

Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2012

Exploration and Production of Crude Oil and Natural Gas in Germany in 2012

Von M. PASTERNAK*

Abstract

This article presents an overview of oil and gas exploration and production in Germany in 2012. The report is based on data gathered on a regular basis by the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG) from the oil and gas companies and the other state mining offices.

Due to the granting of new licences in the last years, a significant increase of geophysical prospecting of the subsurface for oil and gas deposits was observed. Six 3D seismic surveys were conducted. Five surveys were located in the Upper Rhine Valley and one in the lowlands of Northwest Germany. 2D seismic data were acquired in Lusatia (Brandenburg) and at the coast of the Baltic Sea.

The number of exploration wells decreased once again. In 2012 nine exploration wells were drilled, compared to ten in the previous year. In addition to that number, another seven exploration wells were drilled to total depth already before 2012, but not completed by final well results in 2012. None of the ten new field wildcats were completed by result. Three exploration wells (appraisal wells) were completed successfully. Two of these wells confirmed the presence of gas and one the presence of oil.

The number of development wells decreased significantly. In 2012 31 wells were drilled, compared to 46 in the prominent year 2011. Another 13 wells were drilled to total depth already before 2012, but not completed by final well results in 2012. 31 wells were completed successfully. 30 of these wells encountered oil or gas pay zones.

In 2011 drilling meterage has reached its highest value since 1998. In contrast the total drilling meterage decreased slightly by less than 2000 m to 71,424 m in 2012.

The natural gas production continued its downward trend. Due to the depletion of gas fields, the annual natural gas production dropped by 9.1% compared to the previous year and amounted to 11.7 billion m³ (field quality).

After the increase in 2011, the annual crude oil production decreased by 2.1% to 2.6 million t, primarily due to the decrease in pro-

duction from some of the most productive oil fields.

As in the last years, the total remaining proven and probable natural gas reserves dropped. Compared to the previous year the reserves decreased by almost 9 billion m³ to 123 billion m³ (field quality). A minor portion of the total annual gas production could thus be replaced by new reserves.

The total remaining proven and probable oil reserves fell by 2.8 million tons to 32.5 million tons. This decline was more than the annual production.

Kurzfassung

Der vorliegende Artikel gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland im Jahre 2012. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden. Die Vergabe von neuen Erlaubnissen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen der letzten Jahre hat in 2012 zu einem deutlichen Anstieg der geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten geführt. Es wurden sechs seismische 3D-Surveys akquiriert; fünf Surveys im Oberrheintal und einer in der nordwestdeutschen Tiefebene. 2D-seismische Messungen wurden in der Lausitz (Brandenburg) und an der Ostseeküste durchgeführt.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte ist nochmals gesunken, und zwar von zehn im Vorjahr auf nunmehr neun. Weitere sieben Explorationsbohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2012 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Keine der zehn Aufschlussbohrungen wurde mit einem endgültigen Ergebnis abgeschlossen. Drei Teilfeldsuchbohrungen waren erfolgreich; je eine war gasfündig, ölfündig oder hatte ihr Ziel erreicht.

Die Anzahl der aktiven Feldeentwicklungsbohrungen ist gegenüber dem Ausnahmejahr 2011 wieder deutlich von 46 auf 31 zurückgegangen. Weitere 13 Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2012 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. 31 Bohrungen wurden mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren 28 öl- oder gasfündig und drei hatten ihr Ziel erreicht.

Nachdem die Bohrmeterleistung in 2011 den höchsten Wert seit 1998 erreicht hatte, ist sie in 2012 nur geringfügig um weniger als 2.000 m auf ca. 71.000 m zurückgegangen.

Der negative Trend der Erdgasförderung hat sich fortgesetzt. Aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten wurden gegenüber dem Vorjahr 9,1 % weniger gefördert. Die Jahresfördermenge betrug 11,7 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Nach dem Anstieg in 2011 hat die Erdölförderung in 2012 gegenüber dem Vorjahr wieder abgenommen, und zwar um 2,1 % auf etwa 2,6 Mio. t (inkl. Kondensat). Ursache waren vor allem die geringeren Fördermengen in einigen der produktionsstärksten Ölfelder.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven ist wie in den letzten Jahren weiter zurückgegangen. Gegenüber dem Vorjahr haben die Reserven um etwa 9 Mrd. m³ abgenommen und betragen 123 Mrd. m³ in Feldesqualität. Ein kleiner Teil der Förderung konnte also durch neue Reserven ausgeglichen werden.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat mit 2,8 Mio. t um mehr als die Fördermenge abgenommen und betrug 32,5 Mio. t.

1 Einleitung

Dieser Beitrag fasst die Ergebnisse der Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas des Jahres 2012 in Deutschland zusammen. Grundlage des Beitrages sind Daten, die im Rahmen der Aufsuchung und Gewinnung von Erdöl und Erdgas bei den Erdölgesellschaften gewonnen wurden und routinemäßig vom Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) bundesweit erhoben werden. Der Beitrag stellt einen Abriss des Berichtes »Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2012« des LBEG dar, der mit zahlreichen detaillierten

(Nachfolgende Doppelseiten)

Abb. 1 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2012. Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

Abb. 2 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2012. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein

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

Tabellen ausgestattet ist und im Internet unter der Adresse www.lbeg.niedersachsen.de als Download zur Verfügung steht. Der Schwerpunkt dieses Abrisses liegt auf der Bohrtätigkeit der Exploration.

2 Bohrtätigkeit

Die Bohraktivität ist, gemessen an der Anzahl der Bohrungen, deutlich hinter dem Vorjahreswert zurückgeblieben. So ist die Anzahl der »aktiven« Bohrungen von 56 im Vorjahr auf 40 gesunken. Die Bohrmeterleistung hat gegenüber dem Vorjahreswert aber nur leicht um 2,5 % abgenommen.

In der Kategorie der Explorationsbohrungen war die Abnahme nicht so gravierend. Wurden im Vorjahr noch zehn aktive Bohrungen gezählt, so waren es in 2012 noch neun. Da im Vorjahr vier sehr flache Untersuchungsbohrungen gebohrt wurden, in 2012 aber keine, sind in der Folge die Bohrmeter der Exploration angesichts der größeren Anzahl tieferer Bohrungen natürlich deutlich gestiegen, und zwar um nahezu 50 Prozent.

Die Entwicklung der Bohraktivität war wie im Vorjahr von den Aktivitäten in der Kategorie der Feldeentwicklungsbohrungen getragen. Die Anzahl dieser Bohrungen ist von 46 im Vorjahr auf 31 zurückgegangen. In der Folge haben die Bohrmeter in dieser Kategorie deutlich abgenommen. Die Entwicklung der Bohrungsanzahl spiegelt vor allem die Aktivitäten im Feld Emlichheim wider. Aufgrund der Bohrkampagne in diesem Feld war die Anzahl der Bohrungen im Vorjahr sprunghaft angestiegen. Diese Kampagne hatte bereits Ende 2010 mit den ersten Bohrungen begonnen, über das ganze Jahr 2011 angedauert und wurde in 2012 fortgesetzt. Im Feld Emlichheim wurden in 2011 25 Bohrungen niedergebracht; aufgrund des Abschlusses der Bohrkampagne waren es in 2012 »nur noch« vierzehn.

2.1 Explorationsbohrungen

Explorationsbohrungen haben das Ziel, neue Felder bzw. Teilfelder zu erschließen, den Untergrund zu erkunden oder aufgebene Felder wieder zu erschließen. In der Zusammenstellung der Explorationsbohrungen des Jahres 2012 werden insgesamt 16 Bohrungen geführt (Tab. 1). Diese Zahl setzt sich aus den oben genannten neun »aktiven« Bohrungen und weiteren sieben Bohrungen zusammen, die ihre Endteufe bereits vor 2012 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten.

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurden wie im Vorjahr vier Bohrungen abgeteuft. Erstmals seit 1996 wurde wieder eine Aufschlussbohrung für Kohlenwasserstoffe in Brandenburg niedergebracht. Sie sollte im Staßfurt-Karbonat der »Lausitzer-Lagune« und in Rotliegend-Sandsteinen Erdöllagerstätten nachweisen.

