



## Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2018







Landesamt für  
Bergbau, Energie und Geologie

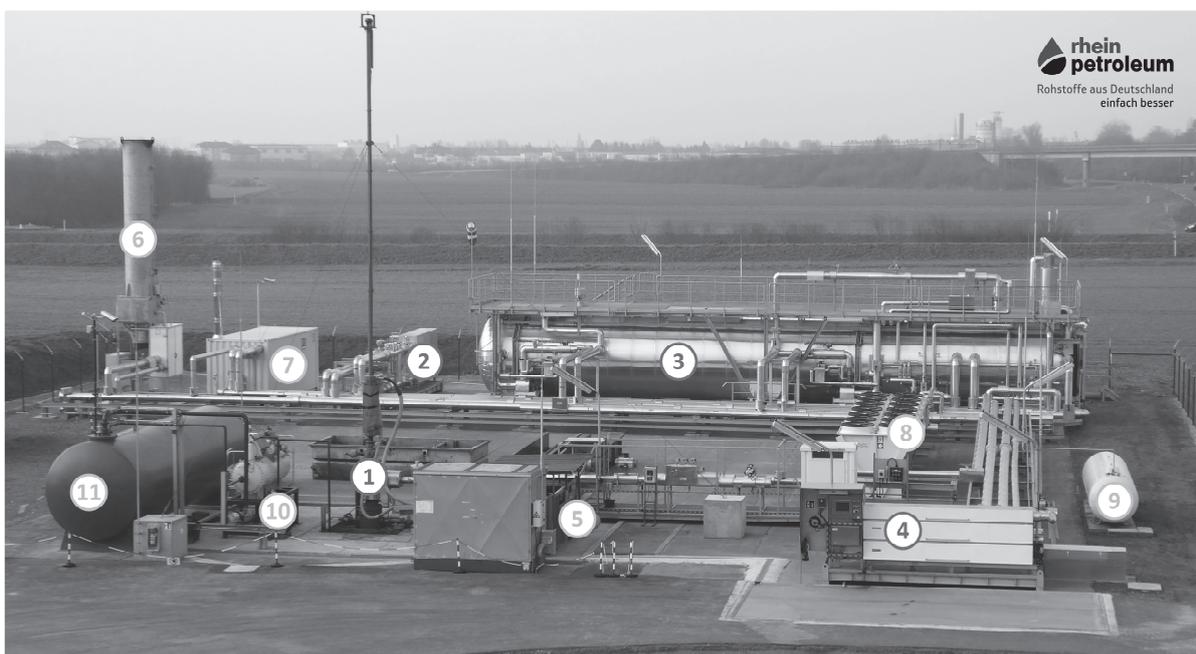
# Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2018

Hannover 2019

# Titelbild

Die Bohrung Schwarzbach 1a der Firma Rhein Petroleum GmbH traf im Jahr 2015 die in der 3D-Seismik erkannten Sandsteine der Pechelbronner Schichten im NNW des ehemaligen Ölfeldes Stockstadt ölführend an und konnte im Februar 2016 die Testförderung beginnen. Die Produktionsanlage Schwarzbach ist am 01.01.2018 in die Dauerförderung gegangen und macht Hessen nach 24 Jahren wieder zum Erdölförderland.

(Foto: Rhein Petroleum GmbH, Schaubild: [www.rheinpetroleum.de/infothek/downloads.html](http://www.rheinpetroleum.de/infothek/downloads.html))



## Erdölförderung - Aus der Tiefe bis zur Verladung:

- ① Förderpumpe
- ② Wärmetauscher (kühlt oder erwärmt Rohöl je nach Witterung)
- ③ Trennbehälter mit Lagerkammern für Öl, Lagerstättenwasser und Gas
- ④ Tankwagen-Abfüllstation für Öl und Lagerstättenwasser

## Weitere Hilfsaggregate:

- ⑤ Förderpumpenantrieb
- ⑥ Hochtemperaturverbrennungsanlage für nicht nutzbares Gas
- ⑦ Heizzentrale (falls Rohöl zu kalt)
- ⑧ Ölkühler (falls Rohöl zu heiß)
- ⑨ Propangastank für Heizzentrale und Pilotflamme
- ⑩ Regenwasserabscheider (Coalescer)
- ⑪ Regenwassersammeltank



© Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie  
Referat Energieressource Erdöl und Erdgas

Stilleweg 2  
30655 Hannover  
Tel. 0511 643 0  
Fax 0511 643 2304

Download unter [www.lbeg.niedersachsen.de](http://www.lbeg.niedersachsen.de)  
Stand: 30.08.2019

## Vorwort

Zahlreiche junge Menschen versammeln sich derzeit jede Woche auf den Hauptplätzen vieler Städte, um zu demonstrieren. Sie haben sich der globalen Bewegung „Fridays for Future“ angeschlossen. Die Initiative setzt sich für den Klimaschutz, eine bessere Umwelt und eine schnellere Energiewende ein. In Deutschland geht es der Jugendbewegung vor allem um die Reduzierung von Treibhausgasemissionen, den Kohleausstieg und die hundertprozentige Umstellung auf erneuerbare Energien.

Dieser Umstieg ist unter Berücksichtigung der derzeitigen Rahmenbedingungen der Energieerzeugung ohne weiteren Einsatz von Erdöl und Erdgas als Brückentechnologie allerdings nicht möglich. Aktuell heizen immer noch mehr als 50 Prozent der deutschen Haushalte mit Gas und über 90 Prozent der Pkw fahren mit Diesel und Benzin. Darüber hinaus werden die beiden Rohstoffe für viele weitere Bereiche benötigt. Erdöl ist ein Grundstoff für die Produktion von Medikamenten, Chemikalien, Dünger, Kunststoffen und Farben. Erdgas wird als Reaktionspartner in zahlreichen chemischen Prozessen benötigt. Dazu zählen beispielsweise die Eisenerzreduktion im Hochofen, die Synthese von Ammoniak oder die Herstellung von Wasserstoff.

Es ist unstrittig, dass die beiden Rohstoffe noch für die kommenden Jahrzehnte benötigt werden, wenn wir unsere Industrie und unseren Wohlstand beibehalten möchten. Allerdings stellt sich die Frage, woher wir in den kommenden Jahrzehnten Erdöl und Erdgas beziehen. Aktuell ist die heimische Förderung – wie in den vergangenen Jahren – weiter rückläufig. Das zeigt unser neuer Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland“. Er enthält alle Zahlen, Daten und Fakten zum Konzessionswesen, Bohraktivitäten, Exploration & Produktion sowie Reserven von Kohlenwasserstoffen.

Demnach hat die Erdgasförderung im vergangenen Jahr um 13,3 Prozent und die Erdölproduktion um 6,8 Prozent abgenommen, während sich der deutsche Verbrauch beider Rohstoffe kaum verändert hat. Die heimische Förderung von Erdgas deckt nur noch etwa sechs Prozent, die von Erdöl circa zwei Prozent des Bedarfs. Es ist davon auszugehen, dass sich die Situation absehbar nicht verändert, sofern keine wesentlichen Explorations- und Förderprojekte mehr vorangetrieben werden.

Deutschland wird auch in Zukunft auf importiertes Erdgas angewiesen sein. Für die Nutzung dieses Gases sind Erdgasspeicher eine Voraussetzung. Unser Jahresbericht beschäftigt sich in einem eigenen Kapitel mit der Entwicklung des Speichervolumens.

Ich bedanke mich bei allen Beteiligten für die Erstellung dieses Berichtes und wünsche Ihnen, liebe Leser\*innen, eine interessante Lektüre. Sollten Sie selbst Kinder und/oder Enkelkinder haben, die sich in der Bewegung „Fridays for Future“ engagieren und Interesse an Hintergrundinformationen zu den Themen Erdöl und Erdgas haben – dann überreichen Sie ihnen den Bericht von mir. Er gibt einen guten Überblick über das Thema und die heimische Förderung.

Ihr

Andreas Sikorski

Präsident des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie

# Inhalt

<b>Verzeichnis der Tabellen</b> .....	5
<b>Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen</b> .....	6
<b>Zusammenfassung</b> .....	7
<b>Summary</b> .....	8
<b>1 Bohraktivität</b> .....	9
1.1 Explorationsbohrungen .....	9
1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen .....	13
1.3 Bohrmeterleistung .....	15
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen.....	17
<b>2 Geophysik</b> .....	19
<b>3 Konzessionswesen</b> .....	21
<b>4 Erdöl- und Erdgasproduktion</b> .....	26
4.1 Erdölförderung.....	26
4.2 Erdgasförderung.....	31
<b>5 Erdöl- und Erdgasreserven</b> .....	36
5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2019.....	36
5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2019.....	37
5.3 Reservendefinitionen.....	39
<b>6 Untertage-Gasspeicherung</b> .....	41
6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung.....	41
6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch .....	42
6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2018 .....	43
<b>7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas</b> .....	49
<b>8 Literatur und nützliche Links</b> .....	51
<b>Anlagen 1-15: Übersichtskarten, Diagramme</b>	

## Tabellen

- Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2018.
- Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2018.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung 2013 bis 2018, aufgeteilt nach Bohrkategorien.
- Tab. 4: Bohrmeterleistung 2018 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.
- Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2018.
- Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2018.
- Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2018.
- Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdöl- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2018.
- Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2014 bis 2018.
- Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder 2018.
- Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2016 bis 2018 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 12: Jahresförderungen 2017 und 2018 der förderstärksten Erdölfelder.
- Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2014 bis 2018.
- Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2018 (Rohgas ohne Erdölgas).
- Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2016 bis 2018 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 16: Jahresförderungen 2017 und 2018 der förderstärksten Erdgasfelder.
- Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2019 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2019 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2019 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2019).
- Tab. 21: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2018).
- Tab. 22: Untertagegasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31. Dezember 2018).
- Tab. 23: Erdgas-Porenspeicher.
- Tab. 24a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.
- Tab. 24b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.
- Tab. 25: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

## Abbildungen und Anlagen

- Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen von 1945 bis 2018.
- Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.
- Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung.
- Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe.
- Abb. 5: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe in der deutschen Nordsee.
- 
- Anl. 1: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Rhät, Jura, Kreide und Tertiär.
- Anl. 2: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Paläozoikum und Buntsandstein.
- Anl. 3: Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen.
- Anl. 4: Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.
- Anl. 5: Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2018.
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2018.
- Anl. 7: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten in Deutschland.
- Anl. 8: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdgaslagerstätten in Deutschland.
- Anl. 9: Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 10: Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 11: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland.
- Anl. 12: Verhältnis Reserven/Produktion
- Anl. 13: Erdöl und Erdgas in Deutschland. Kumulative Produktion und Reserven.
- Anl. 14: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.
- Anl. 15: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland.

## Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas sowie der Untertage-Gasspeicherung in Deutschland im Jahre 2018. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

Die Gesamtfläche der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat sich gegenüber 2017 um etwa 5 600 km<sup>2</sup> auf 53 600 km<sup>2</sup> verkleinert. Neue Erlaubnisse wurden nur in Bayern und Nordrhein-Westfalen erteilt. Erlöschten sind Erlaubnisfelder bzw. Teile von Erlaubnisfeldern vor allem in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Bayern und Brandenburg.

Die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas haben nach dem Zuwachs im Vorjahr wieder deutlich abgenommen. 3D-seismische Messungen wurden auf einer Gesamtfläche von 37 km<sup>2</sup> durchgeführt. 2D-seismische Messungen und gravimetrische Messungen wurden in 2018 nicht vorgenommen.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte hat sich gegenüber dem Vorjahr von vier auf fünf erhöht. Weitere acht Explorationsbohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2018 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Fünf Explorationsbohrungen wurden in 2018 mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; davon war nur eine ölfündig.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen hat gegenüber 20 im Vorjahr auf 19 abgenommen. Weitere vier Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2018 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Fünf Bohrungen wurden in 2018 mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren vier fündig und eine hatte als Hilfsbohrung ihr Ziel erreicht.

Die Bohrmeterleistung hat in 2018 gegenüber dem Vorjahreswert um etwa 7500 m auf knapp 26 000 m abgenommen. Dieser Wert markiert einen historischen Tiefstand

Der Rückgang der Erdgasförderung hat sich weiter fortgesetzt. Aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten hat die Jahresfördermenge gegenüber dem Vorjahr um 13,3 Prozent abgenommen und betrug 6,8 Mrd. m<sup>3</sup> in Feldesqualität.

Auch die Erdölförderung war abermals rückläufig. Verglichen mit dem Vorjahr hat die Fördermenge um 6,8 Prozent abgenommen und betrug etwa 2,1 Mio. t (inkl. Kondensat).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven ist dem Trend der letzten Jahre folgend weiter zurückgegangen. Gegenüber dem Vorjahr haben die Reserven um 8,7 Mrd. m<sup>3</sup> abgenommen und beliefen sich auf 54,4 Mrd. m<sup>3</sup> in Feldesqualität. Die Reserven haben sich also um mehr als die in 2018 entnommene Fördermenge verringert.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat gegenüber dem Vorjahr um 0,7 Mio. t zugenommen und betrug 29 Mio. t. Die in 2018 entnommene Fördermenge konnte also durch neue Reserven mehr als ausgeglichen werden.

Das derzeit technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgasspeicher blieb mit 24,3 Mrd. m<sup>3</sup> im Vergleich zum Vorjahr unverändert. Nach gegenwärtigen Planungen soll das Arbeitsgasvolumen um weitere 2,4 Mrd. m<sup>3</sup> ausgebaut werden.

## Summary

This report summarizes the results of oil and gas exploration and production, as well as underground gas storage activity in Germany for 2018. It is based on data regularly provided by oil and gas companies, as well as state mining authorities on request of the LBEG.

With respect to the previous year 2017, the total acreage of exploration permits has fallen by about 5,600 km<sup>2</sup> to 53,600 km<sup>2</sup>. New permits were granted in the states of Bavaria and North-Rhine Westphalia only. Most expiries of permits were recorded in the states of Lower Saxony, North-Rhine Westphalia, Bavaria and Brandenburg.

Following an increase in 2017, geophysical survey activities have now continued to decline noticeably. The activities included the addition of 37 km<sup>2</sup> of 3D seismic surveys. Neither 2D seismic surveys, nor gravimetric measurements were conducted in 2018.

The number of active exploration projects increased from four to five, compared to the previous year, while another eight exploration wells had yet to report results, after reaching their target depth before 2018. In total, final results were reported for five exploration wells in 2018, only one of which found oil.

Active development drilling declined from 20 to 19 wells, relative to 2017. Another four wells reached their target depth before 2018, but had not reported final results. Five projects reported successful results, including four finding hydrocarbon and one support well reaching its target.

Representing an all-time low, the meterage drilled in Germany declined by about 7,500 m, compared to the previous year, to just under 26,000 m in 2018.

Gas production continued to decline. Annual production fell by 13.3 percent, owing to depletion of existing reservoirs, with a total result of 6.8 billion m<sup>3</sup> (field quality).

Oil production also fell again, with a decline of 6.8 percent, compared to the previous year, and a total result of about 2.1 million tons (including condensate).

Combined proven and probable gas reserves declined in line with a similar trend in recent years. In comparison with the previous year, reserves fell by 8.7 billion m<sup>3</sup>, exceeding the volume of gas produced in 2018, and leaving reserves of 54.4 billion m<sup>3</sup> in field quality.

An increase of 0.7 million tons was recorded for the combined proven and probable oil reserves in Germany, now standing at 29 million tons. This means that oil production in 2018 was more than compensated by new reserves.

The available working gas storage volume of German underground gas storage facilities remained unchanged at 24.3 billion m<sup>3</sup>. There are currently plans for it to be increased by 2.4 billion m<sup>3</sup> in the future.

## 1 Bohraktivität

Die inländische Bohraktivität hat gegenüber dem Vorjahr weiter abgenommen und erreichte somit in 2018 einen historischen Tiefstand. Gemessen an der Anzahl der aktiven Bohrungen (Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind) wird diese Abnahme nicht deutlich. Wie im Vorjahr betrug die Anzahl der aktiven Bohrungen 24 (Kap. 1.2).

Die Bohrmeterleistung hat gegenüber dem Vorjahreswert um 22 Prozent verloren. (Kap. 1.3). Damit lag sie um ein Drittel unter dem Durchschnitt der vorangegangenen fünf Jahre.

Die unterschiedliche Entwicklung zwischen Bohrmeterleistung und Anzahl der Bohrungen ist darauf zurückzuführen, dass noch mehr als im Vorjahr bereits bestehende Bohrungen abgelenkt wurden. Bei diesen Bohrungen fallen üblicherweise weniger Bohrmeter an.

### 1.1 Explorationsbohrungen

Explorationsbohrungen haben das Ziel, neue Felder bzw. Teilfelder zu erschließen, den Untergrund zu erkunden oder aufgegebene Felder wieder zu erschließen (Kapitel 1.4).

In der Zusammenstellung der Explorationsbohrungen des Jahres 2018 werden insgesamt 13 Bohrungen geführt (Tab. 1). Diese Zahl setzt sich aus den oben genannten fünf aktiven Boh-

Die Veränderungen gegenüber dem Vorjahr verliefen in den unterschiedlichen Bohrkategorien leicht unterschiedlich. In der Kategorie der Explorationsbohrungen ist die Anzahl der aktiven Bohrungen von vier auf fünf angestiegen. Die Bohrmeter sind jedoch um 29 Prozent zurückgegangen.

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen ist die Anzahl der aktiven Bohrungen gegenüber 20 im Vorjahr nur um eins auf 19 zurückgegangen. Die Bohrmeter dieser Kategorie verzeichneten gegenüber dem Vorjahr ein Minus von 20 Prozent.

und weiteren acht Bohrungen zusammen, die ihre Endteufe bereits vor 2018 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten.

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

### Aufschlussbohrungen

Gebiet Oder-Neiße-Elbe

Mit der Bohrung **Barth 11** (CEP<sup>1</sup>) (Anl. 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 1000 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.

<sup>1</sup> Auftraggeber bzw. federführende Firma, Abkürzungen siehe Tab. 2

Die Bohrung hat das Staßfurt-Karbonat wie erwartet in der Plattformhangfazies ölführend angetroffen und auf einer Strecke von knapp 1000 m eine vertikale Mächtigkeit von etwa 20 m horizontal aufgeschlossen. Die Bohrung hatte ihre Endteufe von 3863 m im Staßfurt-Karbonat bereits in 2011 erreicht. In einem ersten Kurzzeittest wurden 76 m<sup>3</sup> 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.

Die Bohrung **Reudnitz Z2** (GENEXCO) (Anl. 2) wurde bereits in 2014 abgeteuft. Sie 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

## Teilfeldsuchbohrungen

### Gebiet Elbe-Weser

Mit der Bohrung **Völkersen-Nord Z4b** (DEA) (Anl. 2) sollte der Havel-Sandstein des Rotliegend im westlichsten Teil des Feldes Völkersen auf einer bislang nicht erbohrten tektonischen Hochscholle gasführend bei initialen Druckbedingungen aufgeschlossen werden. Das Nebenziel der Bohrung war die Prüfung von Upside-Potenzialen im Wustrow- und Niendorf-

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 1000 m horizontal aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 4407 m eingestellt. Im Januar 2015 wurde ein Fördererfolg durchgeföhrt. Ein Ergebnis der Bohrung stand Ende 2018 noch nicht fest.

### Gebiet Weser-Ems

Im Westen der Konzession Bramsche-Erweiterung wurde in 2011 die Bohrung **Lünne 1** (EMPG) (Anl. 1) abgeteuft. Sie gehört zum Explorationsprogramm der EMPG, mit dem das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers im Niedersächsischen Becken bewertet werden sollte. 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 1575 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 1677 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.

Sandstein. Die Bohrarbeiten hatten bereits in 2017 begonnen. In 2018 hat die Bohrung Reservoir des Rotliegend gasführend aufgeschlossen. Das Primärziel im Havel-Sandstein wurde nicht angetroffen. Die anschließenden Testarbeiten auf die Niendorf-Sandsteine und die Vulkanite der Altmark-Subgruppe erbrachten aber nicht den erhofften wirtschaftlichen Gaszufluss und die Bohrung wurde für nicht fündig erklärt.

## Gebiet Weser-Ems

Die Bohrung **Bockstedt-Südost 1a** (Wintershall) (Anl. 1) wurde aus der Bockstedt-Südost 1 auf eine bislang nicht durch Bohrungen erschlossene Teilscholle östlich des Erdölfeldes Bockstedt abgelenkt. Die Teilscholle wurde in einer Überarbeitung der 3D-Seismik Bockstedt identifiziert und liegt unmittelbar an der Aufschiebung, die die Lagerstätte Bockstedt nach Norden begrenzt. Das Zielgebiet der Bohrung lag in einer Entfernung von knapp 500 m ostnordöstlich zur nächstgelegenen Fördersonde des Feldes. Die Bohrung hat das Reservoir, den Dichotomen-Sandstein der Unterkreide, tiefer als prognostiziert, unterhalb des Öl-Wasser-Kontaktes der Lagerstätte und damit verwässert angetroffen. Die Bohrung ist nicht fündig.

Die Bohrung **Düste Z10** (Wintershall) (Anl. 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 4380 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.

## Oberrheintal

Die Bohrung **Römerberg 5** (Neptune) (Anl. 2) wurde zur weiteren Entwicklung des Erdölfeldes Römerberg abgeteuft. Der Landepunkt der Bohrung liegt im Nordteil der zentralen Scholle in strukturhoher Position und nahe der westlichen Hauptstörung ca. 1000 m nordnordöstlich der Produktionsbohrung Römerberg 3. Damit repräsentiert die Bohrung den bislang nördlichsten Zielpunkt in der Lagerstätte. Die Bohrung hat den Zielhorizont, die Sandsteine im Buntsandstein, ölführend aufgeschlossen. Anschließend wurde ein Langzeitfördertest aufgenommen. In 2018 wurde die Bohrung ölfündig gemeldet.

Die Bohrung **Römerberg 7** (Neptune) (Anl. 2) hatte das Ziel, den Buntsandstein im südlichen Teil der zentralen Scholle ebenfalls in strukturhoher Position und nahe der westlichen Hauptstörung zu erschließen. 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. In 2015 hat sie ihre Endteufe bei 3414 m im Buntsandstein erreicht. Im Anschluss wurde ein Fördertest durchgeführt. Ein Ergebnis der Bohrung stand Ende 2018 noch nicht fest.

Die Bohrung **Römerberg 8** (Neptune) (Anl. 2) soll die Erdöllagerstätte Römerberg weitererschließen. Das Primärziel sind die ölführend vermuteten Sandsteine des Oberen und Mittleren Buntsandstein zwischen den bestehenden Produzenten Römerberg 1 und Römerberg 3 in strukturhoher Position mit einem Landepunkt nahe der strukturbildenden westlichen Hauptabschiebung der Lagerstätte. Zum Jahresende 2018 hatte die Bohrung die Zielhorizonte noch nicht erreicht.

## Wiedererschließungsbohrungen

### Alpenvorland

Mit der Bohrung **RAG Ampfing 1** (RDG) (Anl. 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. m<sup>3</sup> Erdölgas 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 Gas Spuren zu. Ob ein Test auf das Nebenziel, den Lithothamnienkalk, durchgeführt werden soll, wurde noch nicht entschieden.

### Gebiet Elbe-Weser

Im Bewilligungsfeld Alfeld-Elze II-Erweiterung wurde die verfüllte, ehemalige Fördersonde **Alfeld-Elze Z4** (5P Energy) (Anl. 2) zunächst aufgewältigt und anschließend in 147 m Tiefe abgelenkt, um die Rotliegend-Sandsteine der Erdgaslagerstätte Alfeld-Elze/Hildesheimer-Wald im Feldesteil Alfeld-Elze wiederzuerschließen. Die ursprünglich im Jahr 1996 aufgegebene Erdgaslagerstätte Alfeld-Elze/Hildesheimer-Wald war bereits in 2014 im Feldesteil Hildesheimer-Wald durch die Aufwältigung der verfüllten Bohrung Hildesheimer-Wald Z2 erfolgreich wiedererschlossen worden. Die Aufwältigung und Ablenkung der Bohrung zur Alfeld-Elze Z4 (2.) wurde bereits in 2017 durchgeführt. In 2018 hat die Bohrung die Rotliegend-Sandsteine gasführend aufgeschlossen, doch konnte trotz Säuerungen des Reservoirs aufgrund der schlechten Gesteinsdurchlässigkeiten keine

wirtschaftliche Förderrate erreicht werden. Daraufhin wurde die Bohrung zur Alfeld-Elze Z4a abgelenkt, um dem Länderraum der ehemaligen Fördersonde Alfeld-Elze Z4 näher zu kommen. Die Bohrung hatte während des Bohrens der Rotliegend-Sandsteine zwar Gasanzeichen, doch bei einem Test floss nur Wasser zu. Die Bohrung wurde deshalb für nicht fündig erklärt.

## 1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrungen hat sich gegenüber dem Vorjahr nicht verändert und betrug 24. Als „aktiv“ werden in diesem Bericht jene Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Zusätzlich waren weitere zwölf Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2018 die Endteufe erreicht, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2018 mit ihren Ergebnissen bzw. ihren Status zum Jahresende 2018 zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

Von den insgesamt 36 Bohrungen haben 13 ein endgültiges Ergebnis erhalten; davon waren

sechs erfolgreich. Von diesen sechs Bohrungen waren fünf fündig und eine weitere hatte ihr Ziel erreicht. Das Ergebnis „Ziel erreicht“ erhalten im Falle des erfolgreichen Abschlusses Untersuchungs- und Hilfsbohrungen, die ohnehin keine Fündigkeit erzielen sollen (Kap. 1.4), Pilotlöcher von horizontalen Ablenkungen und andere so genannte „spy holes“. Bohrungen, die ihre Endteufe erreicht haben, über deren Ergebnis aber noch nicht abschließend befunden wurde, werden in der Statistik mit dem Status „noch kein Ergebnis“ geführt.

Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2018. Bohrlokationen siehe Anl. 1 und 2.

