beitrag fasst die Ergebnisse der Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas des Jahres 2015 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 2015« des LBEG dar, der mit zahlreichen detaillierten Tabellen ausgestattet 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.

(Nachfolgende Doppelseiten)

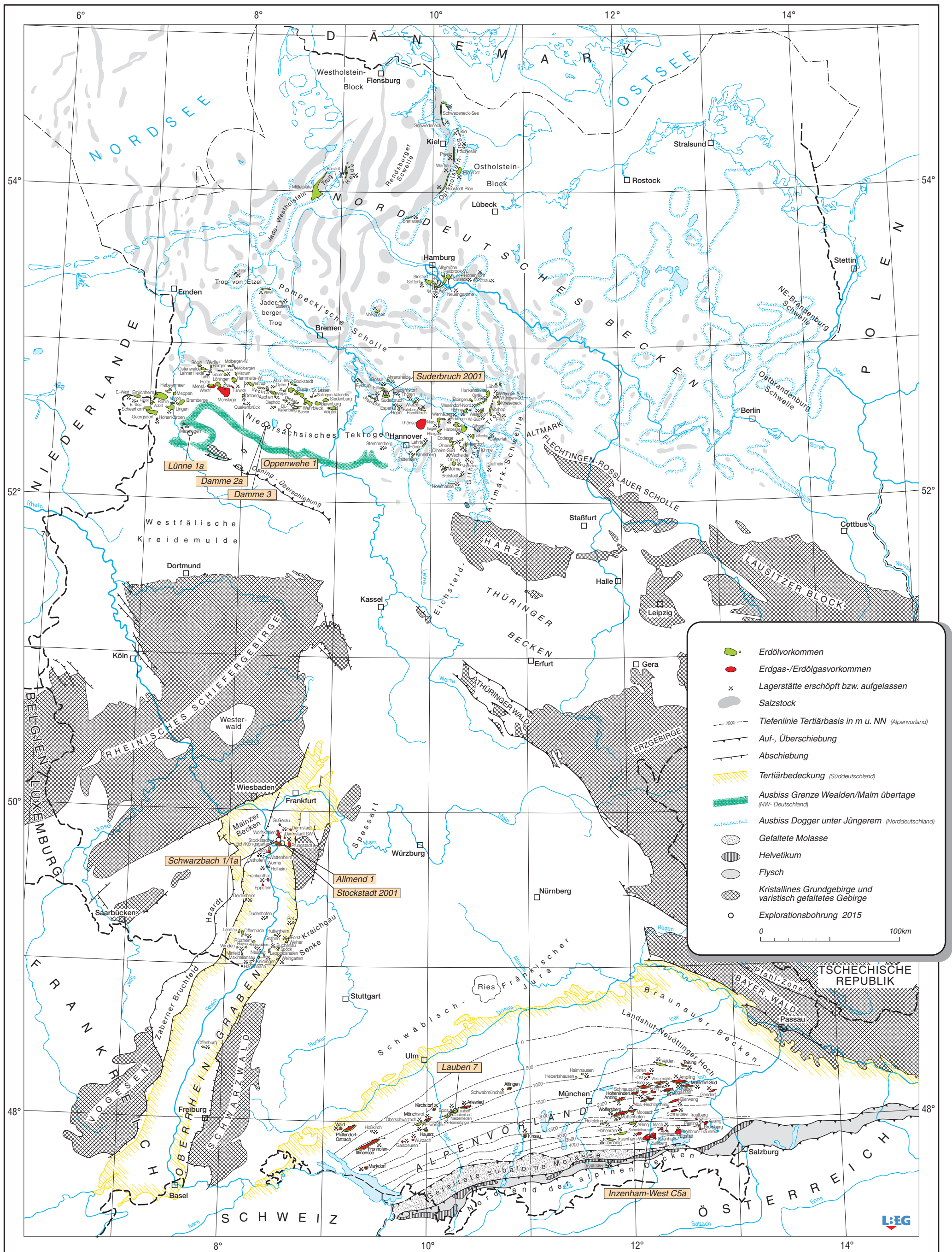
Abb. 1 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2015. Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

Abb. 2 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2015. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein

* Michael Pasternak, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Stilleweg 2, Hannover.
E-mail: Michael.Pasternak@lbeg.niedersachsen.de

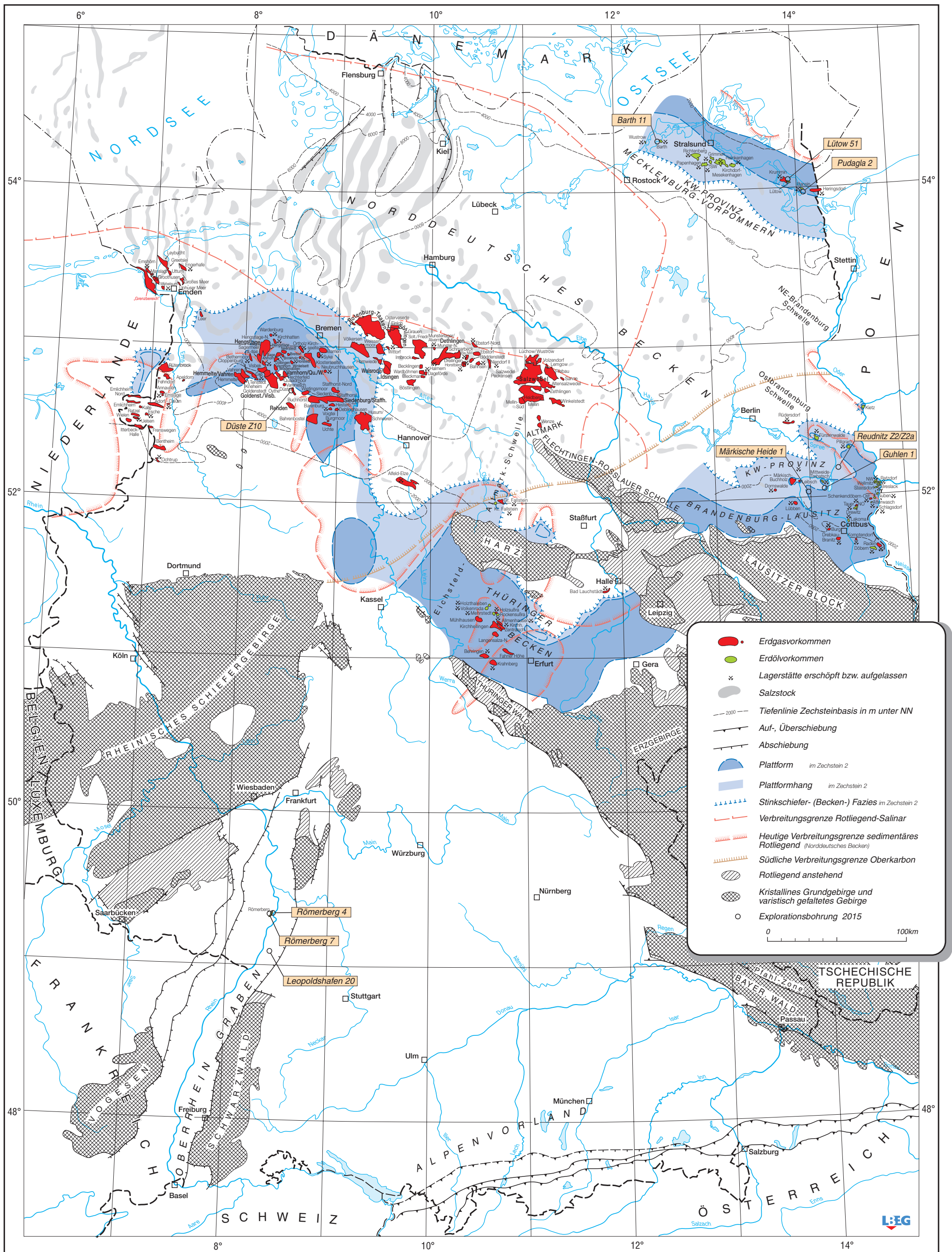
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein



2 Bohrtätigkeit

Nachdem sich die Bohraktivität in 2014 nach dem drastischen Rückgang in 2013 etwas erholt hatte, hat sie in 2015 gemessen an der Anzahl der Bohrungen sowie der Bohrmeter wieder deutlich abgenommen. So ist die Anzahl der aktiven Bohrungen (Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind) von 32 im Vorjahr auf 17 zurückgegangen und die Bohrmeterleistung hat gegenüber dem Vorjahreswert ein Drittel verloren, womit sie über 40 % unter dem Mittelwert der vorangegangenen fünf Jahre lag. Hinsichtlich des Mittelwertes der vorangehenden fünf Jahre ist zu beachten, dass dieser noch von der Bohrkampagne im Feld Emlichheim geprägt ist. Diese Bohrkampagne hatte in den Jahren 2011 und 2012 zu außergewöhnlich hoher Bohraktivität geführt.