Tabelle 1 Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2012

Name	Operator	Ziel/ Fundhorizont	Status
Aufschlussbohrungen (A3)			
<i>Oder/Neiße-Elbe</i>			
Barth 11*	CEP	Zechstein	n.k.E.
Guhlen 1	CEP	Zechstein	n.k.E.
Lütow 51	CEP	Zechstein	n.k.E.
Pudagla 2	CEP	Zechstein	n.k.E.
<i>Weser-Elbe</i>			
Böstlingen Z1*	RWE Dea	Rotliegend	n.k.E.
<i>Weser-Ems</i>			
Damme 2a*	EMPG	Lias Epsilon	n.k.E.
Damme 3*	EMPG	Wealden	n.k.E.
Lünne 1a*	EMPG	Lias	n.k.E.
Oppenwehe 1*	EMPG	Wealden, Lias	n.k.E.
<i>Westlich der Ems</i>			
Ravenshorst Z1	GDF SUEZ	Oberkarbon	bohrt
Teilfeldsuchbohrungen (A4)			
<i>Nordsee</i>			
Nordsee A6-A 6	Wintershall	Rotliegend	technisch fehl
<i>Weser-Elbe</i>			
Völkersen-Nord Z6	RWE Dea	Rotliegend	gasfündig
<i>Weser-Ems</i>			
Düste Z10	Wintershall	Oberkarbon	n.k.E.
Goldenstedt Z15a	EMPG	Oberkarbon	Ziel erreicht
<i>Alpenvorland</i>			
Aitingen-Nordost 1	Wintershall	Baustein-Sch.	ölfündig
Wiedererschließungsbohrungen (A5)			
<i>Alpenvorland</i>			
Bedernau 1*	Wintershall	Baustein-Sch.	n.k.E.
Status mit Stand vom 31. Dezember 2012; *: Endteufe vor 2012 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis.			
CEP – CEP Central European Petroleum GmbH; EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH; GDF SUEZ – GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH; RWE Dea – RWE Dea AG; Wintershall – Wintershall Holding GmbH			

Zwei Explorationsbohrungen suchten im nördlichen Mecklenburg-Vorpommern im bekannten Zechstein-Play an der Nordflanke des Permbeckens im näheren Umfeld des alten Erdölfundes Bansin und des Erdölfeldes Lütow nach Erdöl. Eine weitere Bohrung sollte im südwestlichen Niedersachsen in den Sandsteinen des Oberkarbon eine Gaslagerstätte nachweisen.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden Feldern nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurden fünf Bohrungen abgeteuft. Je eine Bohrung wurde in der Peripherie des Gasfeldes Nordsee A6/B4 und der norddeutschen Gasfelder Düste, Goldenstedt und Völkersen sowie des süddeut-

schen Ölfeldes Schwabmünchen niedergebracht.

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

2.1.1 Aufschlussbohrungen

Gebiet Oder/Neiße-Elbe

Mit der Bohrung **Barth 11** (CEP¹⁾) wurde die Untersuchung des Staßfurt-Karbonats der Struktur Barth bei Saal in Mecklenburg-Vorpommern nach über 30 Jahren erneut aufgenommen. Die letzte Ölbohrung

¹⁾ federführende Firma, Abkürzungen siehe Tabelle 1.

im Bereich dieser Struktur war die Bohrung Barth 9 aus dem Jahre 1978. Die bislang einzige produzierende Sonde war die Bohrung Barth 6 aus dem Jahre 1965. Die Produktion war bereits in 1986 bei einer kumulativen Fördermenge von etwas mehr als 1.000 t aufgegeben worden. Der Ansatzpunkt der Bohrung Barth 11 liegt etwa 2 km südwestlich der ehemals produzierenden Sonde auf einem anderen Störungsblock. Das Zielgebiet wurde anhand der 2D-seismischen Untersuchungen aus den Jahren 2009/10 festgelegt. Die Bohrung hat das Staßfurt-Karbonat wie erwartet in der Plattformhangfazies ölführend angetroffen und auf einer Strecke von knapp 1.000 m eine vertikale Mächtigkeit von etwa 20 m horizontal aufgeschlossen. Die Bohrung hatte ihre Endteufe von 3.863 m im Staßfurt-Karbonat bereits in 2011 erreicht. In einem ersten Kurzzeittest wurden 76 m³ leichtes Öl ohne Formationswasser mit niedrigen Zuflussraten getestet. Die Bohrung ist gegenwärtig in Vorbereitung weiterer Testarbeiten vorübergehend eingeschlossen.

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

Auf der Insel Usedom wurde die Bohrung **Lütow 51** (CEP) niedergebracht. Der Ansatzpunkt liegt am Westufer des Achterwassers etwa 1.000 m nordöstlich des größten ostdeutschen Erdölfeldes Lütow, das sich seit 1966 in Produktion befindet. Das Zielgebiet der Bohrung ist durch eine lokale Hochlage des Staßfurt-Karbonats etwa 2 km nordöstlich des Feldes Lütow definiert. Da das Zielgebiet der Bohrung unter dem Achterwasser liegt, wurde die Bohrung gerichtet von Land aus gebohrt. Die Bohrung hat das Staßfurt-Karbonat mit Ölanzeichen aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2.930 m im Werra-Anhydrit eingestellt. Die Auswertung und Bewertung der Bohrergebnisse war zum Jahresende 2012 noch nicht abgeschlossen.

Etwa 10 km weiter südöstlich, am Ostufer des Achterwassers wurde die Bohrung **Pudagla 2** (CEP) auf das Staßfurt-Karbonat abgeteuft. Das Zielgebiet der Bohrung ist durch eine lokale Hochlage 1,7 km westlich des Ölfundes Bansin definiert. Die wenig er-

giebige Lagerstätte wurde in den Jahren 1983 bis 1988 durch drei Bohrungen (Bansin 4, 5 und 6) getestet und hat bis zur Aufgabe 1988 kumulativ knapp 200 t gefördert. Da das Ziel der Bohrung etwa 2.700 m unterhalb des Achterwassers liegt, wurde die Bohrung als Richtbohrung von Land aus durchgeführt. Aufgrund technischer Probleme konnte die Bohrung nicht vor dem Erreichen des Zeitfensters, für das Bohrarbeiten aus Naturschutzgründen ausgeschlossen waren, und somit nicht in 2011 zum Abschluss gebracht werden. Deshalb wurde die Bohrung bei 3.126 m im unteren Salz der Leine-Folge stehend eingeschlossen. Die Bohrarbeiten wurden Anfang April 2012 wieder aufgenommen. In einer Entfernung von etwa 1.750 m nordwestlich des Ansatzpunktes wurde das Staßfurt-Karbonat ölführend in anderer struktureller Situation als im benachbarten Bansin-Fund aufgeschlossen. Die Bohrung wurde bei einer Endteufe von 3.830 m im Werra-Anhydrit eingestellt. Im Dezember 2012 wurde ein Fördertest auf das ölführende Staßfurt-Karbonat durchgeführt. Ein endgültiges Ergebnis steht noch aus.

Gebiet Elbe–Weser

Etwa 12 km südwestlich des Gasfundes Bleckmar wurde die Bohrung **Böstlingen Z1** (RWE Dea) auf das Rotliegend angesetzt. Ziel waren die Sandsteine eines synsedimentären Halbgrabens in der Verlängerung des Schneverdingen-Grabens. Mit dem Prospekt wurde der mögliche Reservoirfaziestrend der Lagerstätten Völkersen und Walsrode/Idsingen nach Südosten verfolgt. Entsprechend der Verhältnisse am Südrand des Rotliegend-Fairways wurden Sandsteine mit ähnlicher Reservoir-Ausbildung wie in Walsrode oder Bleckmar/Wardböhlen erwartet. Der Zielbereich ist durch eine seismische Amplitudenanomalie charakterisiert, die als positive Indikation für eine gute Reservoir-Ausbildung gewertet wird. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten liegt der Ansatzpunkt mehr als 2 km südlich vom Zielgebiet entfernt. Die Bohrung begann bereits in 2006 und erreichte ihre Endteufe von 5.912 m in 2007. Die Sandsteine des Rotliegend wurden zwar tiefer als erwartet, aber gasführend angetroffen. Mehrere Tests auf unterschiedliche Reservoirabschnitte erbrachten nicht die Ergebnisse, die nach den Befunden während des Bohrens und der Logauswertung erwartet werden konnten. Auch anschließende Frac-Behandlungen konnten das Projekt nicht zu einem wirtschaftlichen Erdgasfund führen. Über das weitere Vorgehen wurde noch nicht entschieden. Die Bohrung hat noch kein endgültiges Ergebnis erhalten.

