

Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2016

Exploration and Production of Crude Oil and Natural Gas in Germany in 2016

Abstract

This article presents an overview of oil and gas exploration and production in Germany in 2016. 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 and 2015, the prospecting activities decreased once again and marked the second lowest level for more than thirty years.

The number of exploration wells increased from six in the previous year to eight in 2016. In addition to that number, another ten exploration wells were drilled to total depth already before 2016, but were not completed by final well results before 2016. Seven exploration wells were completed with a final result in 2016. Four of them encountered oil and the other three were dry.

The number of development wells increased to 18 compared from eleven in the previous year. Another five wells were drilled to total depth already before 2016, but were not completed by final well results before 2016. Nine wells were completed successfully in 2016. Eight of them encountered oil or gas pay zones and another one was completed successfully as spy hole.

Compared to the very small value of the previous year the drilling meterage increased by 4400 m to almost 37,000 m, which is still a particularly low value in the long-term view. The decline of natural gas production continued. Due to depletion of fields, the annual natural gas production dropped by 7.7% compared to the previous year and amounted to 8.6 billion m³ (field quality).

The annual oil production dropped slightly. Compared to 2015 the production decreased by 2.4% and amounted to 2.4 million t (including gas condensate). Compared to 2015 the natural gas reserves decreased by 4.3 billion m³ to 70.1 billion m³ (field quality). Thus, one half of the annual gas production of 2016 could be replaced by new reserves. The total remaining proven and probable oil reserves decreased by 2.1 million t to 31.8 million t. Thus, the annual oil production of 2016 could be replaced by new reserves only marginally.

Kurzfassung

Der Artikel gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produk-



tion von Erdöl und Erdgas in Deutschland in 2016. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

Nachdem die geophysikalischen Explorationsaktivitäten bereits in 2014 und 2015 deutlich zurückgegangen waren, haben sie in 2016 nochmals abgenommen und lagen damit auf dem zweithöchsten Niveau in den letzten 30 Jahren. Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte ist 2016 gegenüber dem Vorjahr von sechs auf acht angestiegen. Weitere zehn Explorationsbohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2016 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Sieben Explorationsbohrungen wurden in 2016 mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; davon waren vier ölfündig und drei nicht fündig.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen ist gegenüber elf im Vorjahr auf 18 angestiegen. Weitere fünf Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2016 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Neun Bohrungen wurden in 2016 mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren acht öl- oder gasfündig und eine hatte als »Spy hole« ihr Ziel erreicht.

Die Bohrmeterleistung war auch in 2016 sehr niedrig, auch wenn sie gegenüber dem Vorjahr um etwa 4.400 m auf etwa 37.000 m angestieg. Der Rückgang der Erdgasförderung hat sich weiter fortgesetzt. Aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten hat die Jahresfördermenge gegenüber dem Vorjahr um 7,7 % abgenommen und betrug 8,6 Mrd. m³ in Feldesqualität. Demgegenüber ging die Erdölförderung nur wenig zurück, und zwar um 2,4 % auf etwa 2,4 Mio. t (inkl. Kondensat).

Die sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven haben gegenüber dem Vorjahr um 4,3 Mrd. m³ auf insgesamt 70,1 Mrd. m³ in Feldesqualität abgenommen. Etwa die Hälfte der in 2016 entnommenen Fördermenge konnte also durch zusätzliche Reserven ausgeglichen werden. Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven sank gegenüber dem Vorjahr um 2,1 Mio. t und betrug am 1. Januar 2017 rund 31,8 Mio. t. Die in 2016 entnommene Fördermenge konnte also nur marginal durch zusätzliche Reserven ausgeglichen werden.

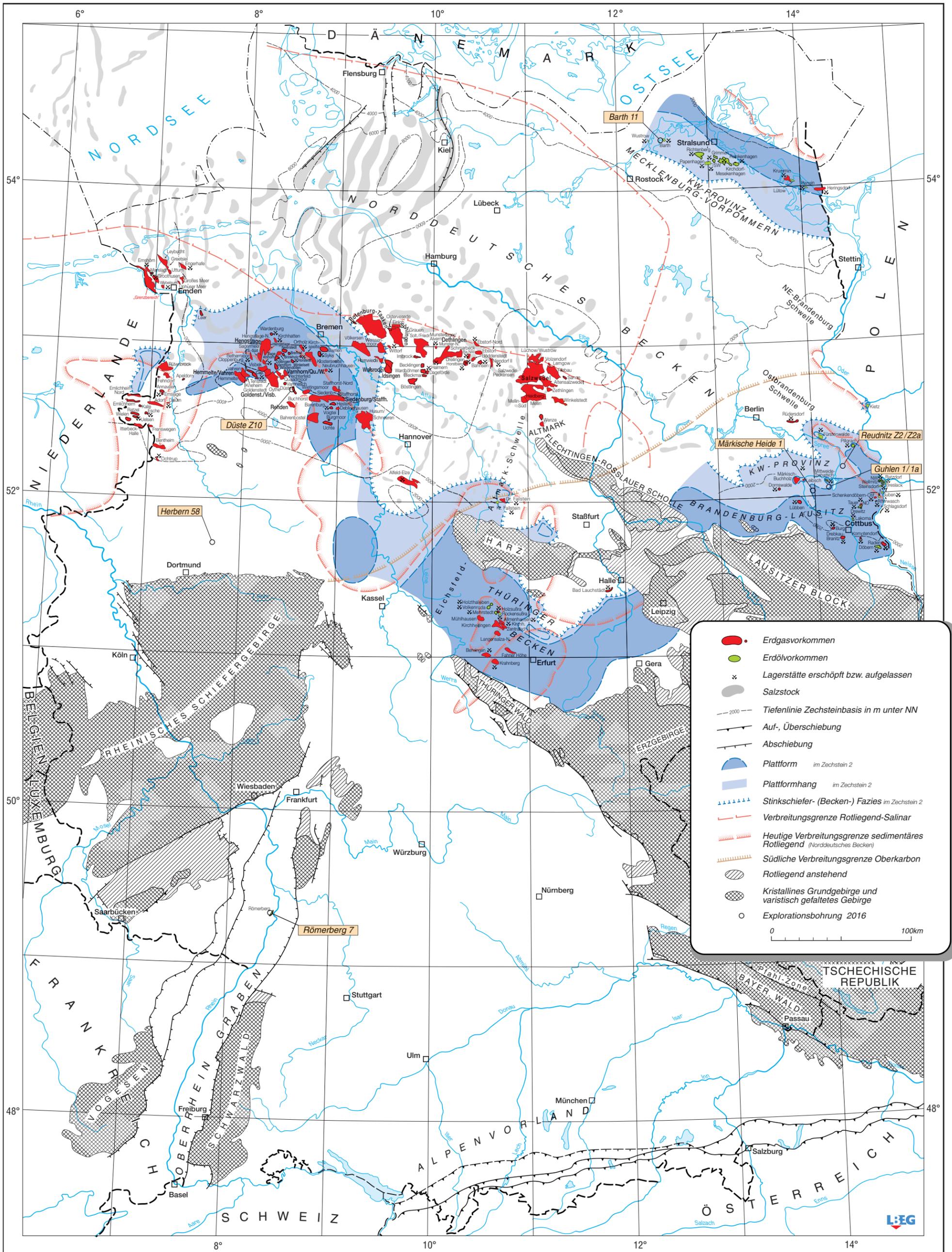
1 Einleitung

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas des Jahres 2016 in Deutschland zusammengefasst. Grundlage sind Daten, die im Rahmen der Aufsuchung und Gewinnung von Erdöl und Erdgas bei den Erdöl/Erdgasgesellschaften gewonnen wurden und routinemäßig vom Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) bundesweit erhoben werden. Der Beitrag geht auf den Bericht »Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2016« des LBEG zurück, der unter www.lbeg.niedersachsen.de als Download zur Verfügung steht. Der Schwer-