Die Veränderungen gegenüber dem Vorjahr verliefen in den unterschiedlichen Bohrkategorien qualitativ ähnlich. In der Kategorie der Explorationsbohrungen ist die Anzahl der aktiven Bohrungen von zehn auf sechs zurückgegangen, aber die Bohrmeter haben um 57 % abgenommen.

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen hat sich die Anzahl der aktiven Bohrungen gegenüber 22 im Vorjahr auf elf halbiert. Die Bohrmeter dieser Kategorie waren nicht in diesem Maße rückläufig; sie haben um 13 % abgenommen.

2.1 Explorationsbohrungen

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

In der Zusammenstellung der Explorationsbohrungen des Jahres 2015 werden insgesamt 22 Bohrungen geführt (Tab. 1). Diese Zahl setzt sich aus den oben genannten sechs aktiven Bohrungen und weiteren 16 Bohrungen zusammen, die ihre Endteufe bereits vor 2015 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten.

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurde nur eine Bohrung abgeteuft. Das Projekt wurde in Brandenburg durchgeführt und sollte in den Sandsteinen des Rotliegend und/oder im Staßfurt-Karbonat Erdöllagerstätten nachweisen.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden oder auch aufgegebenen Feldern nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurden vier Bohrungen abgeteuft. Zwei Bohrungen, davon die zweite als geologische Ablenkung der ersten, wurden in der Peripherie des ehemaligen Ölfeldes Stockstadt niedergebracht und je eine Bohrung im Bereich des Ölfeldes Römerberg und des Gasfeldes Inzenham-West.

In der Kategorie der Wiedererschließungsbohrungen, die bereits aufgebene Felder untersuchen, wurde seit den frühen 1980er

¹⁾ federführende Firma, Abkürzungen siehe Tabelle 1

Tabelle 1 Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2015

Name	Operator	Ziel/ Fundhorizont	Status
Aufschlussbohrungen (A3)			
<i>Oder/Neiße–Elbe</i>			
Barth 11*	CEP	Staßfurt-Karbonat	n.k.E.
Guhlen 1*	CEP	Staßfurt-Karbonat	n.k.E.
Lütow 51*	CEP	Staßfurt-Karbonat	nicht fündig
Pudagla 2*	CEP	Staßfurt-Karbonat	nicht fündig
Märkische Heide 1	CEP	Staßfurt-Karbonat und Rotliegend	bohrt
Reudnitz Z2	Bayerngas	Rotliegend	n.k.E.
Reudnitz Z2a	Bayerngas	Rotliegend	n.k.E.
<i>Weser–Ems</i>			
Damme 2a*	EMPG	Lias Epsilon	nicht fündig
Damme 3*	EMPG	Wealden	nicht fündig
Lünne 1a*	EMPG	Lias Epsilon	n.k.E.
Oppenwehe 1*	EMPG	Wealden, Lias	nicht fündig
<i>Oberheintal</i>			
Allmend 1*	Rhein Petrol.	Pechelbronner Sch.	n.k.E.
Leopoldshafen 20*	ENGIE	Buntsandstein	nicht fündig
Teilfeldsuchbohrungen (A4)			
<i>Weser–Ems</i>			
Düste Z10*	Wintershall	Oberkarbon	n.k.E.
<i>Oberheintal</i>			
Römerberg 4*	ENGIE	Buntsandstein	ölfündig
Römerberg 7	ENGIE	Buntsandstein	n.k.E.
Schwarzbach 1	Rhein Petrol.	Pechelbronner Sch.	nicht fündig
Schwarzbach 1a	Rhein Petrol.	Pechelbronner Sch.	ölfündig
<i>Alpenvorland</i>			
Inzenham-West C5a	DEA	Aquitain-Sandsteine	nicht fündig
Wiedererschließungsbohrungen (A5)			
<i>Elbe–Weser</i>			
Suderbruch 2001	Wintershall	Malm, Dogger	bohrt
<i>Oberheintal</i>			
Stockstadt 2001*	Rhein Petrol.	Pechelbronner Sch.	n.k.E.
<i>Alpenvorland</i>			
Lauben 7*	Wintershall	Baustein-Sch.	n.k.E.
Status mit Stand vom 31. Dezember 2015; *: Endteufe vor 2015 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis.			
Bayerngas – Bayerngas GmbH; CEP – CEP Central European Petroleum GmbH; DEA – DEA Deutsche Erdoel AG; EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH; ENGIE – ENGIE E&P Deutschland GmbH (in 2015 noch GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH); Rhein Petrol. – Rhein Petroleum GmbH; Wintershall – Wintershall Holding GmbH			

Jahren erstmals im Niedersächsischen Becken wieder eine Bohrung abgeteuft, um das aufgebene Ölfeld Suderbruch erneut zu erschließen.

Im Folgenden sollen die Ziele und Ergebnisse der Bohrprojekte näher vorgestellt werden.

2.1.1 Aufschlussbohrungen

Gebiet Oder/Neiße–Elbe

Mit der Bohrung **Barth 11** (CEP¹⁾) (Abb. 2) wurde die Untersuchung des Staßfurt-Karbonats der Struktur Barth bei Saal 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 etwas mehr als 1.000 t aufgegeben worden. Der Ansatzpunkt der Bohrung Barth 11 liegt etwa 2 km südwestlich der ehemals produzierenden Sonde auf einem anderen Störungsblock. 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 auf einer Strecke von knapp 1.000 m eine vertikale Mächtigkeit von etwa 20 m horizontal aufgeschlossen. Die Bohrung hatte ihre Endteufe von 3.863 m im Staßfurt-Karbonat bereits in 2011 erreicht. In einem ersten Kurzzeittest

wurden 76 m³ leichtes Öl ohne Formationswasser mit niedrigen Zuflussraten getestet. In 2014 wurde der horizontal durchteufte Träger in zehn Bohrlochabschnitten hintereinander hydraulisch stimuliert. Die geplante Testförderung steht noch aus.

In der brandenburgischen Erlaubnis Lübben, etwa 6 km südlich des ehemaligen Erdölfeldes Mittweide-Trebatzsch, wurde in 2012 die Bohrung **Guhlen 1** (CEP) (Abb. 2) abgeteufte. Das Ziel der Bohrung war das Staßfurt-Karbonat in einer Antiklinalstruktur, die in den seismischen Profilen der Messungen aus den Jahren 2009/10 identifiziert wurde. Nebenziel war das Rotliegend, das in einer etwa 12 km westlich gelegenen Bohrung im Jahre 1981 ölführend nachgewiesen worden war. Die Bohrung Guhlen 1 hat das Staßfurt-Karbonat und den potenziellen Träger im Rotliegend wie geplant aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2.910 m im sedimentären Rotliegend eingestellt. Die Bohrung wurde teilverfüllt und im Bereich des ölführenden Staßfurt-Karbonats komplettiert und getestet. Die Auswertung und Bewertung der Bohrergebnisse war zum Jahresende 2015 noch nicht abgeschlossen.

