

Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2022

Exploration und production of crude oil and natural gas in Germany 2022

Dieser Artikel basiert auf dem Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022“ des LBEG (als Download unter www.lbeg.niedersachsen.de verfügbar) und stellt nur einen Auszug dar. Es wird in diesem Artikel wie üblich nur die Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas im Jahre 2022 zusammengefasst

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 2022. 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 2021 um weitere 5.700 km² auf 19.400 km² verkleinert. Es wurden nur zwei neue Erlaubnisse erteilt, je eine in Baden-Württemberg und Bayern. Erloschen sind Erlaubnisfelder bzw. Teile von Erlaubnisfeldern vor allem in den Bundesländern Niedersachsen und Bayern sowie in der Nordsee, in geringem Ausmaß aber auch in Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz.

Oberflächengeophysikalische Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas wurden 2022 nur in sehr geringem Umfang durchgeführt. Es wurde ein 2D-seismischer Survey mit 31 Profilkilometern akquiriert.

Die Bohraktivität hat 2022 gegenüber dem Vorjahr zugelegt. Die Bohrmeterleistung ist gegenüber 2021 um etwa drei Viertel auf 15.125 m angestiegen.

This article is based on the LBEG's annual report "Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022" (available for download at www.lbeg.niedersachsen.de in german language) and is only an excerpt. As usual, only the exploration and production of crude oil and natural gas in 2022 is summarised in this article.

Abstract

This report provides an overview of the results of exploration and production of crude oil and natural gas as well as underground gas storage in Germany in 2022, based on data provided by the oil and gas companies and the mining authorities of the Länder, which are regularly collected by LBEG.

The total area of permit fields for the exploration of hydrocarbons has decreased by a further 5,700 km² to 19,400 km² compared to 2021. Only two new permits were issued, one each in Baden-Württemberg and Bavaria. Permit fields or parts of permit fields have been cancelled mainly in the federal states of Lower Saxony and Bavaria and in the North Sea, but also to a lesser extent in Baden-Württemberg and Rhineland-Palatinate.

Surface geophysical measurements to explore the subsurface for oil and gas were only carried out to a very limited extent in 2022. A 2D seismic survey with 31 profile kilometers was acquired.

Drilling activity increased in 2022 compared to the previous year. Drilling meters increased by approximately three quarters to 15,125 m compared to 2021.

Two new exploration wells were drilled in 2022. In addition, there are two further exploration wells from previous years



Im Jahr 2022 wurden zwei neue Explorationsbohrungen abgeteuft. Hinzu kommen zwei weitere Explorationsbohrungen aus den Vorjahren, die noch kein Ergebnis erhalten hatten. 2022 wurde eine Bohrung mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; sie ist ölfündig.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen ist gegenüber drei im Vorjahr auf sechs angestiegen. Dazu kommen vier Bohrungen aus den Vorjahren, die noch kein Ergebnis erhalten hatten. 2022 wurden fünf Bohrungen mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen. Davon wurden drei Bohrungen ölfündig, und zwei Hilfsbohrungen haben ihr Ziel erreicht.

Die Erdgasförderung konnte nicht stabil gehalten werden. Gegenüber dem Vorjahr ist die Jahresfördermenge um 7,9 % zurückgegangen und betrug 5,2 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Die Erdölförderung war abermals rückläufig. Im Vergleich zum Vorjahr war die Fördermenge um 5,9 % geringer und betrug 1,7 Mio. t (einschließlich Kondensat).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven hat weiter abgenommen. Gegenüber dem Vorjahr sind die Reserven um 4,2 Mrd. m³ (9,9 %) zurückgegangen und beliefen sich auf 38,1 Mrd. m³ in Feldesqualität. Die 2022 entnommene Fördermenge konnte also nur zu einem kleinen Teil durch neue Reserven ausgeglichen werden.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat gegenüber dem Vorjahr um 0,9 Mio. t (3,9 %) zugenommen und betrug 23,8 Mio. t. Die 2022 entnommene Fördermenge konnte also durch zusätzliche Reserven mehr als ausgeglichen werden.