(Nachfolgende Doppelseiten)

- Abb. 1** Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2016. Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär
- Abb. 2** Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2016. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland Paläozoikum und Buntsandstein



●	Erdgasvorkommen
●	Erdölvorkommen
✕	Lagerstätte erschöpft bzw. aufgelassen
■	Salzstock
---	Tiefenlinie Zechsteinbasis in m unter NN
— —	Auf-, Überschiebung
— —	Abschiebung
▭	Plattform im Zechstein 2
▭	Plattformhang im Zechstein 2
▭	Stinkschiefer- (Becken-) Fazies im Zechstein 2
— —	Verbreitungsgrenze Rotliegend-Salinare
— —	Heutige Verbreitungsgrenze sedimentäres Rotliegend (Norddeutsches Becken)
— —	Südliche Verbreitungsgrenze Oberkarbon
▭	Rotliegend anstehend
▭	Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge
○	Explorationsbohrung 2016

0 100km

Abb. 2 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2016. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein

Dieses Dokument ist lizenziert für EID Energie Informationsdienst GmbH, ul2472-10. Alle Rechte vorbehalten. © Erdöl Erdgas Kohle. Download vom 05.07.2017 15:10 von eik.gem.de.

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

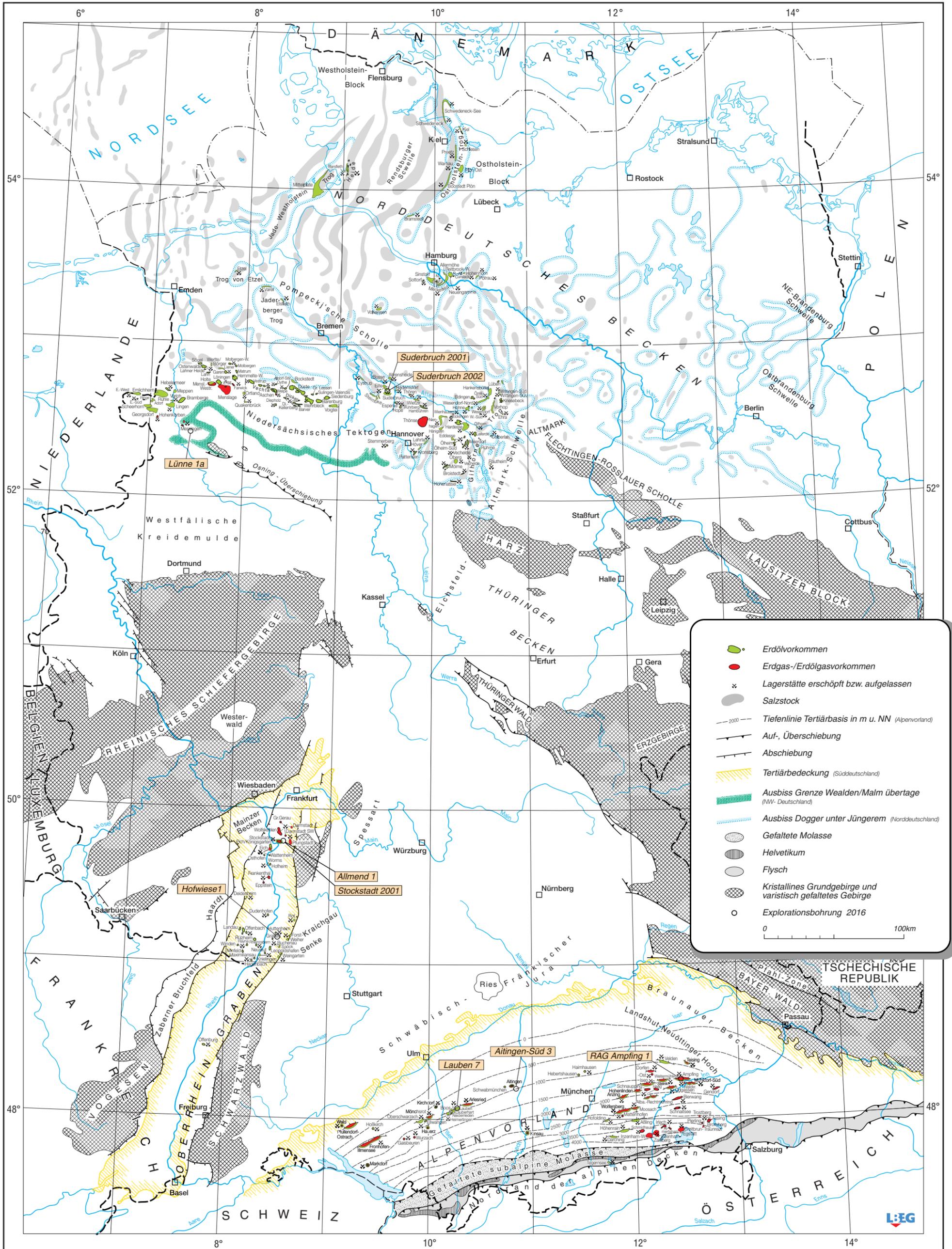


Abb. 1 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2016. Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

punkt dieses Artikels liegt auf der Bohrtätigkeit der Exploration.

2 Bohrtätigkeit

Obwohl die inländische Bohraktivität gegenüber dem Vorjahr wieder angestiegen ist, verblieb sie auch in 2016 auf einem vergleichsweise geringen Niveau. So ist die Anzahl der aktiven Bohrungen (Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind) um etwa 50 % von 17 in 2015 auf 26 angestiegen. Besondere Bedeutung für diesen Anstieg kommt einer erneuten Bohrkampagne im Ölfeld Emlichheim zu. Ohne diese Kampagne wäre die Aktivität auf dem Niveau des Vorjahres verblieben.

Die Bohrmeterleistung hat gegenüber dem Vorjahreswert allerdings nur um 13 % zugelegt. Damit lag sie immer noch etwa ein Drittel unter dem Durchschnitt der vorangegangenen fünf Jahre, wobei in diesen Zeitraum auch die deutlich umfangreicheren Bohrkampagnen im Feld Emlichheim in den Jahren 2011 und 2012 fallen.

Die Veränderungen gegenüber dem Vorjahr verliefen in den unterschiedlichen Bohrkategorien qualitativ ähnlich. In der Kategorie der Explorationsbohrungen ist die Anzahl der aktiven Bohrungen von sechs auf acht angestiegen und die Bohrmeter haben um fast 50 % zugenommen.