Ebenfalls in 2012 wurde auf der Insel Usedom die Bohrung **Lütow 51** (CEP) (Abb. 2) niedergebracht. Der Ansatzpunkt liegt am Westufer des Achterwassers etwa 1.000 m nordöstlich des größten ostdeutschen Erdölfeldes Lütow, das sich seit 1966 in Produktion befindet. Das Zielgebiet der Bohrung ist durch eine lokale Hochlage des Staßfurt-Karbonats etwa 2 km nordöstlich des Feldes Lütow definiert. Da das Zielgebiet der Bohrung unter dem Achterwasser liegt, wurde die Bohrung gerichtet von Land aus gebohrt. Die Bohrung hat das Staßfurt-Karbonat mit Ölzeichen aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2.930 m im Werra-Anhydrit eingestellt. In 2015 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

In der brandenburgischen Erlaubnis Lübben wurde nach der Bohrung Guhlen 1 in 2012 nunmehr eine weitere Aufschlussbohrung, und zwar die Bohrung **Märkische Heide 1** (CEP) (Abb. 2), abgeteufte. Bereits 2013 war in dem Erlaubnisfeld eine großflächige seismische 3D-Messung durchgeführt worden, die neue Erkenntnisse über den tiefen Untergrund geliefert hatte und mehrere Strukturen hatte erkennen lassen. Eine dieser Strukturen wurde mit dieser Bohrung untersucht. Das Zielgebiet liegt etwa 12 km west-südwestlich der Bohrung Guhlen 1 und war bereits in den 1960er und 1980er Jahren durch einige Bohrungen erkundet worden. Zielhorizonte sind das Staßfurt-Karbonat und die Sandsteine des Rotliegend, die bereits 1981 in der Bohrung Schleipzig 6 ölführend nachgewiesen werden konnten. Zum Jahresende 2015 stand die Bohrung bei etwa 1.513 m im Oberen Leinesteinsalz des Zechstein.

Etwa 10 km südöstlich der Bohrung Lütow 51, am Ostufer des Achterwassers, wurde die Bohrung **Pudagla 2** (CEP) (Abb. 2) auf

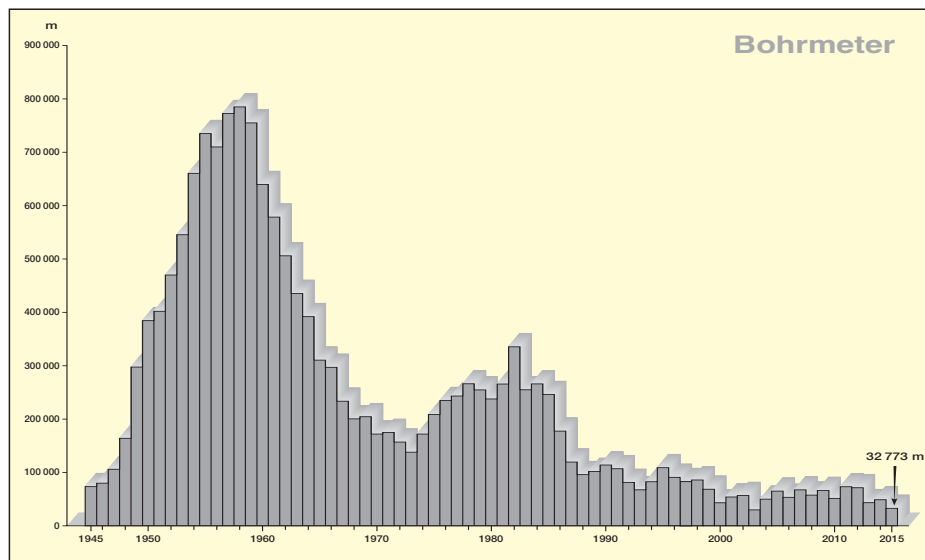


Abb. 3 Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945–2015

das Staßfurt-Karbonat abgeteufte. Das Zielgebiet der Bohrung ist durch eine lokale Hochlage 1,7 km westlich des Ölfundes Bansin definiert. Die wenig ergiebige Lagerstätte wurde in den Jahren 1983 bis 1988 durch drei Bohrungen (Bansin 4, 5 und 6) getestet und hat bis zur Aufgabe 1988 kumulativ 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. 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. In einer Entfernung von etwa 1.750 m nordwestlich des Ansatzpunktes wurde das Staßfurt-Karbonat ölführend in anderer struktureller Situation als im benachbarten Bansin-Fund aufgeschlossen. Die Bohrung wurde bei einer Endteufe von 3.830 m im Werra-Anhydrit eingestellt. Im Dezember 2012 wurde ein Fördertest auf das ölführende Staßfurt-Karbonat durchgeführt. In 2015 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

Mit der Bohrung **Reudnitz Z2** (Bayerngas) (Abb. 2) wurde in Brandenburg die zweite Explorationsbohrung seit knapp zwanzig Jahren zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen niedergebracht. Die Bohrung sollte die Rotliegend-Sandsteine in einer Struktur untersuchen, die bereits durch die knapp 6 km westnordwestlich gelegene Bohrung Birkholz/Beeskow 1A aus dem Jahr 1964 und die knapp 4,5 km südsüdöstlich gelegene Bohrung Reudnitz 1 aus dem Jahr 1989 gasführend getestet worden war. Das in diesen Bohrungen nachgewiesene Erdgas zeichnete sich allerdings durch hohe Stickstoffgehalte aus, die damals offensichtlich

dazu geführt haben, die Erdgasfunde nicht weiter zu verfolgen und zu entwickeln. Um die Bohrung Reudnitz Z2 richtig platzieren zu können, wurden in 2013 und 2014 2D-seismische Messungen durchgeführt, die das bestehende Netz der seismischen Linien verdichtet haben. Das Konzept der Bohrung sah vor, zunächst eine vertikale Bohrung in die Rotliegend-Sandsteine abzuteufen und im Erfolgsfall eine horizontale Ablenkung vorzunehmen. Die Bohrung traf die Rotliegend-Sandsteine wie prognostiziert gasführend an und wurde in einer Tiefe von 2930 m in den Vulkaniten des Rotliegend eingestellt. Anschließend wurde die Bohrung zur **Reudnitz Z2a** ablenkt. Die Ablenkung hat die gasführenden Rotliegend-Sandsteine auf einer Strecke von etwa 1.000 m horizontal aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 4.407 m eingestellt. Im Januar 2015 wurde ein Fördertest durchgeführt. Ein Ergebnis der Bohrung stand Ende 2015 noch nicht fest.

Gebiet Weser-Ems

An der Grenze der Konzessionen Münsterland und Bramsche-Erweiterung wurde in 2008 die Bohrung **Damme 2** (EMPG) (Abb. 1) mit dem Ziel abgeteufte, 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 3340 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 Posidonienschiefer wurden für weiterführende Laboruntersuchungen mit insgesamt drei Kernen beprobt. In 2015 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

Etwa 70 m südwestlich der Damme 2 wurde

in 2008 die Bohrung **Damme 3** (EMPG) (Abb. 1) 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 Serpilit-Folge eingestellt. Der Wealden wurde für weiterführende Laboruntersuchungen umfangreich gekernt. Nachdem im Bereich des Wealden in drei stratigraphischen Niveaus Frac-Behandlungen durchgeführt worden waren, wurde dieser Abschnitt zur Abschätzung des Förderpotenzials getestet. In 2015 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

Im Westen der Konzession Bramsche-Erweiterung wurde in 2011 die Bohrung **Lünne 1** (EMPG) (Abb. 1) 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. Eine hydraulische Trägerstimulation, die zur Ermittlung des Förderpotenzials erforderlich ist und direkt im Anschluss an das Abteufen in 2011 geplant war, 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) (Abb. 1) 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. In 2015 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

Oberrheintal

Die Bohrung **Allmend 1** (Rhein Petrol.) (Abb. 1) hatte das Ziel, eine Aufwölbungsstruktur an einer mehr oder weniger parallel zum Grabenrand verlaufenden Abschiebung zu erkunden. Zielhorizont waren die Pechelbronner Schichten, die analog zum westlich benachbarten ehemaligen Ölfeld Stockstadt, aber eine Grabenscholle tiefer, ölführend erhofft wurden. Nebenziel war das weitgehend unerkundete Rotliegend direkt unterhalb der Pechelbronner Schichten. Die Bohrung wurde in 2013 vom gleichen

Bohrplatz wie die Bohrung Stockstadt 2001 (siehe Abschnitt Wiedererschließungsbohrungen) gebohrt. Der geplante Landepunkt der Bohrung Allmend 1 liegt etwa 1 km südöstlich des gemeinsamen Bohrplatzes. Die Bohrung hat die Pechelbronner Schichten mit z. T. guten Ölanszeichen aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2.885 m im Rotliegend eingestellt. Anfang des Jahres 2014 wurde eine Testförderung aus dem Bereich der Pechelbronner Schichten vorgenommen. Das Ergebnis der Bohrung stand zum Jahresende 2015 noch nicht fest.