Name	Operator	Ost (UTM)	Nord (UTM)	Status	Zielhorizont	ET	Horizont bei ET
<b>Aufschlussbohrung (A3)</b>							
<i>Oder-Neiße-Elbe</i>							
Barth 11 <sup>1</sup>	CEP	33337480	6021579	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	3863,0	Staßfurt-Karb.
Reudnitz Z2 <sup>1</sup>	GENEXCO	33452267	5779635	n.k.E.	Rotliegend	2930,0	Rotliegend
Reudnitz Z2a <sup>1</sup>	GENEXCO	33452267	5779635	n.k.E.	Rotliegend	4407,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Lünne 1a <sup>1</sup>	EMPG	32394004	5807959	n.k.E.	Lias Epsilon	1677,4	Lias Epsilon
<b>Teilfeldsuchbohrung (A4)</b>							
<i>Elbe-Weser</i>							
Völkersen-Nord Z4b	DEA	32511666	5874038	nicht fündig	Rotliegend	6383,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Bockstedt-Südost 1a	Wintershall	32470515	5844887	nicht fündig	Dichotomiten-S.	1605,0	Alb
Düste Z10 <sup>1</sup>	Wintershall	32465081	5839579	n.k.E.	Oberkarbon	3170,0	Oberkarbon
<i>Oberrhheintal</i>							
Römerberg 5 <sup>1</sup>	Neptune	32460463	5465594	ölfündig	Buntsandstein	2944,0	Buntsandstein
Römerberg 7 <sup>1</sup>	Neptune	32457484	5465432	n.k.E.	Buntsandstein	3406,0	Buntsandstein
Römerberg 8	Neptune	32457479	5465431	bohrt	Buntsandstein		
<b>Wiedererschließungsb. (A5)</b>							
<i>Alpenvorland</i>							
RAG Ampfing 1 <sup>1</sup>	RDG	32754804	5349241	n.k.E.	Eozän	2150,0	Oberkreide
<i>Elbe-Weser</i>							
Alfeld-Elze Z4 (2.)	5P Energy	32551454	5775180	nicht fündig	Rotliegend	1567,5	Oberkarbon
Alfeld-Elze Z4a	5P Energy	32551454	5775180	nicht fündig	Rotliegend	1451,0	Rotliegend

Status mit Stand vom 31. Dezember 2018; <sup>1</sup>: Endteufe vor 2018 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2018.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
<b>Erweiterungsbohrungen (B1)</b>			
<i>Oder-Neiße-Elbe</i>			
Guhlen 1b	CEP	Staßfurt-Karbonat	bohrt
<b>Produktionsbohrungen (B2)</b>			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 29	DEA	Dogger Beta-Sandstein	ruht
Mittelplate-A 30	DEA	Dogger Beta-Sandstein	bohrt
<i>Elbe-Weser</i>			
Bötersen Z11 <sup>1</sup>	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Hankensbüttel-Süd 96	DEA	Dogger Beta-Sandstein	ruht
Völkersen-Nord Z6a <sup>1</sup>	DEA	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Völkersen-Nord Z7a	DEA	Rotliegend-Sandsteine	bohrt
<i>Weser-Ems</i>			
Düste 73a	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	noch kein Ergebnis
Goldenstedt Z12aM1	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Goldenstedt Z25M1	EMPG	Staßfurt-Karbonat	nicht fündig
Goldenstedt Z25M2	EMPG	Staßfurt-Karbonat	nicht fündig
Leer Z5 <sup>1</sup>	Vermilion	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Visbek Z16a (2.)	EMPG	Staßfurt-Karbonat	bohrt
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 64a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 112 (2.)	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 63 (2.)	Neptune	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Rühlermoor 181a	Neptune	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Rühlermoor 314 (2.)	Neptune	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Rühlermoor 323 (2.)	Neptune	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Rühlermoor 370a	Neptune	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
<i>Alpenvorland</i>			
Bedernau 2 <sup>1</sup>	Wintershall	Baustein-Schichten	noch kein Ergebnis
<b>Hilfsbohrungen (B3)</b>			
<i>Elbe-Weser</i>			
Hankensbüttel-Süd 97	DEA	Dogger Beta-Sandstein	bohrt
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 521 (2.)	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht

5P Energy – 5P Energy GmbH, Hannover

CEP – CEP Central European Petroleum GmbH, Berlin

DEA – DEA Deutsche Erdoel AG, Hamburg

EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover

GENEXCO – GENEXCO GmbH, Berlin

Neptune – Neptune Energy Deutschland GmbH, Lingen

RDG – RDG GmbH &amp; Co. KG, Hannover

Vermilion – Vermilion Energy Germany GmbH &amp; Co. KG, Hannover

Wintershall – Wintershall Holding GmbH, Barnstorf

Status mit Stand vom 31. Dezember 2018

<sup>1</sup> : Endteufe vor 2018 erreicht

### 1.3 Bohrmeterleistung

In 2018 hat die Bohrmeterleistung gegenüber dem Vorjahreswert um 7455 m auf 25 961 m abgenommen. Dieser Wert markiert einen historischen Tiefstand.

Aufgrund der meist hohen jährlichen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf die unterschiedlichen Bohrkategorien, wird in diesem Bericht zur Betrachtung der Entwicklung der Bohraktivität auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangegangenen fünf Jahre herangezogen (Tab. 3). In 2018 lag die Bohrleistung um etwa 13 200 m oder ein Drittel unter diesem Mittelwert. In den letzten Jahren hat sie sich auf einem Niveau von deutlich unter 50 000 m eingependelt. Die Grafik in Abbildung 1 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter. Wird die Bohrleistung der Jahre 2011 und 2012, die insbesondere durch die Bohrkampagne im Feld Emlichheim geprägt ist, als Ausreißer nach oben betrachtet, so wird seit etwa 2010 ein Abwärtstrend deutlich.

In den Kategorien Exploration und Feldesentwicklung verlief die Entwicklung der Bohrleistung im Vergleich zum Vorjahr in gleicher Richtung, und zwar abnehmend.

In der Exploration haben die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr um 29 Prozent oder etwa 2 400 m auf knapp 6 000 m abgenommen. Im

Vergleich zum Mittel der vorangehenden fünf Jahre entsprach das einem Rückgang um mehr als die Hälfte oder etwa 7 700 m.

Seit Einführung der aktuell gültigen Bohrklassifikation in 1981 war die Bohrmeterleistung der Exploration noch nie so gering. Der Anteil an den gesamten Bohrmeter erreichte in 2018 nur noch 23 Prozent (Mittel seit 1981: 48 Prozent).

In der Feldesentwicklung haben die Bohrmeter im Vergleich zum Vorjahr um 20 Prozent oder 5 000 m abgenommen. Gegenüber dem Mittelwert der vorangehenden fünf Jahre war es ein Minus von 22 Prozent oder 5 500 m.

In Jahren mit geringer Bohraktivität gewinnt die kontinuierliche Feldesentwicklung im Erdölfeld Mittelplate hinsichtlich der regionalen Verteilung der Bohrmeter generell an Gewicht. Nicht so in 2018: Die Produktionsbohrungen im Erdölfeld Mittelplate brachten Schleswig-Holstein in 2018 „nur“ einen Anteil von gut 21 Prozent an den gesamten Bohrmeter (Tab. 4).

Der größte Anteil der Bohrmeter entfiel aber wieder auf Niedersachsen. Mit 60 Prozent lag der niedersächsische Anteil über dem Mittel der vorangehenden Jahre in Höhe von 53 Prozent.

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2013 bis 2018, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen						Feldesentwicklungsbohrungen					
			A3		A4		A5		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2013	43423	100	7525	17,3	4508	10,4	2115	4,9	-	-	29275	67,4	-	-
2014	48922	100	5649	11,5	15024	30,7	1525	3,1	-	-	21522	44,0	5202	10,6
2015	32773	100	1513	4,6	5577	17,0	2376	7,3	452	1,4	21120	64,4	1734	5,3
2016	37126	100	6985	18,8	1495	4,0	5499	14,8	4193	11,3	16750	45,1	2205	5,9
2017	33416	100	2031	6,1	5249	15,7	1115	3,3	-	-	22156	66,3	2865	8,6
<b>2018</b>	<b>25961</b>	<b>100</b>	-	-	<b>5507</b>	<b>21,2</b>	<b>457</b>	<b>1,8</b>	<b>1236</b>	<b>4,8</b>	<b>16666</b>	<b>64,2</b>	<b>2095</b>	<b>8,1</b>
Mittelwert 2013-2017	39132	100	4741	12,1	6370	16,3	2526	6,5	929	2,4	22165	56,6	2401	6,1

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2018 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration			Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A3	A4	A5	B1	B2	B3		
<b>Bundesland</b>	m	m	m	m	m	m	m	%
Brandenburg	-	-	-	1236,0	-	-	1236,0	4,8
Niedersachsen	-	1980,0	456,5	-	11087,0	2095,1	15618,5	60,2
Rheinland-Pfalz	-	3527,0	-	-	-	-	3527,0	13,6
Schleswig-Holstein	-	-	-	-	5579,5	-	5579,5	21,5
<b>Gebiet</b>								
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	5579,5	-	5579,5	21,5
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-	1236,0	-	-	1236,0	4,8
Elbe-Weser	-	770,0	456,5	-	6169,0	1955,0	9350,5	36,0
Weser-Ems	-	1210,0	-	-	2628,3	-	3838,3	14,8
Westlich der Ems	-	-	-	-	2289,7	140,1	2429,7	9,4
Oberheintal	-	3527,0	-	-	-	-	3527,0	13,6

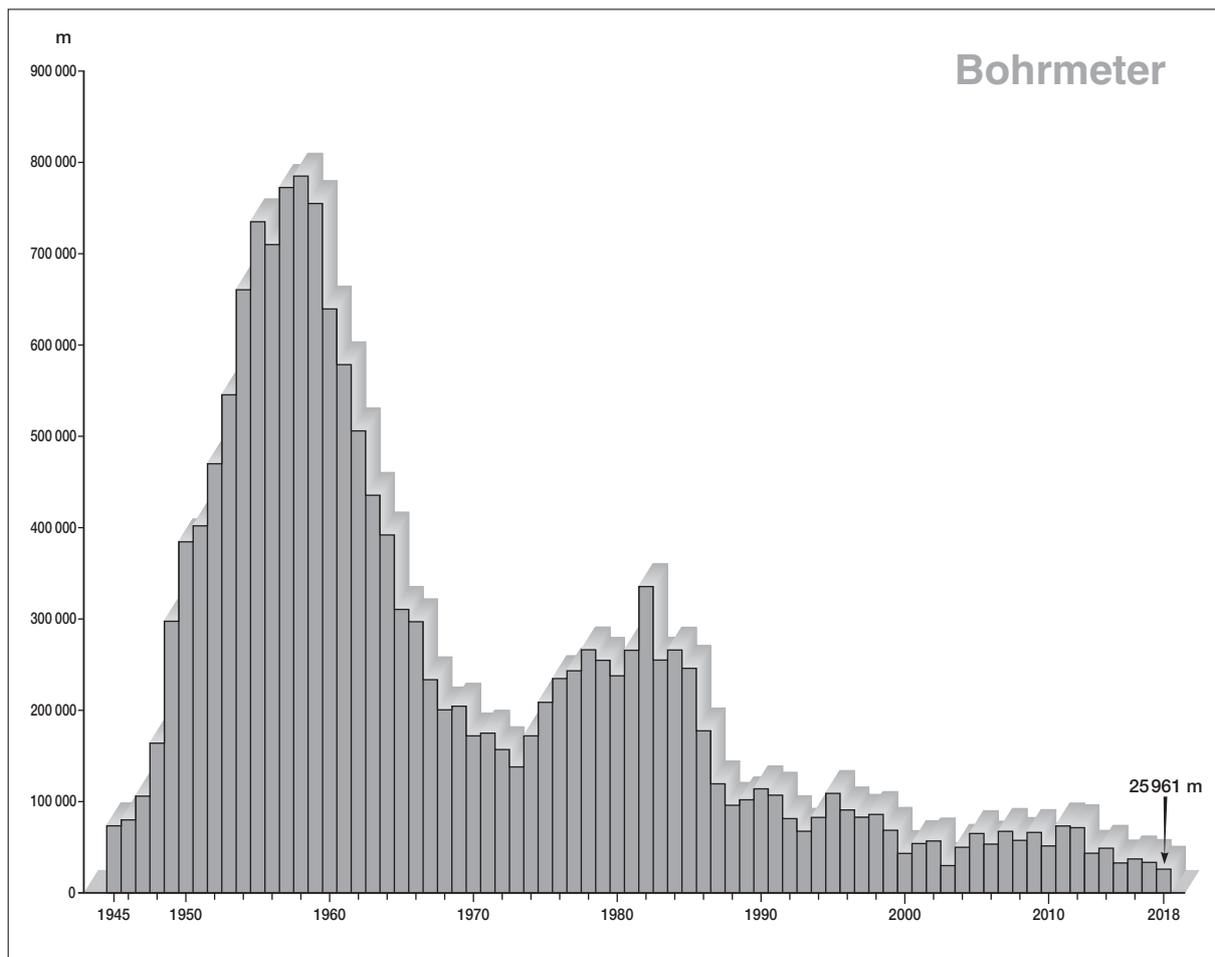


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2018.

## 1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Für die in Deutschland abgeteuften Bohrungen gilt seit 1.1.1981 verbindlich die folgende, von Bergbehörden, Geologischem Dienst und der Erdölindustrie gemeinsam erarbeitete Bohrunsklassifikation:

### A Explorationsbohrung (exploration well)

Sie hat die Aufgabe, den Untergrund auf die Voraussetzungen für die Kohlenwasserstoffgenese und -akkumulation bzw. auf das Auftreten wirtschaftlich förderbarer Vorkommen zu untersuchen. Sie erfüllt alle Voraussetzungen, um den Aufschlussverpflichtungen der Erdölgesellschaften zur Suche nach Kohlenwasserstoffen in den ihnen verliehenen Gebieten zu genügen.

#### A1 Untersuchungsbohrung (shallow stratigraphic test, structure test)

Sie dient der geologischen Vorerkundung. Es handelt sich meist um eine Bohrung geringerer Teufe, die zur Klärung tektonischer, fazieller, geochemischer etc. Fragen abgeteuft wird. Im Allgemeinen hat sie nicht die Aufgabe, Erdöl- oder Erdgasansammlungen zu suchen. Ihre Nummerierung erfolgt vierstellig, beginnend mit 1001.

#### A2 Basisbohrung (deep stratigraphic test)

Sie erkundet in großen Teufen solche Schichtfolgen, über die bisher nur geringe Kenntnisse vorliegen, mit dem Ziel, Muttergesteine und/oder Speichergesteine nachzuweisen. Da sie ohne genaue Kenntnis der erdölgeologischen Verhältnisse abgeteuft wird, hat sie nicht die unmittelbare Aufgabe, eine Erdöl- oder Erdgaslagerstätte zu suchen.

#### A3 Aufschlussbohrung (new field wildcat)

Sie hat die Aufgabe, ein neues Erdöl- oder Erdgasfeld zu suchen.

#### A4 Teilfeldsuchbohrung (new pool test: new tectonic block, new facies area, deeper or shallower horizon, etc.)

Sie sucht entweder ein von produzierenden Flächen abgetrenntes Teilfeld in demselben produktiven Horizont, wobei sie in der Regel nicht weiter als 5 km von einem bereits erschlossenen Feld entfernt steht, oder einen neuen erdöl- oder erdgasführenden Horizont unterhalb oder oberhalb einer erschlossenen Lagerstätte. Dieser neue Horizont gehört in der Regel einer anderen stratigraphischen Stufe (z.B. Mittlerer Buntsandstein, Unterer Keuper, Rotliegend) an als die Lagerstätte.

#### A5 Wiedererschließungsbohrung (field reactivation well)

Sie dient der Untersuchung aufgelassener Lagerstätten im Hinblick auf die Beurteilung und Erprobung neuer Fördermethoden zur evtl. Wiedererschließung. Ihre Nummerierung erfolgt vierstellig, beginnend mit 2001.

### B Feldesentwicklungsbohrung (development well)

#### B1 Erweiterungsbohrung (outpost, extension well, step out well)

Sie verfolgt einen bereits produzierenden Horizont entweder im Anschluss an eine fündige Bohrung oder im Gebiet eines Erdöl- oder Erdgasfeldes bei Kenntnis unkomplizierter Lagerungsverhältnisse. Die

Entfernung beträgt ein Mehrfaches des für Produktionsbohrungen angemessenen Abstandes.

**B2 Produktionsbohrung** (production well, exploitation well)

Sie wird innerhalb eines Erdöl- und Erdgasfeldes niedergebracht, um einen oder mehrere bekannte erdöl-/erdgasführende Horizonte flächenhaft zu erschließen und in Förderung zu nehmen.

**B3 Hilfsbohrung** (injection well, observation well, disposal well, etc.)

Die Hilfsbohrung trägt als Einpressbohrung (zur Druckerhaltung oder zur Erhöhung des Ausbeutegrades), Beobachtungsbohrung, Schluckbohrung etc. indirekt zur Förderung des Erdöls oder des Erdgases bei. Fündige Hilfsbohrungen werden in Produktionsbohrungen umklassifiziert.

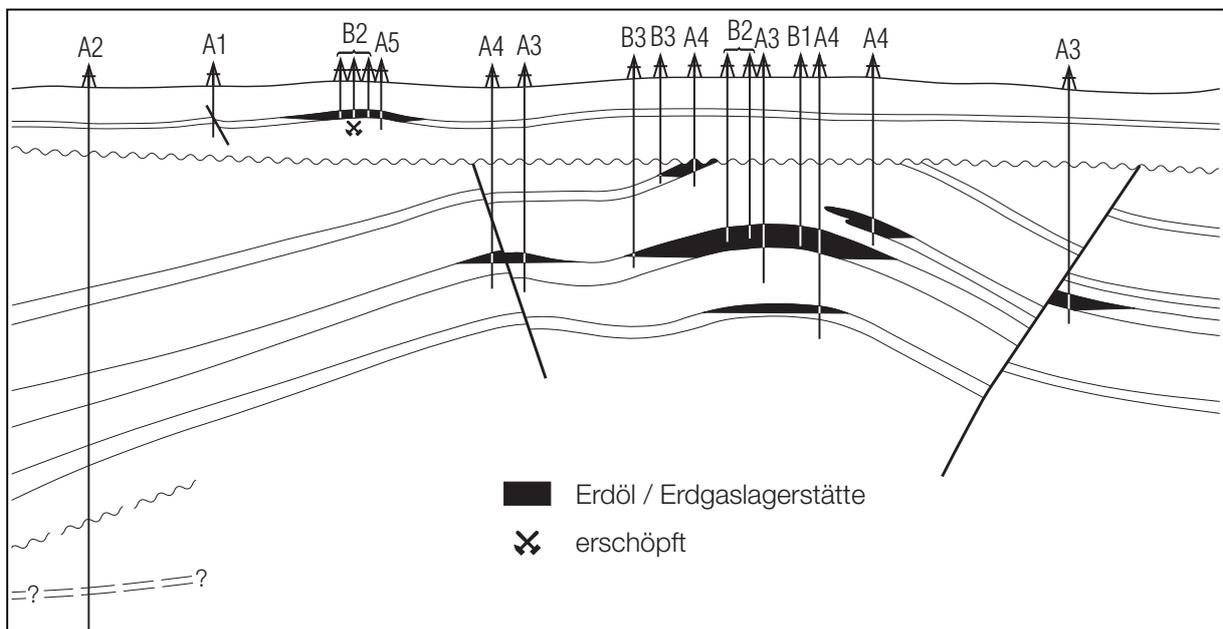


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

## 2 Geophysik

Die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas haben nach dem Zuwachs im Vorjahr wieder deutlich abgenommen. 3D-seismische Messungen wurden lediglich auf einer Gesamtfläche von 37 km<sup>2</sup> (Vorjahr: 247 km<sup>2</sup>) durchgeführt (Tab. 5). 2D-seismische Messungen und gravimetrische Messungen wurden in 2018 nicht vorgenommen.

### 3D-Seismik

In 2018 wurde ein 3D-seismischer Survey zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten durchgeführt, und zwar der Survey „Emlichheim 2018“.

Er wurde für eine neue Bewertung der geologischen Verhältnisse und des verbliebenen Förderpotenzials der Erdöllagerstätte Emlichheim im Niedersächsischen Becken im Auftrag der Wintershall Holding GmbH akquiriert. Um die Lagerstätte vollständig zu erfassen, waren grenzüberschreitende Messungen in die Niederlande erforderlich. Der Survey hat eine Fläche von 37 km<sup>2</sup>; davon liegen 21 km<sup>2</sup> in Niedersachsen und 16 km<sup>2</sup> in den Niederlanden.

In Abbildung 3 sind die durch 3D-Seismik abgedeckten Flächen der Erdöl- und Erdgasindustrie zusammengestellt. Der aktuelle Survey ist farblich hervorgehoben.

Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2018 (nach Angaben der explorierenden Firmen).

Gebiet	3D-Seismik	2D-Seismik	Gravimetrie
	km <sup>2</sup>	km	Messpunkte / km <sup>2</sup>
Ostsee	-	-	-
Nordsee	-	-	-
Nördlich der Elbe	-	-	-
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-
Elbe-Weser	-	-	-
Weser-Ems	-	-	-
Westlich der Ems	37	-	-
Niederrhein-Münsterland	-	-	-
Thüringer Becken	-	-	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-
Oberrheintal	-	-	-
Alpenvorland	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>37</b>	-	-

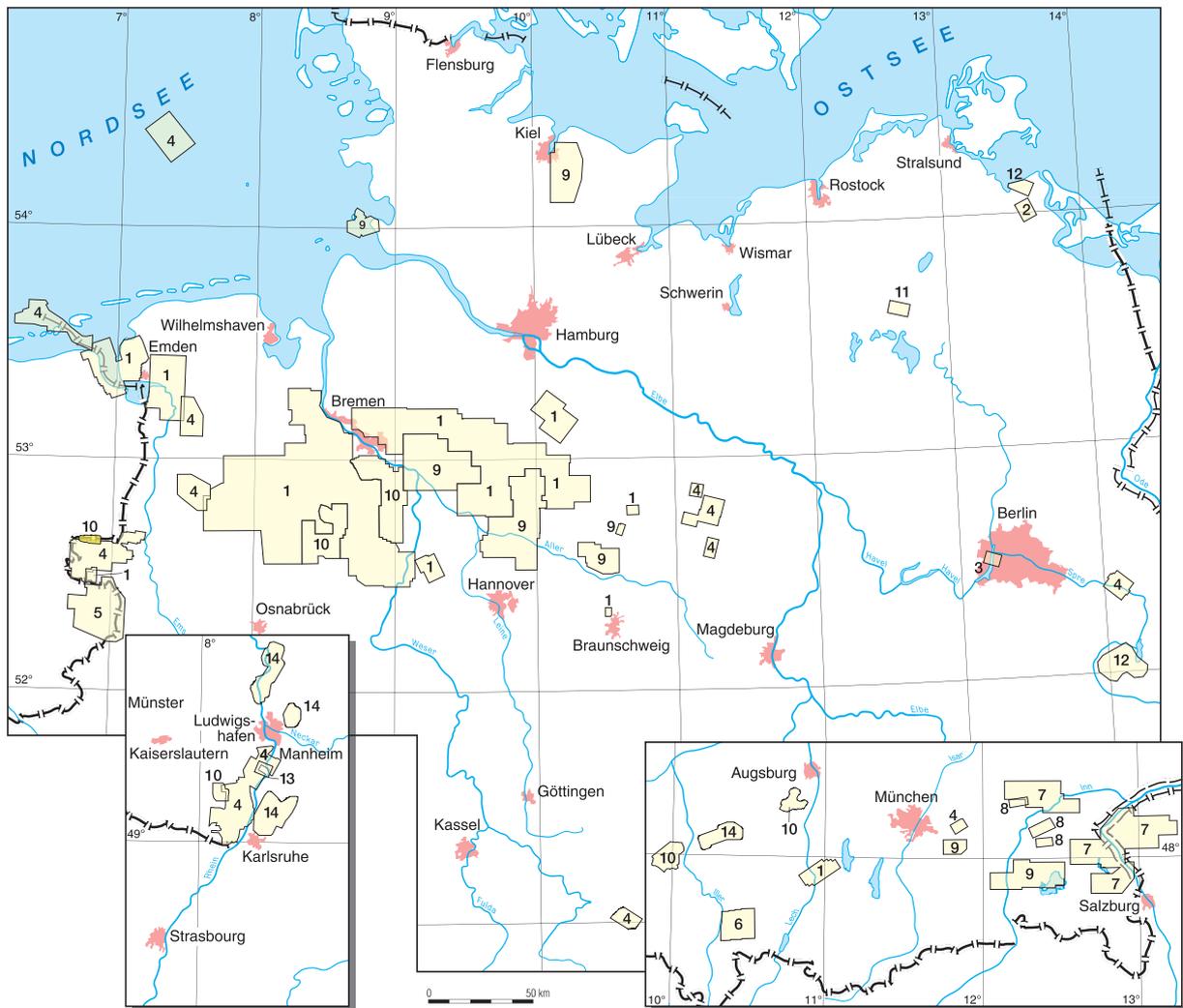


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Messgebiet in 2018 in intensiveren Farben hervorgehoben. Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: EMPG, 2: EWE, 3: GASAG, 4: ENGIE, 5: NAM, 6: OMV, 7: RDG, 8: E.ON, 9: DEA, 10: Wintershall, 11: GAZPROM, 12: CEP, 13: FGT, 14: Rhein Petroleum.

### 3 Konzessionswesen

Auch im Jahr 2018 hat sich der Trend der Vorjahre weiter fortgesetzt. Die Konzessionsfläche zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat damit seit 2014 stetig abgenommen. Das Jahr 2018 war vor allem durch Ablauf und Verkleinerungen (Teilaufhebungen und Teilverlängerungen, etc.) von Erlaubnisfeldern geprägt.

Die Summe der Flächen von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat sich gegenüber dem Vorjahr um 5600 km<sup>2</sup> verkleinert und betrug Ende 2018 noch 53 600 km<sup>2</sup>. – Zum Vergleich: In 2013 waren es noch 106 000 km<sup>2</sup>. – Da sich Erlaubnisfelder zur großräumigen Aufsuchung und zu wissenschaftlichen Zwecken teilweise mit Erlaubnisfeldern zur gewerblichen Aufsuchung überschneiden, war die tatsächlich überdeckte Fläche kleiner und betrug zum Ende des Jahres etwa 51 500 km<sup>2</sup>.