An der Grenze der Konzessionen Münsterland und Bramsche-Erweiterung wurde in 2008 die Bohrung **Damme 2** (EMPG) mit dem Ziel abgeteuft, das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers zu bewerten. Nachdem die Bohrung einen

knapp 700 m mächtigen Wealden und einen etwa 30 m mächtigen Posidonienschiefer durchteuft hatte wurde sie in einer Teufe von 3.340 m im Lias Delta eingestellt. Um den Posidonienschiefer optimal kernen zu können, wurde die Bohrung zur Damme 2a abgelenkt. Auch die Ablenkung hatte ihre Endteufe bereits in 2008 erreicht, und zwar in einer Teufe von 3.333 m im Lias Delta. Der Wealden und der Posidonienschiefers wurden für weiterführende Laboruntersuchungen mit insgesamt drei Kernen beprobt. Bislang hat die Bohrung kein endgültiges Ergebnis erhalten.

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

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

Bereits in 2008 wurde in der nordrhein-westfälischen Erlaubnis Minden, etwa 1,5 km südlich der Grenze zu Niedersachsen die Bohrung **Oppenwehe 1** (EMPG) mit dem Ziel abgeteuft, das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers zu bewerten. Die Bohrung hat einen etwa 600 m mächtigen Wealden und einen etwa 35 m mächtigen Posidonienschiefer durchteuft und wurde bei einer Endteufe von 2.660 m im Lias Delta eingestellt. Im Bereich des Wealden und des Posidonienschiefers wurden für weiterführende Laboruntersuchungen elf Kerne gezogen. Die Bohrung hat bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Gebiet westlich der Ems

In der Erlaubnis Lingen haben Ende des Jah-

res 2012 die Bohrarbeiten der Bohrung **Ravenshorst Z1** (GDF SUEZ) begonnen. Die Bohrung sollte die Sandsteine des Oberkarbon in einer Monoklinalstruktur untersuchen, die in der 3D-Seismik »Twente« kartiert wurde. Die Struktur Ravenshorst liegt auf dem nordwestlich streichenden Strukturzug Ochtrup/Bardel. Auf diesem Strukturzug konnte im Jahr 1990 etwa 6 km südöstlich des Ansatzpunktes der Ravenshorst Z1 die nordrhein-westfälische Erdgaslagerstätte Ochtrup nachgewiesen werden. Es war geplant, zunächst ein Pilotloch zu bohren, das die nordöstlich einfallenden Sandsteine des Oberkarbon mit einem geneigten Bohrloch »auffädelt«. Im Erfolgsfall sollte die Bohrung zu einem horizontalen Bohrloch, das die Sandsteine auf einer Strecke von etwa 1.000 m aufschließt, abgelenkt werden. Zum Jahresende 2012 stand die Bohrung bei 1.957 m im Leine-Karbonat. Anfang 2013 hat die Bohrung die Zielhorizonte erreicht und wurde bei 2.866 m im Karbon eingestellt. Die Bohrung hatte zwar Gasanzeichen, doch die Ergebnisse der Loginterpretation hinsichtlich Speichereigenschaften und Gassättigung konnten keinen Test rechtfertigen. Die Bohrung ist damit nicht fündig.

2.1.2 Teilfeldsuchbohrungen

Nordsee

Das Ziel der Bohrung **Nordsee A6-A 6** (Wintershall) waren Sandsteine des Oberkarbon auf einem bislang ungetesteten tektonischen Block im westlichsten Teil des Erdgasfeldes Nordsee A6/B4. Dass in diesem Feld neben den jurassischen und permischen Speichergesteinen auch die Karbon-Sandsteine gasführend sein können, hatte auf dem östlich angrenzenden tektonischen Block bereits die Fundbohrung Nordsee A6 1 des Erdgasfeldes aus dem Jahre 1974 nachgewiesen. Der Landepunkt der Nordsee A6-A 6 liegt bezogen Top Oberkarbon etwa 750 m von der Fundbohrung in westnordwestlicher Richtung entfernt. Für den Fall, dass die Bohrung auf diesem tektonischen Block nicht fündig wird, soll die Bohrung als Produktionsbohrung auf die Karbon-Sandsteine auf dem Block der Fundbohrung abgelenkt werden. Nach bohrtechnischen Problemen aufgrund der druckabgesenkten Träger im Jura wurde entschieden, die Bohrplattform zunächst freizugeben. Das Bohrloch wurde als technisch fehl bei 3.280 m im Jura aufgegeben. Die Bohrarbeiten sollen in 2013 wieder aufgenommen werden.

Gebiet Elbe–Weser

Mit der Bohrung **Völkersen-Nord Z6** (RWE Dea) sollte der Havel-Sandstein am Nordwest-Rand des Feldes Völkersen auf einer tektonischen Scholle in strukturtiefer Position innerhalb einer Amplitudenanomalie auf Gasführung und Reservoirausbildung untersucht werden. Aufgrund der bisherigen Erkenntnisse wurde angenommen,

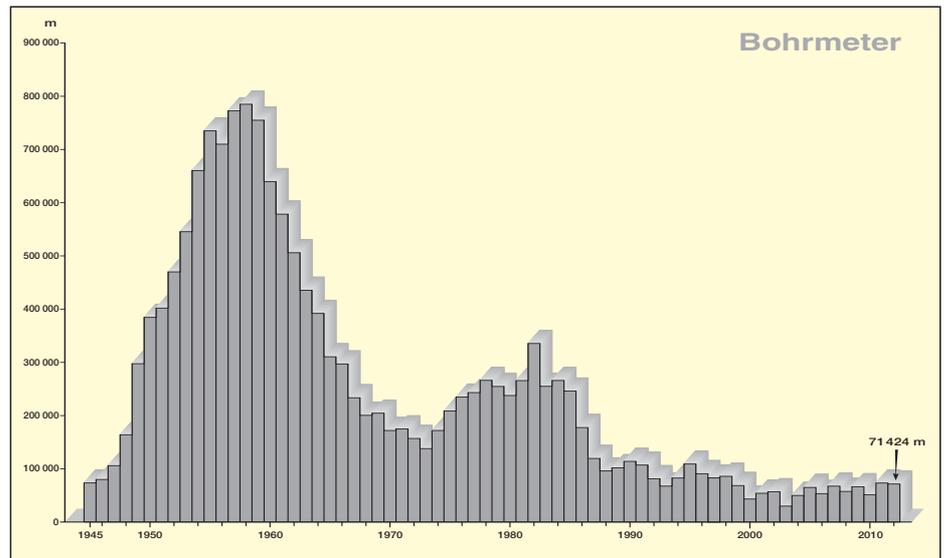


Abb. 3 Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945–2012

dass das Kompartiment, das durch diese Bohrung erschlossen werden sollte, bezogen auf das Hauptziel, den Havel-Sandstein, keine dynamische Verbindung zu bereits drainierten Teilen der Lagerstätte hat. Das Nebenziel der Bohrung war die Prüfung von Upside-Potenzialen im Wustrow- und Nienendorf-Sandstein. Am Jahresende 2011 stand die Bohrung bereits bei 2.919 m im Oberen Buntsandstein. In 2012 hat die Bohrung die Rotliegend-Sandsteine gasführend aufgeschlossen und ihre Endteufe von 5.300 m in den Vulkaniten des Rotliegend erreicht. Das Hauptziel, der Havel-Sandstein, wurde unter leicht abgesenkten Druckbedingungen angetroffen. Die Bohrung ist gasfündig.

Gebiet Weser–Ems

Die Bohrung **Düste Z10** (Wintershall) 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. Die Bohrung hat die Karbon-Sandsteine wie erwartet gasführend angetroffen, den Gas-Wasser-Kontakt durchteuft und wurde bei 4.380 m eingestellt. Zur Ermittlung der Speichereigenschaften der Träger wurden sechs Bohrkerne mit einer Gesamtlänge von knapp 130 m gezogen. Zur Ermittlung des Förderpotenzials sind vorab hydraulische Stimulationen der Träger er-

forderlich. Entsprechende bergrechtliche Genehmigungen wurden beantragt.