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen ist die Anzahl der aktiven Bohrungen gegenüber elf im Vorjahr auf 18 angestiegen; allerdings blieb die Bohrmeterleistung in dieser Kategorie nahezu stabil.

2.1 Explorationsbohrungen

In Tabelle 1 sind zusätzlich zu den oben genannten acht aktiven Bohrungen weitere zehn Bohrungen aufgelistet, die ihre Endteufe bereits vor 2016 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten.

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurden vier Bohrungen abgeteuft. Zwei Projekte in Brandenburg sollten in den Sandsteinen des Rotliegend und/oder im Staßfurt-Karbonat Erdöllagerstätten nachweisen; in Nordrhein-Westfalen wurde eine Bohrung zum Nachweis einer Kohleflözgas-Lagerstätte im Oberkarbon abgeteuft und in Baden-Württemberg sollte eine Bohrung in den Meleta-Schichten des Oberrheingraben eine Erdöllagerstätte nachweisen.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden oder auch aufgegebenen Feldern auf der Suche nach Kohlenwasserstoffen abgeteuft werden, wurde in 2016 nur eine Bohrung abgeteuft.

¹⁾ federführende Firma, Abkürzungen siehe Tabelle 1.

Tab. 1 Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2016

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Aufschlussbohrung (A3)			
<i>Oder-Neiße-Elbe</i>			
Barth 11*	CEP	Staßfurt-Karb.	n.k.E.
Guhlen 1*	CEP	Staßfurt-Karb.	n.k.E.
Guhlen 1a	CEP	Staßfurt-Karb.	n.k.E.
Märkische Heide 1	CEP	Rotl., Zechst.	n.k.E.
Reudnitz Z2*	Bayerngas	Rotliegend	n.k.E.
Reudnitz Z2a*	Bayerngas	Rotliegend	n.k.E.
<i>Weser-Ems</i>			
Lünne 1a*	EMPG	Lias Epsilon	n.k.E.
<i>Niederrhein-Münsterland</i>			
Herbern 58	HammGas	Oberkarbon	n.k.E.
<i>Oberrheintal</i>			
Allmend 1*	Rhein Petrol.	Pechelbr. Sch.	nicht fündig
Hofwiese 1	Rhein Petrol.	Oligozän	nicht fündig
Teilfeldsuchbohrung (A4)			
<i>Weser-Ems</i>			
Düste Z10*	Wintershall	Oberkarbon	n.k.E.
<i>Oberrheintal</i>			
Römerberg 7*	ENGIE	Buntsandstein	n.k.E.
<i>Alpenvorland</i>			
Aitingen-Süd 3	Wintershall	Baustein-Sch.	ölfündig
Wiedererschließungsb. (A5)			
<i>Elbe-Weser</i>			
Suderbruch 2001	Wintershall	Dogger, Malm	ölfündig
Suderbruch 2002	Wintershall	Malm	ölfündig
<i>Oberrheintal</i>			
Stockstadt 2001*	Rhein Petrol.	Pechelbr. Sch.	nicht fündig
<i>Alpenvorland</i>			
Lauben 7*	Wintershall	Baustein-Sch.	ölfündig
RAG Ampfing 1	RDG	Eozän	n.k.E.
Status mit Stand vom 31. Dezember 2016; *: Endteufe vor 2016 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis			
Bayerngas – Bayerngas GmbH, München; CEP – CEP Central European Petroleum GmbH, Berlin; DEA – DEA Deutsche Erdoel AG, Hamburg; EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover; HammGas - HammGas GmbH & Co. KG, Hamm; ENGIE – ENGIE E&P Deutschland GmbH, Lingen; RDG – RDG GmbH & Co. KG, Hannover; Rhein Petrol. – Rhein Petroleum GmbH, Heidelberg; Wintershall – Wintershall Holding GmbH, Barnstorf			

Diese Bohrung verfolgte die Ausdehnung der Erdöllagerstätte Aitingen-Süd in östlicher Richtung.

In der Kategorie der Wiedererschließungsbohrungen, die bereits aufgegebenen Felder untersuchen, wurden in Niedersachsen zwei Bohrungen abgeteuft, um das aufgegebenen Ölfeld Suderbruch erneut zu erschließen. Eine weitere Bohrung in Bayern hatte den Wiederaufschluss des aufgegebenen Feldes Ampfing zum Ziel.

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

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-Seismik 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-Trebatsch, sollte in 2012 mit der Bohrung **Guhlen 1** (CEP

(Abb. 2) das Staßfurt-Karbonat in einer Antiklinalstruktur, die nach der Seismik-kampagne aus den Jahren 2009/10 identifiziert wurde, erbohrt werden. 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 2016 noch nicht abgeschlossen. In 2016 wurde die Bohrung etwa 600 m nach Südwesten zur **Guhlen 1a** abgelenkt. Der Landepunkt der Bohrung war auf der Grundlage der 3D-seismischen Messungen festgelegt worden, die in 2013 im Erlaubnisfeld Lübben durchgeführt worden waren. Zielhorizont war das in der Stammborung Guhlen 1 ölführend nachgewiesene Staßfurt-Karbonat. Die Ablenkung Guhlen 1a hat das Staßfurt-Karbonat nicht wie in der Stammborung ölführend, sondern gasführend erschlossen. Anschließend wurde ein Test durchgeführt. Die Auswertung und Bewertung der Bohrergebnisse waren zum Jahresende 2016 noch nicht abgeschlossen.

In der brandenburgischen Erlaubnis Lübben wurde nach der Bohrung Guhlen 1 in 2012 mit der Bohrung **Märkische Heide 1** (CEP) (Abb. 2) eine weitere Aufschlussbohrung abgeteuft. Bereits 2013 war in dem Erlaubnisfeld eine großflächige 3D-Seismik 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 waren das Staßfurt-Karbonat und die Sandsteine des Rotliegend, die bereits 1981 in der Bohrung Schlepzig 6 ölführend nachgewiesen werden konnten. Die Bohrung hatte schon in 2015 begonnen. In 2016 hat sie die Zielhorizonte erbohrt und wurde bei einer Endteufe von 3.043 m eingestellt. Aufgrund eines unerwarteten komplexen geologischen Oberbaus hat die Bohrung die Zielhorizonte nicht in der erwarteten Tiefe und zudem verwässert angetroffen. Eine Ablenkung der Bohrung ist für 2017 geplant.