Zwei Erlaubnisfelder mit einer Fläche von zusammen knapp 200 km<sup>2</sup> wurden neu erteilt. Demgegenüber sind 13 Erlaubnisfelder erloschen oder verkleinert worden. Das hatte eine

Flächenreduktion von etwa 5 800 km<sup>2</sup> zur Folge.

Die neu erteilte Fläche entfällt auf zwei Erlaubnisfelder in Bayern und Nordrhein-Westfalen. In Nordrhein-Westfalen wurde das Feld Lippe-Nord mit einer Fläche von etwa 105 km<sup>2</sup> neu erteilt und in Bayern das Feld Velden-Teising mit etwa 80 km<sup>2</sup>.

Die Summe der Flächenreduzierungen infolge der erloschenen und verkleinerten Erlaubnisfelder war in Niedersachsen inkl. Nordsee mit 3300 km<sup>2</sup> am größten, gefolgt von Nordrhein-Westfalen mit 1700 km<sup>2</sup>, Bayern und Brandenburg mit jeweils ca. 370 km<sup>2</sup>, Rheinland-Pfalz mit 45 km<sup>2</sup> und Schleswig-Holstein (Nordsee) mit knapp 20 km<sup>2</sup>.

Der Bestand der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen und dessen Veränderungen sind in den Tabellen 6 und 7 sowie in den Abbildungen 4 und 5 (in Abb. 5 ohne Veränderungen im Bestand) dargestellt.

Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2018.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
<b>Neu erteilte Erlaubnisse</b>			
28	Velden-Teising (großräum. Aufsuchung)	Genexco Gas GmbH	Bayern
63	Lippe-Nord	PVG GmbH - Resources Services & Management	Nordrhein-Westfalen
<b>Teilaufhebungen und Teilverlängerungen, Erlöschen von Teilen</b>			
19	Mindelheim	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
8	Forst	CEP Central European Petroleum GmbH	Brandenburg
NE3-0001-01	G12, G15, H10, H13 (zuvor 20008/72: G12, G15, H10, H13, H14)	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen (Nordsee)
<b>Erloschene Erlaubnisse</b>			
26	Aubach (großräumige Aufsuchung)	RDG GmbH & Co. KG	Bayern
07003	Schaumburg-Verkleinerung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
16_01	Hameln-West	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
16_02	Hameln-Ost	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
20008/52	C16, C13, B14, B15, B18	Neptune Energy Deutschland GmbH, Shell Exploration und Produktion Deutschland GmbH	Niedersachs., Schleswig-Holst. (Nordsee)
28	Ibbenbüren	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
29	Minden	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
49	Herbern-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
24	Maximiliansau	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4

Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2018.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
<b>Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie</b>			
4	Salzach-Inn	RDG GmbH & Co. KG	Bayern
6	Schwaben	Wintershall Holding GmbH	Bayern
9	Grafring	DEA Deutsche Erdoel AG	Bayern
19	Mindelheim	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
22	Starnberger See (großr. Aufsuch.)	Terrain Energy Limited	Bayern
25	Egmating (großr. Aufsuchung)	Terrain Energy Limited	Bayern
27	Grafring Süd	DEA Deutsche Erdoel AG	Bayern
28	Velden-Teising (großr. Aufsuch.)	Genexco Gas GmbH	Bayern
<b>Bergamt Stralsund</b>			
3	Plantagenetgrund KW	CEP Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
6	Oderbank KW	CEP Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
7	Ribnitz	CEP Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
8	Grimmen 2 Teilgebiet West	CEP Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
9	Grimmen 2 Teilgebiet Ost	CEP Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
<b>Bezirksregierung Arnsberg</b>			
2	Julix	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
5	Sabuela	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
12	Wilhelmine Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
13	Borussia Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
18	Phönix	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
19	Hamm-Ost	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
20	Harpen-Gas	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
21	Ahsen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
22	Alstaden-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
24	Mevisen-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
25	Rheurd-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
26	Suderwich-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
27	CBM-RWTH (wissensch. Zwecke)	RWTH Aachen	Nordrhein-Westfalen
35	Wehofen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
40	Nordrhein-Westfalen Nord	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
42	Norddeutschland-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
43	Voerde-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
45	Hamm-Süd	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
46	Hellweg	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
52	Dasbeck	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
53	Rudolf	HammGas GmbH & Co.KG	Nordrhein-Westfalen
56	Wesel Gas	Thyssen Vermögensverwaltung GmbH, PVG GmbH – Resources Services & Management	Nordrhein-Westfalen
57	BarbaraGas	PVG GmbH - Resources Services & Management	Nordrhein-Westfalen
58	HalternGas Nord	PVG GmbH - Resources Services & Management	Nordrhein-Westfalen
59	Haard-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
60	Hamm-Nord	HammGas GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
61	Monopol	PVG GmbH - Resources Services & Management	Nordrhein-Westfalen
62	Sophia	PVG GmbH - Resources Services & Management	Nordrhein-Westfalen
63	Lippe-Nord	PVG GmbH - Resources Services & Management	Nordrhein-Westfalen
<b>Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie</b>			
039	Lingen (Zusammenlegung)	Neptune Energy Deutschland GmbH	Niedersachsen
071	Münsterland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
077	Oldenburg	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
082	Jade-Weser	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
086	Jeverland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
092	Cuxhaven-Verkleinerung	DEA Deutsche Erdoel AG	Nieders., Hamburg
134	Taaken (Rest)	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
135	Rotenburg	DEA Deutsche Erdoel AG	Niedersachsen
143	Delmenhorst-Elsfleth	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
144	Harpstedt	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
149	Ridderade-Ost	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
150	Scholen	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
153	Verden Verkleinerung	DEA Deutsche Erdoel AG	Niedersachsen
157	Dümmersee-Uchte	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen

<b>Fortsetzung Tab. 7</b>			
233	Heide-Restfläche	DEA Deutsche Erdoel AG	Schleswig-Holstein
513	Hamwiede	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
517	Ahrensheide	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
98003	Celle	DEA Deutsche Erdoel AG	Niedersachsen
99003	Achim (neu)	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
01001	Unterweser	DEA Deutsche Erdoel AG	Nieders., Bremen
01004	Krummhörn	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
11001	Werder	DEA Deutsche Erdoel AG	Niedersachsen
01_18	Bedekaspel Verkleinerung	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
12_10	Heemsen-Verkleinerung	RDG Niedersachsen GmbH	Niedersachsen
13_01	Geldsackplate	Hansa Hydrocarbons Ltd., Oranje-Nassau Energie B. V.	Niedersachsen
13_03	Prezelle	Geo Exploration Technologies GmbH	Niedersachsen
13_05	Laarwald	Wintershall Holding GmbH	Niedersachsen
13_06	Lauenhagen Erweiterung	LauenhagenGas GmbH	Niedersachsen
14_02	Ossenbeck	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
14_03	Weesen	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
14_05	Borsum	RDG Niedersachsen GmbH	Niedersachsen
16_03	Aller	Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG	Niedersachsen
16_06	Weste	Geo Exploration Technologies GmbH	Niedersachsen
17_01	Bramsche-Verkleinerung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	Niedersachsen
17_02	Hümmling-Restfläche	Neptune Energy Deutschland GmbH	Niedersachsen
18_01	NE3-0001-01	Wintershall Holding GmbH	Nieders. (Nordsee)
20001	A6, B4, B5, B7, B8, B10, B11, B12	Wintershall Holding GmbH, Neptune Energy Deutschland GmbH	NI, SH (Nordsee)
20008/71	H15, 16, 17, 18, L1, 2, 3, 4, 5	Wintershall Holding GmbH, Neptune Energy Deutschland GmbH, Hansa Hydrocarbons Ltd.	Nieders. (Nordsee)
20008/73	B12, 15, C13, 14, 16, 17, G1	Petrogas E&P UK Limited, Danoil Exploration A/S	NI, SH (Nordsee)
<b>Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg</b>			
1	Reudnitz	GENEXCO GmbH	Brandenburg
3	Lübben	CEP Central European Petroleum GmbH	Brandenburg
5	Reudnitz-Nordost	GENEXCO GmbH	Brandenburg
6	Reudnitz-Südost	GENEXCO GmbH	Brandenburg
7	Kerkwitz-Guben	Neptune Energy Deutschland GmbH	Brandenburg
8	Forst	CEP Central European Petroleum GmbH	Brandenburg
9	Zehdenick Nord	Jasper Resources B.V.	Brandenburg
<b>Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz</b>			
4	Römerberg	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
5	Offenbach/Pfalz	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
8	Germersheim	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
11	Kuhardt	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
17	Limburgerhof	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
23	Herxheimweyher	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
31	Drusweiler	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
32	Neuburg am Rhein	Neptune Energy Deutschland GmbH	Rheinland-Pfalz
33	Böchingen	Wintershall Holding GmbH	Rheinland-Pfalz
34	Landau Südwest	Wintershall Holding GmbH	Rheinland-Pfalz
<b>Oberbergamt des Saarlandes</b>			
1	Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler	STEAG Grubengas-Gewinnungs GmbH	Saarland
<b>Regierungspräsidium Darmstadt</b>			
2	Nördlicher Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
3	Nördlicher Oberrhein II	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
<b>Regierungspräsidium Freiburg</b>			
1	Altenheim	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
2	Neulußheim	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
16	Oberschwaben II	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
19	Heidelberg-Weinheim	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
21	Tannheim	Wintershall Holding GmbH	Baden-Württemberg
27	Karlsruhe-Leopoldshafen	Neptune Energy Deutschland GmbH	Baden-Württemberg
28	Graben-Neudorf	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
29	Engelsberg	Wintershall Holding GmbH	Baden-Württemberg
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

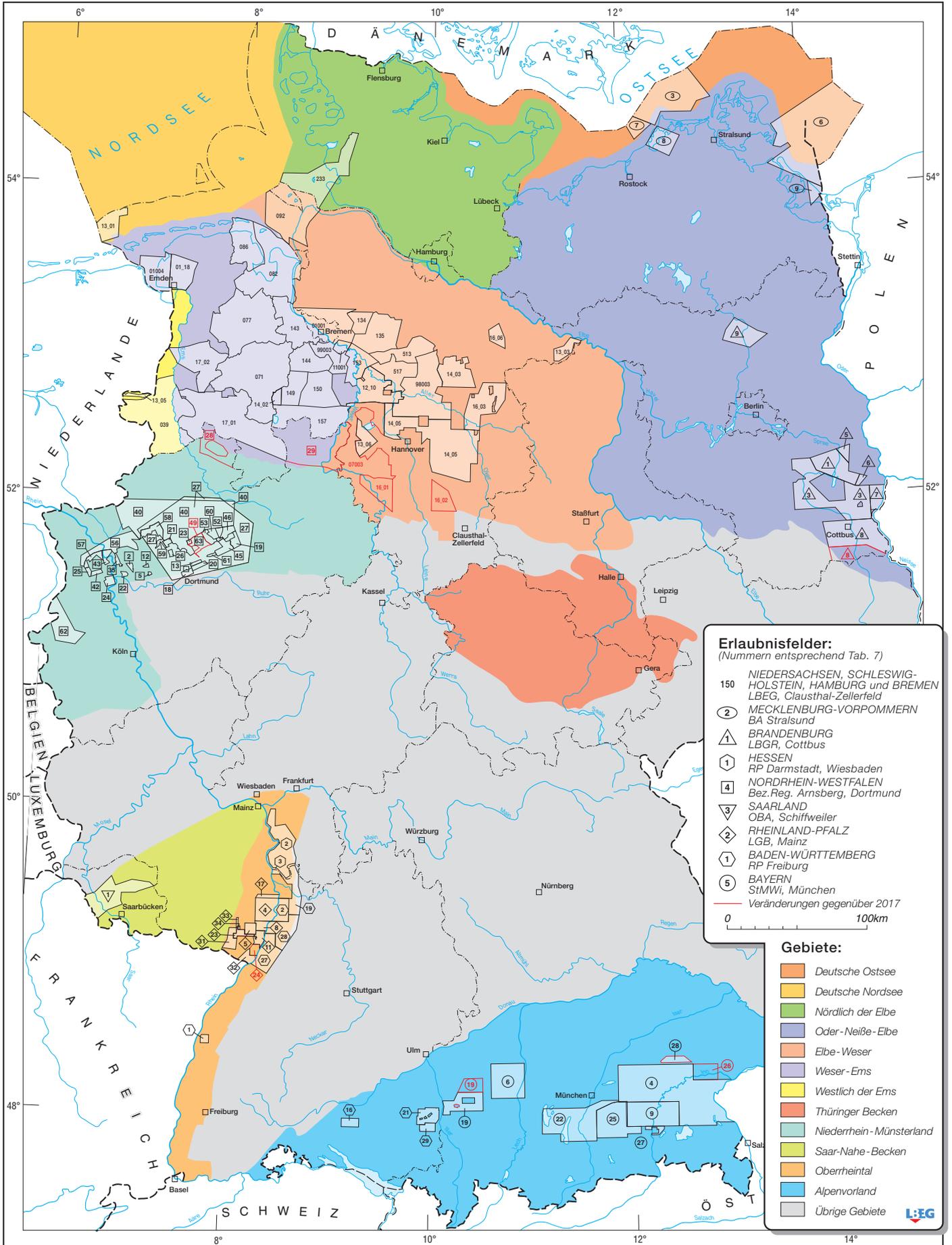
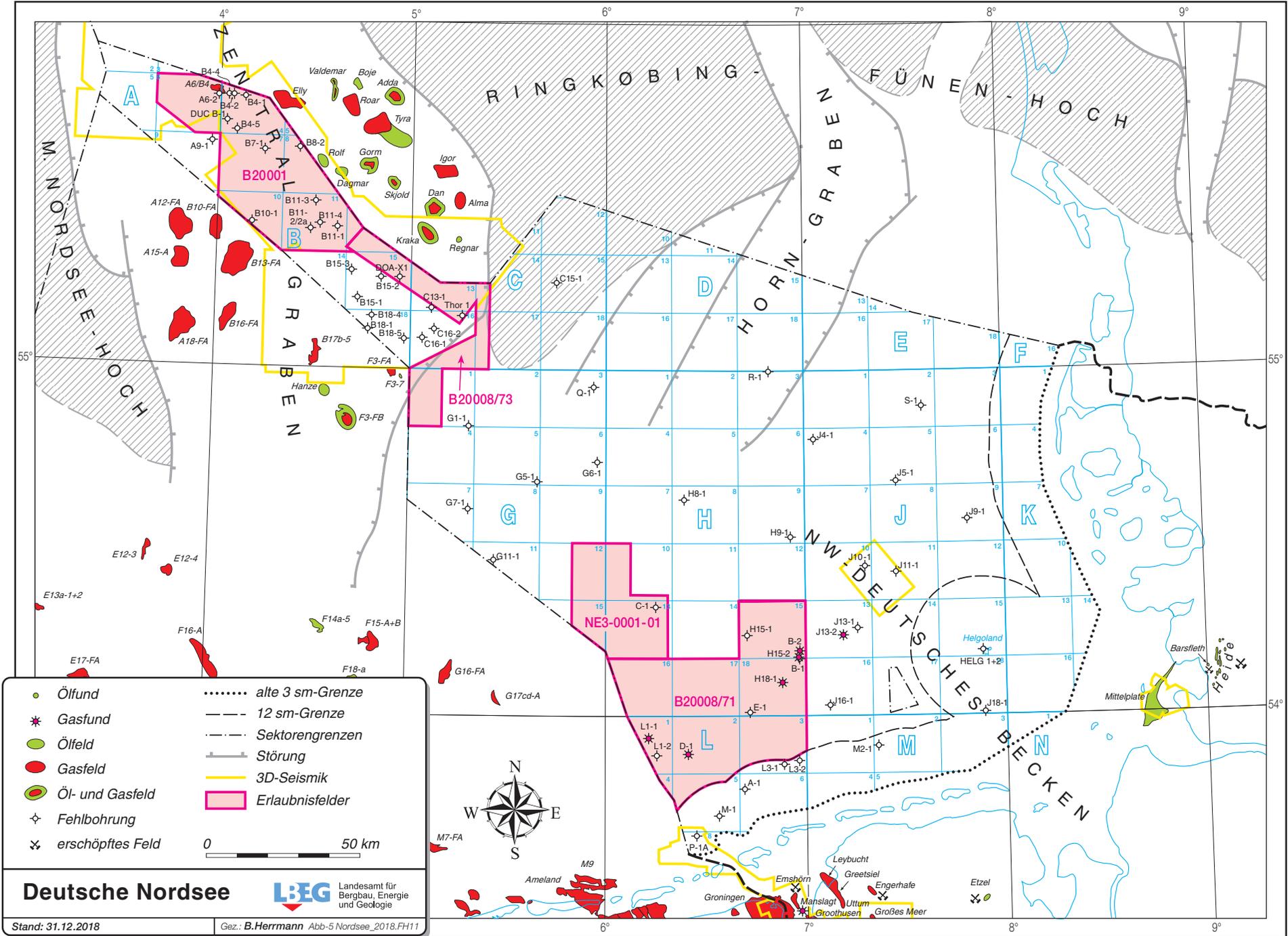


Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe, Stand: 31.12.2018. Quelle: Zuständige Bergverwaltungen.

Abb. 5: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe in der deutschen Nordsee.



## 4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Die Bundesrepublik Deutschland produzierte im Jahr 2018 2,1 Mio. t **Erdöl** einschließlich eines Kondensatanteils von 0,6 Prozent (Tab. 8). Das entspricht insgesamt einer Verringerung um 6,8 Prozent gegenüber 2017.

Die Erdölproduktion in 2018 hat zu 2,0 Prozent zur Deckung des Verbrauchs an Erdöl in Höhe von 103,3 Mio. t (AGEB 2019) in Deutschland beigetragen.

Die Produktion von **Erdgas** in Deutschland lag 2018 bei 6,8 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas (Tab. 8) bzw.

6,2 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) normiertem Reingas mit einem Brennwert von H<sub>s</sub> = 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) (s. Kap. 5.3). Das entspricht einer Verringerung um 13,3 Prozent Rohgas wie auch Reingas gegenüber dem Vorjahr.

Die letztjährige Rohgas- und Erdölgasproduktion hat den Gesamtverbrauch an Erdgas in Deutschland in Höhe von umgerechnet 96,8 Mrd. m<sup>3</sup> Reingas zu ca. 6,4 Prozent gedeckt (AGEB 2019).

### 4.1 Erdölförderung

Im Berichtsjahr 2018 wurden in Deutschland 2,1 Mio. t Erdöl einschließlich 0,6 Prozent Kondensat gefördert (Tab. 8). Die Erdölproduktion fiel damit um ca. 150 000 t (-6,8 Prozent) unter den Wert des Vorjahres (2,2 Mio. t) (Tab. 9 und Anl. 5).

Im **Ländervergleich** liegen die wichtigsten Erdölförderprovinzen Deutschlands in Norddeutschland. Die Ölfelder Schleswig-Holsteins

und Niedersachsens produzierten im Berichtszeitraum zusammen 1,85 Mio. t Öl. Das sind 90 Prozent der deutschen Gesamtproduktion. In Schleswig-Holstein fiel die Produktion von Erdöl in 2018 auf 1,12 Mio. t. Das sind 113 000 t weniger als 2017. Der Anteil an der Gesamtförderung liegt hier bei 54,2 Prozent. Auch Niedersachsen produzierte mit 734 000 t rund 54 000 t weniger. Das entspricht einem Anteil an der Gesamtförderung von 35,5 Prozent. In Rheinland-

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2018.

Bundesland	Erdöl (inkl. Kondensat)		Erdgas		Erdölgas		Naturgas (Erdgas und Erdölgas)	
	t	%	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%
Baden-Württemberg	176	0,0	-	-	-	-	-	-
Bayern	42 294	2,0	7 645 830	0,1	1 376 198	2,1	9 022 028	0,1
Brandenburg	5 472	0,3	-	-	1 930 218	2,9	1 930 218	0,0
Hamburg	12 330	0,6	-	-	339 513	0,5	339 513	0,0
Hessen	632	0,0	-	-	12 013	0,0	12 013	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	3 652	0,2	-	-	343 489	0,5	343 489	0,0
Niedersachsen	733 658	35,5	6 383 550 743	93,6	45 117 873	67,4	6 428 668 616	93,3
Rheinland-Pfalz	148 483	7,2	-	-	1 795 876	2,7	1 795 876	0,0
Sachsen-Anhalt	-	-	375 209 529	5,5	-	-	375 209 529	5,4
Schleswig-Holstein	1 119 946	54,2	34 944 283	0,5	15 999 016	23,9	50 943 299	0,7
Thüringen	-	-	19 434 747	0,3	-	-	19 434 747	0,3
<b>Summe</b>	<b>2 066 642</b>	<b>100</b>	<b>6 820 785 132</b>	<b>100</b>	<b>66 914 196</b>	<b>100</b>	<b>6 887 699 328</b>	<b>100</b>

Pfalz hingegen stieg die Produktion um 22 000 t auf 148 000 t (Tab. 8). Der Anteil an der Gesamtförderung erhöhte sich damit auf 7,2 Prozent. Erstmals seit 24 Jahren ist Hessen mit einer Förderung von 632 t Erdöl wieder vertreten.

Nach **Regionen** aufgeschlüsselt sank in den klassischen Erdölgebieten nördlich der Elbe die Produktion um 117 000 t, westlich der Ems um 27 000 t und zwischen Weser und Ems um 21 000 t. Im Oberrheintal stieg im selben Zeitraum die Produktion um 22 000 t.

Am Stichtag 31. Dezember 2018 standen 51 Ölfelder in Produktion. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden fiel um 12 auf 988 (Tab. 9).

Die zehn förderstärksten Felder Deutschlands erbrachten zusammen 87,7 Prozent der Gesamtoölförderung in 2018. Die unterschiedlichen Fördermengen der einzelnen Felder sind dabei beachtlich. So lag die jährliche Produktion von Mittelplate/Dieksand mit 1,1 Mio. t fast um den Faktor sieben höher als die Fördermenge des zweitstärksten Feldes Rühle mit 0,17 Mio. t (Tab. 10 und 12). In 32 der insgesamt 51 fördernden inländischen Felder liegen die jährlichen Fördermengen unter 10 000 t.

Nach wie vor ist Mittelplate/Dieksand in Schleswig-Holstein das förderstärkste Erdölfeld Deutschlands. Auf dem zweiten Platz folgt das Feld Rühle in Niedersachsen im Gebiet westlich der Ems gefolgt vom Feld Emlichheim. Das Feld Römerberg im Rheintal in Rheinland-Pfalz liegt auf dem vierten Platz.

Seit 1987 wird von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate und der Landstation Dieksand in

Friedrichskoog Erdöl aus verschiedenen Sandsteinlagen des Jura gefördert. Mit 1,1 Mio. t Öl aus 26 Förderbohrungen produzierte das Feld 54 Prozent der deutschen Erdölerträge. Das sind rd. 114 330 t weniger als im Vorjahr, was ca. 9,3 Prozent der Produktion entspricht, und kommt der Jahresförderung eines ganzen Feldes wie Emlichheim, das in der Produktionsstatistik an dritter Stelle liegt, nahe. Die jährliche Fördermenge einer Mittelplate/Dieksandbohrung lag im Durchschnitt bei 42 983 t pro Bohrung.

Im Ölfeld Rühle wird seit 1949 vorwiegend aus den Sandsteinen des Valangin in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist produziert. Im Berichtszeitraum 2018 wurde mit 168 421 t 6,3 Prozent weniger Erdöl gefördert als in 2017. 172 Bohrungen standen hier in Förderung, was im Durchschnitt einer jährlichen Fördermenge von 979 t pro Bohrung entspricht.

Aus der gleichen geologischen Formation fördert das Feld Emlichheim seit 1944. Aus 107 Sonden mit einer Förderleistung von 1370 t Erdöl förderte Emlichheim 146 593 t im letzten Jahr.

Das Ölfeld Römerberg im Oberrheintal wurde im Jahr 2003 zufällig beim Abteufen einer Geothermiebohrung gefunden. Fünf Bohrungen förderten im letzten Jahr aus den Gesteinen der Trias 129 967 t Erdöl. Das ist ein Zuwachs von 21,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr und entspricht einer Förderleistung pro Bohrung von 25 993 t.

Die Produktion aller weiteren Ölfelder lag im Jahr 2018 unter 100 000 t Erdöl.

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2014 bis 2018.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Fördersonden
	Mio. t	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )		
2014	2,430	66,618	50	1066
2015	2,413	64,652	50	1031
2016	2,355	64,558	50	991
2017	2,218	62,434	50	1000
<b>2018</b>	<b>2,067</b>	<b>66,914</b>	<b>51</b>	<b>988</b>

Tab. 10: Erdölförderung (einschl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2018.