Die geologische Ablenkung **Goldenstedt Z15a** (EMPG) hatte das Ziel, eine Karbonstruktur, die durch eine Syncline und tektonische Störungen vom Erdgasfeld Goldenstedt/Oythe (Karbon) getrennt ist, auf Gasführung zu testen. Die Entfernung zur nächstgelegenen ehemaligen Karbon-Produktionssonde Goldenstedt Z12 beträgt knapp 5 km in ost-südöstlicher Richtung. Die geologische Ablenkung Goldenstedt Z15a wurde im Zuge einer Bohrmaßnahme zur Wiederherstellung der Produktionskapazität der Zechstein-Sonde Goldenstedt Z15 durchgeführt. Zu diesem Zweck wurde zunächst die technische Ablenkung Goldenstedt Z13 (3. Loch) gebohrt und verrohrt und anschließend zur geologischen Ablenkung Goldenstedt Z15a vertieft. Die Bohrung traf die Sandsteine des Oberkarbon nach Logauswertung gasführend und mit guten, und zwar besser als erwarteten Speichereigenschaften an und wurde wie geplant nach Aufschluss von 320 m Karbon bei 4.306 m eingestellt. Damit hat die Bohrung ihr Ziel erreicht und das Bohrloch wurde planmäßig rückverfüllt, um die Produktion aus dem Staßfurt-Karbonat wieder aufzunehmen.

Alpenvorland

Etwa 1 km nordöstlich des Erdölfeldes Aitingen wurde die Bohrung **Aitingen-Nordost 1** (Wintershall) auf eine separate Monoklinalstruktur auf der Hochscholle einer annähernd West-Ost streichenden, antithetischen Abschiebung abgeteuft. Unter Annahme eines Öl-Wasser-Kontaktes in ähnlicher Tiefenlage wie im Feld Aitingen wurden auch in dieser Struktur die Bausteinschichten ölführend erwartet. Das Top des Reservoirs traf die Bohrung in der vorhergesagten Teufe mit guten KW-Anzeichen an. Nach Auswertung der Bohrlochmessungen wurde der Öl-Wasser-Kontakt in der erwarteten Teufenlage, und zwar wie im östlichen

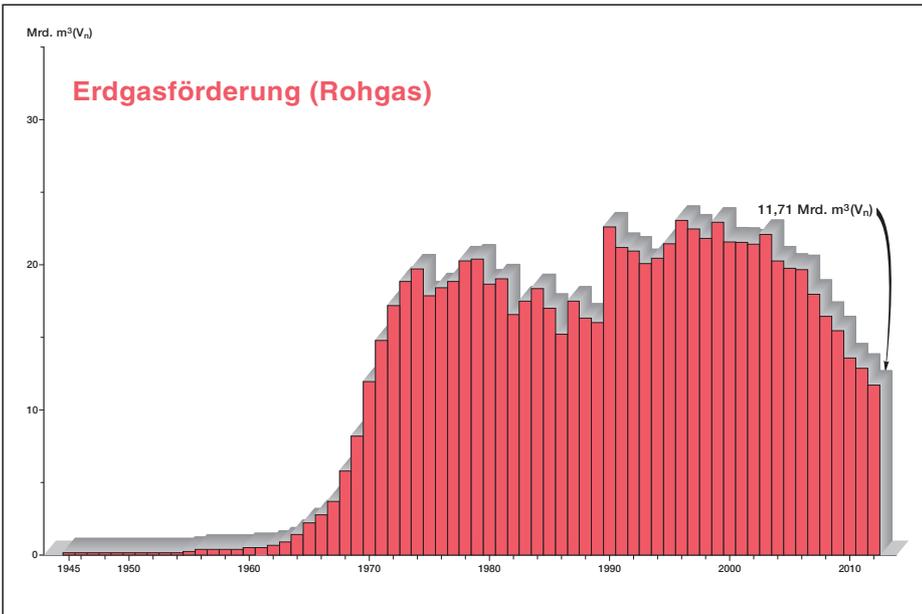


Abb. 4 Erdgasförderung 1945–2012

Teil des Feldes Aitingen, erbohrt. Da am Top der Bausteinschichten noch eine einige Meter mächtige Kalksteinbank ausgebildet ist, die keine Speicherqualitäten besitzt, ist der ölführende Bereich insgesamt weniger mächtig als im Idealfall möglich. Die Bohrung wurde ohne Test angeschlossen, in Betrieb genommen und für ölfündig erklärt.

2.1.3 Wiedererschließungsbohrungen

Alpenvorland

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

2.2 Feldesentwicklungsbohrungen

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen, die Erweiterungs-, Produktions- und Hilfsbohrungen umfasst, ist die Anzahl der aktiven Bohrungen wie bereits weiter oben erwähnt gegenüber dem Vorjahr von 46 auf 31 deutlich zurückgegangen. Darüber hinaus waren dreizehn Projekte in Bearbeitung, die bereits vor 2012 ihre Endteufe erreicht hatten, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

Insgesamt wurden 31 Bohrungen mit einem erfolgreichen Ergebnis abgeschlossen; davon waren 28 öl- bzw. gasfündig und drei hatten ihr Ziel erreicht. Vier Bohrungen gingen fehl. Das Ergebnis »Ziel erreicht« erhalten im Falle eines erfolgreichen Abschlusses Hilfsbohrungen, die ohnehin keine Fündigkeit erzielen sollen, Pilotlöcher von horizon-

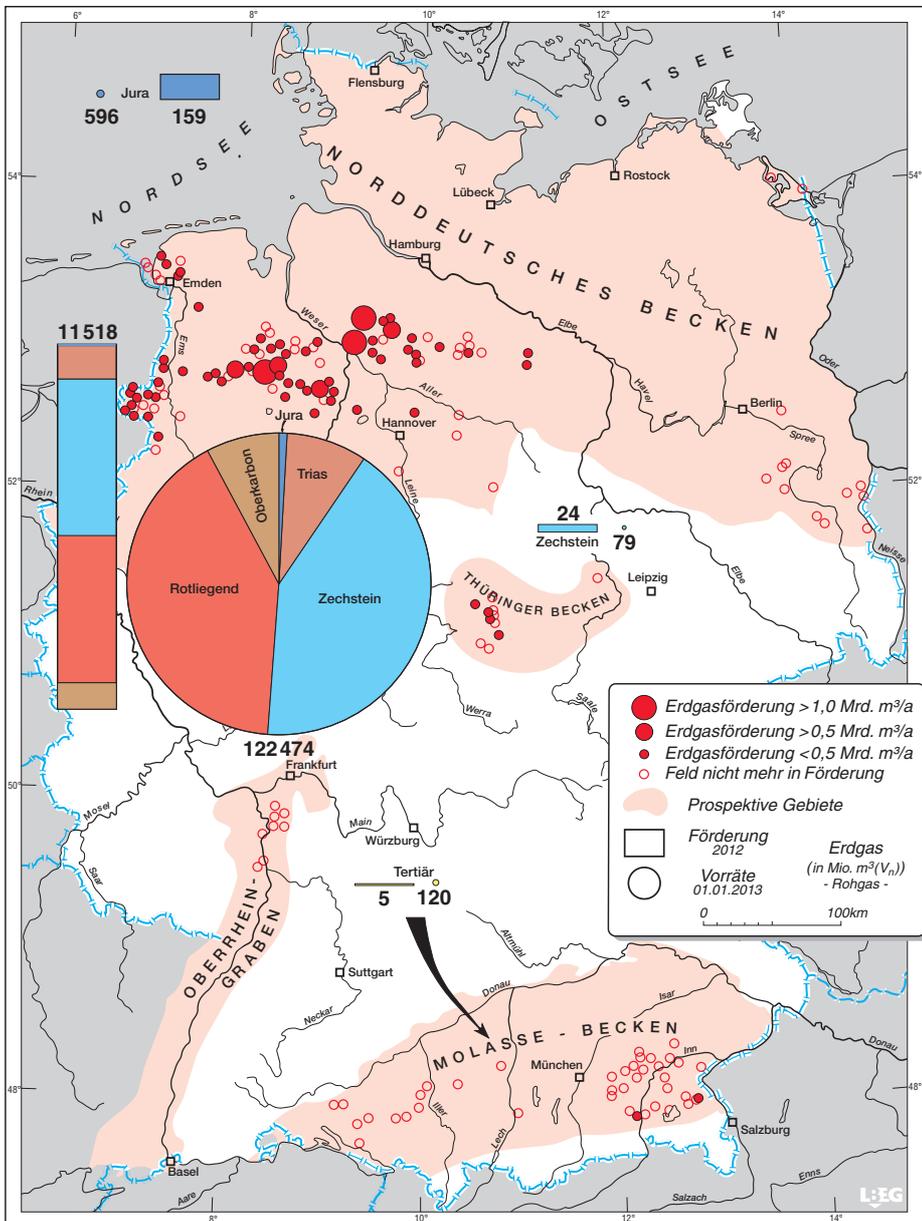


Abb. 5 Erdgasförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt. Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems, 3. Thüringer Becken, 4. Alpenvorland

talen Ablenkungen und andere sogenannte »spy holes« sowie technisch bedingte Ablenkungen bereits fündiger Bohrungen.