Das technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgasspeicher hat sich gegenüber dem Vorjahr um 0,4 Mrd. m³ auf 22,9 Mrd. m³ verringert. Nach gegenwärtigen Planungen soll das Arbeitsgasvolumen jedoch um weitere 3,8 Mrd. m³ ausgebaut werden.

1. Bohraktivität

Die inländische Bohraktivität hat 2022 gegenüber dem Vorjahr zwar zugelegt, doch blieb sie deutlich unter dem Niveau der Zeit vor der Corona-Pandemie. Diese Entwicklung spiegelt sich sowohl in der Anzahl der aktiven Bohrungen als auch in der Bohrmeterleistung wider.

Die Anzahl der aktiven Bohrungen – das sind Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind – ist gegenüber dem Vorjahr von drei auf acht angestiegen (Kap. 1.2). Knapp drei Viertel der Bohrungen, die ursprünglich für 2022 geplant waren, konnten umgesetzt werden.

that had not yet received a result. In 2022, one well was completed with a final result; it found oil.

The number of active field development wells increased to six compared to three in the previous year. In addition, there are four wells from previous years that had not yet received a result. In 2022, five wells were completed with successful results. Of these, three wells found oil and two auxiliary wells reached their target.

Natural gas production could not be kept stable. Compared to the previous year, the annual production volume decreased by 7.9 % and amounted to 5.2 billion m³ in field quality.

Oil production declined once again. Compared to the previous year, the production volume was 5.9 % lower and amounted to 1.7 million t (including condensate).

The total of proven and probable natural gas reserves decreased further. Compared to the previous year, reserves decreased by 4.2 bcm (9.9 %) and amounted to 38.1 bcm in field quality. The production volume withdrawn in 2022 could therefore only be offset to a small extent by new reserves.

The total of proven and probable oil reserves increased by 0.9 million t (3.9%) compared to the previous year and amounted to 23.8 million t. The production volume withdrawn in 2022 was thus more than compensated for by additional reserves.

The technically usable working gas volume of the underground natural gas storage facilities decreased by 0.4 billion m³ to 22.9 billion m³ compared to the previous year. According to current plans, however, the working gas volume is to be expanded by a further 3.8 billion m³.

1. Drilling activity

While domestic drilling activity increased in 2022 compared to the previous year, it remained well below pre-Corona pandemic levels. This trend is reflected in both the number of active wells and the drilling meters.

The number of active wells - i.e. wells in which drilling meters were accrued - increased from three to eight compared to the previous year (section 1.2). Almost three quarters of the originally planned drilling wells for 2022 could be realised.

Compared to the previous year, the drilling meter output increased by about three quarters, but despite this increase it is still well below the long-term average (section 1.3).

1.1 Exploration wells

Exploratory wells aim to open up new fields or subfields, to explore the subsurface or to reopen abandoned fields.

Tab. 1 Explorationsbohrungen 2022, Bohrlokationen siehe Einlegekarte (LBEG)

Tab. 1 Exploration wells 2022, drilling locations see inlaid map (LBEG)

Name Name	Operator Operator	Ost (UTM) East (UTM)	Nord (UTM) North (UTM)	Status Status	Zielhorizont Target horizon	ET ET	Horizont bei ET Horizon at ET
Aufschlussbohrung (A3)							
<i>Weser-Ems</i>							
Lünne 1a ¹	EMPG	32394004	5807959	n.k.E.	Lias Epsilon	1677,4	Lias Epsilon
<i>Oberheintal</i>							
Schwegenheim 1 ¹	Neptune	32452440	5458897	n.k.E.	Buntsandstein	2415,0	Buntsandstein
Teilfeldsuchbohrung (A4)							
<i>Westlich der-Ems</i>							
Adorf Z17 (2.)	Neptune	32370940	5828006	n.k.E.	Oberkarbon	4610,0	Oberkarbon
<i>Oberheintal</i>							
Römerberg 6	Neptune	32457474	5465438	fündig/successful	Muschelkalk, Keuper	2942,0	Unterer Muschelkalk

Status mit Stand vom 31. Dezember 2022; ¹: Endteufe vor 2022 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis

Die Bohrmeterleistung ist gegenüber dem Vorjahreswert um etwa drei Viertel angestiegen, aber trotz dieser die Zunahme liegt sie noch deutlich unter dem langjährigen Mittel (Kap. 1.3).