Mit der Bohrung **Leopoldshafen 20** (ENGIE) (Abb. 2) wurde in 2013 eine Hochlage des Buntsandstein – analog zum Ölfund Römerberg – in ca. 2.500 m Tiefe westlich des Altfeldes Leopoldshafen auf Ölführung hin untersucht. Die geologische Struktur konnte mittels der im Jahre 2012 gemessenen 3D-seismischen Daten im Detail nachgewiesen und kartiert werden. Aufgrund von obertägigen Gegebenheiten liegt der Ansatzpunkt der Bohrung etwa 1,5 km südöstlich vom Landepunkt entfernt. Nachdem die Bohrung ihren Zielhorizont, den Buntsandstein, erreicht hatte, wurde sie bei 3.731 m Endteufe – aufgrund der starken Ablenkung entspricht das 3.224 m unter Geländeoberkante – eingestellt. Nach einem Gestängetest auf den Oberen Buntsandstein wurde der tiefere Teil des Bohrloches im Bereich des Buntsandstein verfüllt. In 2015 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

2.1.2 Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Weser-Ems

Die Bohrung **Düste Z10** (Wintershall) (Abb. 2) sollte das Potenzial der bekannten Tight-Gas-Lagerstätte Düste in den Sandsteinen des Oberkarbon erneut erkunden. Die Struktur Düste wurde bereits 1995 mit der Explorationsbohrung Düste Z9a gasführend getestet, aber technische Umstände machten eine detailliertere Untersuchung der Karbon-Sandsteine und eine wirtschaftliche Förderung trotz Frac-Behandlungen mehrerer Sandstein-Horizonte damals nicht möglich. Wichtige Ziele der Bohrung Düste Z10 waren der Aufschluss von mindestens 400 m Karbon, die Erkundung des Gas-Wasser-Kontaktes, des Einfallens und Streichens der Schichten, der Porositätsverteilung in den Sandsteinen und der Klüftigkeit der Gesteine. Der geplante Landepunkt der Bohrung liegt etwa 450 m nordwestlich von dem der Düste Z9 entfernt. Bereits in 2012 hat die Bohrung die Karbon-Sandsteine wie erwartet gasführend angetroffen, den Gas-Wasser-Kontakt durchteuft und wurde bei 4.380 m eingestellt. Zur Ermittlung der Speichereigenschaften der Träger wurden sechs Bohrkerne mit einer Gesamtlänge von knapp 130 m gezogen. Zur Ermittlung des Förderpotenzials sind vorab hydraulische Stimulationen der Träger erforderlich. Entsprechende bergrechtliche Genehmigungen wurden beantragt.

Oberrheintal

In dem jungen Erdölfeld Römerberg wurden in 2014 zwei Teilfeldsuchbohrungen zur weiteren Erkundung der Lagerstätte niedergebracht. Die Bohrung **Römerberg 4** (ENGIE) (Abb. 2) sollte den Buntsandstein im nördlichen Teil der zentralen Scholle in strukturhoher Position und nahe der westlichen Hauptstörung erschließen. Der Ansatzpunkt der Bohrung befindet sich auf dem Betriebs- und Cluster-Bohrplatz im Nordosten von Speyer. Der geplante Landepunkt der Bohrung lag bezogen auf die Oberkante des Buntsandstein ca. 1.400 m westsüdwestlich des Ansatzpunktes und damit ca. 900 m nordnordöstlich des Landepunktes der Römerberg 1. Da die Bohrung bereits den Keuper und Muschelkalk ölführend angetroffen hatte, wurde die Bohrung nach Durchführung eines Gestängetestes (DST) vorzeitig im Muschelkalk bei einer vorläufigen Endteufe von 2.750 m eingestellt, um einen Langzeitfördertest auf diese beiden Horizonte durchzuführen. Nach einer mehrmonatigen Förderphase wurde die Bohrung zum Druckaufbau eingeschlossen. In 2015 wurde die Bohrung für ölfündig erklärt.

Die Bohrung **Römerberg 7** (ENGIE) (Abb. 2) hatte das Ziel, den Buntsandstein im südlichen Teil der zentralen Scholle ebenfalls in strukturhoher Position und nahe der westlichen Hauptstörung zu erschließen. Der Ansatzpunkt dieser Bohrung befindet sich auf dem Cluster-Bohrplatz im Nordwesten von Speyer. Der geplante Landepunkt der Bohrung an der Oberkante des Buntsandstein lag ca. 1600 m südsüdöstlich des Ansatzpunktes und damit ca. 600 m südwestlich des Landepunktes der Römerberg 1. Zum Ende des Jahres 2014 stand die Bohrung bei 3.172 m im Buntsandstein. In 2015 hat sie ihre Endteufe bei 3.414 m im Buntsandstein erreicht. Im Anschluss wurde ein Fördertest durchgeführt. Ein Ergebnis der Bohrung stand Ende 2015 noch nicht fest.

Die Bohrung **Schwarzbach 1** (Rhein Petrol.) (Abb. 1) sollte eine erdölhöffige strukturelle Hochlage untersuchen, die in der neuen 3D-Seismik aus den Jahren 2011/2012 etwa 1,5 km nordnordwestlich des ehemaligen Ölfeldes Stockstadt identifiziert wurde. Der primäre Zielhorizont sind die im Feld Stockstadt ölführenden Pechelbronner Schichten. Das sekundäre Ziel waren die regional erdölhöffigen Sandsteine des Rotliegend. Da die Bohrung die speicherfähigen Sandsteine der Pechelbronner Schichten und des Rotliegend verwässert angetroffen hat, wurde sie in einer Teufe von 1.916,5 m eingestellt und zur Vorbereitung für eine geologische Ablenkung teilverfüllt. Die Bohrung wurde als **Schwarzbach 1a** auf eine benachbarte strukturelle Hochlage der Pechelbronner Schichten und des Rotliegend abgelenkt und hat Sandsteine der Pechelbronner Schichten ölführend aufgeschlossen. Nach Durchführung eines Testes wurde die Bohrung für ölfündig erklärt.

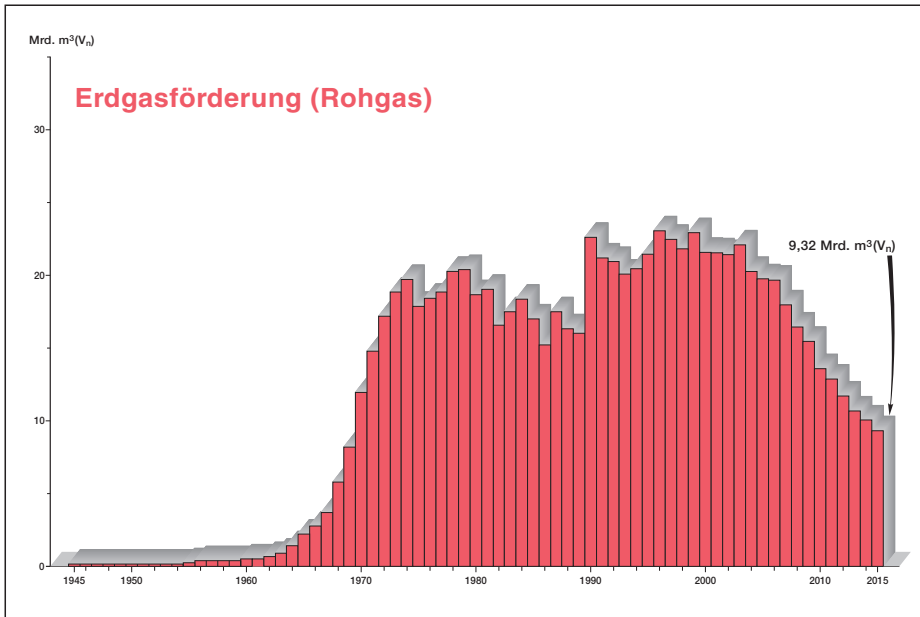


Abb. 4 Erdgasförderung 1945–2015

Alpenvorland

Die Bohrung **Inzenham-West C5a** (DEA) (Abb. 1) sollte ein Segment im östlichen Teil der Erdgaslagerstätte Inzenham-West erschließen, das nach den Ergebnissen der 3D-Seismik Inzenham-Breitbrunn aus dem Jahr 2008 als separate tektonische Scholle interpretiert wurde, die bisher nicht durch Bohrungen erschlossen wurde und unter initialen Druckbedingungen anzutreffen sein sollte. Zielhorizonte waren die miozänen Aquitan-Sandsteine, von denen einige immer noch in Förderung stehen, andere aber bereits seit 1980 als Erdgasspeicher nachgenutzt werden. Die Bohrung hat das Hauptziel, den Horizont 17, der auch als Erdgasspeicher genutzt wird, zwar gasführend erschlossen, jedoch konnte die Annahme einer separaten tektonischen Scholle, die noch nicht drainiert ist, nicht bestätigt werden. Die Bohrung war daher im Aquitan nicht fründig.