Land	Feld	Fund- jahr	Operator	Erdöl- und Kondensat- förderung		Erdölgasförderung		Son- den
				2018 t	kumulativ t	2018 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	kumulativ m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	
SH	<b>Nordsee</b> A6/B4*	1974	Wintershall	3 456	809 375	-	-	*
SH	<b>Nördlich der Elbe</b> Mittelplate/Dieksand	1980	DEA	1 116 490	35 864 258	15 999 016	497 627 137	26
HH	Reitbrook-Alt	1937	Neptune	3 240	2 604 080	143 837	56 244 614	16
HH	Reitbrook-West/Allermöhe	1960	Neptune	4 269	3 422 457	121 270	53 694 164	9
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	20 044 746	-	880 593 612	-
	Summe Gebiet			1 123 999	61 935 541	16 264 123	1 488 159 527	51
BB	<b>Oder/Neiße-Elbe</b> Kietz	1987	Neptune	5 472	306 582	1 930 218	97 862 636	1
MV	Lütow	1965	Neptune	2 262	1 353 748	95 230	646 229 362	4
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	Neptune	1 389	119 918	248 259	27 944 355	2
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	1 554 781	-	613 914 857	-
	Summe Gebiet			9 123	3 335 029	2 273 707	1 385 951 210	7
NI	<b>Elbe-Weser</b> Eddesse(-Nord)/Abbensen	1876	Vermilion	1 541	900 963	18 600	16 718 189	15
NI	Eldingen	1949	EMPG	5 777	3 347 270	29 317	27 289 989	18
NI	Hankensbüttel	1954	D / E	12 783	15 113 795	244 518	370 295 596	20
NI	Höver	1956	Vermilion	984	357 754	46 300	12 904 993	9
NI	Knesebeck	1958	Vermilion	15 772	3 513 174	130 900	28 716 357	15
NI	Lehrte	1952	5P	-	449 559	-	19 089 651	-
NI	Lüben	1955	EMPG	6 035	1 965 077	101 315	11 345 881	5
NI	Lüben-West/Bodenteich	1958	EMPG	9 587	588 436	114 455	5 852 805	8
NI	Nienhagen	1861	E / W	5 478	6 976 896	43 800	3 019 890	7
NI	Ölheim-Süd	1968	Vermilion	4 692	1 574 060	2 086 800	88 570 325	19
NI	Rühme	1954	EMPG	13 001	2 313 445	74 579	20 873 212	33
HH/NI	Sinstorf	1960	Neptune	5 636	3 035 951	86 974	54 446 894	4
NI	Suderbruch	1949	Wintershall	2 472	3 378 071	119 467	50 075 581	2
NI	Thönse (Jura)*	1952	EMPG	2 152	135 133	-	-	*
NI	Vorhop	1952	Vermilion	14 876	3 046 768	1 894 000	189 478 527	22
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			2 829	189 818	-	-	-
				-	31 221 190	-	1 434 092 301	-
	Summe Gebiet			103 614	78 107 360	4 991 025	2 332 770 191	177
NI	<b>Weser-Ems</b> Barenburg	1953	EMPG	23 660	7 137 055	3 571 271	536 884 278	29
NI	Bockstedt	1954	Wintershall	16 930	3 661 999	240 255	61 094 425	19
NI	Börger/Werlte	1977	Neptune	1 197	129 887	148 606	6 563 167	1
NI	Bramberge	1957	Neptune	61 490	20 112 415	6 113 684	1 115 714 789	34
NI	Düste/Aldorf (Jura)	1952	Wintershall	3 419	2 767 062	105 339	119 242 202	9
NI	Düste/Wietingsmoor (Valendis)	1954	E / W	6 982	3 738 700	369 177	87 398 233	19
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	10 153	3 493 872	1 017 897	97 595 184	5
NI	Hagen	1957	EMPG	588	141 922	26 732	11 094 881	1
NI	Harme	1956	EMPG	172	344 255	41 809	51 571 139	1
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	3 880	2 313 740	520 520	223 403 802	10
NI	Liener/Garen	1953	EMPG	672	122 882	23 576	7 296 789	3
NI	Löningen	1960	EMPG	4 789	755 899	766 547	358 131 371	6

BB: Brandenburg, BY: Bayern, HE: Hessen, HH: Hamburg, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, SH: Schleswig-Holstein; \*Erdgasfeld mit Kondensatförderung größer 1000 t/a, vgl. Tabelle 14.  
Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2018

Fortsetzung Tab. 10

Land	Feld	Fund- jahr	Operator	Erdöl- und Kondensat- förderung		Erdölgasförderung		Son- den
				2018	kumulativ	2018	kumulativ	
				t	t	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	
	<b>Fortsetzung Weser-Ems</b>							
NI	Matrum	1982	EMPG	1 731	194 648	890 068	22 631 230	4
NI	Siedenburg	1957	EMPG	5 011	1 113 574	224 067	63 661 085	9
NI	Sögel	1983	Neptune	-	28 825	-	1 457 211	-
NI	Sulingen (Valendis)	1973	EMPG	-	1 026 435	-	28 270 095	-
NI	Voigtei	1953	EMPG	6 241	4 219 207	168 881	354 799 027	43
NI	Wehrbleck/Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	11 590	2 763 558	1 497 739	297 571 951	13
NI	Welppe/Bollermoor	1957	EMPG	4 627	2 003 481	988 446	556 264 109	9
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			247	109 476	-	-	-
				-	3 737 836	-	264 482 943	-
	Summe Gebiet			163 378	59 916 731	16 714 614	4 265 127 910	215
	<b>Westlich der Ems</b>							
NI	Adorf	1948	Neptune	6 060	1 793 410	178 549	61 317 560	3
NI	Emlichheim	1944	Wintershall	146 593	11 058 315	2 092 208	156 233 222	107
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	78 527	19 308 311	4 679 167	1 796 227 263	118
NI	Meppen	1960	EMPG	18 144	3 319 928	880 749	154 899 083	17
NI	Ringe	1998	Neptune	29 443	442 132	568 376	7 311 461	3
NI	Rühle	1949	E / N / W	168 421	35 223 791	12 721 857	1 722 018 190	172
NI	Scheerhorn	1949	Neptune	23 442	8 992 020	2 365 734	535 807 254	33
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			858	351 897	-	-	-
				-	3 196 109	-	644 231 900	-
	Summe Gebiet			471 487	83 685 911	23 486 641	5 078 045 934	453
	<b>Oberrheintal</b>							
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	5 137	1 395 260	127 490	31 082 938	9
RP	Landau	1955	Wintershall	13 379	4 561 867	158 057	18 071 524	56
RP	Römerberg	2003	Neptune	129 967	1 394 802	1 510 329	12 879 443	5
RP	Rülzheim	1984	Wintershall	-	42 035	-	14 824 546	-
HE	Schwarzbach	2018	Rhein Petr.	632	2 295	12 013	41 413	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	-
				-	1 641 345	-	36 195 778	-
	Summe Gebiet			149 115	9 037 604	1 807 889	113 095 642	71
	<b>Alpenvorland</b>							
BY	Aitingen	1976	Wintershall	34 293	1 630 461	1 343 558	100 301 607	9
BY	Arlesried (Bedernau)	1964	Wintershall	-	1 965 124	-	88 489 603	-
BY	Hebertshausen	1981	DEA	2 570	156 348	-	1	1
BY	Lauben	1958	Wintershall	4 681	26 185	22 186	43 737	1
BY	Schwabmünchen	1968	Wintershall	648	57 651	10 454	819 953	3
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			278	24 075	-	-	-
				-	6 447 303	-	2 292 813 775	-
	Summe Gebiet			42 470	10 307 147	1 376 198	2 482 468 676	14
	<b>Kondensat der Erdgasförderung</b>							
	Thüringer Becken			-	32 657	-	-	-
	<b>Aus aufgegebenen Vorkommen</b>							
	Niederrhein-Münsterland			-	9 688	-	-	-
	Thüringer Becken			-	16 689	-	17 822 000	-
	<b>Summe Deutschland</b>			<b>2 066 642</b>	<b>307 193 733</b>	<b>66 914 196</b>	<b>17 163 441 090</b>	<b>988</b>

D: DEA, E: EMPG, N: Neptune, W: Wintershall

5P: 5P Energy GmbH, DEA: DEA Deutsche Erdoel AG, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH, Rhein Petr.: Rhein Petroleum GmbH, Vermilion: Vermilion Energy Germany GmbH &amp; Co. KG, Wintershall: Wintershall Holding GmbH

Zur Steigerung des Ausbeutegrades werden in einigen Erdölfeldern tertiäre Fördermaßnahmen angewendet. Im Rahmen dieser „Enhanced Oil Recovery (EOR)“-Maßnahmen wird die Fließfähigkeit des Öls in den Lagerstätten der Felder Rühle, Georgsdorf und Emlichheim mit Hilfe von Dampf- und Heiß-/Warmwasserflutungen erhöht. Damit wird verbliebenes Öl in der Lagerstätte mobilisiert. Chemische EOR-Verfahren oder CO<sub>2</sub>-Flutungen werden in Deutschland derzeit nicht angewendet.

Die EOR-Maßnahmen hatten in 2018, bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 2,1 Mio. t, einen Anteil von knapp 13

Prozent. Damit gab es nur geringe Änderungen gegenüber dem Vorjahr mit rund 13 Prozent. Der durch Tertiärmaßnahmen geförderte Anteil an der Gesamtförderung in den Thermalprojekten lag 2018 bei rund 95 Prozent.

Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Dogger (Jura) lag 2018 bei 61 Prozent. Die mit Abstand größte Fördermenge kam hier aus dem Feld Mittelplate/Dieksand im schleswig-holsteinischen Wattenmeer. Die Sandsteine der Unterkreide sind der zweitwichtigste Trägerhorizont für Erdöl in Deutschland. Ihr Förderanteil lag 2018 bei 26 Prozent. Aus diesen Gesteinen produzieren die Felder des Emslandes, wie z.B.

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2016 bis 2018 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2016		2017		2018		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	1 707	0,1	2 513	0,1	3 456	0,2	809 375	0,3
Nördlich der Elbe	1 307 254	55,5	1 240 691	55,9	1 123 999	54,4	61 935 541	20,2
Oder/Neiße-Elbe	13 587	0,6	9 786	0,4	9 123	0,4	3 335 029	1,1
Elbe-Weser	110 316	4,7	109 953	5,0	103 614	5,0	78 107 360	25,4
Weser-Ems	192 825	8,2	184 454	8,3	163 378	7,9	59 916 731	19,5
Westlich der Ems	504 589	21,4	498 952	22,5	471 487	22,8	83 685 911	27,2
Thüringer Becken	-	-	-	-	-	-	49 346	0,0
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	9 688	0,0
Oberrheintal	187 494	8,0	126 635	5,7	149 115	7,2	9 037 604	2,9
Alpenvorland	37 258	1,6	45 421	2,0	42 470	2,1	10 307 147	3,4
<b>Summe</b>	<b>2 355 028</b>	<b>100</b>	<b>2 218 406</b>	<b>100</b>	<b>2 066 642</b>	<b>100</b>	<b>307 193 733</b>	<b>100</b>

Tab. 12: Jahresförderungen 2017 und 2018 der förderstärksten Erdölfelder.

Lagerstätte (Land)	2017		2018		kumulativ		Fördersonden in 2018
	t	%	t	%	t	%	
Mittelplate/Dieksand (SH)	1 230 820	55,5	1 116 490	54,0	35 864 258	11,7	26
Rühle (NI)	179 831	8,1	168 421	8,1	35 223 791	11,5	172
Emlichheim (NI)	158 966	7,2	146 593	7,1	11 058 315	3,6	107
Römerberg (RP)	107 069	4,8	129 967	6,3	1 394 802	0,5	5
Georgsdorf (NI)	71 869	3,2	78 527	3,8	19 308 311	6,3	118
Bramberge (NI)	71 719	3,2	61 490	3,0	20 112 415	6,5	34
Aitingen (BY)	33 837	1,5	34 293	1,7	1 630 461	0,5	9
Ringe (NI)	35 483	1,6	29 443	1,4	442 132	0,1	3
Barenburg (NI)	25 979	1,2	23 660	1,1	7 137 055	2,3	29
Scheerhorn (NI)	24 259	1,1	23 442	1,1	8 992 020	2,9	33

Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung

Rühle, Bramberge und Georgsdorf. Der Förderanteil von Erdöl aus den Gesteinen der Trias lag 2018 bei 6 Prozent. Das Feld Römerberg im Rheintal fördert aus diesen Gesteinsschichten. Die Lagerstätten des Malm und Tertiär folgen mit jeweils 3 Prozent sowie des Perm mit 0,5 und der Oberkreide mit 0,2 Prozent (Anl. 7 und 9).

Erdgaskondensat ist ein flüssiges Begleitprodukt, das bei der Erdgasgewinnung anfällt. Der Kondensatanteil an der deutschen Erdölförderung betrug im Berichtsjahr 12 949 t. Das entspricht 0,6 Prozent der Gesamtölförderung. 27

## 4.2 Erdgasförderung

Im Berichtsjahr 2018 wurden in Deutschland 6,8 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Rohgas bzw. 6,2 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Reingas gefördert (Tab. 8). Die Erdgasproduktion fiel damit um 1 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Rohgas wie auch normiertes Reingas mit einem Brennwert von  $H_s = 9,77 \text{ kWh/m}^3(\text{V}_n)$  (s. Kap. 5.3). Das entspricht einer Abnahme um 13,3 Prozent Rohgas wie auch Reingas gegenüber dem Vorjahr (Tab. 13 und Anl. 6). Die stetige Abnahme der Erdgasproduktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Auch ist die Bohrtätigkeit auf Erdgas in den letzten Jahren sehr zurückgegangen. Dementsprechend wurden die bekannten Felder nicht weiterentwickelt. Ferner sind nennenswerte Neufunde ausgeblieben.

Prozent der heimischen Kondensatförderung fallen allein im Gasfeld A6/B4 in der deutschen Nordsee an (Tab. 10).

Bis Ende 2018 sind in Deutschland kumulativ ca. 307 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 37,3 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 838 Mio. t Öl in allen deutschen Lagerstätten zusammen (Anl. 13). Von dieser Gesamtmenge ist aber in Abhängigkeit von der Ölqualität und der Reservoireigenschaften der einzelnen Lagerstätten nur ein Teil förderbar.

Im **Ländervergleich** liegt die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands in Niedersachsen. Hier wurden 6,4 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Rohgas gefördert. Das sind 1,05 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  oder 14,1 Prozent weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Rohgasförderung Deutschlands beträgt 93,6 Prozent. Die Reingasförderung wurde für Niedersachsen mit 6,02 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  angegeben. Das sind 0,9 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  oder 13,4 Prozent weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Reingasförderung Deutschlands bleibt mit 96,8 Prozent fast gleich. Andere Bundesländer tragen nur marginal zur Gasförderung bei (Tab. 14 und 15).

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2014 bis 2018.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$		
2014	10 060 025	66 618	10 126 643	77	494
2015	9 322 973	64 652	9 387 624	77	476
2016	8 608 225	64 558	8 672 782	77	469
2017	7 869 825	62 434	7 932 259	77	449
<b>2018</b>	<b>6 820 785</b>	<b>66 914</b>	<b>6 887 699</b>	<b>77</b>	<b>434</b>

Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2018 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2018 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	kumulativ m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	
SH	<b>Nordsee</b> A6 / B4	1974	Wintershall	34 944 283	9 429 950 975	2
NI	<b>Elbe-Weser</b> Alfeld-Elze / Hildesheimer Wald	1972	5P	28 474 115	1 965 119 520	1
NI	Becklingen	1985	DEA	9 649 275	1 307 441 317	1
NI	Böstlingen	2012	EMPG	754 046	212 688 640	1
NI	Dethlingen	1971	D / E	85 407 801	23 966 252 703	2
NI	Einloh	1988	EMPG	-	291 027 500	-
NI	Hamwiede	1968	EMPG	34 784 520	2 621 106 211	1
NI	Husum / Schneeren	1986	E / N	153 548 256	11 919 618 464	8
NI	Imbrock	1995	EMPG	15 905 307	1 091 234 245	1
NI	Lüchow / Wustrow	1966	Neptune	27 000	10 631 534 886	1
NI	Ostervesede / -SW	1983	EMPG	-	150 277 766	-
NI	Rotenburg / Taaken	1982	D / E	854 579 469	63 345 700 269	26
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)	1968	Neptune	375 209 529	211 910 971 860	132
NI	Söhlingen	1980	EMPG	329 834 440	42 577 835 691	19
NI	Soltau / Friedrichseck	1984	EMPG	23 420 735	6 457 588 808	1
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	42 685 493	2 821 344 218	4
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	11 063 355	1 427 845 890	1
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	DEA	806 505 605	23 746 199 471	14
NI	Walsrode / Idsingen	1980	EMPG	172 777 239	14 783 927 060	7
NI	Wardböhmen / Bleckmar	1987	DEA	37 945 423	1 835 869 123	2
NI	Weissenmoor	1996	DEA	115 909 757	2 223 664 660	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	2 021 226 532	-
	Summe Gebiet			3 098 481 365	427 308 474 833	224
NI	<b>Weser-Ems</b> Apeldorn	1963	Neptune	96 977 712	6 097 713 074	3
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (Z)	1962	EMPG	320 928 077	19 897 368 378	9
NI	Bahrenborstel / Uchte (Buntsandstein)	1962	EMPG	46 194 308	4 159 627 021	3
NI	Barenburg (Keuper)	2017	EMPG	1 704 276	9 824 170	1
NI	Barenburg / Buchhorst (Buntsandstein)	1959	EMPG	55 024 748	6 483 154 356	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Zechstein)	1959	EMPG	10 397 483	17 129 066 179	2
NI	Barrien	1964	Wintershall	39 419 152	12 840 967 969	6
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt	1977	EMPG	153 665 680	11 569 994 120	5
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	13 546 411	507 477 861	2
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	40 603 468	8 688 625 373	3
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	123 558 242	4 796 944 776	3
NI	Dötlingen	1965	EMPG	20 461 456	17 588 300 806	3
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Wintershall	10 024 732	962 558 865	3
NI	Düste (Karbon)	1957	Wintershall	200	29 479 265	-
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	1 980 982	1 328 601 541	1
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)	1959	EMPG	258 470 617	5 119 192 947	5
NI	Goldenstedt / Visbek (Zechstein)	1962	EMPG	651 913 891	65 269 346 091	21
NI	Greetsiel / Leybucht	1972	E / N	9 773 754	2 576 968 117	2
NI	Großes Meer	1978	Vermilion	-	422 906 870	-
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	178 981	223 027 024	-
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (Z)	1980	EMPG	319 751 878	36 404 203 777	10
NI	Hengstlage (Buntsandstein)	1963	EMPG	155 901 001	64 916 221 987	8
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (Z)	1968	EMPG	149 534 383	26 743 042 527	12
NI	Klosterseeelte / Kirchseeelte / Orholz	1985	EMPG	57 845 164	16 406 499 664	2
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	4 116 731	201 447 523	1
NI	Leer	1984	Vermilion	24 111 900	864 665 105	3
NI	Löningen-W. / Holte / Menslage-Westr.	1961	EMPG	-	463 801 555	-
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Wintershall	7 640 056	2 662 184 549	6
NI	Rehden (Karbon)	1952	Wintershall	14 367 572	8 755 129 762	4
NI	Siedenburg / Staffhorst (Buntsandst.)	1963	E / W	90 247 413	15 111 698 313	9
NI	Siedenburg / Staffhorst (Zechstein)	1963	E / W	60 222 638	32 782 312 669	5
NI	Siedenburg-West / Hesterberg	1964	EMPG	308 959 175	30 365 163 073	10
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Wintershall	57 029 477	1 311 040 678	2

BY: Bayern, NI: Niedersachsen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen  
Die Angabe der Sondenanzahl bezieht sich auf den Stichtag 31. Dezember 2018

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2018 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	kumulativ m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	
	<b>Fortsetzung Weser-Ems</b>					
NI	Uphuser Meer	1981	Vermilion	3 929 500	213 067 453	1
NI	Uttum	1970	EMPG	28 410 316	1 464 952 007	1
NI	Varenesch	1992	EMPG	-	142 531 647	-
NI	Varnhorn (Karbon)	1968	EMPG	2 072 803	98 958 562	1
NI	Varnhorn / Quaaadm./ Wöstendöllen ...	1968	EMPG	329 971 983	29 429 912 034	13
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	29 843 011	852 671 252	1
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	23 824 257	4 656 796 508	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	88 931 493 458	-
	Summe Gebiet			3 522 603 428	548 478 938 906	166
	<b>Westlich der Ems</b>					
NI	Adorf (Buntsandstein)	1959	Neptune	11 476 196	790 878 000	1
NI	Adorf / Dalum /Ringe (Zechstein)	1955	E / N	-	2 696 468 711	-
NI	Annaveen	1963	EMPG	-	764 950 084	-
NI	Bentheim	1938	Neptune	2 114 176	3 562 345 807	1
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Wintershall	5 260 197	972 440 764	1
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Wintershall	6 385 651	3 316 559 227	1
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Karbon)	1967	Wintershall	3 232	250 508 932	-
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Zechst.)	1967	Wintershall	-	2 907 886 942	-
NI	Fehndorf	1965	Wintershall	7 129 342	1 028 340 209	1
NI	Frenswegen	1951	Neptune	2 809 471	269 004 553	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	Neptune	3 921 391	1 362 816 255	1
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)	1951	Neptune	36 254 674	5 789 964 645	5
NI	Kalle (Karbon)	1958	Neptune	-	534 361 600	-
NI	Kalle (Zechstein)	1958	Neptune	6 429 326	3 472 596 061	1
NI	Ratzel (Buntsandstein)	1964	Neptune	-	2 256 800	-
NI	Ratzel (Karbon)	1965	Neptune	-	436 967 600	-
NI	Ratzel (Zechstein)	1959	Neptune	3 105 107	917 833 425	2
NI	Ringe (Karbon)	1998	Neptune	32 183 096	892 384 496	1
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Wintershall	4 160 414	676 817 937	2
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Wintershall	4 205 000	2 828 803 012	-
NI	Wielen (Karbon)	1959	Neptune	1 080 240	330 033 965	1
NI	Wielen (Zechstein)	1959	Neptune	11 157 966	3 224 349 456	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 160 501 175	-
	Summe Gebiet			137 675 479	40 189 069 654	21
	<b>Thüringer Becken</b>					
TH	Fahner Höhe	1960	Neptune	1 388 394	100 814 771	3
TH	Kirchheilingen	1958	Neptune	484 763	302 628 035	2
TH	Langensalza-Nord	1935	Neptune	2 766 723	290 804 523	6
TH	Mühlhausen	1932	Neptune	14 794 867	2 059 040 003	9
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 588 258 048	-
	Summe Gebiet			19 434 747	6 341 545 380	20
	<b>Alpenvorland</b>					
BY	Inzenham-West	1971	DEA	7 645 830	1 047 405 860	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	16 544 071 993	-
	Summe Gebiet			7 645 830	17 591 477 853	1
	<b>Aus aufgegebenen Vorkommen</b>					
	Niederrhein-Münsterland			-	248 997 700	-
	Nördlich der Elbe			-	231 000 000	-
	Oder/Neiße-Elbe			-	947 602 968	-
	Oberrheintal			-	1 052 490 217	-
	<b>Summe Deutschland</b>			<b>6 820 785 132</b>	<b>1 051 819 548 485</b>	<b>434</b>

D: DEA, E: EMPG, N: Neptune, W: Wintershall

5P: 5P Energy GmbH, DEA: DEA Deutsche Erdoel AG, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Neptune: Neptune Energy Deutschland GmbH, Vermilion: Vermilion Energy Germany GmbH &amp; Co. KG, Wintershall: Wintershall Holding GmbH

**Regional** betrachtet wurden im Gebiet Weser-Ems 3,5 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas gefördert, was einem Rückgang von 0,8 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) entspricht. Die Reingasförderung fiel in diesem Bereich um 0,7 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) auf 3,1 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). Im Gebiet Elbe-Weser wurden 3,1 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas gefördert und damit 0,25 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) weniger als im Vorjahr. Die Reingasförderung ging um 0,27 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) auf 2,9 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) gegenüber 2017 zurück.

In 2018 wurden zusätzlich noch rund 67 Mio. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Erdölgas gewonnen. Erdölgas ist ein Begleitprodukt, das bei der Erdölgewinnung anfällt. Es wird vor allem in Niedersachsen (67

Prozent) und Schleswig-Holstein (24 Prozent), gefolgt von Brandenburg mit 3 Prozent produziert (Tab. 8).

Im Berichtszeitraum standen insgesamt 77 Erdgasfelder in Produktion. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2018 fördernden Sonden ist von 449 im Vorjahr auf 434 gefallen (Tab. 13).

Analog zu den Vorjahren kamen auch in 2018 wieder zwei Drittel der gesamten Jahresförderung von Erdgas in Deutschland aus den zehn ergiebigen Feldern (Tab. 16).

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2016 bis 2018 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2016		2017		2018		kumulativ	
	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%
Nordsee	43 341	0,5	52 532	0,7	34 944	0,5	9 429 951	0,9
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	0	0,0	231 000	0,0
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-	-	0	0,0	947 603	0,1
Elbe-Weser	3 738 451	43,4	3 346 412	42,5	3 098 481	45,4	427 308 475	40,6
Weser-Ems	4 651 234	54,0	4 307 346	54,7	3 522 603	51,6	548 478 939	52,1
Westlich der Ems	142 433	1,7	134 832	1,7	137 675	2,0	40 189 070	3,8
Thüringer Becken	20 069	0,2	17 588	0,2	19 435	0,3	6 341 545	0,6
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	0	0,0	248 998	0,0
Oberheintal	-	-	-	-	0	0,0	1 052 490	0,1
Alpenvorland	12 697	0,1	11 114	0,1	7 646	0,1	17 591 478	1,7
<b>Summe</b>	<b>8 608 225</b>	<b>100</b>	<b>7 869 825</b>	<b>100</b>	<b>6 820 785</b>	<b>100</b>	<b>1 051 819 549</b>	<b>100</b>

Tab. 16: Jahresförderungen 2017 und 2018 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2017		2018		kumulativ		Fördersonden in 2018
	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	
Rotenburg/Taaken (NI)	954 108	12,1	854 579	12,5	63 345 700	6,0	26
Völkersen (NI)	918 865	11,7	806 506	11,8	23 746 199	2,3	14
Goldenstedt/Visbek (NI)	786 692	10,0	651 914	9,6	65 269 346	6,2	21
Salzwedel (ST)	356 496	4,5	375 210	5,5	211 910 972	20,1	132
Varnhorn/Quaadmoor/... (NI)	467 679	5,9	329 972	4,8	29 429 912	2,8	13
Söhlingen (NI)	343 460	4,4	329 834	4,8	42 577 836	4,0	19
Bahrenbor./Burgmoor/Uchte (NI)	403 548	5,1	320 928	4,7	19 897 368	1,9	9
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	401 074	5,1	319 752	4,7	36 404 204	3,5	10
Siedenburg-West/Hesterberg (NI)	355 959	4,5	308 959	4,5	30 365 163	2,9	10
Goldenstedt/Oythe (NI)	267 035	3,4	258 471	3,8	5 119 193	0,5	5

Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung

Der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken ist das förderstärkste deutsche Gasfeld (Tab. 14 und 16). Dort wurden im Berichtszeitraum 0,85 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Rohgas gefördert. Es folgt das Feld Völkersen/Völkersen-Nord mit 0,81 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Gas. Beide Felder fördern aus dem Rotliegend. An dritter Stelle folgt Goldenstedt/Visbek mit ca. 0,65 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Gas aus dem Zechstein (Tab. 16).