1.1. Explorationsbohrungen

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

In der Zusammenstellung der Explorationsbohrungen des Jahres 2022 werden vier Bohrungen geführt (Tab. 1). Zwei dieser Bohrungen wurden 2022 abgeteuft. Die beiden anderen Bohrungen stammen aus den Vorjahren, hatten aber noch kein Ergebnis erhalten.

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

Aufschlussbohrungen

Gebiet Weser-Ems

Im Westen der Konzession Bramsche-Erweiterung wurde im Jahr 2011 die Bohrung Lünne 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 1.575 m wie geplant im Keuper eingestellt und zur Lünne 1a abgelenkt, um den Posidonienschiefer horizontal aufzuschließen. Nach einer Strecke von knapp 250 m im Posidonienschiefer wurde die Bohrung bei einer Endteufe von 1.677 m eingestellt. Eine hydraulische Trägerstimulation, die zur Ermittlung des Förderpotenzials erforderlich ist und direkt im Anschluss an das Abteufen im Jahr 2011 geplant war, steht noch aus.

Oberheintal

Die Bohrung Schwegenheim 1 (Neptune) untersuchte eine strukturelle Hochlage im Oberrheingraben analog der Situation der Öllagerstätte Römerberg auf Ölführung, die in der 3D-Seismik Römerberg-Südwest aus dem Jahr 2011 identifiziert wurde. Primäre Zielhorizonte waren wie in Römerberg die Reservoirsandsteine im Buntsandstein. Potenzielle Reservoirs im Muschelkalk und Keuper stellten die sekundären Ziele dar. Der Landepunkt der Bohrung, bezogen auf Top Buntsandstein, liegt ungefähr 6 km südwestlich der Fundbohrung von Römerberg. Die Bohrung hat die Zielformationen etwa in den prognostizierten Teufen aufgeschlossen und wurde im Jahr 2019 bei einer Endteufe von 2.415 m im Buntsandstein eingestellt. Anschließend wurden umfangreiche Fördertests auf den Muschelkalk, den Keuper, die Pechelbronn-Gruppe und die Cerithien-Schichten durchgeführt, die bis in das Jahr 2020 andauerten. Nach einer mehrmonatigen Pause, die der Pandemie-situation geschuldet war, wurde 2021 ein erweiterter Produktionstest mittels Tiefpumpe auf die Cerithien-Schichten durchgeführt. Ein abschließendes Ergebnis der Bohrung stand Ende 2022 noch aus.

Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet westlich der Ems

Die Bohrung Adorf Z17 (Neptune) sollte die Erdgaslagerstätte Adorf-Karbon, die 2020 mit der Bohrung Adorf Z15 nachgewiesen wurde, nach Osten erweitern. Sie liegt, bezogen auf Top Oberkarbon, etwa 6 km ost-südöstlich der Folgebohrung Adorf Z16 aus dem Jahre 2021 zwischen der etwa 3 km entfernten

Four wells are listed in the compilation of exploratory wells for 2022 (Table 1). Two of these wells were drilled in 2022. The other two wells date from previous years but had not yet received a result.

The objectives and results of the drilling projects are presented in more detail below.