2.1.3 Wiedererschließungsbohrungen

Gebiet Elbe–Weser

Mit der Bohrung **Suderbruch 2001** (Wintershall) (Abb. 1) wurde die erste Wiedererschließungsbohrung in Niedersachsen seit den frühen 1980er Jahren niedergebracht. Die Bohrung hatte die Wiedererschließung des Erdölfeldes Suderbruch zum Ziel. Aus den Speichern im Valendis, Dogger und Malm waren in der Zeit von 1949 bis 1994 insgesamt 3,9 Mio. t Erdöl gefördert worden. 1996 waren die Bohrungen im Feld verfüllt und die obertägigen Anlagen zurückgebaut worden. Insbesondere in den Speichern des Malm, aber auch in denen des Dogger werden nach neueren Untersuchungen noch förderbare Ölmengen vermutet. Das Konzept der Wiedererschließung sah zunächst eine gerichtete vertikale Bohrung zur Erschließung aller relevanten Horizonte vor und anschließend eine zweite Bohrung, die die Speicher in den Gigas-Schichten strukturohoch und subhorizontal aufschließen und Reserven nachweisen sollte. Zum Jahresende 2015 stand die Bohrung bei 2.376 m im Dogger Gamma und hatte die Endteufe noch nicht erreicht.

Oberrheintal

Die Bohrung **Stockstadt 2001** (Rhein Petrol.) (Abb. 1) diente der Untersuchung der bis 1994 geförderten Erdöllagerstätte Stockstadt. Die Erdöllagerstätte Stockstadt hatte seit 1952 etwa 1 Mio. t Erdöl gefördert und liegt mit dieser Fördermenge hinter den immer noch fördernden Lagerstätten Landau und Eich auf Platz drei in der Rangfolge der förderstärksten Erdölfelder des Oberrheintales. Das Zielgebiet der Bohrung liegt im strukturohöchsten Teil der Lagerstätte. Insbesondere sollten sowohl Beschaffenheit und Poreninhalt des ölführenden Speicher-

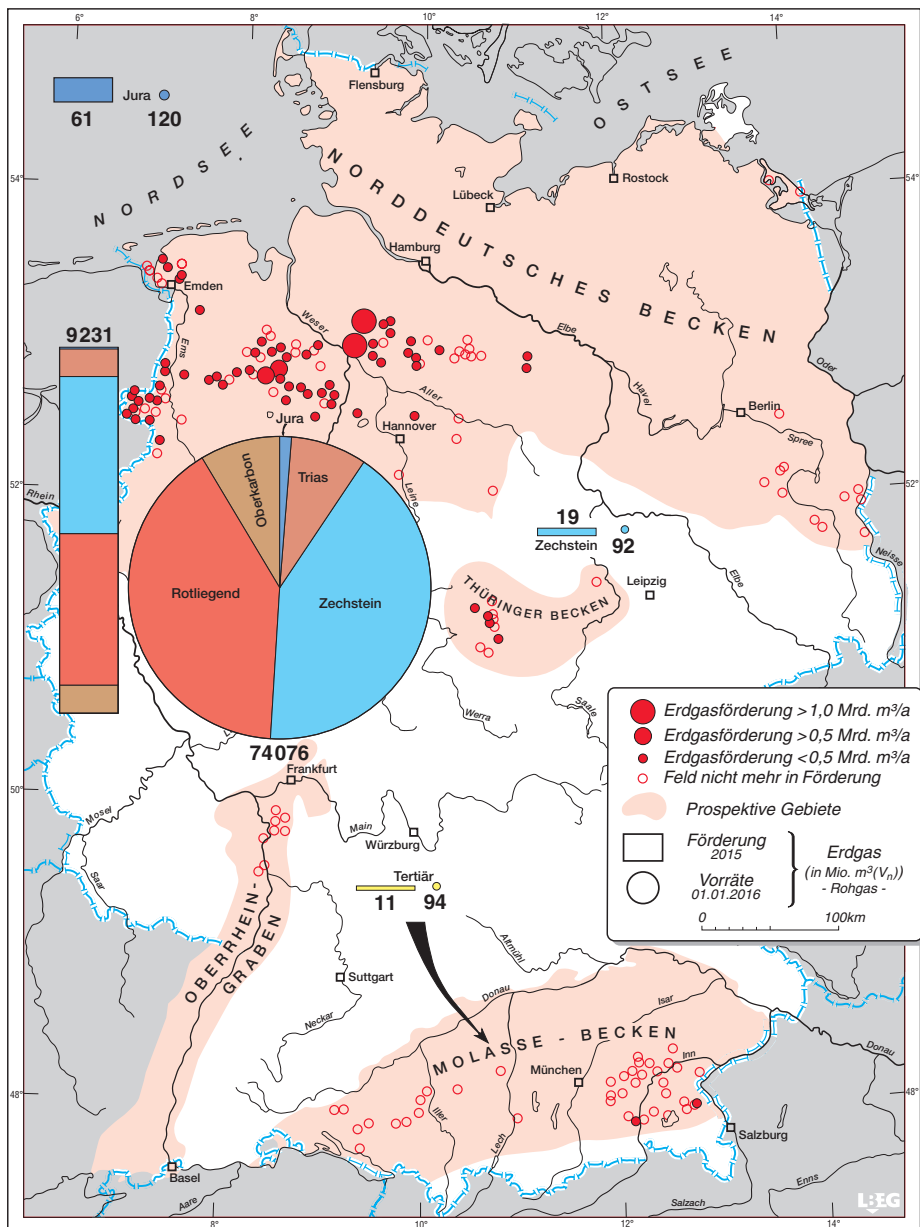


Abb. 5 Erdgasförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt. Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems, 3. Thüringer Becken, 4. Alpenvorland

steins, den Pechelbronner Schichten, mit modernen Bohrlochmessinstrumenten geprüft als auch eine zeitlich begrenzte Testproduktion gefahren werden, die Aufschluss über die Gewinnbarkeit des Erdöls erbringen sollte. Die Bohrung wurde in 2013 niedergebracht. Sie hat die Pechelbronner Schichten in der prognostizierten Tiefe von etwa 1.600 m ölführend angetroffen und wurde nach 2.215 m Bohrstrecke im Rotliegend eingestellt. In 2014 wurde der geplante Fördertest durchgeführt. Ein endgültiges Ergebnis der Bohrung stand Ende 2015 noch nicht fest.

Alpenvorland

Die Bohrung **Lauben 7** (Wintershall) (Abb. 1) hatte das Ziel, die aufgegebene Öllagerstätte Lauben in den Sandsteinen der Bausteinschichten erneut zu erschließen. Die Lagerstätte Lauben war bereits 1958 entdeckt worden und bis 1986 in Förderung. Die kumulative Fördermenge aus den Bausteinschichten und Cyrenenschichten betrug aber nur etwa 17.000 t Erdöl. Die 3D-Seismik Mindelheim aus dem Jahre 2011 und deren Auswertung führte zu neuen Vorstellungen über die strukturellen Verhältnisse und die Ausdehnung der Lagerstätte. Danach liegt die antithetische Abschiebung, die die Lagerstätte im Norden begrenzt, deutlich weiter nördlich als bislang angenommen. Das Zielgebiet der Bohrung war eine lokale Hochlage an dieser neu definierten nördlichen Störung. Dort wurde ein großes Potenzial für noch wirtschaftlich gewinnbare Ölmengen erwartet. Die Bohrung hat das Reservoir in der erwarteten Tiefe ölführend angetroffen und wurde bei 1.525 m in den tieferen Bausteinschichten eingestellt. Im Februar 2015 wurde der geplante Fördertest durchgeführt. Ein endgültiges Ergebnis der Bohrung stand Ende 2015 noch aus.