Im Gebiet nördlich der Elbe waren in der Öllagerstätte Mittelplate/Dieksand zwei Bohrungen fündig.

Im Gebiet Elbe–Weser war im Revier der Rotliegend-Gasfelder eine Bohrung im Feld Völkersen fündig.

Im Gebiet Weser–Ems, dem Revier der Buntsandstein-, Zechstein- und Karbon- Gasfelder, wurden vier Bohrungen in der Zechstein-Lagerstätte Goldenstedt/Visbek fündig. Darüber hinaus wurden im Ölfeld Bockstedt zwei Bohrungen fündig.

In der Erdölregion westlich der Ems waren im Feld Emlichheim 14 Bohrungen ölfündig und zwei technische Ablenkungen defekter Sonden hatten ihr Ziel erreicht. In den Feldern Ringe und Rühle war je eine Bohrung ölfündig.

Im Oberrheintal wurde im Ölfeld Römerberg eine Produktionsbohrung fündig und eine Hilfsbohrung hatte ihr Ziel erreicht.

Im Alpenvorland wurde je eine Bohrung in den Ölfeldern Aitingen und Schwabmünchen fündig gemeldet.

2.3 Bohrmeter

Nachdem die jährliche Bohrmeterleistung in 2011 den höchsten Wert seit 1998 erreicht hatte, ist sie in 2012 nur geringfügig um weniger als 2.000 m oder 2,5 % auf ca. 71.000 m zurückgegangen. Aufgrund der 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. In 2012 lag die Bohrleistung um etwa 8.000 m oder 13 % deutlich über diesem Mittelwert. Die Graphik in Abbildung 3 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter.

Die Entwicklung verlief in den Kategorien Exploration und Feldesentwicklung wieder einmal unterschiedlich. Während die Bohrmeter in der Exploration deutlich über dem Vorjahreswert lagen, ist die Bohrmeterleistung in der Feldesentwicklung zurück gegangen.

In der Exploration sind die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr um etwa 7.500 m oder fast 50 % auf knapp 23.000 m gestiegen. Vor allem ein statistischer Basiseffekt ist hierfür ursächlich; denn von 2010 auf 2011 waren die Explorationsbohrmeter drastisch zurückgegangen. Trotz des Anstieges lagen sie immer noch unter dem Mittel der vorangegangenen fünf Jahre, und zwar um 10 %.

In der Feldesentwicklung sind die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr um mehr als 9.000 m oder 16 % zurückgegangen. Da die Bohrmeter der Feldesentwicklung im Vorjahr einen historischen Höchststand erreicht hatten und erheblich über dem Mittelwert

der vorangehenden fünf Jahre lagen, übertrafen auch noch die Bohrmeter 2012 trotz des Rückganges den Mittelwert, und zwar um knapp 11.000 m oder 28 %. Ohne die Fortführung der Bohrkampagne im Feld Emlichheim wäre ein Wert wenig oberhalb des Mittelwerts erreicht worden.

Der Anteil der Feldesentwicklung von 68 % an den gesamten Bohrmetern war gemessen am Mittel der vorangehenden fünf Jahre in Höhe von 60 % immer noch überdurchschnittlich.

3 Geophysik

Die Vergabe von neuen Erlaubnissen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in den letzten Jahren hat in 2012 zu einem deutlichen Anstieg der geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas geführt. 3D-seismische Messungen wurden auf einer Gesamtfläche von 786 km² durchgeführt und 2D-seismische Messungen auf einer Länge von 283 Profilkilometern. Verglichen mit dem fünfjährigen Mittel in Höhe von etwa 470 km² 3D-Seismik und knapp 180 Profilkilometern 2D-Seismik war 2012 ein überdurchschnittliches Jahr.

3.1 3D-Seismik

In 2012 wurden sechs 3D-seismische Surveys zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten durchgeführt. Der Schwerpunkt der Messungen lag im Oberrheintal. Dort wurde die seit vielen Jahren größte inländische 3D-Seismikampagne im Auftrag der Rhein Petroleum GmbH abgeschlossen. Im Rahmen dieser Kampagne wurde der Untergrund jahresübergreifend von 2011 nach 2012 im süddeutschen Molassebecken und im Oberrheingraben auf einer Gesamtfläche von etwa 750 km² seismisch vermessen. Auf das Jahr 2012 entfiel eine Fläche von etwa 500 km². Es wurden folgende Surveys akquiriert: in den hessischen Erlaubnisgebieten Nördlicher Oberrhein I und II der Survey »Oberrhein Nord« mit einer Fläche von 243 km² (Anteil 2012: 143 km²), in den baden-württembergischen Konzessionen Karlsruhe-Leopoldshafen und Graben-Neudorf der Survey »Karlsruhe-Nord« mit einer Fläche von 276 km² und länderübergreifend in den Erlaubnisgebieten Heidelberg-Weinheim (Baden-Württemberg) und Nördlicher Oberrhein I und II (Hessen) der Survey »Weinheim« mit einer Fläche von 75 km².

Ebenfalls im Oberrheintal wurde der Survey »Römerberg-Nord« mit einer Fläche von 85 km² gemessen. Er liegt im Bereich der Bewilligung Römerberg-Speyer und den Erlaubnissen Römerberg, Limburgerhof (beide Rheinland-Pfalz) und Neulußheim (Baden-Württemberg) der Palatina GeoCon GmbH & Co. KG und wurde von ihrer Partnerin, der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, operiert.

Der größte 3D-Survey im Oberrheingraben »Mittlerer-Oberrhein-West«, der eine Fläche von 550 km² einnimmt, wurde jahresübergreifend von 2012 nach 2013 akquiriert (Anteil 2012: 134 km²) und ebenfalls von der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH operiert. Er überdeckt die Erlaubnisgebiete Edenkoben, Germersheim, Hagenbach, Herxheimweyher, Hochstadt, Kandel, Kuhardt, Maximiliansau, Offenbach und Römerberg, bzw. Teile davon, sowie die Bewilligungsfelder des in Förderung befindlichen Ölfeldes Landau.

In Niedersachsen wurde der Survey »Wettrup-Hümming« in den Erlaubnisgebieten Hümming und Wettrup-Verkleinerung der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH jahresübergreifend von 2012 nach 2013 mit einer Fläche von 208 km² (Anteil 2012: 73 km²) aufgenommen.

3.2 2D-Seismik

2D-seismische Messungen wurden nur in den Erlaubnisgebieten Stralsund (Mecklenburg-Vorpommern) und Lübben (Brandenburg) der CEP Central European Petroleum GmbH durchgeführt (Survey »Stralsund 2012«: 53 Profilkilometer, Survey »Lübben 2012«: 230 Profilkilometer).

4 Erdgas- und Erdölproduktion und -verbrauch

Die inländische Erdgasförderung²⁾ war auch in 2012 weiterhin rückläufig. Gegenüber dem Vorjahr hat sie um 1,2 Mrd. m³ oder 9,1 % auf 11,7 Mrd. m³ abgenommen (Abb. 4). Zusätzlich wurden knapp 80 Mio. m³ Erdöl bei der Ölförderung gewonnen. In Reingasqualität³⁾ entspricht die Summe dieser beiden Fördermengen einem Volumen von 10,8 Mrd. m³. Die rückläufige Erdgas-Fördermenge ist vor allem auf den natürlichen Förderabfall angesichts der zunehmenden Erschöpfung der Lagerstätten in den beiden wichtigsten Fördergebieten, Weser–Ems und Elbe–Weser, also in den Gebieten der norddeutschen Buntsandstein/Zechstein/Karbon- und Rotliegend-Lagerstätten, zurückzuführen. Entgegen diesem Trend konnte in mehr als einem Drittel aller inländischen Felder die Fördermenge gegenüber dem Vorjahr angehoben werden. Allerdings betraf dies überwiegend produktionschwächere Felder, die die Rückgänge in den produktionsstärkeren Feldern nicht kompensieren konnten. So war unter den zehn produktionsstärksten Feldern, die knapp zwei Drittel der inländischen Fördermenge stellen, nur ein Feld, in dem die Fördermenge gesteigert werden konnte. Mehr als zwei Drittel des Förderrückganges geht auf die Gruppe dieser Felder zurück.