Mit der Bohrung **Reudnitz Z2** (Bayerngas) (Abb. 2) wurde in Brandenburg die zweite Explorationsbohrung seit knapp zwanzig Jahren zur Kohlenwasserstoff-Exploration niedergebracht. Die Bohrung sollte die Rotliegend-Sandsteine in einer

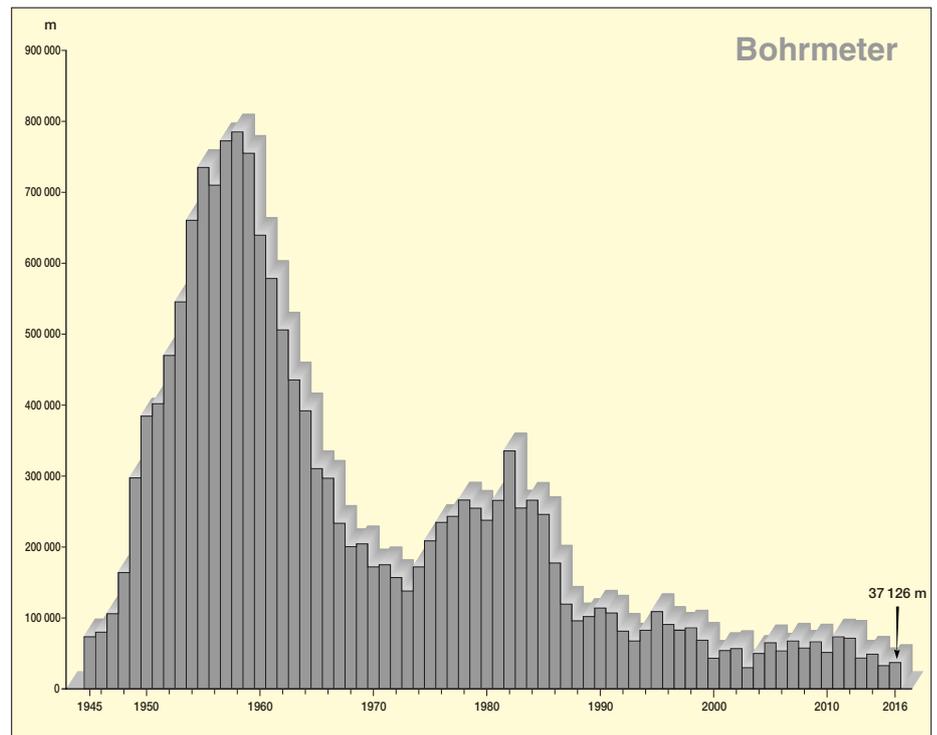


Abb. 3 Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945–2016

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 südsüd-östlich 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 2.930 m in den Vulkaniten des Rotliegend eingestellt. Anschließend wurde die Bohrung zur Reudnitz Z2a abgelenkt. 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 Förder-test durchgeführt. Ein Ergebnis der Bohrung stand Ende 2016 noch nicht fest.

Gebiet Weser-Ems

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 Posidonien-schiefers im Niedersächsischen Becken bewertet werden soll. Der Wealden wurde in einer Mächtigkeit von etwa 550 m angetroffen, der Posidonien-schiefer 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 Posidonien-schiefer horizontal aufzuschließen. Nach einer Strecke von knapp 250 m im Posidonien-schiefer 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.

Gebiet Niederrhein-Münsterland

In Nordrhein-Westfalen wurde in dem Erlaubnisfeld Rudolf die Bohrung **Herbern 58** (HammGas) (Abb. 2) niedergebracht. Sie hatte das Ziel, eine Kohleflözgas-Lagerstätte im Oberkarbon nachzuweisen. Zur Festlegung des Bohrzieles wurde die Methode der tektonischen Analyse angewendet. Diese analytische Methode kombiniert Erkenntnisse aus dem Bergbau mit wissenschaftlichen Untersuchungen und umfangreichen Daten um natürliche Kluftsysteme im Untergrund zu lokalisieren. Haben sich in solchen offenen und vernetzten Kluftsystemen Erdgaslagerstätten gebildet, so sind sie ohne Frac-Behandlungen förderbar. Die Bohrung hat die Gesteine und Kohleflöze des West-

fal B wie geplant erschlossen. Anschließend wurde ein Fördertest durchgeführt. Ein Ergebnis der Bohrung stand Ende 2016 noch nicht fest.

Oberrhheintal

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 Kap. 2.1.3) 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 Ölzeichen 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. In 2016 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

Die Bohrung **Hofwiese 1** (Rhein Petrol.) testete in dem Erlaubnisfeld Graben-Neudorf eine geologische Struktur an einer parallel zum Grabenrand verlaufenden Störung, die in der 3D-Seismik Karlsruhe-Nord aus dem Jahre 2012 identifiziert wurde, auf wirtschaftliche Erdölvorkommen. Das Zielgebiet der Bohrung lag knapp 4 km südöstlich des ehemaligen Erdölfeldes Huttenheim, das 1956 entdeckt worden war und in 7-jähriger Förderzeit nur weniger als 6.000 t erbracht hat. Die Zielhorizonte waren die in dieser Region ölführenden tertiären Reservoirs in den Bunten Niederröden Schichten, im Cyrenen-Mergel und in den Meletta-Schichten. Die Bohrung hat die Zielhorizonte in guter Speichergesteinsqualität etwa in der erwarteten Tiefenlage aufgeschlossen, doch waren die Reservoirs nach den Befunden aus den Spülproben und den Bohrlochmessungen verwässert. Die Bohrung wurde nicht getestet und 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 Förde-

rung 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 Bohrkern mit einer Gesamtlänge von knapp 130 m gezogen. Zur Ermittlung des Förderpotenzials sind vorab hydraulische Stimulationen der Träger erforderlich.

Oberrhheintal

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. 1.600 m südsüdöstlich des Ansatzpunktes und damit ca. 600 m südwestlich des Landepunktes der Römerberg 1. In 2015 hatte sie ihre Endteufe bei 3.414 m im Buntsandstein erreicht. Im Anschluss wurde ein Fördertest durchgeführt. Ein Ergebnis der Bohrung stand Ende 2016 noch nicht fest.

Alpenvorland

Die Bohrung **Aitingen-Süd 3** (Wintershall) (Abb. 1) verfolgte die Ausdehnung der Erdöllagerstätte Aitingen-Süd weiter in östliche Richtung. Der Landepunkt der Bohrung liegt etwa 650 m östlich der nächstgelegenen Bohrung Aitingen-Süd 2 außerhalb des Bewilligungsfeldes Großaitingen im Erlaubnisfeld Schwaben. Das Ziel der Bohrung war eine lokale Hochlage in der West-Ost streichenden Monoklinalstruktur des Teilfeldes Aitingen-Süd. Die Bohrung hat den Zielhorizont, den Sandstein der tertiären Baustein-Schichten, nur wenige Meter tiefer als vorhergesagt und ölführend aufgeschlossen. Nach einem Fördertest wurde die Bohrung für ölfündig erklärt.

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. Im Erdölfeld Suderbruch waren

aus den Speichern im Valendis, Dogger und Malm in der Zeit von 1949 bis 1994 insgesamt 3,5 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 strukturhoch und subhorizontal aufschließen und Reserven nachweisen sollte. Die Bohrung hatte bereits in 2015 begonnen. In 2016 wurde sie wie geplant im Lias Delta eingestellt. Nach Durchführung von Fördertesten im Suderbruch-Sandstein des Dogger Epsilon wurde die Bohrung als ölfündig eingestuft.

Direkt im Anschluss an die Bohrung Suderbruch 2001 wurde die Bohrung **Suderbruch 2002** (Wintershall) (Abb. 1) im Zentralbereich des ehemaligen Feldes abgeteuft. Sie hat die ölführenden Gigas-Schichten des Malm auf einer Strecke von ungefähr 1.000 m plus/minus horizontal aufgeschlossen und dabei mehrere tektonische Störungen durchörtert. Nach Durchführung von Fördertesten wurde die Bohrung für ölfündig erklärt.