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2018 insgesamt fast 212 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Rohgas gefördert worden. Dies entspricht mehr als einem Fünftel der Kumulativproduktion Deutschlands und der höchsten Gesamtförderung aller deutschen Felder. 2018 standen in diesem Feld 132 Sonden in Betrieb, die insgesamt 375 Mio.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Rohgas förderten. Gegenüber dem Vorjahr mit 356 Mio.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  bedeutet das eine Mehrförde-

rung von 5 Prozent. Das Erdgas aus den Rotliegend-Lagerstätten des Feldeskomplexes Salzwedel weist einen hohen Stickstoffanteil auf und besitzt daher einen vergleichsweise geringen durchschnittlichen Energieinhalt, der deutlich unter dem „Groningen-Brennwert“ (s. Kap. 5.3) liegt. Die errechnete Reingasmenge betrug demnach rund 136 Mio.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  (BVEG 2019).

Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld in der Nordsee, A6/B4, produzierte in 2018 rund 35 Mio.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  hochkalorisches Rohgas aus zwei Bohrungen. Damit fiel die Förderung gegenüber dem Vorjahr um ca. 34 Prozent. Aufgrund des hohen durchschnittlichen Brennwertes von  $11,9 \text{ kWh}/\text{m}^3(\text{V}_n)$  lag die Reingasförderung von A6/B4 umgerechnet bei 44 Mio.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  (BVEG 2019). Zusätzlich fielen hier im Rahmen der Erdgasförderung 3456 t Erdgaskondensat an.

## 5 Erdöl- und Erdgasreserven

### 5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2019

Die an das LBEG berichteten geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland (s. Kap 5.3) beliefen sich am 1. Januar 2019 auf 29 Mio. t Erdöl und liegen damit um 700 000 t oder 2,4 Prozent über denen des Vorjahres (Tab. 17 und Anl. 11). Die insgesamt positive Entwicklung der ausgewiesenen Reserven wurde durch die Neubewertung von Feldern begründet. Die negative Entwicklung der Reserven einzelner Felder wurde mit der Ölpreisentwicklung sowie auch der Neubewertung auf Basis neuer geologischer Erkenntnisse begründet.

**Regional** betrachtet lagerten am Stichtag 1. Januar 2019 nach wie vor die größten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Norddeutschland. Im Raum nördlich der Elbe stiegen

die Reserven um 3,8 Mio. t oder 27,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Im Oberrheintal verringerten sich die ausgewiesenen Reserven hingegen um 1,95 Mio. t (-31,4 Prozent). Auch in den alten Förderregionen westlich der Ems sanken die Reserven um 690 000 t (-18,6 Prozent) sowie zwischen Weser und Ems um 312 000 t (-11,5 Prozent) (Tab. 17).

Im **Ländervergleich** lagerten nach den derzeitigen Berechnungen mit 17,5 Mio. t Erdöl die größten Reserven in Schleswig-Holstein und damit um 3,9 Mio. t (+28,5 Prozent) mehr als im Vorjahr. Das sind 60,4 Prozent (+12,3 Prozent) der deutschen Erdölreserven. In Niedersachsen fielen die Reserven um 1,1 Mio. t auf 6,4 Mio. t (-14,2 Prozent). Damit lagerten hier 22,2 Prozent (-4,3 Prozent) der Reserven. Für Rhein-

Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2019 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2018			Produktion	Reserven am 1. Januar 2019		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2018	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
<b>Bundesland</b>							
Bayern	0,283	0,028	0,311	0,042	0,246	0,037	0,283
Brandenburg	0,066	0,100	0,166	0,005	0,046	0,094	0,140
Hamburg	0,145	0,311	0,456	0,012	0,073	0,254	0,327
Hessen	-	-	-	0,001	0,012	0,228	0,240
Mecklenburg-Vorpommern	0,000	0,043	0,043	0,004	0,014	0,023	0,037
Niedersachsen	5,225	2,272	7,497	0,734	4,248	2,183	6,431
Rheinland-Pfalz	1,959	4,256	6,215	0,148	1,248	2,777	4,025
Schleswig-Holstein	7,992	5,632	13,624	1,120	8,340	9,165	17,505
<b>Gebiet</b>							
Nordsee	0,001	0,000	0,001	0,003	0,000	0,000	0,000
Nördlich der Elbe	8,072	5,915	13,987	1,124	8,375	9,397	17,772
Oder/Neiße-Elbe	0,066	0,144	0,209	0,009	0,060	0,117	0,177
Elbe-Weser	0,783	0,376	1,158	0,104	0,715	0,349	1,063
Weser-Ems	1,911	0,814	2,725	0,163	1,644	0,769	2,413
Westlich der Ems	2,595	1,111	3,705	0,471	1,928	1,088	3,016
Oberrheintal	1,959	4,256	6,215	0,149	1,260	3,005	4,265
Alpenvorland	0,283	0,028	0,311	0,042	0,246	0,037	0,283
<b>Summe Deutschland</b>	<b>15,669</b>	<b>12,643</b>	<b>28,313</b>	<b>2,067</b>	<b>14,228</b>	<b>14,761</b>	<b>28,989</b>
Summe der Produktion inkl. Baden-Württemberg.							

land-Pfalz wurden 4 Mio. t (-2,2 Mio. t / -35,2 Prozent) gemeldet. Damit liegt Rheinland-Pfalz mit 13,9 Prozent (-8,1 Prozent) auf dem dritten Platz (Tab. 17).

Der Vergleich der aktuellen Reserven mit denen des Vorjahres zeigt, dass sich bereinigt mit der Entnahme durch die Ölproduktion die Reserven um 2,7 Mio. t erhöht haben.

Das **Verhältnis Reserven/Produktion**, errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven und der letztjährigen Fördermenge, erhöhte sich zum Stichtag der Reservenberechnung auf 14 Jahre gegenüber dem letztjährigen Wert von 12,8 Jahren. Das Verhältnis Reserven/Produktion (früher statische Reichweite) berücksichtigt nicht den natürlichen

Förderabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen (Anl. 12).

Nach **geologischen Formationen** gestaffelt befanden sich am Stichtag der Reservenschätzung 66 Prozent der verbleibenden Erdölreserven deutscher Lagerstätten in Sandsteinen des Mittleren Jura, 15 Prozent in Gesteinen der Unterkreide und 13 Prozent in der Trias. Die restlichen Erdölreserven verteilten sich auf Speichergesteine im Oberen Jura (2 Prozent), im Tertiär (2 Prozent) sowie in der Oberkreide (1 Prozent) und im Zechstein (1 Prozent) (Anl. 8 und 9).

## 5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2019

Am 1. Januar 2019 betrug die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands 54,4 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  Rohgas. Damit verringerten sich die Reserven gegenüber dem Vorjahr um 8,7 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  oder 13,8 Prozent (Tab. 18 und Anl. 11).

Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven bezogen auf das normierte Reingas mit einem Brennwert von  $H_s = 9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$  (s. Kap. 5.3) wurden am Stichtag mit 50,6 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  angegeben und lagen damit 8,2 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  oder 14 Prozent unter denen des Vorjahres (Tab. 19). Die stetige Abnahme der Erdgasreserven sowie der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Auch ist die Bohrtätigkeit auf Erdgas in den letzten Jahren stark zurückgegangen. Dementsprechend wurden die bekannten Felder nicht weiterentwickelt. Ferner sind nennenswerte Neufunde ausgeblieben.

**Regional** betrachtet lagerten am Stichtag 1. Januar 2019 mit 29 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  die größten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven im Gebiet Weser-Ems. Das sind 2,6 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$

weniger als 2018. Für den Raum Elbe-Weser wurden 24,3 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  gemeldet. Hier liegt der Reservenverlust bei 6 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$ . Die Reingasreserven verteilten sich dementsprechend auf die Gebiete Elbe-Weser mit 24,6 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  und Weser-Ems mit 24,8 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$ . Hier sind 2 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  bzw. 6,1 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  weniger Reingas als im Vorjahr gemeldet worden (Tab. 18 und 19).

Im **Ländervergleich** liegen die größten Erdgasreserven Deutschlands in Niedersachsen. Hier lagerten der aktuellen Statistik nach 53,6 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  Rohgas. Das sind 8,6 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  weniger als 2018. Der Anteil Niedersachsens an den Rohgasreserven Deutschlands betrug 98,6 Prozent. Die Reingasreserven wurden für Niedersachsen mit 50,2 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  angegeben. Das entspricht einem Anteil von 99,3 Prozent. Andere Bundesländer tragen nur marginal zu den deutschen Erdgasreserven bei (Tab. 19).

Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2019 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2018			Produktion	Reserven am 1. Januar 2019		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2018	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>
<b>Bundesland</b>							
Bayern	0,046	0,069	0,116	0,008	0,039	0,069	0,108
Niedersachsen	36,315	25,849	62,164	6,384	29,683	23,913	53,596
Sachsen-Anhalt	0,703	0,037	0,740	0,375	0,558	0,062	0,620
Schleswig-Holstein	0,012	0,001	0,013	0,035	0,000	0,000	0,000
Thüringen	0,053	0,007	0,060	0,019	0,035	0,005	0,040
<b>Gebiet</b>							
Nordsee	0,012	0,001	0,013	0,035	0,000	0,000	0,000
Elbe-Weser	18,810	11,490	30,300	3,098	15,170	9,137	24,307
Weser-Ems	17,645	13,961	31,607	3,523	14,554	14,427	28,981
Westlich der Ems	0,563	0,434	0,997	0,138	0,517	0,411	0,929
Thüringer Becken	0,053	0,007	0,060	0,019	0,035	0,005	0,040
Alpenvorland	0,046	0,069	0,116	0,008	0,039	0,069	0,108
<b>Summe Deutschland</b>	<b>37,129</b>	<b>25,964</b>	<b>63,093</b>	<b>6,821</b>	<b>30,315</b>	<b>24,050</b>	<b>54,364</b>
Volumenangaben in Normkubikmetern							

Das **Verhältnis Reserven/Produktion**, errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven und der letztjährigen Fördermenge für Rohgas, verbleibt zum Stichtag der Reservenberechnung 1. Januar 2019 bei 8,0 Jahren. Das Verhältnis Reserven/Produktion (früher statische Reichweite) berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen (Anl. 12).

Nach **geologischen Formationen** gestaffelt befanden sich rund 80 Prozent der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 41 Prozent in Sandsteinen des Rotliegend und 39 Prozent in Karbonatgesteinen des Zechstein akkumuliert. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in oberkarbonischen (10 Prozent) und triassischen Sandsteinen (8 Prozent) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Lagerstätten mit 1,4 bzw. 0,2 Prozent.

Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2019 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2018			Produktion	Reserven am 1. Januar 2019		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2018	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>
<b>Bundesland</b>							
Bayern	0,053	0,078	0,131	0,009	0,044	0,078	0,122
Niedersachsen	34,395	23,970	58,365	6,020	28,210	22,008	50,219
Sachsen-Anhalt	0,248	0,013	0,261	0,136	0,200	0,022	0,223
Schleswig-Holstein	0,014	0,002	0,016	0,044	0,000	0,000	0,000
Thüringen	0,035	0,005	0,040	0,013	0,024	0,003	0,027
<b>Gebiet</b>							
Nordsee	0,014	0,002	0,016	0,044	0,000	0,000	0,000
Elbe-Weser	18,963	11,786	30,749	2,918	15,293	9,333	24,627
Weser-Ems	15,095	11,745	26,839	3,094	12,574	12,271	24,845
Westlich der Ems	0,586	0,452	1,038	0,143	0,543	0,426	0,969
Thüringer Becken	0,035	0,005	0,040	0,013	0,024	0,003	0,027
Alpenvorland	0,053	0,078	0,131	0,009	0,044	0,078	0,122
<b>Summe Deutschland</b>	<b>34,745</b>	<b>24,067</b>	<b>58,813</b>	<b>6,221</b>	<b>28,478</b>	<b>22,112</b>	<b>50,590</b>

Volumenangaben der Produktion (ohne Erdöl) nach Angaben des Bundesverbandes Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V., Reingasmengen beziehen sich auf Normalbedingungen und einen Brennwert von 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)

### 5.3 Reservendefinitionen

In Anlehnung an internationale Standards (SPE/WPC 1997, UN/ECE 1996 in PORTH et al. 1997) erfasst das LBEG jährlich die Erdöl- und Erdgasreserven der Felder Deutschlands als sichere und wahrscheinliche Reserven und veröffentlicht diese Daten zusammengefasst nach Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen.

Die Erdgasreserven werden in der deutschen Förderindustrie sowohl lagerstättentechnisch als „Rohgasmengen“ als auch gaswirtschaftlich als „Reingasmengen“ angegeben. Die **Rohgas**-menge entspricht dem aus der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte in Deutschland zwischen 2 und 12 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) schwanken kann. Die **Reingas**menge ist eher eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt verkauft wird. Die Angaben zum Reingas in diesem Bericht beziehen sich einheitlich auf einen spezifischen Brennwert

$H_s = 9,7692 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ , der in der Förderindustrie auch als „Groningen-Brennwert“ bezeichnet wird und eine grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft darstellt.

Das LBEG berichtet die verbleibenden Rohgasreserven und, in Anlehnung an die Fördergesellschaften und den Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie (BVEG), auch die Reingasreserven, damit die Angaben sowohl für lagerstättentechnisch/geologische als auch für energiewirtschaftliche Fragestellungen genutzt werden können.

**Sichere Reserven** (P90) sind Kohlenwasserstoffmengen in bekannten Lagerstätten, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit hoher Sicherheit gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeitsgrad mindestens 90 Prozent).

**Wahrscheinliche Reserven** (P50) sind Kohlenwasserstoffmengen in bekannten Lagerstätten, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit einem angemessenen Wahrscheinlichkeitsgrad gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeitsgrad mindestens 50 Prozent). Wahrscheinliche Reserven sind also mit technischen, vertragsmäßigen, wirtschaftlichen oder regulatorischen Unsicherheiten behaftet (PORTH et al. 1997).

Beide Reservenklassifizierungen hängen von den jeweiligen Erdöl- bzw. Erdgaspreisen ab. Die schwierige, langfristige Prognose dieser Preise bestimmt daher entscheidend die Förderdauer der Felder und somit auch die Höhe der verbleibenden Reserven. Dabei wird die Wirtschaftlichkeitsgrenze einer Lagerstätte

maßgeblich durch die Förderraten bestimmt. Im Allgemeinen gilt: Steigen Öl- und/oder Gaspreis, folgen niedrigere Grenzzraten für eine wirtschaftliche Förderung der Sonden und die erwartete Lebensdauer der Felder sowie die verbleibenden Reserven steigen. Fallen die Preise, so verkürzt sich auch die erwartete Lebensdauer eines Feldes und die Reserven nehmen ab.

Neben den Fördererlösen spielen für die Lebensdauer der Lagerstätten auch andere Faktoren wie Alter und Zustand der Überbergeanlagen, Feldleitungen und Infrastruktur (Transportkosten) eine wichtige Rolle. Die Summe aus sicheren und wahrscheinlichen Reserven und ihre Abgrenzung voneinander unterliegen daher einem ständigen Wechsel und sind als dynamische Größen zu betrachten.

## 6 Untertage-Gasspeicherung

### 6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Wie auch im Vorjahr konnte im Energie-Importland Deutschland der Erdgasverbrauch von rund 945 Mrd. kWh<sup>1</sup> (AGEB 2019) zu ca. 7 Prozent aus inländischer Förderung gedeckt werden. Die restlichen 93 Prozent des Verbrauchs müssen durch Erdgasimporte geleistet werden, bei deren Lagerung Untertage-Erdgasspeicher eine zentrale Rolle spielen. Die Untertage-Gasspeicherung zeigte seit Beginn der Gasversorgung bis zum Jahr 2017 einen nahezu stetigen Aufwärtstrend beim verfügbaren Arbeitsgasvolumen durch die Einrichtung neuer und die Erweiterung bestehender Speicher. Im Berichtsjahr 2018 ist dieser Aufwärtstrend zum Erliegen gekommen und das verfügbare Arbeitsgasvolumen stagniert auf dem Niveau des Vorjahres. Der seit den letzten Jahren bestehende Trend des Bedeutungszuwachses der Salzkavernen gegenüber den Porenspeichern setzt sich auch im Berichtsjahr fort: Mit dem Speicher Kirchheilingen befindet sich ein weiterer Porenspeicher im Stilllegungsprozess. Die dadurch verlorene Arbeitsgaskapazität konnte jedoch durch neue Kapazitäten in Salzkavernen kompensiert werden. Im langjährigen Trend des deutschlandweit verfügbaren Arbeitsgasvolumens zeichnet sich zunehmend deutlich ab, dass eine Sättigungsgrenze unter den derzeit herrschenden Marktbedingungen erreicht sein könnte.

Die klassische Aufgabe von Untertage-Gasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Eine Veränderung der Förderraten von Bohrungen in heimischen Erdgasfeldern ist aufgrund der Kapazitätsbandbreite ihrer Aufbereitungsanlagen nur in begrenztem Umfang möglich. Die Importmengen für Erdgas sind vertraglich festgeschrieben und damit prognostizierbar, aber

nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die für eine sichere Gasversorgung entscheidende und nicht prognostizierbare Größe stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Die klassische Pufferfunktion der Gasspeicher zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher wird zunehmend auch um eine strategische Bedeutung für Krisenzeiten bei der Energieversorgung ergänzt. Die Vermarktung von Speicherkapazitäten und die Bezugsoptimierung unter Ausnutzung schwankender Gaspreise hat für die Unternehmen oberste Priorität. Der klassische Speicherzyklus – Einspeisung im Sommer, Ausspeisung im Winter – verliert dadurch an Bedeutung.

Als Speichertypen existieren Porenspeicher (ehemalige Erdöl-Erdgaslagerstätten oder Salzwasser-Aquifere) und Salzkavernenspeicher. Porenspeicher dienen grundsätzlich zur saisonalen Grundlastabdeckung. Sie reagieren durch die natürlichen Fließwege im kapillaren Porenraum der Speichergesteine in der Regel langsamer auf Veränderungen von Förderraten als Kavernenspeicher. Diese sind in ihrer Ein- und Ausspeicherrate leistungsfähiger und daher besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet. Aber auch einige Porenspeicher in natürlich geklüfteten Speichergesteinen erreichen ähnlich hohe Förderraten wie Kavernenspeicher.

Das Gesamtvolumen eines Speichers ist die Summe aus seinem Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen, das ein- oder ausgelagert wird. Als Kissengas bezeichnet man die im Speicher verbleibende Restgasmenge, die einen Mindestdruck für eine

<sup>1</sup> Alle Volumenangaben beziehen sich auf einen spezifischen Brennwert  $H_S$  mit 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Unter Verwendung des Brennwertes von 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) und der Verbrauchsangabe von 945 Mrd. kWh (AGEB 2019) berechnet sich ein Erdgasverbrauch von Deutschland von ca. 97 Mrd. m<sup>3</sup>.

Gasentnahme aufrechterhalten soll. Ein hoher Küssengasanteil ermöglicht eine längere (konstante) Entnahmerate. Je höher der prozentuale Anteil des Arbeitsgasvolumens am nationalen Erdgasverbrauch ist und je schneller das Arbeitsgas ein- und ausgespeichert werden kann, umso leistungsfähiger ist die Erdgasspeicherung und damit die nationale Energieversorgung.

Die Internationale Gas Union hat relevante Speicherbegriffe in einem Glossar zusammengefasst (WALLBRECHT et al. 2006).

## 6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch

Die Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch sind in Tabelle 20 dargestellt (nach AGEB 2019). Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am Energiemix ist um 0,5 Prozentpunkte auf 23,7 Prozent gestiegen.

Vorwiegend durch die natürliche Erschöpfung der Lagerstätten ging die heimische Erdgasförderung gegenüber dem Vorjahr um rund 13 Prozent auf 6,2 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) zurück (s. Kap. 4).

Der deutsche Erdgasverbrauch ist jedoch gegenüber dem Vorjahr um 1,6 Prozent (AGEB 2019) auf rund 97 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) gefallen, welches insbesondere durch die milde Witterung ab März 2018 und den damit gesunkenen Wärmebedarf zurückzuführen ist (AGEB 2019).

Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2019).

Energieträger	Anteile in %	
	2017	2018
Mineralöl	34,8	34,3
Erdgas	23,2	23,7
Steinkohle	10,9	10,0
Braunkohle	11,2	11,3
Kernenergie	6,2	6,4
Erneuerbare Energien	13,3	14,0
Sonstige / Stromaustauschsaldo	1,8 / -1,5	1,8 / -1,4

### 6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2018 (Stichtag: 31. Dezember 2018)

Die Speicherinformationen dieses Berichtes beruhen auf einer jährlichen Datenabfrage des LBEG bei den deutschen Speicherfirmen in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden der Bundesländer. Seit 2010 erfolgt diese Meldung parallel auch an den Ausschuss Kavernen und Gasspeicher (KUGS), dessen Geschäftsführung beim Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) in Hannover angesiedelt ist. Die Daten befinden sich sowohl im BVEG-Jahresbericht als auch in der jährlichen Zusammenstellung des Bundeswirtschaftsministeriums „Der Bergbau in der Bundesrepublik Deutschland“. Die bundesweite Erhebung von Speicherdaten geht unter anderem auf einen Beschluss des Bundeswirtschaftsministeriums vom 4. Juli 1980 im Rahmen des Bund-Länder-Ausschusses Bergbau zurück. Die statistischen und beschreibenden Angaben für die Speicher dienen Firmen, Verbänden und der Politik als Nachweis- und Informationsquelle. Weitere Informationen finden sich auch auf der Website des Bundeswirtschaftsministeriums, wo neben vielen Energie-Informationen auch der oben zitierte Bergbau-Jahresbericht als Download verfügbar ist ([https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Industrie/gewinnungsheimischer-rohstoffe.html?cms\\_artId=236480](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Industrie/gewinnungsheimischer-rohstoffe.html?cms_artId=236480)).

Anlage 14 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Da Porenspeicher vorzugsweise in Sandstein-Formationen ehemaliger Erdöl- oder Erdgaslagerstätten oder Salzwasser-Aquiferen eingerichtet wurden, liegen sie in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland. Aquiferspeicher spielen im Hinblick auf das Arbeitsgasvolumen in Deutschland nur noch eine untergeordnete Rolle. Sie können aber an Standorten mit fehlenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten bzw. Salzstrukturen für Kavernen eine gewisse Bedeutung haben.

Ehemalige Lagerstätten bieten insgesamt eine gute Datenlage für die Beschreibung des tieferen Untergrundes, der Dichtigkeit der geologischen Barriere-Horizonte und damit der Leis-

tungsfähigkeit. Das gilt besonders für das aus der Förderphase ableitbare Druck-Volumen-Verhalten bei einer Speichernutzung.

Aquiferspeicher hingegen müssen gänzlich neu exploriert werden, um die Größe des Aquifer-Porenvolumens, die Verbreitung des Speicherhorizontes und seiner Deckschichten, das Druck-Volumen-Verhalten im späteren Betrieb sowie die dichtenden Eigenschaften von Störungsbahnen zu bestimmen. Erst nach Durchführung einer 3D-Seismik und dem Abteufen von Explorationsbohrungen können Ergebnisse hinsichtlich des Strukturbaus, des Speichervolumens und des maximalen Druckes abgeleitet werden. Aquiferspeicher sind aus diesem Grund hinsichtlich Vorlaufzeit, Explorationsaufwand und bergbaulichem Risiko (Dichtheit) grundsätzlich die anspruchsvollsten Speichertypen. Die oberste Prämisse bei allen Speichern ist die bergbauliche Sicherheit, d.h. der sichere Betrieb unter allen Betriebsbedingungen und die Kenntnis der Gasverbreitung im dreidimensionalen Raum über die Zeit.

Kavernenspeicher können nach Abteufen einer Bohrung dort eingerichtet (gesolt) werden, wo mächtige Salinare (Salzstöcke) vorkommen und gleichzeitig eine umweltverträgliche Ableitung oder Nutzung der Sole möglich ist. Die Lage von Kavernenspeichern ist aus geologischen Gründen vorwiegend auf den Norden Deutschlands beschränkt. Der südlichste Kavernenspeicher liegt im Raum Fulda. Die bevorzugte Lage für Kavernenspeicher sind Standorte in Küstennähe, wo nach Umweltverträglichkeitsprüfungen der Bau von Leitungen für eine Soleeinleitung in Richtung Meer oder eine kommerzielle Solenutzung grundsätzlich möglich ist. Aktuelle Beispiele sind hier Projekte wie Jemgum, Etzel und Epe. Eine Beschreibung der Geologie norddeutscher Salinare, die potenzielle Speicherstandorte darstellen, findet sich bei LANGER & SCHÜTTE (2002). Eine Karte der Salzstrukturen in Norddeutschland ist auf dem Kartenserver des LBEG (Quelle: BGR, Maßstab 1:500.000) einzusehen.

Tab. 21: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2018).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	9,1	15,2	24,3
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" ①	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	9,1	15,4	24,5
Plateau-Entnahmerate	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )/d	146	530	676
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases <sup>1)</sup>	Tage	62	29	36
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		16	31	47
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" ②	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	0	2,4	2,4
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau" <sup>2)</sup>		0	4	4
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	9,1	17,6	27,7

<sup>1)</sup> Rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen "in Betrieb" (Arbeitsgas / Plateau-Entnahmerate)  
<sup>2)</sup> Inkl. Speichererweiterungen

Tabelle 21 zeigt die Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 24,3 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>). Es entspricht damit dem Vorjahreswert. Lediglich die Anteile der Poren- bzw. Kavernenspeicher an diesem Wert haben sich um 0,2 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) zugunsten der Kavernenspeicher verschoben. Grund für die Reduzierung der Speicherkapazität der Porenspeicher ist die Stilllegung des Porenspeichers Kirchheilingen. Dieser Verlust an Speichervolumen konnte jedoch im Wesentlichen durch die Inbetriebnahmen von Kavernen bei den Speichern Jemgum (astora), Katharina und Staßfurt ausgeglichen werden.