2.2 Feldesentwicklungsbohrungen

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen, die Erweiterungs-, Produktions- und Hilfsbohrungen umfasst, hat sich die Anzahl der aktiven Bohrungen gegenüber 22 im Vorjahr auf elf halbiert. Darüber hinaus waren 13 weitere Bohrprojekte in Bearbeitung, die bereits vor 2015 ihre Endteufe erreicht hatten, aber vor 2015 noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten. Insgesamt 14 Bohrungen wurden in 2015 mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren neun öl- oder gasföndig und fünf hatten als Hilfsbohrungen ihr Ziel erreicht. Das Ergebnis »Ziel erreicht« erhalten im Falle eines erfolgreichen Abschlusses Hilfsbohrungen, die ohnehin keine Föndigkeit erzielen sollen, oder z. B. Pilotlöcher von horizontalen Ablenkungen und andere sogenannte »Spyholes«.

Im Gebiet nördlich der Elbe war in der Öllagerstätte Mittelplate/Dieksand eine Duolateral-Bohrung mit ihren beiden Ästen fündig.

Statistisch wird jeder Ast als eine Bohrung gewertet.

Im Gebiet Elbe–Weser wurden im Gasfeld Völkersen zwei Bohrungen fündig, eine davon als geologische Ablenkung einer bestehenden Sonde. Im Ölfeld Vorhop hat eine Hilfsbohrung ihr Ziel erreicht.

Im Gebiet Weser–Ems war eine Bohrung im Gasfeld Burgmoor fündig. Auch sie wurde als geologische Ablenkung einer bestehenden Sonde gebohrt. Darüber hinaus haben drei Hilfsbohrungen in Ölfeldern ihr Ziel erreicht; zwei davon im Feld Bockstedt und eine im Feld Bramberge.

Im Gebiet westlich der Ems waren im Feld Emlichheim eine Bohrung als technische Ablenkung einer bestehenden Sonde und im Feld Rühle drei Bohrungen ölföndig; von letzteren waren zwei geologische Ablenkungen von bestehenden Sonden. Ferner hat im Feld Rühle eine Hilfsbohrung ihr Ziel erreicht.

2.3 Bohrmeter

Nachdem die jährliche Bohrmeterleistung in 2013 gegenüber den Vorjahren drastisch zurückgegangen war, hatte sie sich in 2014 etwas erholt. In 2015 ist sie abermals deutlich zurückgegangen und erreichte einen Wert von knapp 33.000 m. Das entspricht gegenüber dem Vorjahr einem Rückgang um ein Drittel oder etwa 16.000 m. Im historischen Vergleich war es der zweitniedrigste Wert seit dem Höchstwert in den späten 1950er Jahren.

Aufgrund der meist 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 2015 lag die Bohrmeterleistung um knapp 25.000 m oder etwa 43 % unter diesem Mittelwert. Dieser Mittelwert ist aber nach wie vor stark von der Bohrkampagne im Feld Emlichheim in den Jahren 2011 und 2012 geprägt, die zu einer überdurchschnittlich hohen Bohraktivität geführt hatte. Die Abbildung 3 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter.

Die Entwicklung verlief in den Kategorien Exploration und Feldesentwicklung wieder einmal unterschiedlich.

In der Exploration sind die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr um gut 57 % bzw. fast 13.000 m auf etwa 9.500 m zurückgegangen. Im Vergleich zum Mittel der vorangegangenen fünf Jahre lag der Rückgang in der gleichen Größenordnung und betrug knapp 54 % oder etwa 11.000 m.

In der Feldesentwicklung haben die Bohrmeter im Vergleich zum Vorjahr um knapp 13 % bzw. 3.500 m auf etwa 23.000 m abgenommen. Gegenüber dem Mittelwert der vorangegangenen fünf Jahre entspricht dieser Wert einem Rückgang um 37 % oder etwa 14.000 m.

Der Anteil der Feldesentwicklung von 71 % an den gesamten Bohrmetern war gemessen am Mittel der vorangegangenen fünf Jahre in Höhe von 64 % überdurchschnittlich.

In Jahren mit geringer Bohraktivität gewinnt die kontinuierliche Feldesentwicklung im Erdölfeld Mittelplate hinsichtlich der regionalen Verteilung der Bohrmeter deutlich an Gewicht. So haben die Produktionsbohrungen im Erdölfeld Mittelplate den Anteil Schleswig-Holsteins an den gesamten Bohrmetern in 2015 auf über 28 % anwachsen lassen. Explorationsbohrungen in Hessen, Bayern, Brandenburg und Rheinland-Pfalz stellten zusammen einen Anteil von fast 22 %. Der größte Anteil der Bohrmeter entfiel aber wieder auf Niedersachsen. Aufgrund der überdurchschnittlichen Werte in anderen Bundesländern war der niedersächsische Anteil mit 50 % aber wieder unterdurchschnittlich.

3 Geophysik

Nachdem die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas bereits in 2014 deutlich zurückgegangen waren, haben sie in 2015 nochmals abgenommen. 3D-seismische Messungen wurden auf einer Gesamtfläche von 125 km² durchgeführt und 2D-seismische Messungen auf einer Länge von 14 Profilkilometern. Gravimetrische Messungen wurden nicht vorgenommen. Verglichen mit dem Mittel der vorangegangenen fünf Jahre in Höhe von 398 km² 3D-Seismik und 111 Profilkilometern 2D-Seismik war 2015 ein unterdurchschnittliches Jahr.

3.1 3D-Seismik

In 2015 wurde nur ein 3D-seismischer Survey zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten durchgeführt, und zwar der Survey »Mönchsrot-Hauerz« in der Westmolasse in Baden-Württemberg. Der Survey überdeckt mit einer Fläche von 125 km² große Teile der Erlaubnisfelder Tannheim und Engelsberg der Wintershall Holding GmbH sowie die bis in die 1990er Jahre von der Wintershall betriebenen und anschließend aufgegebenen Erdöl- und Erdgasfelder Mönchsrot, Hauerz und Oberschwarzach sowie deren Peripherie.

3.2 2D-Seismik

2D-seismische Messungen wurden nur in Niedersachsen im Bereich des Erdgasfeldes Völkersen durchgeführt. Es waren zwei Linien mit zusammen 14 Profilkilometern, die im Rahmen der Lagerstättenentwicklung des Erdgasfeldes Völkersen im Auftrag der DEA Deutsche Erdoel AG akquiriert wurden.