Oberrhheintal

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 Oberrhheintales. Das Zielgebiet der Bohrung liegt im strukturhöchsten Teil der Lagerstätte. Insbesondere sollten sowohl Beschaffenheit und Poreninhalt des ölführenden Speichergesteins, 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. In 2016 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

Alpenvorland

Die Bohrung **Lauben 7** (Wintershall) (Abb. 1) hatte das Ziel, die aufgegebene Öllagerstätte Lauben in den Sandsteinen

Abb. 4 Erdgasförderung 1945–2016



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 öftföhrnd angetroffen und wurde bei 1.525 m in den tieferen Bausteinschichten eingestellt. Im Februar 2015 wurde der geplante Fördertest durchgeführt. In 2016 wurde die Bohrung für fündig erklärt.

Mit der Bohrung **RAG Ampfing 1** (RDG) (Abb. 1) wurde das ehemalige Feld Ampfing hinsichtlich einer wirtschaftlichen Wiedererschließung untersucht. Ampfing war der erste Erdöl- und Erdgasfund im deutschen Teil des östlichen Alpenvorlandes. Der Fund gelang bereits 1953 nach kurzer seismischer Vorerkundung. Aus der Erdöl-Lagerstätte im Ampfing-Sandstein, in der sich eine primäre Gaskappe entlöst hatte, wurden seit 1954 0,55 Mio. t Erdöl und 1,4 Mrd. m³ Erdöl-gas gefördert. 1988 wurde das Feld aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben. Das Ziel der Bohrung war, in den Bereich der ursprünglichen Gaskappe zu bohren, um zu prüfen, ob aufgrund der langjährigen Entnahme durch die Förderung Erdöl in diesen Bereich eingewandert ist. Die Bohrung hat das primäre Ziel, den Ampfing-Sandstein, in der erwarteten Tiefe, aber geringmächtiger als erwartet erschlossen. Beim Test auf den Ampfing-Sandstein floss Formationswasser mit Öl- und Gasspuren zu. Über die Durchführung eines Tests auf das Nebenziel, den Lithothamnienkalk, soll zu einem späteren Zeitpunkt entschieden werden.

2.2 Feldesentwicklungsbohrungen

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen (Erweiterungs-, Produktions- und Hilfsbohrungen) hat gegenüber dem Vorjahr um sieben auf 18 zugenommen. Zusätzlich waren in 2016 fünf weitere Bohrprojekte in Bearbeitung, die bereits vor 2016 ihre Endteufe erreicht hatten, aber bislang noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten. Insgesamt acht Bohrungen wurden in 2016 als öl- oder gasfündig bewertet; drei

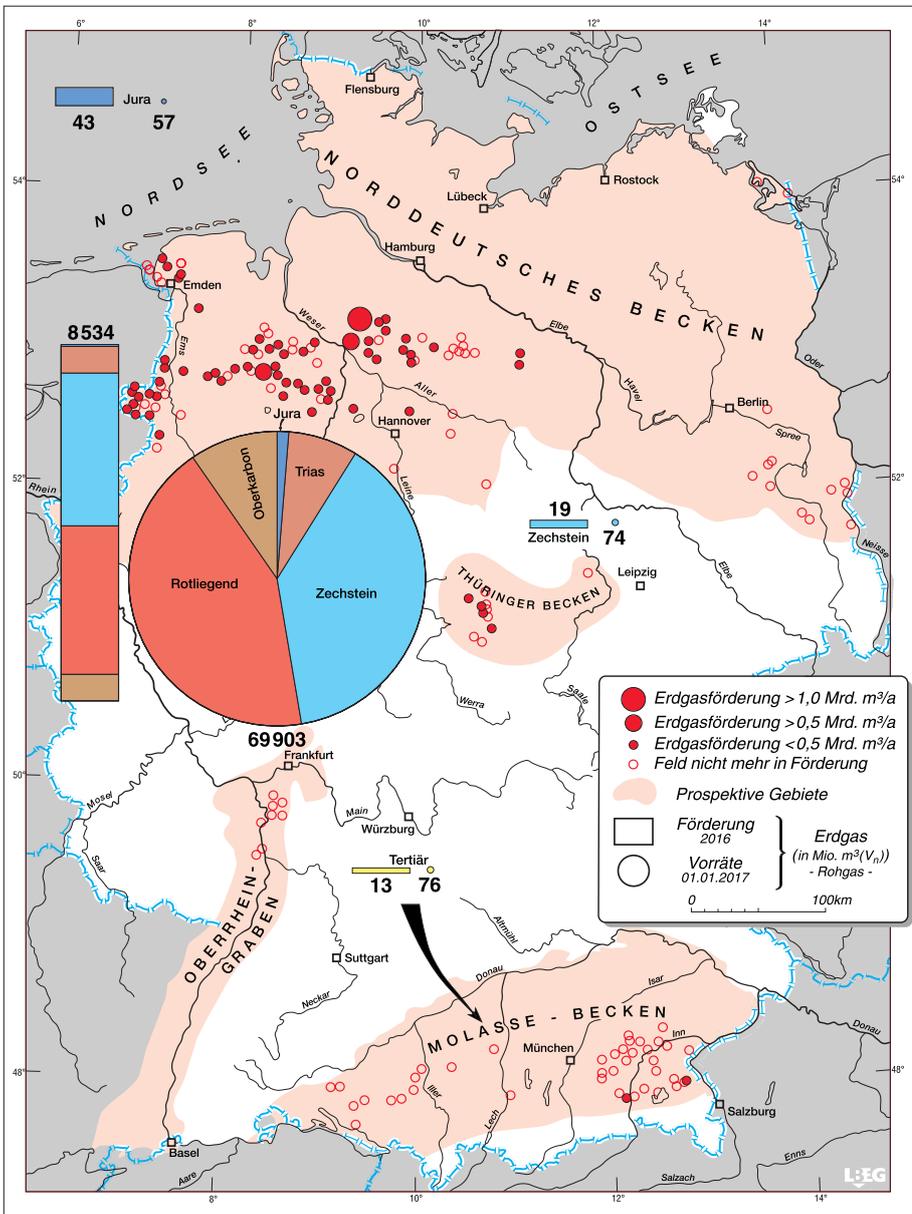
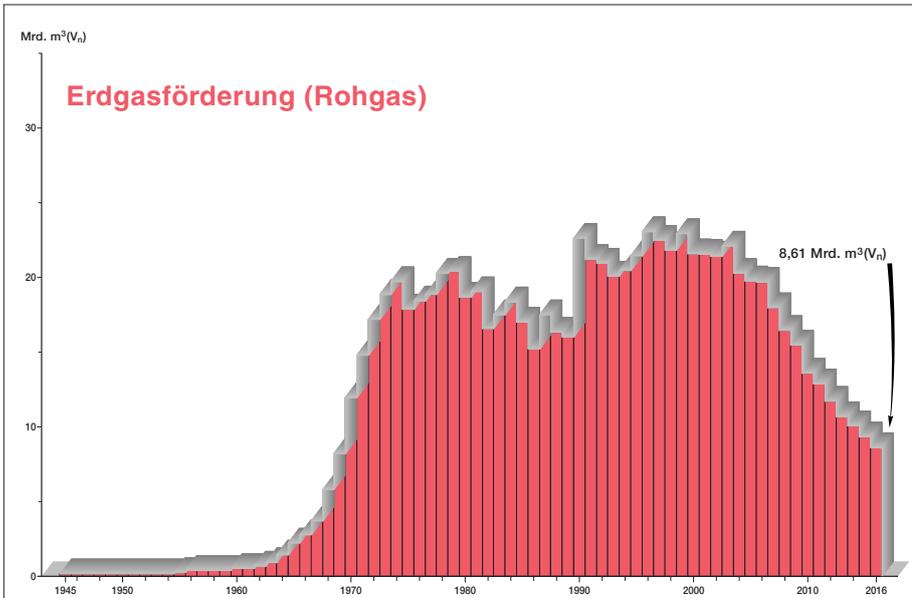