Des Weiteren ist anzumerken, dass die Gasspeicherung im stillgelegten Bergwerk Burggraf-Bernstorf nunmehr eingestellt wurde. Dessen ehemalige Arbeitsgasmenge von 3 Mio. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) hatte jedoch stets nur im geringen Maße zur bundesdeutschen Gesamtspeicherkapazität beigetragen.

Die Anzahl der einzelnen Speicherkavernen in den 31 Kavernenspeichern „in Betrieb“ hat sich in der Summe gegenüber dem Vorjahr um eine Kaverne auf nunmehr 271 erhöht. Etwa 62 Prozent des derzeit nutzbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland sind in Kavernenspeichern und ca. 38 Prozent in Porenspeichern verfügbar.

Bei den Speicherprojekten, die in Planung oder im Bau sind, hat sich gegenüber dem Vorjahr nur wenig geändert. Es sind weiterhin dieselben Projekte mit einer zukünftigen Speicherkapazität von 2,4 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) Arbeitsgas gemeldet (vgl. Tab. 24b). Seit dem Vorjahr sind zwei Kavernen im UGS Jemgum (astora) und eine im UGS Katharina fertiggestellt und in Betrieb genommen worden. Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Projekte wird langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 27,7 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) verfügbar sein. Für den geplanten Kavernenspeicher in Jemgum (neun Kavernen) wurden allerdings keine aktuellen Planzahlen für das Arbeitsgasvolumen gemeldet. Die Arbeitsgasmenge für diesen Speicher ist daher in der o. g. Zahl nicht enthalten. Bei Ansatz eines durchschnittlichen Arbeitsgasvolumens von 50 Mio. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) je Kaverne würden bei Realisierung der o.g. neun Kavernen theoretisch weitere 0,45 Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>) zum geplanten Arbeitsgasvolumen hinzukommen.

Die Tabellen 23, 24a und 24b zeigen die Kenndaten für die einzelnen Gasspeicher, die derzeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für die ein Betriebsplanantrag vorliegt.

Die Verteilung der Arbeitsgasvolumina nach Speichertyp und Bundesland wird in Tabelle 22 dargestellt.

Tab. 22: Untertagegasspeicherung nach Bundesländern (Stand 31. Dezember 2018).

Bundesland	Typ	Anzahl Speicher*	Gesamt-volumen**	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
			Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> /h
Baden-Württemberg	Porenspeicher	2	213	40	40	75
Bayern	Porenspeicher	6	7 156	3 008	3 008	2 505
Brandenburg	Kavernenspeicher	1 (1)	128	100	100	140
Bremen	Kavernenspeicher	2 (4)	313	215	215	520
Hessen	Kavernenspeicher	1 (3)	178	110	110	100
	Porenspeicher	3	434	215	215	235
Mecklenburg-Vorpommern	Kavernenspeicher	1 (4)	325	259	259	400
Niedersachsen	Kavernenspeicher	11 (106)	10 932	7 800	7 946	9 470
	Porenspeicher	2	8 579	5 260	5 260	2 830
Nordrhein-Westfalen	Kavernenspeicher	9 (84)	4 698	3 634	3 634	6 990
Rheinland-Pfalz	Porenspeicher	1	300	90	90	130
Sachsen-Anhalt	Kavernenspeicher	5 (66)	3 809	2 993	2 993	4 365
	Porenspeicher	1	670	440	440	238
Schleswig-Holstein	Kavernenspeicher	1 (3)	111	72	113	100
Thüringen	Porenspeicher	1	380	62	62	62
<b>Summen Deutschland</b>	<b>Kavernenspeicher</b>	<b>31 (271)</b>	20 494	15 183	15 370	22 085
	<b>Porenspeicher</b>	<b>16</b>	17 732	9 115	9 115	6 075
<b>Gesamt</b>		<b>47</b>	<b>38 226</b>	<b>24 298</b>	<b>24 485</b>	<b>28 160</b>

\* Bei Porenspeichern Anzahl der Standorte, bei Kavernenspeichern Anzahl der Standorte und Anzahl der Kavernen in Klammern  
\*\*Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen

Für das Arbeitsgasvolumen in den Tabellen 23, 24a und 24b sind zwei Werte aufgeführt: Das "maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen" ist das Volumen, das zum Stichtag unter den technischen, vertraglichen und bergrechtlichen Rahmenbedingungen installiert und verfügbar ist. Dieser Wert kann bei den Speichern in Betrieb vom „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“ abweichen, wenn ein neuer Speicher in der Aufbauphase (Erstbefüllung) ist oder ein existierender Speicher erweitert wird. In einigen Fällen wird das "maximale Arbeitsgasvolumen" aus vertraglichen oder technischen Gründen (Anlagenkapazität, Verdichter) sowie aus lagerstättentechnischen oder geologischen Gründen nicht voll ausgenutzt. Aufgrund zum Teil komplexer Konsortialverhältnisse sind in den Tabellen als Gesellschaften die Betreiberfirmen und

nicht alle Eigentümer oder Konsortialpartner genannt.

Anlage 15 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens. Der erste deutsche Untertagegasspeicher ging im Jahr 1955 mit dem Aquiferspeicher Engelbostel in Betrieb, welcher Ende der 1990er Jahre aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben wurde.

Tab. 23: Erdgas-Porenspeicher.

Speicher	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
<b>in Betrieb</b>				m		Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> /h
Allmenhausen	TH	TEP Thüringer Energie Speichergesellschaft mbH / Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	62
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	670	440	440	238
Bierwang	BY	Uniper Energy Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1560	Tertiär (Chatt)	3140	1000	1000	1200
Breitbrunn-Eggstätt	BY	Uniper Energy Storage GmbH / DEA Speicher Holding GmbH & Co.KG, Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2075	992	992	520
Eschenfelden	BY	Uniper Energy Storage GmbH / Uniper Energy Storage GmbH, N-ERGIE AG	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	95
Frankenthal	RP	Enovos Storage GmbH	Aquifer	600 - 1000	Jungtertiär I + II	300	90	90	130
Fronhofen-Illmensee	BW	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	1750 - 2200	Muschelkalk (Trigonodus-Dolomit)	153	10	10	30
Hähnlein	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham	BY	DEA Speicher GmbH / DEA Speicher Holding GmbH & Co.KG	ehem. Gasfeld	680 - 880	Tertiär (Aquitän)	880	425	425	300
Rehden	NI	astora GmbH & Co. KG / WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1900 - 2250	Zechstein	7000	4400	4400	2400
Sandhausen	BW	Uniper Energy Storage GmbH / terranets bw	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45
Schmidhausen	BY	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1015	Tertiär (Aquitän)	310	154	154	150
Stockstadt	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45
Stockstadt	HE	MND Gas Storage Germany GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90
Uelsen	NI	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	1470 - 1525	Buntsandstein	1579	860	860	430
Wolfsberg	BY	Bayerngas GmbH / DEA Speicher Holding GmbH & Co.KG	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithothamnien-Kalk)	583	365	365	240
<b>Summe</b>						<b>17732</b>	<b>9115</b>	<b>9115</b>	<b>6075</b>

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2018. \*Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeits- und Kissengasvolumen.  
 Bundeslandkürzel: BW: Baden-Württemberg, BY: Bayern, HE: Hessen, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen

Tab. 24a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.

Speicher	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicherformation	Gesamtvolumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
				m		Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> /h
Bad Lauchstädt	ST	VNG Gasspeicher GmbH	15	780 - 950	Zechstein 2	903	720	720	920
Bernburg	ST	VNG Gasspeicher GmbH	31	500 - 700	Zechstein 2	1234	979	979	1000
Bremen-Lesum-Storengy	HB	Storengy Deutschland GmbH	2	1312 - 1765	Zechstein	231	147	147	360
Bremen-Lesum-Wesernetz	HB	wesernetz Bremen GmbH & Co. KG	2	1050 - 1350	Zechstein	82	68	68	160
Empelde	NI	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	5	1300 - 1800	Zechstein 2	536	355	355	510
Epe-ENECO	NW	ENECO Gasspeicher GmbH	2	1000 - 1400	Zechstein	132	94	94	400
Epe-innogy, H-Gas	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	10	1100 - 1420	Zechstein 1	516	405	405	870
Epe-innogy, L-Gas	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	4	1250 - 1430	Zechstein	246	178	178	400
Epe-innogy, NL	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	6	1080 - 1490	Zechstein	387	294	294	500
Epe-KGE	NW	KGE-Kommunale Gasspeicherges. Epe mbH & Co. KG	4	1100 - 1400	Zechstein	249	188	188	400
Epe-NUON	NW	NUON Epe Gasspeicher GmbH	7	1100 - 1420	Zechstein 1	410	300	300	600
Epe-Trianel	NW	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	4	1170 - 1465	Zechstein 1	255	194	194	600
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	39	1090 - 1420	Zechstein 1	2299	1804	1804	2900
Etzel-EGL 1 und 2	NI	Equinor Storage Deutschland GmbH / PATRIZIA GmbH	19	900 - 1100	Zechstein 2	1662	1193	1193	1320
Etzel-EKB	NI	EKB GmbH & Co. KG / PATRIZIA GmbH	9	1150 - 1200	Zechstein 2	1270	928	928	800
Etzel-ESE	NI	Uniper Energy Storage GmbH / PATRIZIA GmbH	19	1150 - 1200	Zechstein 2	2631	1916	1916	2250
Etzel-FSG Crystal	NI	Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH „Crystal“ / PATRIZIA GmbH	4	1150 - 1200	Zechstein 2	620	400	400	600
Harsefeld	NI	Storengy Deutschland GmbH	2	1156 - 1701	Zechstein	163	110	110	300
Huntorf <sup>1)</sup>	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	7	650 - 1400	Zechstein	431	308	308	450
Jemgum-astora	NI	astora GmbH & Co. KG, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	9	950 - 1500	Zechstein 2	1015	754	900	930
Jemgum-EWE	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	8	950 - 1400	Zechstein	548	366	366	250
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	6	500 - 700	Zechstein 2	331	296	296	900
Kiel-Rönne	SH	Stadtwerke Kiel AG / E.ON-Hanse AG	3	1300 - 1750	Rotliegend	111	72	113	100
Kraak	MV	HanseWerk AG	4	910 - 1450	Zechstein	325	259	259	400
Krummhörn	NI	Uniper Energy Storage GmbH	3	1500 - 1800	Zechstein 2	270	154	154	280
Nüttermoor	NI	EWE GASSPEICHER GmbH	21	950 - 1300	Zechstein	1786	1316	1316	1780
Peckensen	ST	Storengy Deutschland GmbH	5	1279 - 1453	Zechstein	548	349	349	895
Reckrod	HE	Gas-Union Storage GmbH / Gas-Union GmbH	3	800 - 1100	Zechstein 1	178	110	110	100
Rüdersdorf	BB	EWE GASSPEICHER GmbH	1	900 - 1200	Zechstein	128	100	100	140
Staßfurt	ST	innogy Gas Storage NWE GmbH	9	400 - 1130	Zechstein	793	649	649	650
Xanten	NW	innogy Gas Storage NWE GmbH	8	1000	Zechstein	204	177	177	320
<b>Summe</b>			<b>271</b>			<b>20494</b>	<b>15183</b>	<b>15370</b>	<b>22085</b>

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2018. \*Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. <sup>1)</sup> Einschl. Neuenhuntrorf. Bundeslandkürzel: BB: Brandenburg, HB: Bremen, HE: Hessen, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt

Tab. 24b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.

Speicher	Bundesland	Betreiber / Eigentümer	Anzahl Einzelspeicher	Teufe	Speicherformation	Gesamt volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
				m		Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> /h
Epe-Uniper	NW	Uniper Energy Storage GmbH	1	1090 - 1420	Zechstein	k.A.		50	
Etzel-STORAG	NI	STORAG ETZEL GmbH	24	1150 - 1200	Zechstein 2	3000		2020	
Jemgum-astora	NI	astora GmbH & Co. KG, VNG Gasspeicher GmbH / WINGAS GmbH, VNG Gasspeicher GmbH	9	950 - 1500	Zechstein 2	1260		k.A.	
Katharina	ST	Erdgasspeicher Peissen GmbH	6	500 - 700	Zechstein 2	353		319	
<b>Summe</b>			<b>40</b>			<b>4613</b>		<b>2389</b>	

Quelle: Betreiberfirmen und Genehmigungsbehörden, Stand 31.12.2018. Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen.  
Bundeslandkürzel: NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, ST: Sachsen-Anhalt

## 7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Anlage 14 und Tabelle 26 die geografische Lage und die Kenndaten der zwölf Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Deutschland ist zu rd. 98 Prozent ein Importland für Rohöl. Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher zur Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe. Nach dem Erdölbevorratungsgesetz von 2012 sind Vorräte in Höhe der Nettoeinfuhren eines Zeitraumes von 90 Tagen vorzuhalten.

Der Erdölbevorratungsverband (EBV), Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorratung, verfügte nach seinem Bericht für das Geschäftsjahr 2017/2018 (EBV 2018) über einen Vorrat von 22,7 Mio. t Rohöläquivalent, womit eine Überdeckung der Bevorratungspflicht von 1,5 Prozent gegeben war. Mitglieder des EBV sind alle Unternehmen, die Rohöl oder Rohölprodukte nach Deutschland einführen bzw. in Deutschland herstellen. Eine Bundesrohölreserve existiert nicht mehr. Sie wurde nach einem Beschluss der Bundesregierung 1997 nach und nach verkauft, die letzte Tranche im Herbst 2001.

Tab. 25: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Speicher	Bundesland	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Anzahl der Einzelspeicher	Füllung	Zustand
				m			
Bernburg-Gnetsch	ST	esco - european salt company GmbH & Co. KG	Salzlager-Kavernen	510-680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	NI	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640-1430	4 3 1	Rohöl Benzin Heizöl	in Betrieb in Betrieb in Betrieb
Bremen-Lesum	HB	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-900	5	Leichtes Heizöl	in Betrieb
Epe	NW	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG	Salz-Kavernen	1000-1400	5	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Etzel	NI	STORAG Etzel GmbH	Salzstock-Kavernen	800-1600	24	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide	SH	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1000	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide 101	SH	Raffinerie Heide GmbH	Salzstock-Kaverne	660-760	1	Butan	in Betrieb
Hülsen	NI	Wintershall Holding GmbH	stillgelegtes Bergwerk	550-600	(1)	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Ohrensen	NI	DOW Deutschland Anlagen-gesellschaft mbH	Salzstock-Kavernen	800-1100	1 1 1	Ethylen Propylen EDC	in Betrieb in Betrieb außer Betrieb
Sottorf	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1200	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Teutschenthal	ST	DOW Olefinverbund GmbH	Salzlager-Kavernen	700-800	3	Ethylen Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven-Rüstringen	NI	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1200-2000	37	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
<b>Summe</b>					<b>107</b>		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2018

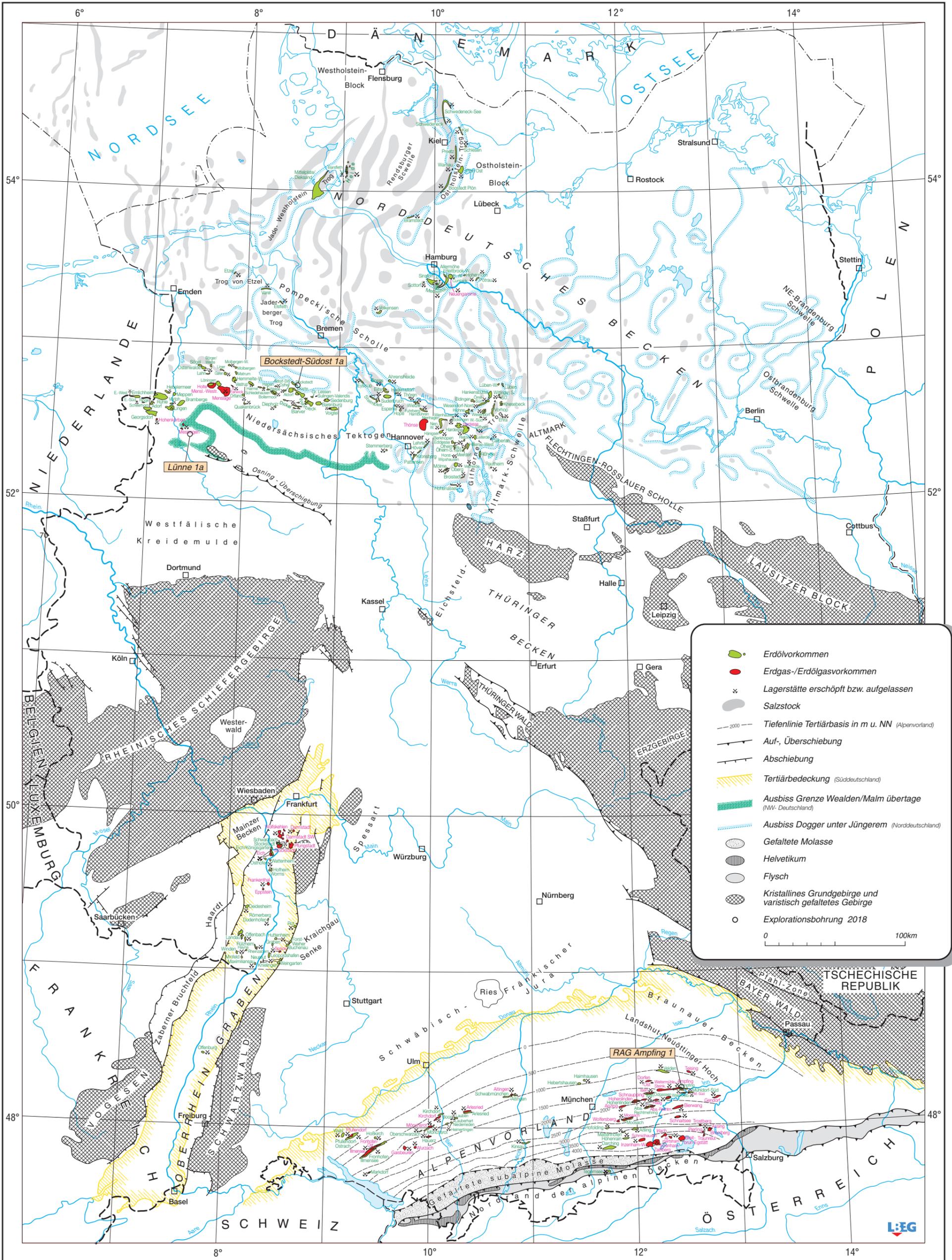
Bundeslandkürzel: HB: Bremen, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, SH: Schleswig-Holstein, ST: Sachsen-Anhalt

## 8 Literatur und nützliche Links

- ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN  
(AGEB) (2019): Energieverbrauch in  
Deutschland im Jahr 2018. -  
Berlin/Bergheim. [www.ag-energiebilanzen.de](http://www.ag-energiebilanzen.de)
- BUNDESVERBAND ERDGAS, ERDÖL UND  
GEOENERGIE E.V. (BVEG) (2019): Statisti-  
scher Bericht 2018, Hannover.  
[www.bveg.de](http://www.bveg.de)
- ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2018):  
Bericht über das Geschäftsjahr  
2017/2018; Hamburg. [www.ebv-oil.org](http://www.ebv-oil.org)
- LANGER, A. & SCHÜTTE, H. (2002): Geologie  
norddeutscher Salinare. - Akademie d.  
Geowissensch., Heft 20, S. 63-69; Hanno-  
ver.
- PORTH, H., BANDLOWA, T., GUERBER, B.,  
KOSINOWSKI, M. & SEDLACEK, R. (1997):  
Erdgas, Reserven–Exploration–Produk-  
tion (Glossar). - Geol. Jb., Reihe D, Heft  
109; Hannover.
- WALLBRECHT, J. et al. (2006): Glossar der we-  
sentlichen technischen Begriffe zur Unter-  
tage-Gasspeicherung. - Arbeitskreis K-  
UGS; Hannover.

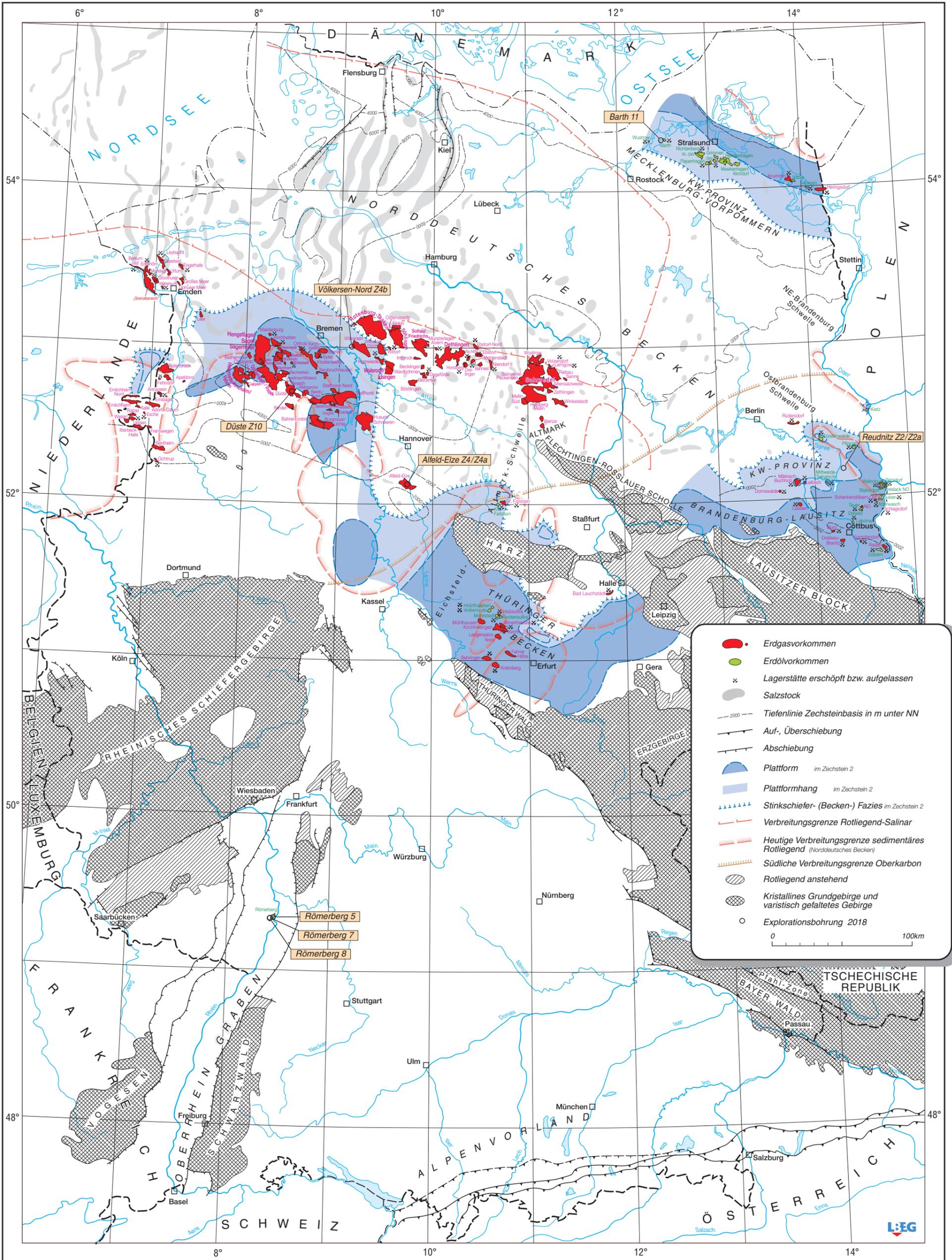
# Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

## Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



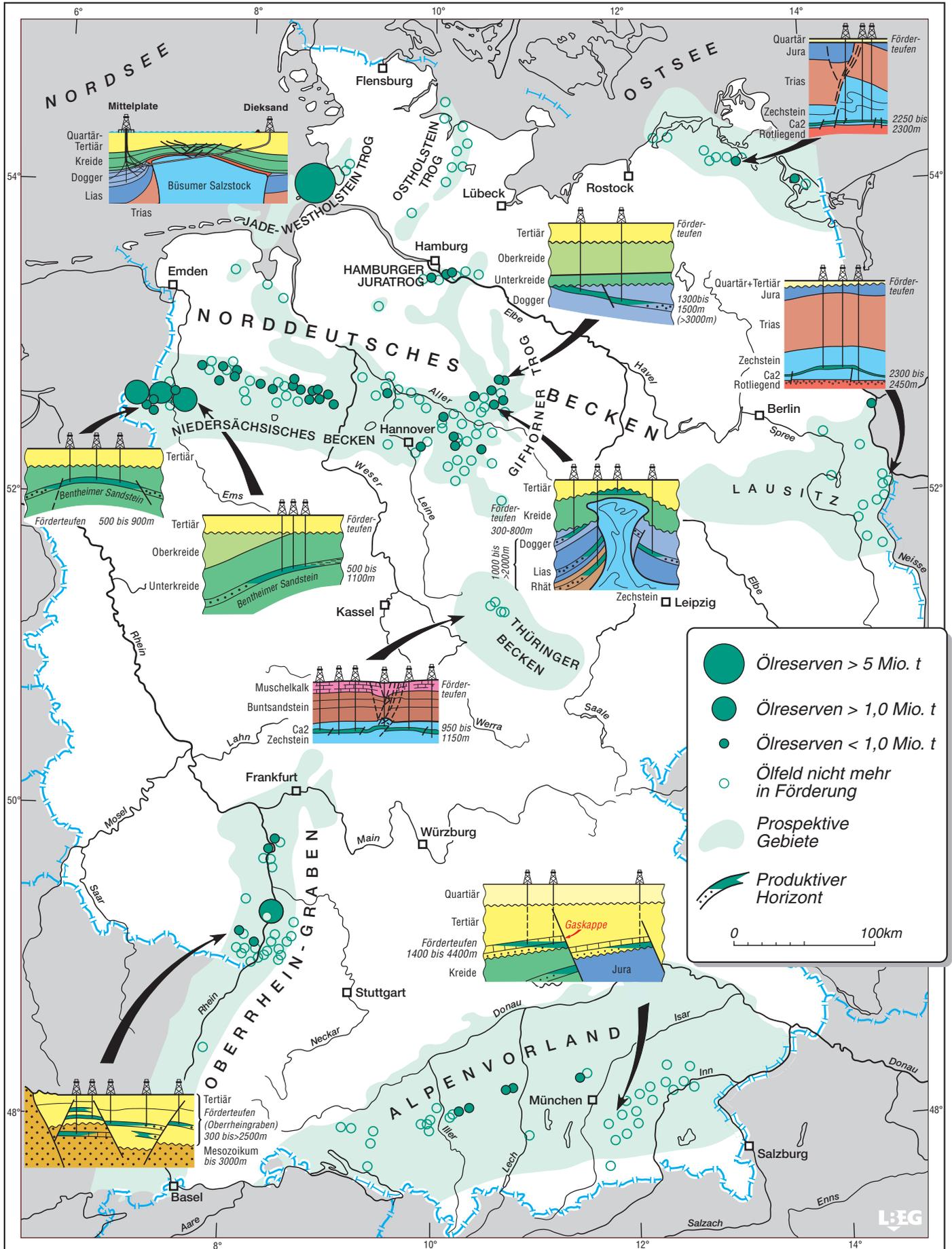
# Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