4 Erdgas- und Erdölproduktion und -verbrauch

Die inländische *Erdgasförderung*²⁾ war in 2015 weiterhin rückläufig. Gegen-

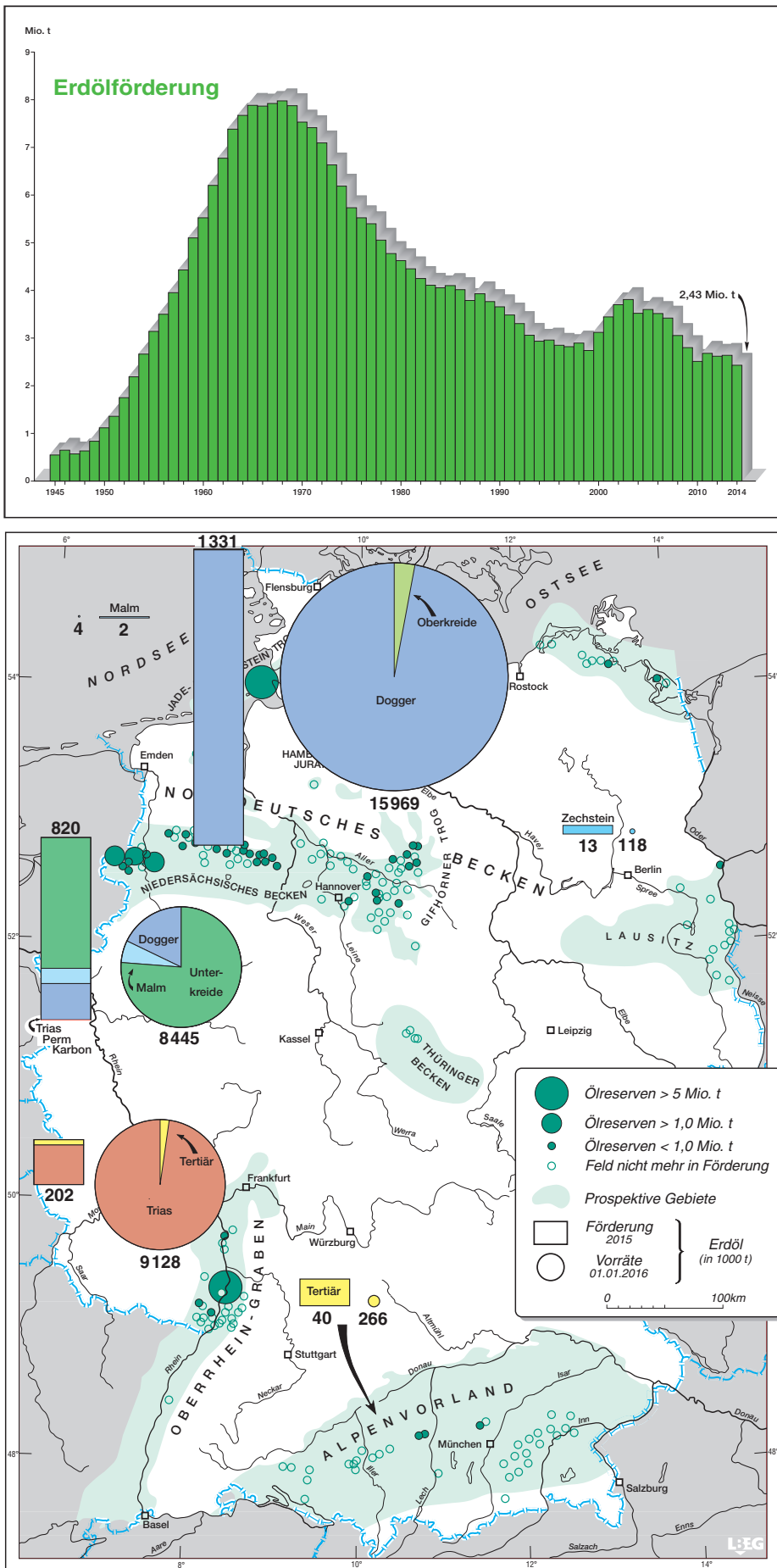


Abb. 7 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe, 3. Gebiet Oder/Neiße-Elbe, 4. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems, 5. Oberrheintal, 6. Alpenvorland

Abb. 6 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945–2015

über dem Vorjahr hat sie um 0,7 Mrd. m³ oder 7,3 % auf 9,3 Mrd. m³ abgenommen (Abb. 4). Damit ist die jährliche Erdgasfördermenge seit dem Beginn des Aufbaus der inländischen Erdgasförderung in den 1960er Jahren erstmalig unter die Marke von 10 Mrd. m³ gefallen. Zusätzlich wurden etwa 65 Mio. m³ Erdöl bei der Ölförderung gewonnen. In Reingasqualität³⁾ entspricht die Summe dieser beiden Fördermengen einem Volumen von 8,5 Mrd. m³. Die rückläufige Erdgas-Fördermenge ist vor allem auf den natürlichen Förderabfall angesichts der zunehmenden Erschöpfung der Lagerstätten in den beiden wichtigsten Fördergebieten, Weser-Ems und Elbe-Weser, also in den Gebieten der norddeutschen Zechstein/Buntsandstein/Karbon-Lagerstätten einerseits und Rotliegend-Lagerstätten andererseits, zurückzuführen.

Auch in 2015 konnten entgegen diesem Trend in mehr als einem Viertel aller inländischen Felder die Fördermengen gegenüber dem Vorjahr gesteigert werden. Allerdings betraf dies überwiegend produktionschwächere Felder, die die Rückgänge in den produktionsstärkeren Feldern nicht kompensieren konnten. So stand einem Plus der jährlichen Fördermenge von 0,21 Mrd. m³ ein Minus von 0,95 Mrd. m³ gegenüber. Unter den zehn produktionsstärksten Feldern, die zwei Drittel der inländischen Fördermenge stellen, war nur ein Feld, in dem die Fördermenge angestiegen ist, und zwar im Feld Völkersen. Innerhalb der Gruppe der zehn produktionsstärksten Felder nahm die Fördermenge in der Bilanz um 0,45 Mrd. m³ ab.

Wie im Vorjahr waren 77 Erdgasfelder in Betrieb, aber im Vergleich zum Vorjahr gab es zwei Veränderung in Niedersachsen: Auf der einen Seite hat das Erdgasfeld Lüchow/Wustrow in 2015 nicht gefördert und auf der anderen Seite wurde das Erdgasfeld Alfeld-Elze/Hildesheimer-Wald, das in den 1990er Jahren aufgegeben und zurückgebaut worden war, erneut in Betrieb genommen.

Die inländische Erdgasproduktion verteilte sich folgendermaßen auf die Länder (Vorjahreswerte in Klammern): Niedersachsen 94,7 % (94,2 %), Sachsen-Anhalt 4,3 % (4,3 %) und Schleswig-Holstein (ausschließlich Nordsee) 0,7 % (1,2 %). Die restlichen Mengen entfielen auf Thüringen und Bayern. Aufgrund der unterschiedlichen Gasqualitäten in den Regionen ergibt sich auf Basis der Reingasqualität folgende Verteilung: Niedersachsen 97,1 % (96,4 %), Sachsen-Anhalt 1,7 % (1,6 %) und Schleswig-Holstein 0,9 % (1,7 %).

Nach wie vor wurde das Erdgas überwie-

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.

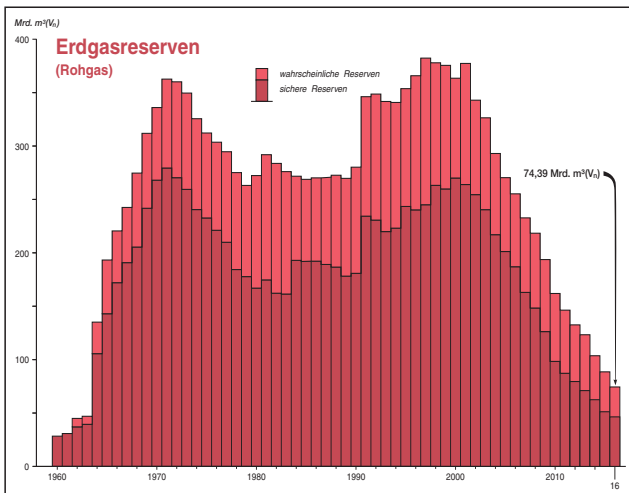


Abb. 8 Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1960 bis 2016

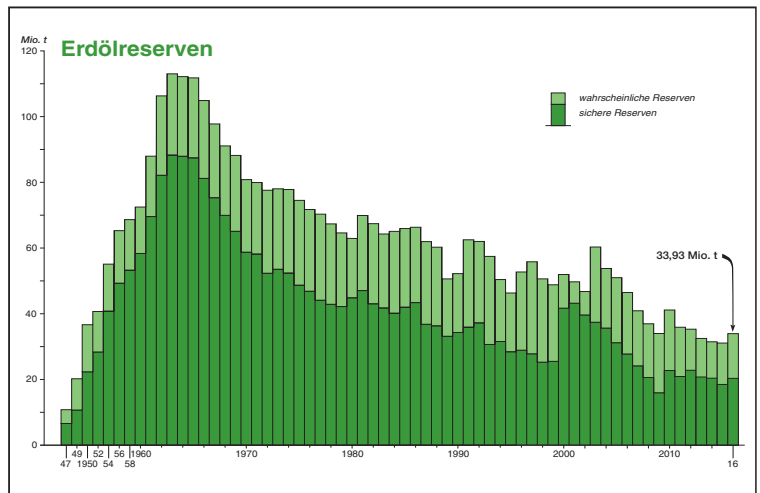


Abb. 9 Entwicklung der Erdölreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1947 bis 2016

gend in Niedersachsen gewonnen. Entsprechend ist die rückläufige Förderung der niedersächsischen Lagerstätten entscheidend für den bundesweiten (durchschnittlichen) Förderrückgang. In Niedersachsen war der Förderrückgang mit 6,8 % gegenüber dem Vorjahr leicht unterdurchschnittlich. Überdurchschnittlich war er mit 8,6 % in Sachsen-Anhalt und 48,9 % in Schleswig-Holstein (Nordsee). In den übrigen Förderländern wurde dagegen sogar mehr produziert als im Vorjahr: in Thüringen 2,0 % und in Bayern 66,6 %.