Abb. 5 Erdgasförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt. Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems, 3. Thüringer Becken, 4. Alpenvorland

Abb. 6 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945–2016

Bohrungen hatten ihr Ziel am Jahresende noch nicht erreicht und für zwölf Bohrungen stand das Ergebnis noch aus. Im Gebiet Weser–Ems war die Erweiterungsbohrung Päpsen Z2 gasfündig. Im Gebiet nördlich der Elbe waren in der Öllagerstätte Mittelplate/Dieksand zwei Bohrungen ölfündig, eine Bohrung ruhte und eine weitere war am Jahresende noch am bohren.

Im Gebiet Elbe–Weser war im Gasfeld Völkersen eine Bohrung fündig, in den Feldern Böttersen und Schneeren war je eine Produktionsbohrung noch ohne Ergebnis.

Auch im Gebiet Weser–Ems war in den Feldern Bockstedt und Leer je eine Bohrung noch ohne Ergebnis, während im Feld Staffhorst eine gasfündige Produktionsbohrung zu verzeichnen war. Darüber hinaus hat eine Hilfsbohrung im Ölfeld Bockstedt ihr Ziel erreicht.

Im Gebiet westlich der Ems waren im Feld Emlichheim eine Hilfs- und neun Produktionsbohrungen zu verzeichnen, von denen am Jahresende vier noch kein Ergebnis hatten, drei ölfündig waren und zwei noch bohrten.

Im Alpenvorland war eine Bohrung im Feld Arlesried noch ohne Ergebnis.

2.3 Bohrmeter

In 2016 ist die Bohrmeterleistung gegenüber dem – sehr geringen – Vorjahr zwar um etwa 4.400 m auf etwa 37.000 m angestiegen, doch auch dieser Wert repräsentiert im langjährigen Vergleich eine ausgesprochen geringe Bohrmeterleistung (Abb. 3). Ohne die erneute Bohrkampagne im Feld Emlichheim wäre die Bohrmeterleistung jedoch geringer als im Vorjahr ausgefallen.

Auf den Durchschnitt der letzten fünf Jahre bezogen lag die Bohrleistung in 2016 um knapp 17.000 m oder knapp einem Drittel unter dem Mittelwert. Dieser Mittelwert ist aber noch stark von der Bohrkampagne im Feld Emlichheim in den Jahren 2011 und 2012 geprägt. Die Entwicklung verlief in den Kategorien Exploration und Feldesentwicklung wieder einmal unterschiedlich.

In der Exploration sind die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr um knapp 50 % bzw. etwa 4.500 m auf ca. 14.000 m gestiegen. Im Vergleich zum Mittel der vorangehenden fünf Jahre fällt dieser Wert 17 % bzw. etwa 3.000 m geringer aus.

In der Feldesentwicklung blieben die Bohrmeter im Vergleich zum Vorjahr nahezu unverändert. Gegenüber dem Mittelwert der vorangehenden fünf Jahre bedeutet das ein Minus von 38 % oder etwa 14.000 m.

Der Anteil der Feldesentwicklung von 62 % an den gesamten Bohrmeter war gemes-

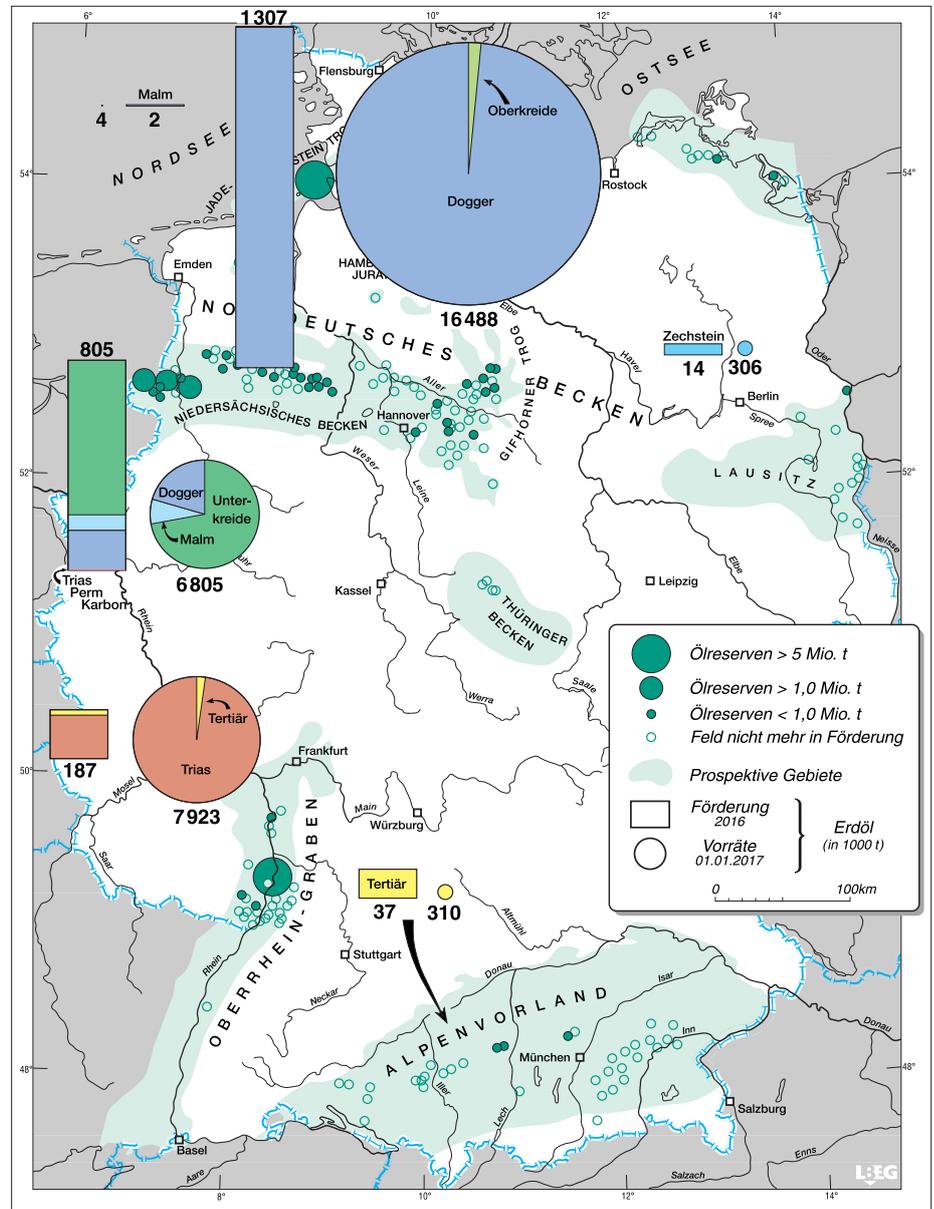
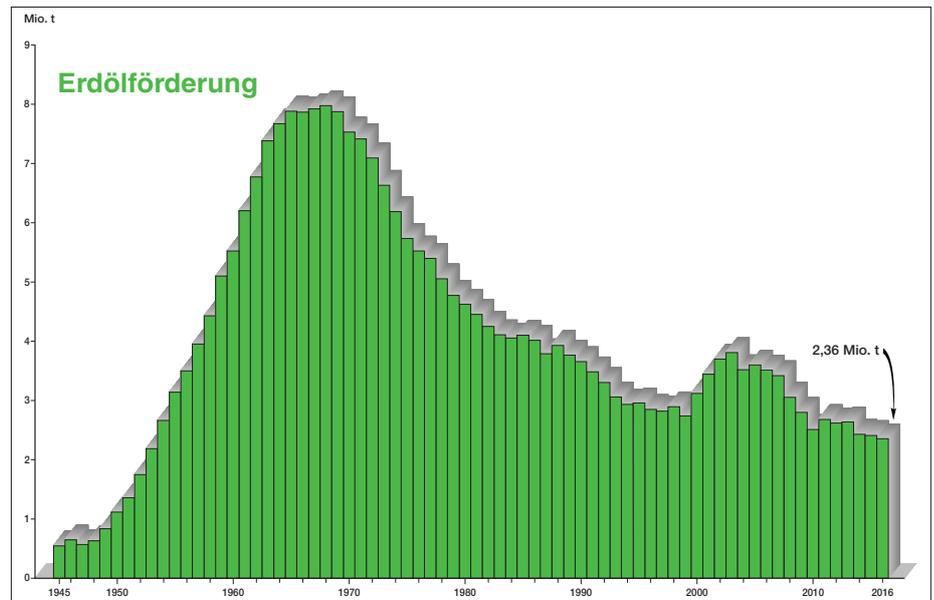