Im Berichtszeitraum waren wie im Vorjahr

²⁾ Gasvolumina der Produktion und der Reserven beziehen sich auf Normalbedingungen.

³⁾ Reingas: auf einen Brennwert von 9,7692 kWh/m³ normiertes Erdgas bei Normalbedingungen.

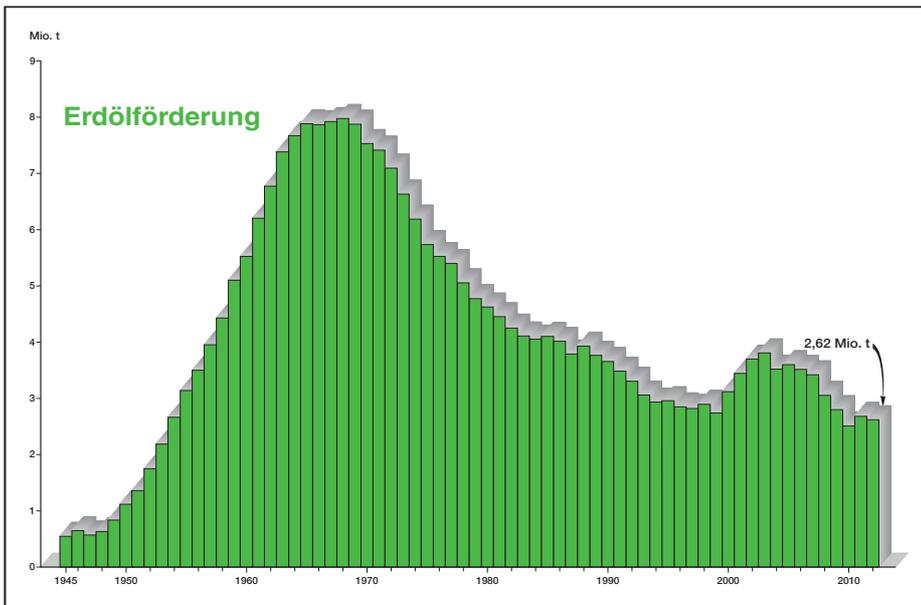


Abb. 6 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945–2012

←

insgesamt 81 Erdgasfelder in Betrieb. Neu hinzugekommen sind die Lagerstätten Assing in Bayern und Böstlingen sowie Lüchow (ehemals Wustrow) in Niedersachsen. Demgegenüber standen die niedersächsischen Lagerstätten Lönningen-Südost/Menslage, Ostervesede/Ostervesede-Südwest und Ratzel (Karbon) im Vergleich zu 2011 nicht mehr in Förderung.

Die inländische Erdgasproduktion verteilte sich folgendermaßen auf die Länder (Vorjahreswerte in Klammern): Niedersachsen 94,5 % (93,8 %), Sachsen-Anhalt 3,9 % (3,8 %) und Schleswig-Holstein 1,4 % (2,1 %). Die restlichen Mengen entfielen auf Thüringen und Bayern. Aufgrund der unterschiedlichen Gasqualitäten in den Regionen ergibt sich auf Basis der Reingasqualität folgende Verteilung: Niedersachsen 96,4 %, Schleswig-Holstein 1,8 %, Sachsen-Anhalt 1,5 %.

Nach wie vor wurde das Erdgas also überwiegend in Niedersachsen gewonnen. Entsprechend ist die rückläufige Förderung der niedersächsischen Lagerstätten entscheidend für den bundesweiten (durchschnittlichen) Förderrückgang. In Niedersachsen war der Förderrückgang mit 8,4 % sogar leicht unterdurchschnittlich. Ebenfalls unterdurchschnittlich war er in Sachsen-Anhalt (6,8 %) und Thüringen (2,6 %). In Schleswig-Holstein (Nordsee) und in Bayern war der Rückgang mit 42,1 % bzw. 16,1 % deutlich höher als der Durchschnitt

Die Abbildung 5 zeigt die Aufteilung der Fördermengen auf die Regionen und die geologischen Formationen. Die wichtigsten Förderhorizonte sind die permischen Reservoirs im Zechstein mit 42 % anteiliger Fördermenge und im Rotliegend mit 40 % anteiliger Fördermenge in 2012. Die verbleibenden Mengen verteilen sich auf die Speichergesteine der Trias, des Karbon, Jura und Tertiär.

Die inländische **Erdölförderung** ist gegenüber dem Vorjahr leicht um 56.000 t oder 2,1 % auf 2,62 Mio. t einschließlich der Kondensatmengen aus den Erdgasfeldern zurück gegangen (Abb. 6). Ursache des Rückgangs waren vor allem die geringeren Fördermengen in einigen der produktionsstärksten Felder (Mittelplate/Dieksand, Rühle, Bramberge). Die Felder Römerberg in Rheinland Pfalz, Ringe in Niedersachsen und Aitingen in Bayern steuerten mit signifikanten Produktionssteigerungen gegen diesen Trend; darüber hinaus konnten in 14 weiteren Feldern die Fördermengen erhöht werden. Die Förderentwicklung in diesen Feldern reichte allerdings nicht für eine positive Gesamtbilanz aus.

In 2012 standen in Deutschland wie im Vorjahr 49 Felder in Produktion. Veränderungen im Bestand der produzierenden Felder gab es nicht.

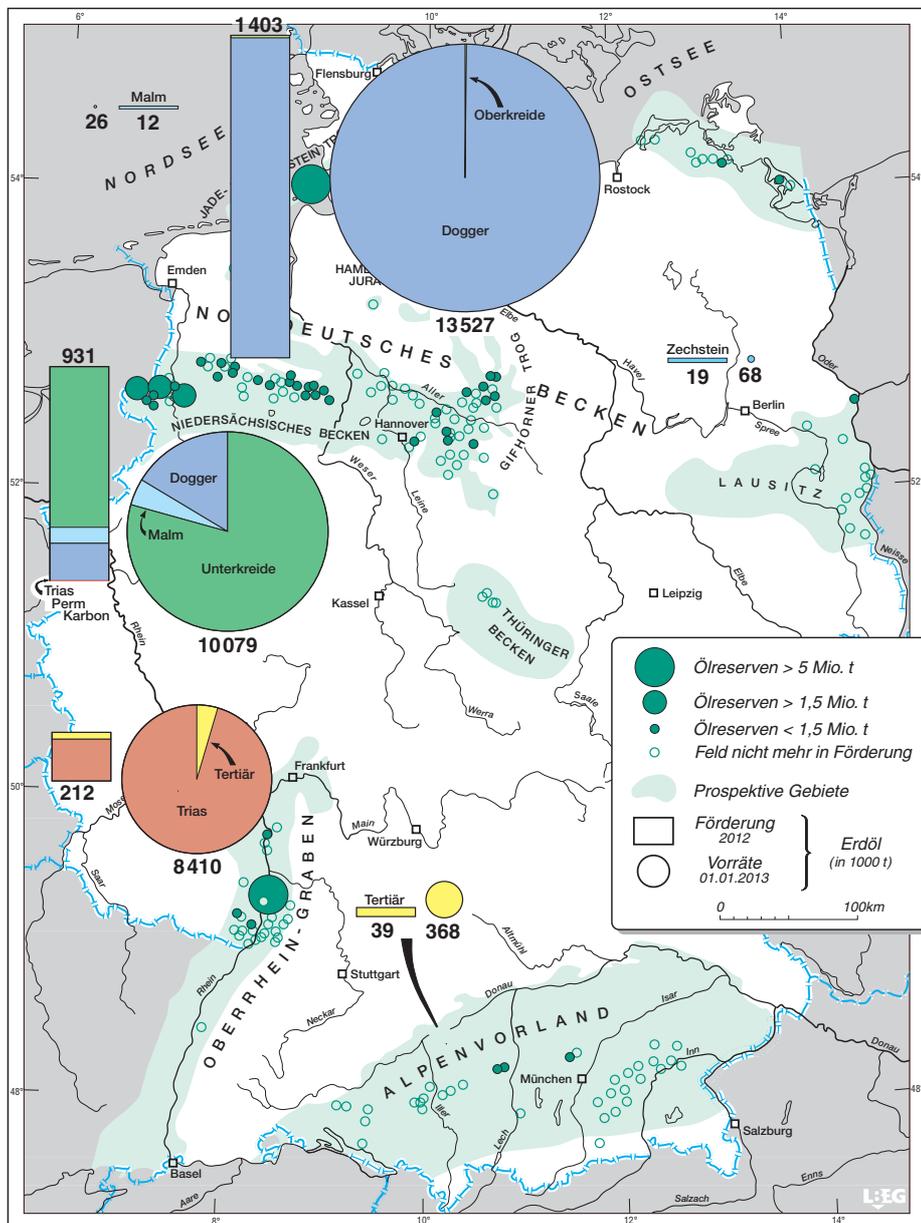


Abb. 7 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe, 3. Gebiet Oder/Neiße-Elbe, 4. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems, 5. Oberrhein, 6. Alpenvorland