Die Abbildung 5 zeigt die Aufteilung der Fördermengen auf die Regionen und die geologischen Formationen. Die wichtigsten Förderhorizonte sind die permischen Reservoire im Zechstein mit 43 % anteiliger Fördermenge und im Rotliegend mit 41 % anteiliger Fördermenge in 2015. Die verbleibenden Mengen verteilten sich auf die Speichergesteine im Oberkarbon, in der Trias, im Jura und im Tertiär.

Die inländische *Erdölförderung* war annähernd stabil; sie hat gegenüber dem Vorjahr um 0,02 Mio. t abgenommen und betrug etwa 2,41 Mio. t einschließlich der Kondensatmengen aus den Erdgasfeldern (Abb. 6).

Auch wenn die Ausbeute in der überwiegenden Anzahl der Felder schon weit vorangeschritten ist, konnte in mehr als 40 % der Felder die Fördermenge gesteigert werden. So steht einem Plus der jährlichen Fördermenge von 0,05 Mio. t ein Minus von 0,07 Mio. t gegenüber.

In 2015 standen in Deutschland wie im Vorjahr 50 Felder in Produktion. Es gab keine Veränderungen im Bestand der produzierenden Felder.

Die prozentuale Aufteilung der Fördermenge auf die Bundesländer hat sich nur wenig verändert. Der Anteil Schleswig-Holsteins an der inländischen Fördermenge, das ist quasi der Anteil des Ölfeldes Mittelplate, ist gegenüber dem Vorjahr um 0,4 %-Punkte auf 54,9 % gesunken. Der Anteil Niedersachsens hat um 0,1 %-Punkte auf 33,9 %

abgenommen. In Rheinland-Pfalz, dessen Ölförderung wesentlich durch das junge Feld Römerberg getragen wird, hat die Fördermenge um 5,1 % zugenommen; in der Folge stieg der Anteil des Landes um 0,5 %-Punkte auf 8,4 %. Die verbleibenden Mengen verteilten sich in der Reihenfolge abnehmender Mengen auf die Länder Bayern, Hamburg, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Baden-Württemberg.

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 62 % der Fördermengen gewonnen, aus den Unterkreide-Sandsteinen (vor allem Emsland) 25 %. Auf die Träger in der Trias (Römerberg) entfielen wiederum etwa 7 %. Nach dem Bericht »Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2015« der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) hat der Primärenergieverbrauch aufgrund der kühleren Witterung und guten Konjunktur nach vorläufigen Berechnungen um 1,1 % gegenüber dem Vorjahreswert zugenommen. Der Erdgasverbrauch ist nach AGEB um 5,0 % auf 866 Mrd. kWh gestiegen. Umgerechnet auf das Volumen betrug der Verbrauch 88,6 Mrd. m³ Reingas. Der statistisch erfasste Mineralölverbrauch ist nach AGEB um 0,1 % auf 105,4 Mio. t gesunken. Auf Basis dieser Verbrauchswerte ergeben sich rechnerische Anteile der inländischen Fördermengen von 9,6 % am Erdgasverbrauch und 2,3 % am Mineralölverbrauch.

5 Erdgas- und Erdölreserven

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven wurde zum Stichtag 1. Januar 2016 auf 74,4 Mrd. m³ in Feldesqualität geschätzt. Damit haben die verbleibenden Reserven gegenüber dem Vorjahr um 14,2 Mrd. m³ oder 16,0 % abgenommen. Die rückläufige Entwicklung der letzten Jahre hat sich damit weiter fortgesetzt

(Abb. 8). Die maßgebliche Ursache der Veränderungen waren neben der Entnahme durch die laufende Förderung wieder Neubewertungen von Lagerstätten, die teils höhere und teils geringere Reserven zur Folge hatten, aber in der Bilanz zu einer Abwertung der Reserven führten.

Unter Berücksichtigung der Fördermenge in 2015 in Höhe von 9,3 Mrd. m³ wird deutlich, dass die Abnahme der Reserven signifikant größer war als die entnommene Fördermenge. Werden die Zahlen auf die Produktionsgebiete heruntergebrochen, zeigt sich, dass die Entwicklung in den beiden wichtigsten Gebieten zwar in die gleiche Richtung ging aber qualitativ unterschiedlich war. In beiden Gebieten haben die Reserven um mehr als die entnommene Fördermenge verloren. Im Gebiet Elbe-Weser, das etwa 45 % der inländischen Reserven birgt und mit 4,1 Mrd. m³ zu 43,5 % zur inländischen Jahresfördermenge 2015 beigetragen hat, waren es 1,2 Mrd. m³ mehr als die entnommene Fördermenge. Im Gebiet Weser-Ems, das etwa 53 % der inländischen Reserven birgt und mit 5,0 Mrd. m³ zu 53,8 % zur inländischen Jahresfördermenge 2015 beigetragen hat, war der Reservenrückgang fast doppelt so groß wie die entnommene Fördermenge.

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

98 % der ausgewiesenen Reserven befinden sich in niedersächsischen Lagerstätten. Die übrigen Reserven verteilen sich in der Reihenfolge abnehmender Mengen auf Lagerstätten in Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein (Nordsee), Bayern und Thüringen.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven wurde zum Stichtag 1. Januar 2016 auf 33,9 Mio. t geschätzt. Damit haben die verbleibenden Reserven um 2,9 Mio. t oder 9,2 % gegenüber dem Vorjahr zugenommen (Abb. 9). Die maßgebliche Ursache der Veränderungen waren Neubewertungen von Lagerstätten und die Berücksichtigung neu in Förderung genommener Lagerstättenbereiche.

Die Jahresfördermenge in 2015 in Höhe von 2,4 Mio. t konnte also durch zusätzliche Reserven mehr als ausgeglichen werden. Die Entwicklung der Reserven verhielt sich in den Produktionsgebieten aber unterschiedlich. Im Gebiet nördlich der Elbe, das durch das Feld Mittelplate bestimmt wird, etwa 47 % der inländischen Reserven birgt und mit 1,3 Mio. t oder zu 55 % zur inländischen Jahresfördermenge 2015 beigetragen hat, waren die verbleibenden Reserven zum Stichtag um 3,2 Mio. t höher als im Vorjahr. D.h. der Reservenzuwachs war mehr als doppelt so groß wie der Verlust durch die Förderung. Im Oberrheintal, das 27 % der Reserven birgt und zu 8 % zur jährlichen inländischen Fördermenge beigetragen hat, haben die verbleibenden Reserven um 0,9 Mio. t zugenommen. Das ist ein Mehrfaches der entnommenen Fördermenge in Höhe von 0,2 Mio. t. Auch im Gebiet Oder/Neiße–Elbe waren die verbleibenden Reserven höher als im Vorjahr, allerdings trägt dieses Gebiet nur zu weniger als 1 % zu den Reserven und zur jährlichen inländischen Fördermenge bei.

In den Gebieten Elbe–Weser und Alpenvorland konnte zumindest ein Teil der entnommenen Fördermenge durch zusätzlich Reserven ausgeglichen werden. Im Gebiet Elbe–Weser war es etwa die Hälfte der Fördermenge. Allerdings lagern in diesem Gebiet auch nur noch 3 % der inländischen Reserven und der Beitrag zur inländischen Förderung betrug in 2015 nur knapp 5 %. Im Alpenvorland, das nur zu weniger als 1 % zu den Reserven und zu knapp 2 % zur jährlichen inländischen Fördermenge beiträgt, waren die zusätzlichen Reserven marginal. In den Gebieten Weser–Ems und westlich der Ems, in denen zusammen etwa 22 % der inländischen Reserven liegen und die zu 29 % zur jährlichen Fördermenge beigetragen haben, haben die verbleibenden Reserven um mehr als die entnommene Fördermenge abgenommen. In diesen Gebieten sind die Reserven um zusammen 1,2 Mio. t zurückgegangen, obwohl die Fördermenge nur 0,7 Mio. t betrug.

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

Bezogen auf die Bundesländer stellt sich die Verteilung der Reserven folgendermaßen dar: Zum Jahresbeginn lagen 45,7 % der inländischen Erdölreserven in Schleswig-Holstein (Mittelplate), 26,9 % in Rheinland-Pfalz und 24,7 % in Niedersachsen. Rheinland-Pfalz und Niedersachsen haben in der Rangfolge die Plätze getauscht. Die übrigen Reserven verteilten sich in der Reihenfolge abnehmender Mengen auf Lagerstätten in Hamburg, Bayern, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern.