Abb. 7 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe, 3. Gebiet Oder/Neiße–Elbe, 4. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems, 5. Oberrheinial, 6. Alpenvorland

sen am Fünfjahresmittel (69 %) unterdurchschnittlich. In Jahren mit geringer Bohraktivität gewinnt die kontinuierliche Feldesentwicklung im Erdölfeld Mittelplate hinsichtlich der regionalen Verteilung der Bohrmeter deutlich an Gewicht. Die Produktionsbohrungen im Erdölfeld Mittelplate besicherten Schleswig-Holstein in 2016 einen Anteil von 24 % an den gesamten Bohrmeter. Explorationsbohrungen in Bayern, Brandenburg, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen stellten zusammen einen Anteil von 29 %. Der größte Anteil der Bohrmeter entfiel aber wieder auf Niedersachsen. Aufgrund der überdurchschnittlichen Werte in anderen Bundesländern war der niedersächsische Anteil mit 47 % abermals 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. In 2016 hat sich diese Entwicklung fortgesetzt. 3D-seismische Messungen wurden auf einer Gesamtfläche von 52 km² durchgeführt. 2D-seismische Messungen und gravimetrische Messungen wurden in 2016 nicht vorgenommen. Es waren die zweitniedrigsten Aktivitäten in mehr als 30 Jahren. Nur in 2010 wurden weniger Messungen durchgeführt, und zwar lediglich 111 Profilkilometer 2D-seismische Messungen.

3.1 3D-Seismik

In 2016 wurde nur ein 3D-seismischer Survey zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten

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.

durchgeführt, und zwar im Westemsländ in Niedersachsen.

Dort wurde der Survey »Rühlermoor 2016« mit einer Fläche 52 km² im Auftrag der ENGIE E&P Deutschland GmbH akquiriert. Der Survey überdeckt zusammen mit dem Survey Rühlermoor 2007 die Erdöllagerstätte Rühle nahezu vollständig und ragt in das Erlaubnisfeld Lingen der ENGIE E&P Deutschland GmbH hinein.

4 Erdgas- und Erdölproduktion und -verbrauch

Die inländische Erdgasförderung²⁾ war auch in 2016 rückläufig. Gegenüber dem Vorjahr hat die Rohgasförderung um 0,7 Mrd. m³ oder 7,7 % auf 8,6 Mrd. m³ abgenommen (Abb. 4). Zusätzlich wurden etwa 65 Mio. m³ Erdölgas bei der Ölförderung gewonnen. In Reingasqualität³⁾ entspricht die Summe dieser beiden Produktmengen einem Volumen von etwa 8,5 Mrd. m³, die aus 77 Erdgasfeldern gefördert wurde. Dabei stellten die zehn produktionsreichsten Felder etwa zwei Drittel der Erdgasmenge bereit. Das rückläufige Fördervolumen 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. Nach wie vor wurde das Erdgas überwiegend in Niedersachsen gewonnen. Die inländische Naturgasproduktion verteilte sich folgendermaßen auf die Länder: Niedersachsen 93,9 % (Vorjahr: 94,7 %), Sachsen-Anhalt 4,9 % (4,3 %) und Schleswig-Holstein (ausschließlich Nordsee) 0,7 % (0,7 %). Die restlichen Mengen entfielen auf Thüringen und Bayern. Abbildung 5 zeigt die Aufteilung der Fördermengen auf die Regionen und die

geologischen Formationen. Die wichtigsten Förderhorizonte sind die permischen Reservoirs im Zechstein und im Rotliegend mit jeweils knapp über 40 % anteiliger Fördermenge. Die verbleibenden Mengen verteilten sich auf die Speichergesteine im Oberkarbon, in der Trias, im Jura und im Tertiär.

Die inländische Erdölförderung hat gegenüber dem Vorjahr um 2,4 % oder 0,06 Mio. t abgenommen und betrug etwa 2,36 Mio. t einschließlich der Kondensatmengen aus den Erdgasfeldern (Abb. 6). In 2016 standen in Deutschland wie im Vorjahr 50 Felder in Produktion. Etwa 12 % des geförderten Erdöls wurde durch EOR-Maßnahmen gewonnen.

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, lag bei 55,3 %, der Anteil Niedersachsens bei 34,1 %. In Rheinland-Pfalz, dessen Ölförderung wesentlich durch das junge Feld Römerberg getragen wird, hat die Fördermenge um 7,4 % abgenommen; in der Folge sank der Anteil des Landes um 0,4-%-Punkte auf 8,0 %. 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. Auf die Träger in der Trias (Römerberg) entfielen weniger als 10 %.