## Paläozoikum und Buntsandstein

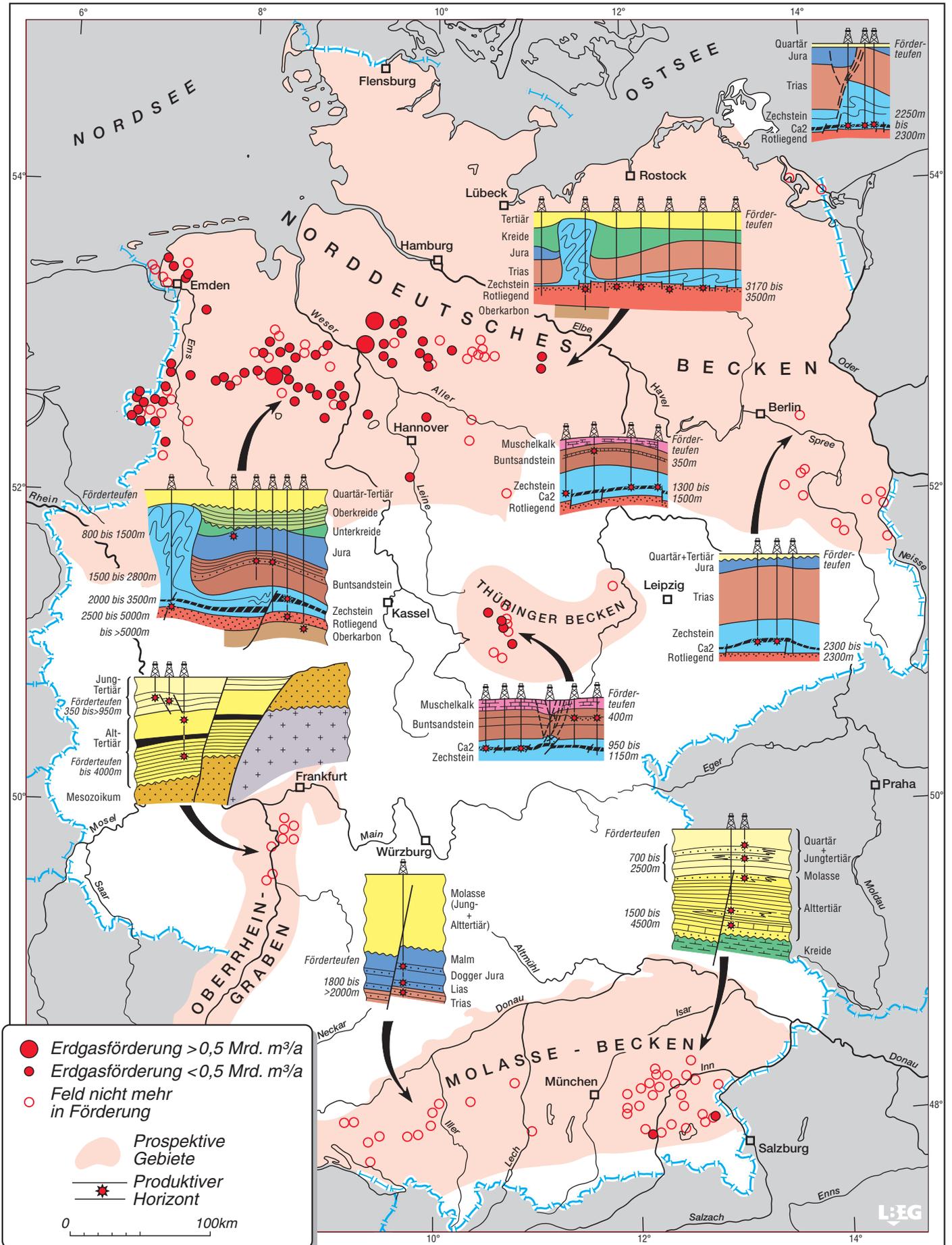


<span style="color: red;">●</span>	Erdgasvorkommen
<span style="color: green;">●</span>	Erdölvorkommen
×	Lagerstätte erschöpft bzw. aufgelassen
	Salzstock
- - - 2000	Tiefenlinie Zechsteinbasis in m unter NN
	Auf-, Überschiebung
	Abschiebung
	Plattform im Zechstein 2
	Plattformhang im Zechstein 2
	Stinkschiefer- (Becken-) Fazies im Zechstein 2
	Verbreitungsgrenze Rotliegend-Salinär
	Heutige Verbreitungsgrenze sedimentäres Rotliegend (Norddeutsches Becken)
	Südliche Verbreitungsgrenze Oberkarbon
	Rotliegend anstehend
	Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge
○	Explorationsbohrung 2018

0 100km

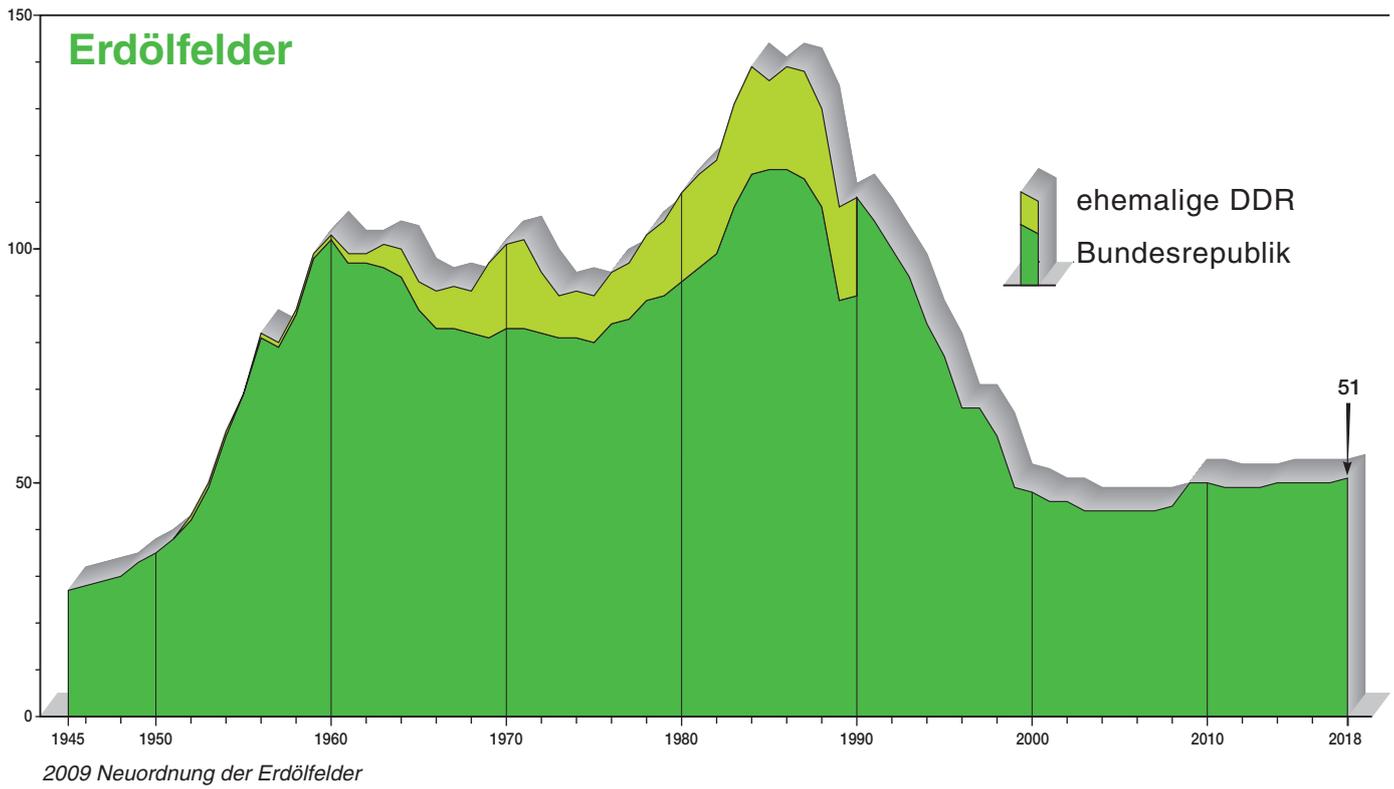


Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen.

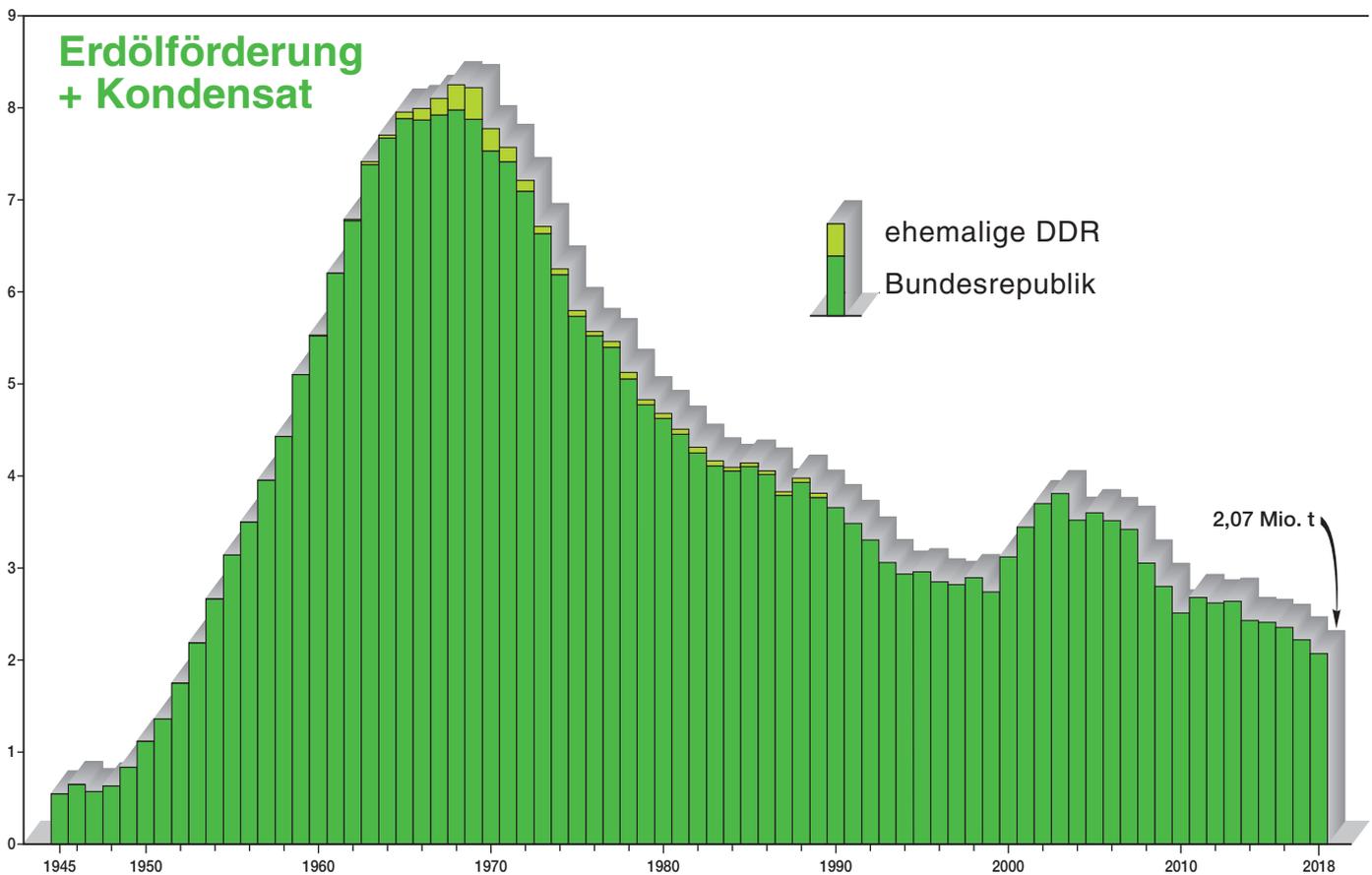


Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

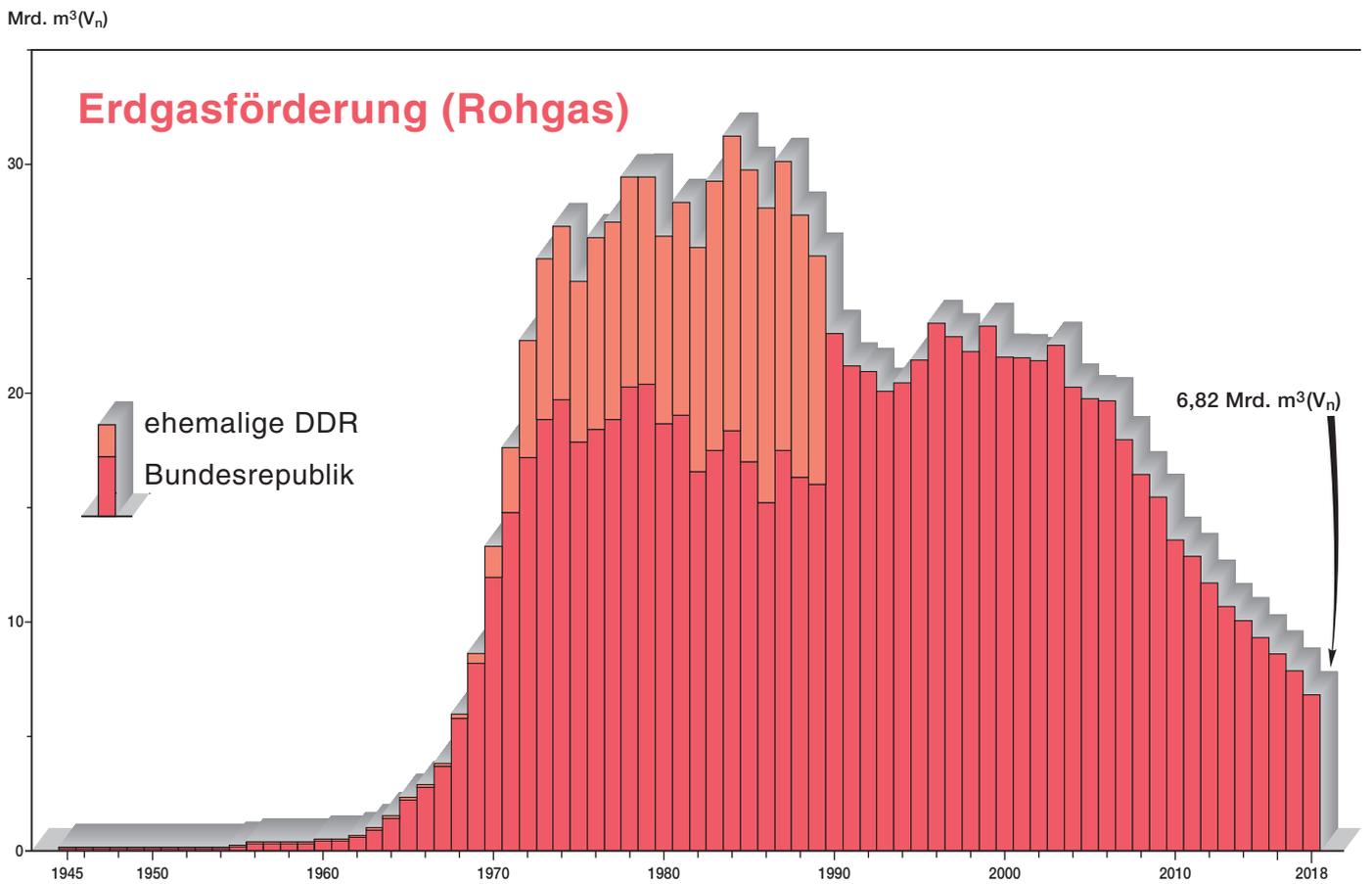
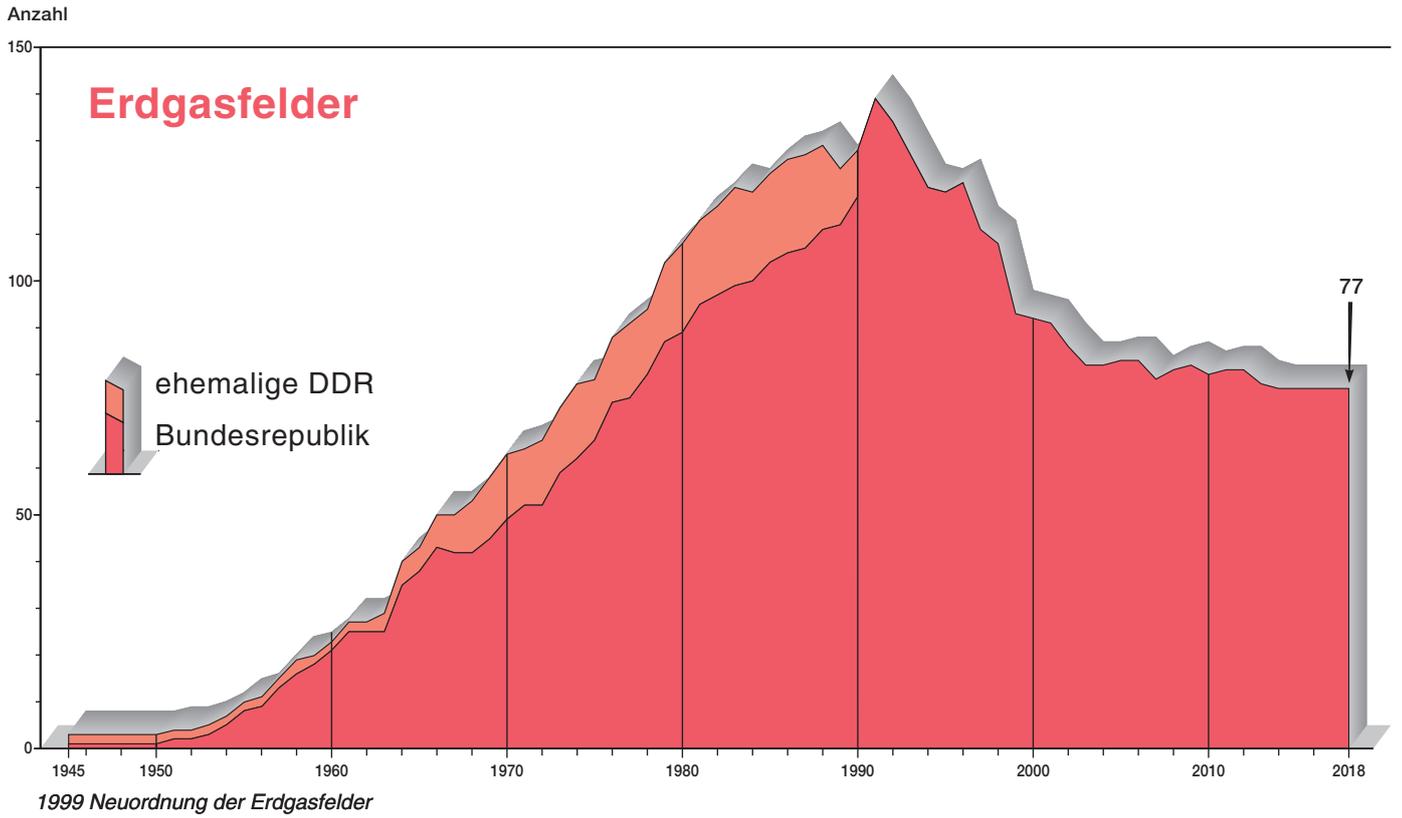
Anzahl



Mio. t



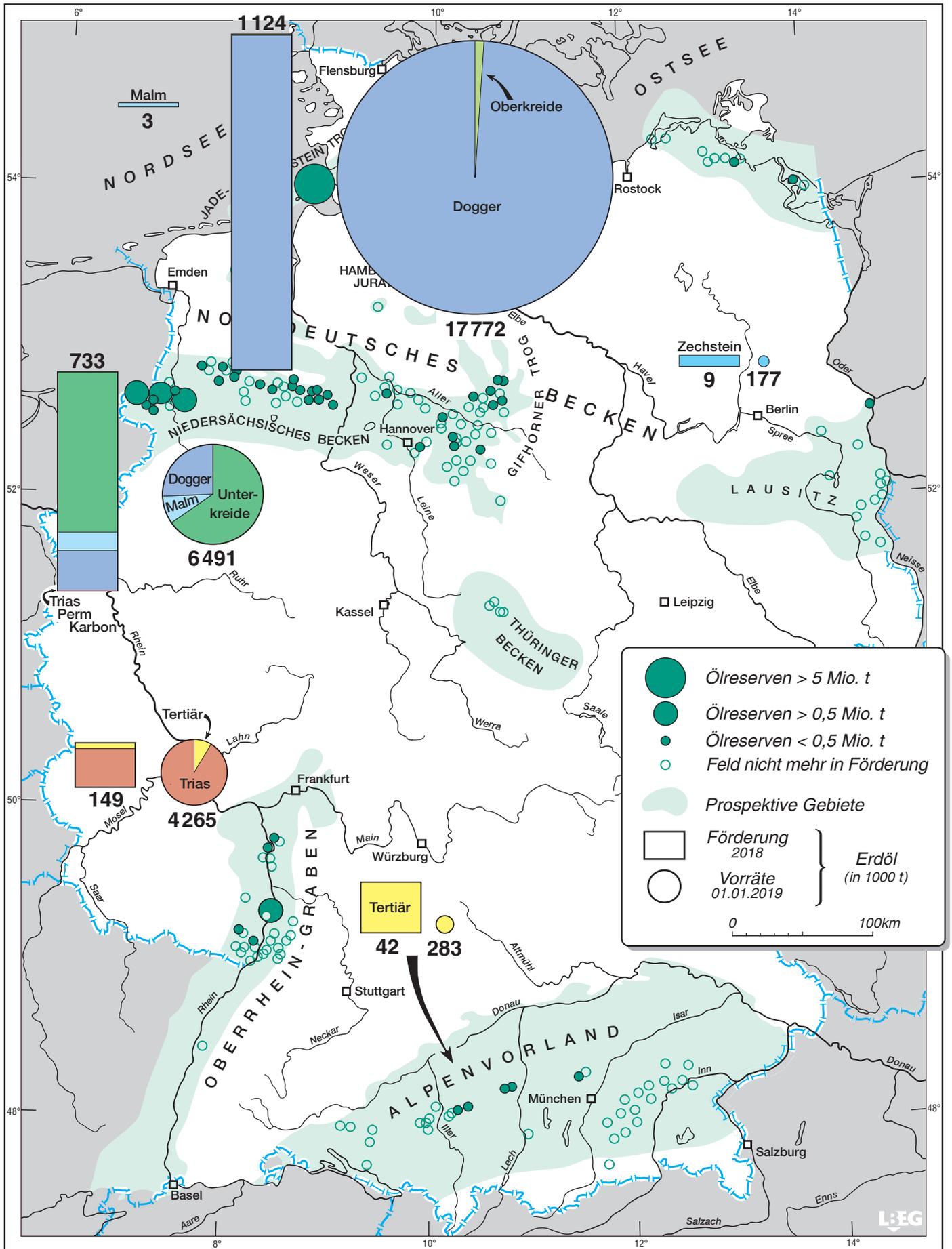
Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2018.



Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2018.