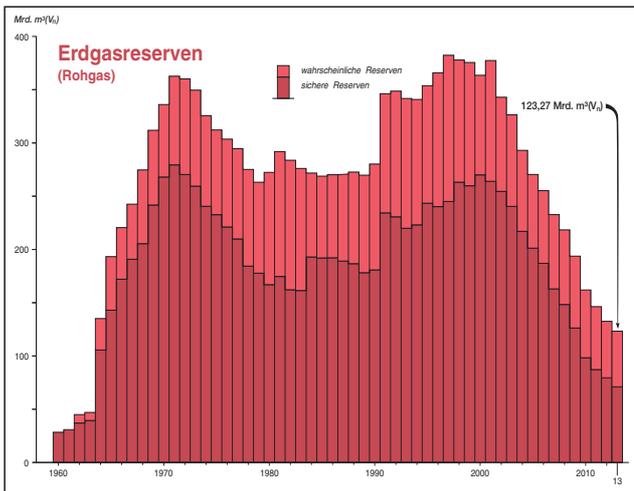


Abb. 8 Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1960 bis 2013

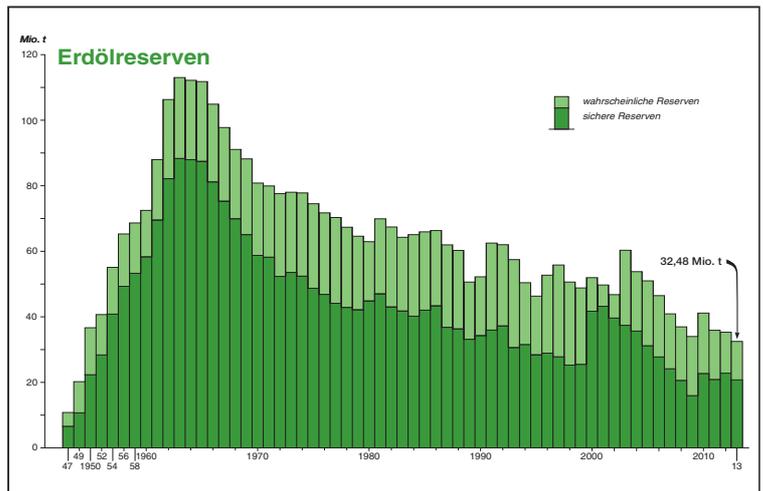


Abb. 9 Entwicklung der Erdölreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1947 bis 2013

Aufgrund der unterschiedlichen Förderentwicklung in den Feldern hat sich die Aufteilung der Fördermenge auf die Bundesländer leicht verändert. Auf das Feld Mittelplate entfielen 52,9 % der inländischen Produktion gegenüber 54,6 % im Vorjahr. Damit ist der Anteil Schleswig-Holsteins um 1,5 Prozentpunkte auf 53,4 % gefallen. In Niedersachsen ist die Jahresfördermenge um knapp 4 % gesunken, der Anteil Niedersachsens allerdings nur um 0,6 Prozentpunkte auf 35,5 %. Durch die nochmalige Steigerung der Fördermenge im jungen Feld Römerberg hat sich der Anteil des Landes Rheinland-Pfalz um 1,7 Prozentpunkte auf 8,1 % erhöht. Die verbleibenden Mengen verteilten sich in der Reihenfolge abnehmender Mengen auf die Länder Bayern, Hamburg, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern. Die Aufteilung der Fördermengen auf die Regionen und die geologischen Formationen ist in Abbildung 7 dargestellt. Die beiden wichtigsten Förderhorizonte sind die Dogger- und Unterkreide-Sandsteine. Aus den Dogger-Sandsteinen (z. B. Mittelplate) wurden 59 % der Fördermengen gewonnen, aus den Unterkreide-Sandsteinen (vor allem Emsland) 27 %. Auf die Träger in der Trias (Römerberg) entfielen inzwischen 7 %.

Nach dem Bericht »Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2012« der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) ist der Primärenergieverbrauch nach vorläufigen Berechnungen vor allem aufgrund der wesentlich kühleren Temperaturen um 0,9 % gegenüber dem Vorjahreswert gestiegen. Der Erdgasverbrauch ist nach AGEB um 1,4 % angestiegen. Umgerechnet auf das Volumen betrug der Verbrauch 93,0 Mrd. m³ Reingas. Der statistisch erfasste Mineralölverbrauch ist nach AGEB um 0,5 % auf 106 Mio. t gesunken. Auf Basis dieser Verbrauchswerte ergeben sich rechnerische Anteile der inländischen Fördermengen von 11,6 % am Erdgasverbrauch und 2,5 % am Mineralölverbrauch.

5 Erdgas- und Erdölreserven

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen **Erdgasreserven** wurde zum Stichtag 1. Januar 2013 auf 123,3 Mrd. m³ in Feldesqualität geschätzt. Die verbleibenden Reserven haben damit gegenüber dem Vorjahr um 9,3 Mrd. m³ oder 7 % abgenommen und die rückläufige Entwicklung der letzten Jahre hat sich damit weiter fortgesetzt (Abb. 8).

Unter Berücksichtigung der Fördermenge von 2012 in Höhe von 11,7 Mrd. m³ wird deutlich, dass ein kleiner Teil der Förderung, und zwar 2,4 Mrd. m³, durch neue Reserven ersetzt werden konnte. Zwei Drittel dieser zusätzlichen Reserven entfielen auf das Gebiet Elbe-Weser, also auf das Gebiet der norddeutschen Rotliegend-Gasfelder, das etwa 44 % der inländischen Reserven birgt. Das verbleibende Drittel entfiel auf das Gebiet Weser-Ems, also auf das wichtigste Gebiet der Region norddeutscher Zechstein-, Buntsandstein- und Karbon-Felder, das etwa 55 % der inländischen Reserven birgt. Die maßgebliche Ursache des Reserverersatzes waren Neubewertungen einiger Felder, die teils zu höheren, teils zu geringeren Reserven führten, aber in der Bilanz und im Zusammenspiel mit zusätzlichen Reserven aus neuen Bohrungen die genannten Zugewinne einbrachten.

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

98,1 % der ausgewiesenen Reserven befinden sich in niedersächsischen Lagerstätten. Die übrigen Reserven verteilen sich in der Reihenfolge abnehmender Mengen auf Lagerstätten in Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein (Nordsee), Bayern und Thüringen. Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen **Erdölreserven** wurde zum Stichtag 1. Januar 2013 auf 32,5 Mio. t geschätzt. Damit haben die verbleibenden Reserven um 2,8 Mio. t oder 8 % gegenüber dem Vorjahr abgenommen (Abb. 9).

Unter Berücksichtigung der Jahresförderung in Höhe von 2,6 Mio. t ergibt sich, dass die Reserven um mehr als die Förderung abgenommen haben, und zwar um 0,2 Mio. t mehr. Die Entwicklung der Reserven verhielt sich in den Produktionsgebieten unterschiedlich. Wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung der Reserven hatten Neubewertungen in den vier produktions- und reservenstärksten Gebieten: Nördlich der Elbe, westlich der Ems, Weser-Ems und Oberrheinthal. Nördlich der Elbe wurden die Reserven nach unten korrigiert. In der Folge haben die Reserven um ca. 0,2 Mio. t mehr als die in 2012 geförderten Mengen abgenommen. Entsprechend verhielt es sich im Gebiet westlich der Ems. Auch dort haben die Reserven um mehr als die Förderung abgenommen, und zwar um 0,4 Mio. t mehr als die Fördermenge. Dagegen konnten im Gebiet Weser-Ems drei Viertel der in 2012 geförderten Mengen durch zusätzliche Reserven ausgeglichen werden; so wurden die verbleibenden Reserven im Vergleich zum Vorjahr nur um knapp 60.000 t geringer bewertet. Im Oberrheinthal wurde die Förderung durch zusätzliche Reserven sogar mehr als ausgeglichen. Im Vergleich zum Vorjahr haben die verbleibenden Reserven dort geringfügig zugenommen, und zwar um ca. 20.000 t.