Nach dem Bericht »Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2016« der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) hat der Primärenergieverbrauch aufgrund der kühleren Witterung, guten Konjunktur sowie dem Bevölkerungszuwachs und nicht zuletzt dem Schalttag

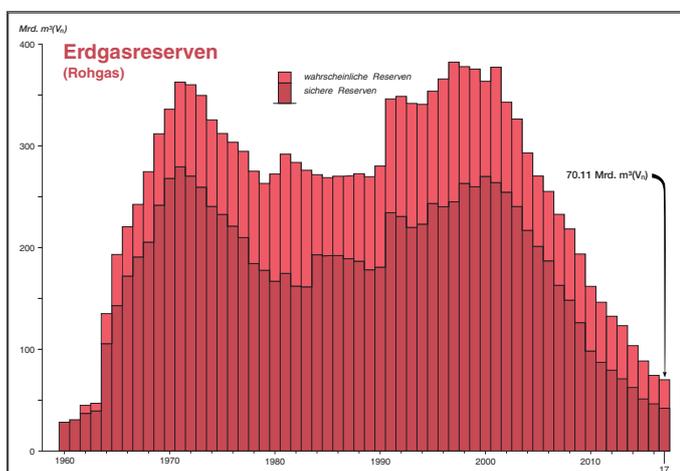


Abb. 8 Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1960 bis 2017

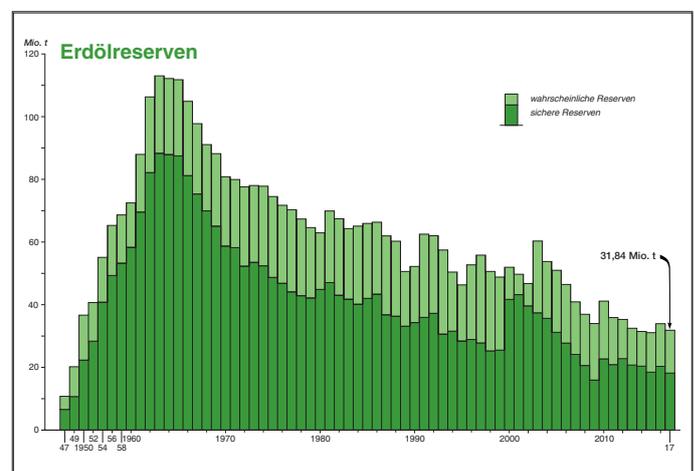


Abb. 9 Entwicklung der Erdölreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1947 bis 2017

um 1,1 % gegenüber dem Vorjahreswert zugenommen. Der Erdgasverbrauch ist nach AGEb um 9,5 % auf 3.022 PJ bzw. 103,1 Mio. t SKE gestiegen, umgerechnet rund 96 Mrd. m³ Reingas. Den Mineralölverbrauch gibt AGEb um 1,5 % höher als 2015 mit 155,3 Mio. t SKE an, das sind umgerechnet rund 108,7 Mio. t. Auf Basis dieser Verbrauchswerte ergeben sich rechnerische Anteile der inländischen Fördermengen von 8,9 % am Erdgasverbrauch und 2,2 % am Mineralölverbrauch.

5 Erdgas- und Erdölreserven

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen *Erdgasreserven* wurde zum Stichtag 1. Januar 2017 auf 70,1 Mrd. m³ Rohgas geschätzt. Damit haben die verbleibenden Reserven gegenüber dem Vorjahr um 4,3 Mrd. m³ oder 5,8 % 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; nennenswerte Neufunde waren nicht zu verzeichnen. Unter Berücksichtigung der Fördermenge in 2016 in Höhe von 8,7 Mrd. m³ wird deutlich, dass rund die Hälfte des Förder-

volumens durch neue Reserven ersetzt werden konnte. Im Gebiet Elbe–Weser, das etwa 47 % der inländischen Reserven birgt und mit 3,7 Mrd. m³ zu 42,4 % zur inländischen Jahresfördermenge 2016 beigetragen hat, betrug der Reservenverlust 0,1 Mrd. m³ oder 0,3 %. Im Gebiet Weser–Ems, das etwa 51 % der inländischen Reserven birgt und mit 4,7 Mrd. m³ zu 54 % zur inländischen Jahresfördermenge 2016 beigetragen hat, lag der Reservenrückgang bei 3,9 Mrd. m³ oder knapp 10 %.

In Abbildung 5 ist die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen dargestellt. Rund 98 % der ausgewiesenen Reserven befinden sich in niedersächsischen Lagerstätten. Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen *Erdölreserven* wurde zum Stichtag 1. Januar 2017 auf 31,8 Mio. t geschätzt. Damit haben die verbleibenden Reserven um 2,1 Mio. t oder 6,2 % gegenüber dem Vorjahr abgenommen (Abb. 9). Die maßgebliche Ursache der Veränderungen waren Neubewertungen von Lagerstätten sowie der niedrige Rohölpreis. Damit konnte die Jahresfördermenge in 2016 in Höhe von rund 2,4 Mio. t nur zu einem geringen Teil durch zusätzliche Reserven ausgeglichen werden. Im Gebiet nördlich der Elbe, das durch das Feld Mittelplate bestimmt wird, etwa

52 % der inländischen Reserven birgt und mit 1,3 Mio. t oder zu 55 % zur inländischen Jahresfördermenge 2016 beigetragen hat, waren die verbleibenden Reserven zum Stichtag um 0,5 Mio. t höher als im Vorjahr. Im Oberrhein, das rund 29 % der Reserven birgt und zu 8 % zur jährlichen inländischen Fördermenge beigetragen hat, haben die Reserven um 1,2 Mio. t abgenommen. Auch für die traditionellen Fördergebiete zwischen Elbe und niederländischer Grenze wurden geringere Reserven gemeldet, und zwar ein Minus von rund 1,6 Mio. t.

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 2017 lagen ca. 51 % (2016: 45,7 %) der inländischen Erdölreserven in Schleswig-Holstein (Mittelplate), rund 25 % (26,9 %) in Rheinland-Pfalz und etwa 21 % (24,7 %) in Niedersachsen. Die übrigen Reserven verteilten sich auf Lagerstätten in Hamburg, Bayern, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern.

Quelle

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2016. Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Hannover 2017. ■



Energie Informationsdienst



Print



E-Paper



Daily News

DER ENERGIE INFORMATIONSDIENST INFORMIERT ÜBER DIE NEUESTEN ENTWICKLUNGEN IM ENERGIEMARKT

- >> Daily News inkl. Newsletter-Service
- >> Wöchentliches E-Paper
- >> Alle 14 Tage ein ausführliches Printheft
- >> Eine unabhängige und kritische Berichterstattung
- >> Erneuerbare, Erdgas, Biomasse, Kohle, Mineralöl
- >> Digitalisierung, Speicherung, Erzeugung, Transport, Handel, Vertrieb
- >> Exklusive Energiepreis-Erhebungen und Preisstatistiken
- >> Eigene Umfragen zu Unternehmen, Märkten und Trends

ALLES IN EINEM PAKET



JETZT TESTEN!
www.eid.de

Energie Informationsdienst GmbH

Banksstr. 4

20097 Hamburg

Tel. 040/303735-0

Fax 040/303735-35

info@eid.de