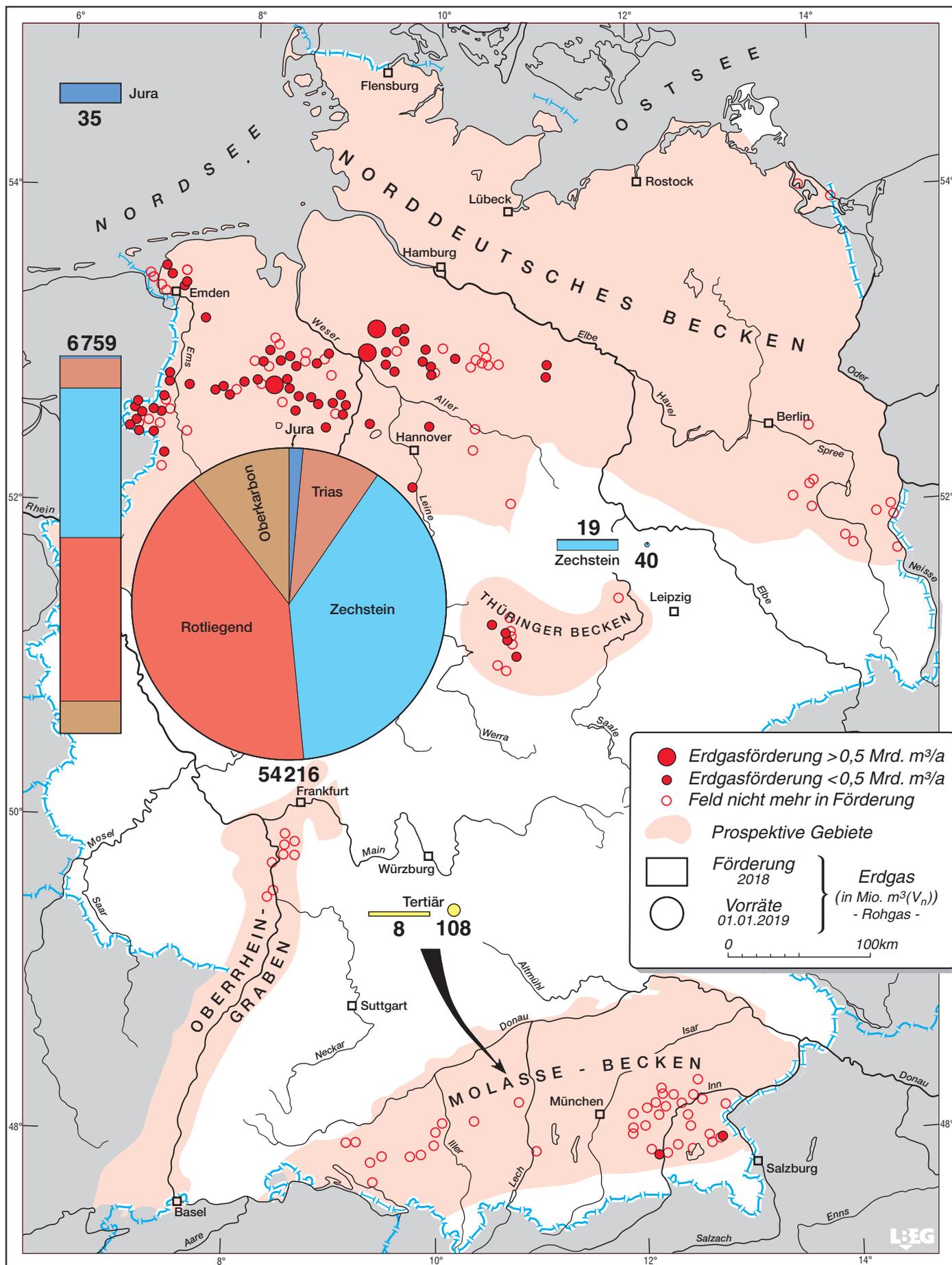






Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

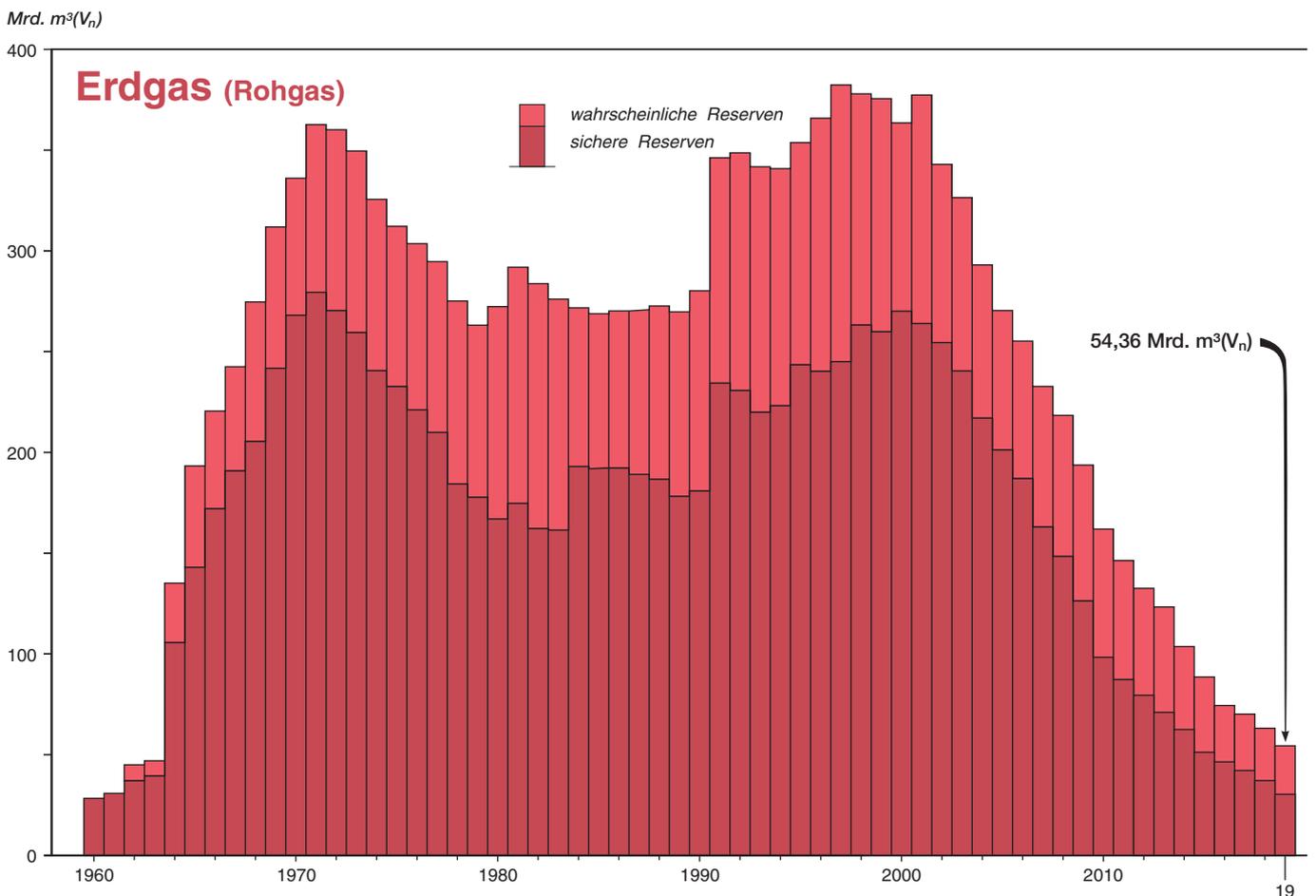
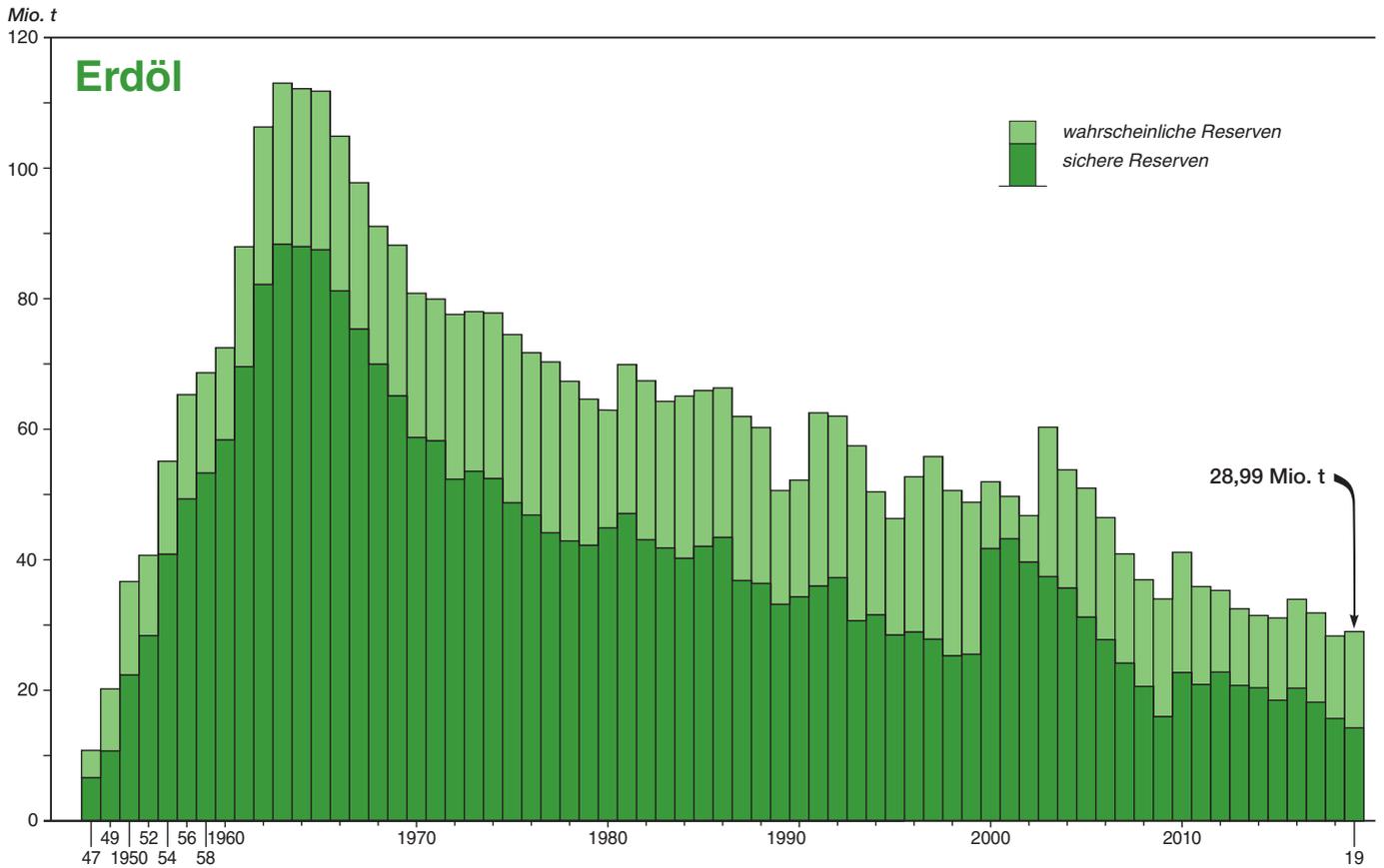
- |                             |   |                 |
|-----------------------------|---|-----------------|
| 1. Nordsee                  | 3. Gebiet Oder/Neiße-Elbe                             | 5. Oberrheintal |
| 2. Gebiet nördlich der Elbe | 4. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems | 6. Alpenvorland |



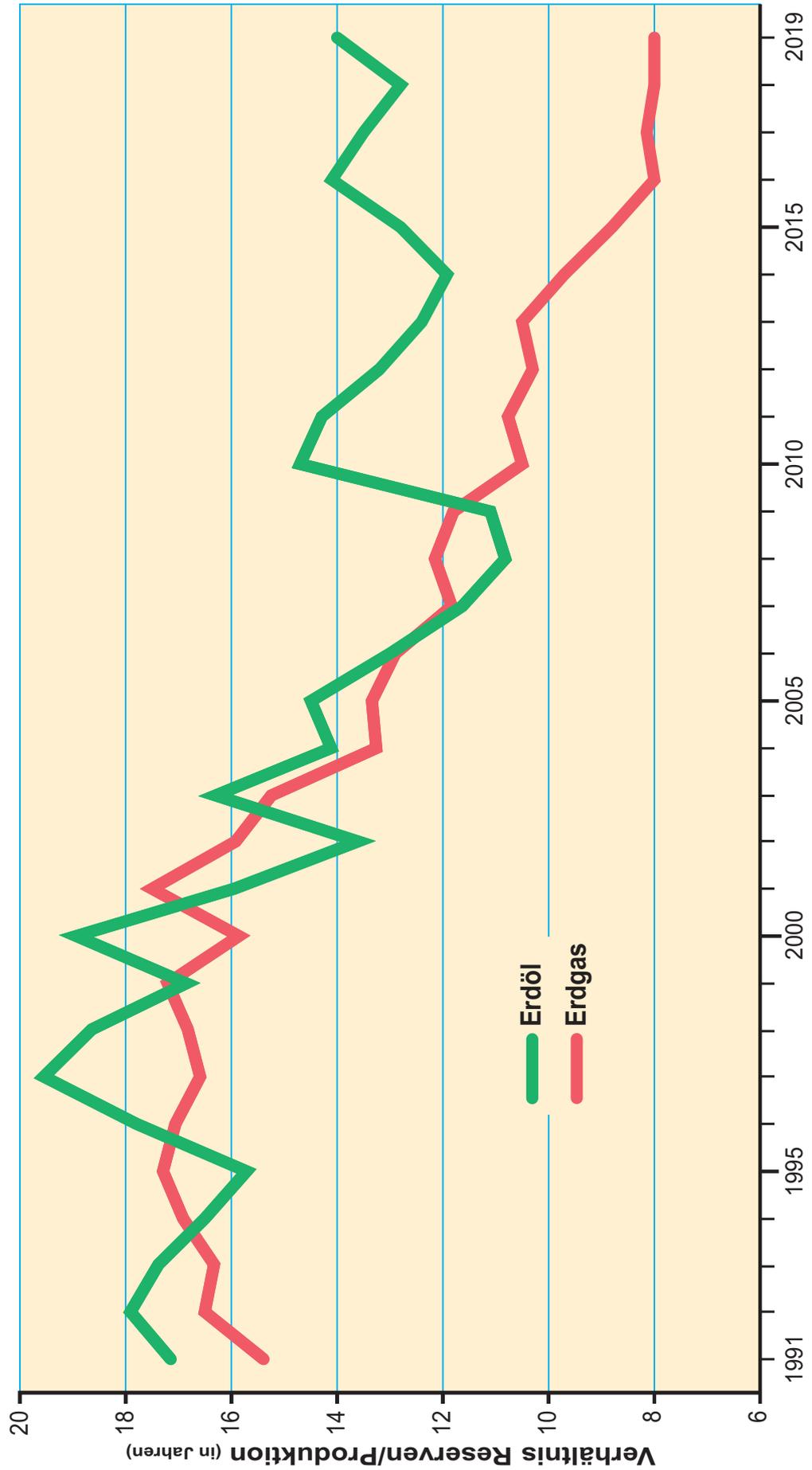
Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

- |   |                     |
|---|---------------------|
| 1. Nordsee  | 3. Thüringer Becken |
| 2. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems | 4. Alpenvorland     |

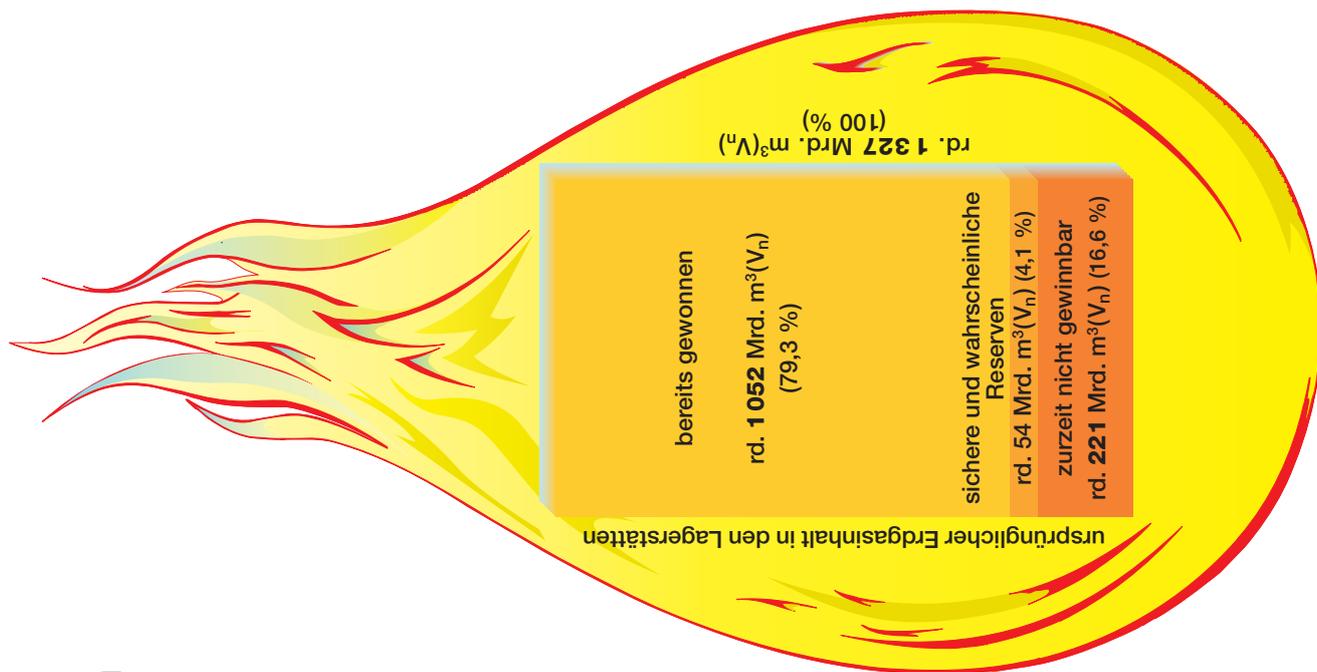
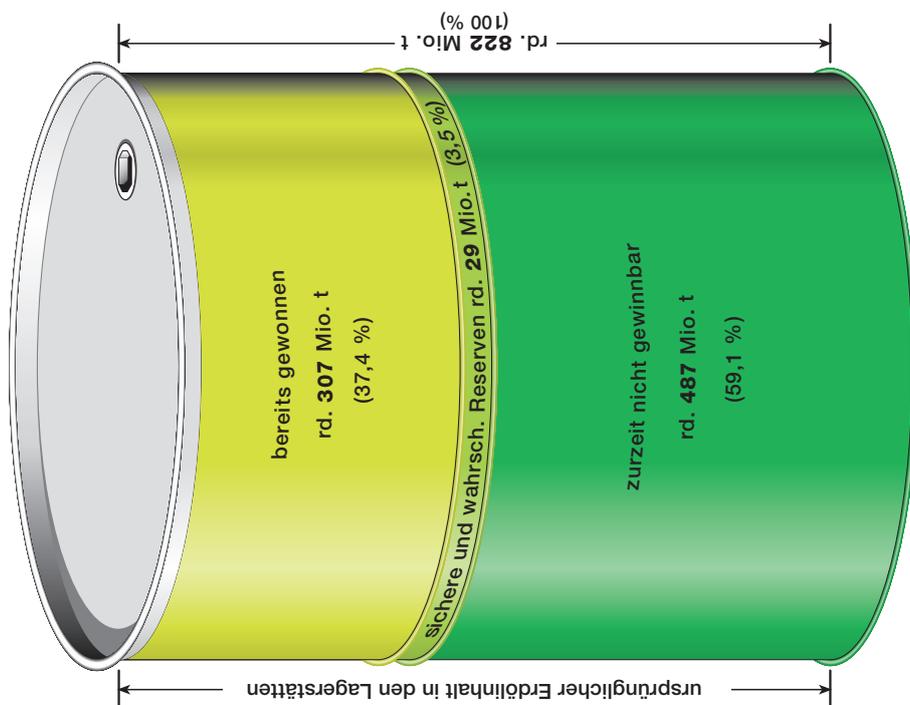
# Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland (Stand jeweils am 1. Januar)



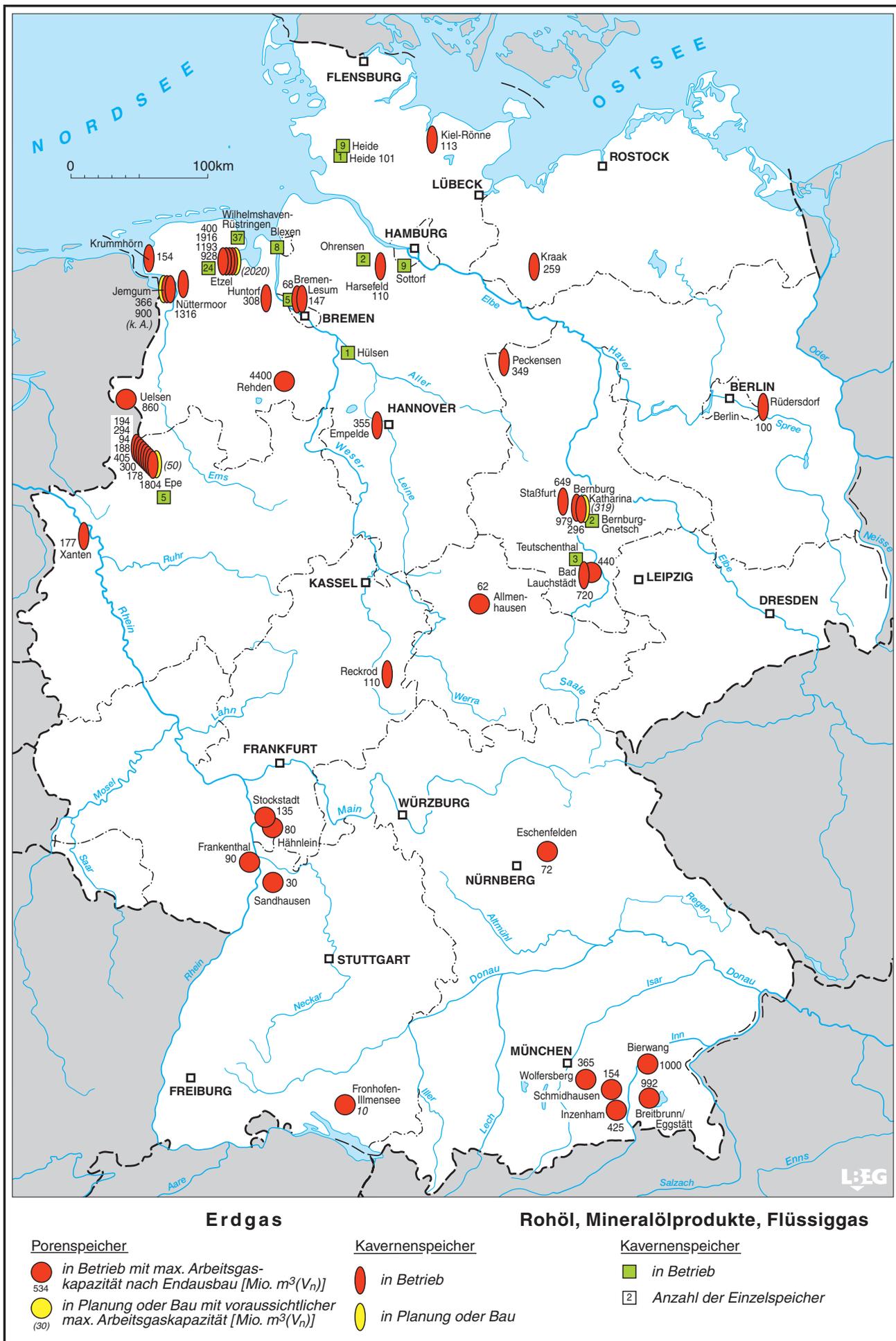
# Verhältnis Reserven/Produktion



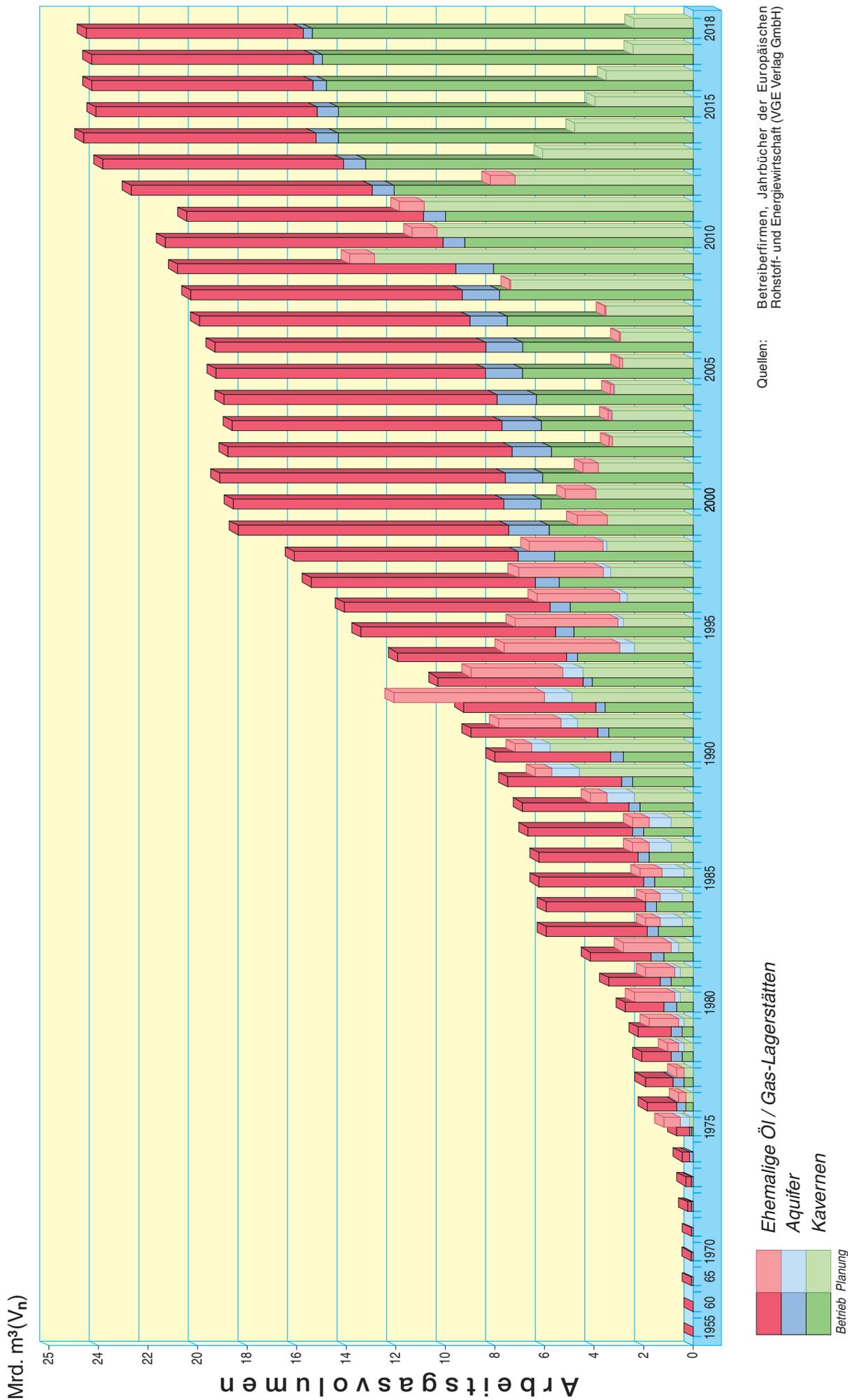
# Erdöl und Erdgas\* in Deutschland Kumulative Produktion & Reserven



\* Rohgas (natürlicher Brennwert)



# Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland



Quellen: Betreiberfirmen, Jahrbücher der Europäischen Rohstoff- und Energiewirtschaft (VGE Verlag GmbH)

Ehemalige Öl / Gas-Lagerstätten  
 Aquifer  
 Kavernen  
 Betrieb Planung