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

Zum Jahresbeginn lagen 41,2 % der inländischen Erdölreserven in Schleswig-Holstein (Mittelplate), 30,8 % in Niedersachsen und 25,9 % in Rheinland-Pfalz. Die übrigen Reserven verteilten sich in der Reihenfolge abnehmender Mengen auf Lagerstätten in Bayern, Hamburg, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern.

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

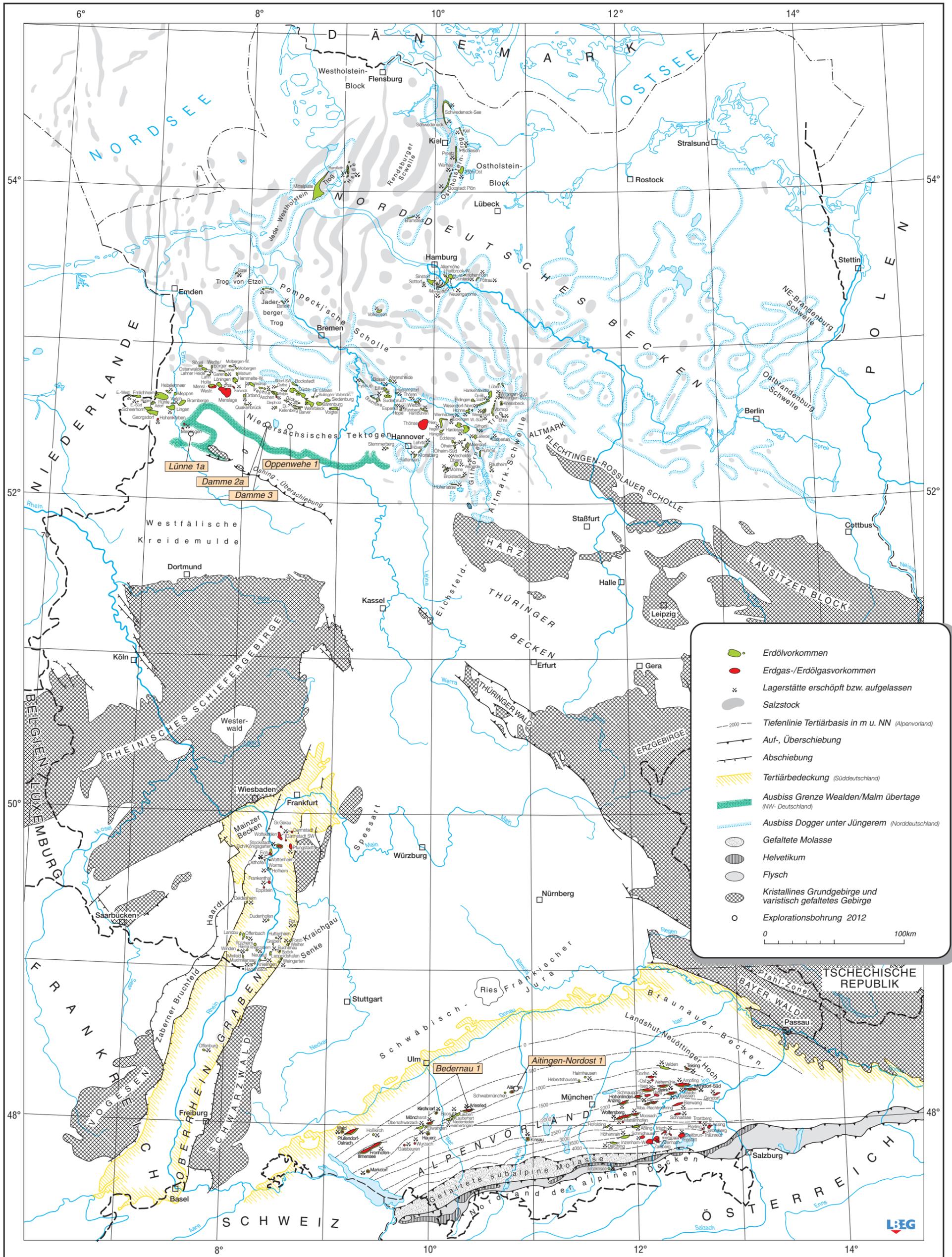


Abb. 1

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein

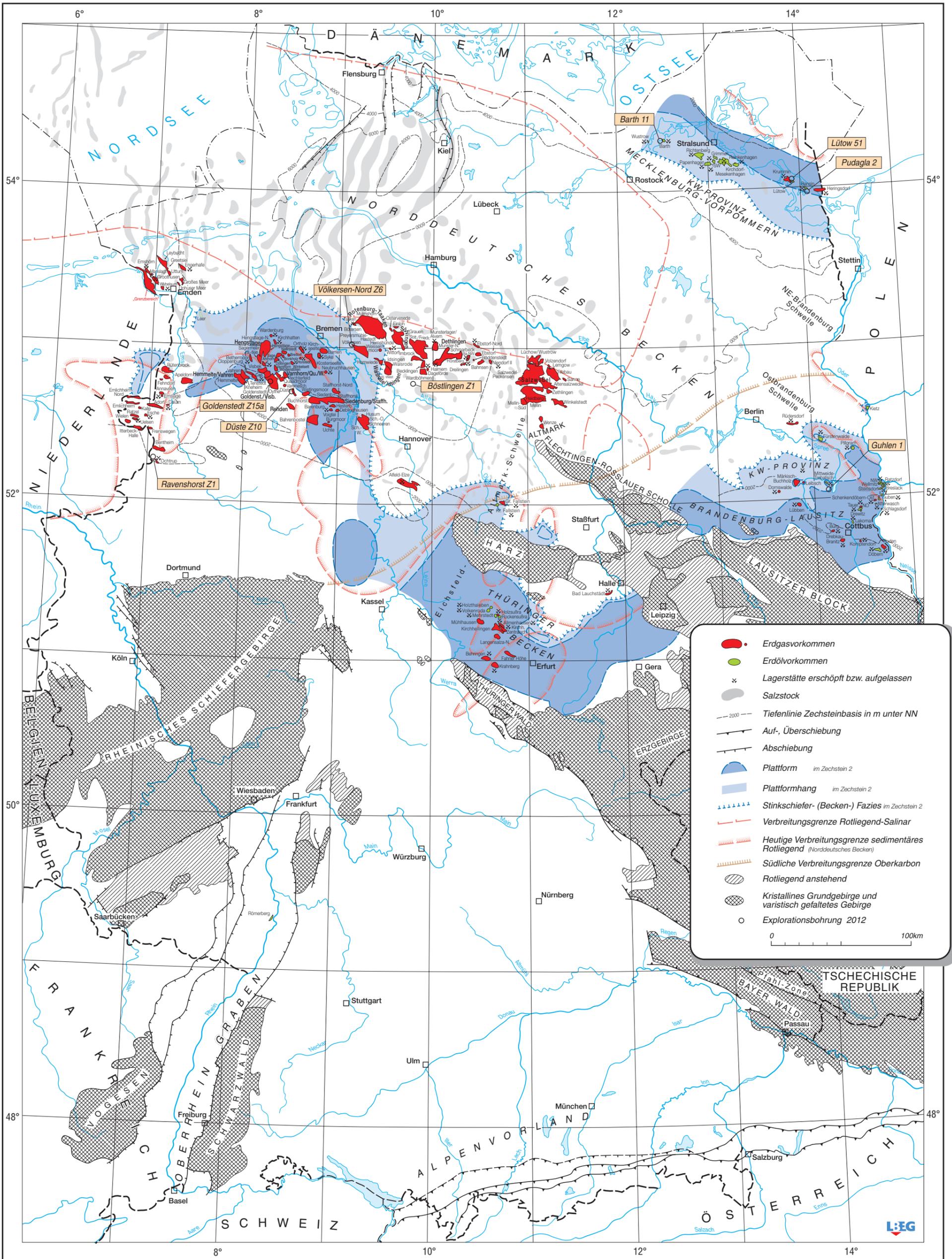


Abb. 2