New field wildcats

Weser-Ems area

In the west of the Bramsche Extension concession, the Lünne 1 well was drilled in 2011. It is part of EMPG's exploration programme, which aims to explore the shale gas potential of the Wealden and the Posidonia Shale in the Lower Saxony Basin. The Wealden was encountered in a thickness of about 550 m, the Posidonia Shale in a thickness of just under 25 m. Both formations were cored extensively for further laboratory investigations. The borehole was stopped at 1,575 m in the Keuper as planned and deflected towards the Lünne 1a in order to open up the Posidonia Shale horizontally. After a distance of almost 250 m in the Posidonia Shale, the well was stopped at a final depth of 1,677 m. A hydraulic reservoir stimulation, which is necessary to determine the production potential and was planned directly after the sinking in 2011, is still pending.

Upper Rhine Valley

The Schwegenheim 1 (Neptune) well investigated a structural high in the Upper Rhine Graben analogous to the situation of the Römerberg oil reservoir for oil flow, which was identified in the Römerberg-Südwest 3D seismic survey from 2011. Primary target horizons were, as in Römerberg, the reservoir sandstones in the Buntsandstein. Potential reservoirs in the Muschelkalk and Keuper represented the secondary targets. The landing point of the borehole, related to Top Buntsandstein, is located about 6 km southwest of the discovery bore well of Römerberg. The well encountered the target formations at approximately the predicted depths and was stopped in 2019 at a final depth of 2,415 m in the Buntsandstein. Extensive production tests were then carried out on the Muschelkalk, Keuper, Pechelbronn Group and Cerithian strata, which continued into 2020. After a break of several months due to the pandemic situation, an extended production test using borehole pump was carried out on the Cerithien strata in 2021. A final result of the drilling was still pending at the end of 2022.

New pool tests

Area west of the Ems

The Adorf Z17 (Neptune) well was designed to extend the Adorf-Carbon natural gas reservoir, which was proven in 2020 with the Adorf Z15 well, to the east. In terms of Top Upper Carboniferous, it is located about 6 km east-southeast of the follow-up well Adorf Z16 drilled in 2021, between the Adorf Z11 well about 3 km away to the northwest and the Dalum Z4 well about 2 km away to the southeast. These two wells had already tapped the Upper Carboniferous gas-bearing zone in 1961 and 1967, respectively, but were classified as not discoverable due to the extremely low gas inflows. In order to achieve the best possible production characteristics, the Adorf Z17 well was to tap the fluvial sandstones of the Stefan and Westfal on a 50° inclined and approx. 1 km long drilling section almost perpendicular to the strike direction of the natural, open fractures. After the first borehole had to be abandoned due to technical difficulties, the second borehole encountered the Upper Carboniferous sandstones gas-bearing.

Tab. 2 Feldesentwicklungsbohrungen 2022 (LBEG)
 Tab. 2 Field development wells 2022 (LBEG)

Name Name	Operator Operator	Zielhorizont Target horizon	Status Status
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittellplate-A 29 (8.)	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis / no result yet
<i>Elbe-Weser</i>			
Böttersen Z11 ¹	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis / no result yet
Hankensbüttel-Süd 96'	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig / oil found
Vorhop 63	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig / oil found
Vorhop-Knesenbeck 43 a	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	kein Ergebnis / no result
Vorhop-Knesenbeck 43 b	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis / no result yet
<i>Weser-Ems</i>			
Leer Z5 (6.) ¹	Vermilion	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis / no result yet
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 70 (3.)	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	ölfündig / oil found
Hilfsbohrungen			
<i>Elbe-Weser</i>			
Vorhop H2a (2.)	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	Ziel erreicht / target reached
Vorhop-Knesebeck H3b ¹	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	Ziel erreicht / target reached
EMPG - Exxon Mobil Production Deutschland GmbH Neptune - Neptune Energy Deutschland GmbH Vermilion - Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG Wintershall Dea - Wintershall Dea Deutschland GmbH			Status mit Stand vom 31. Dezember 2022 ¹ : Endteufe vor 2022 erreicht

Bohrung Adorf Z11 im Nordwesten und der etwa 2 km entfernten Bohrung Dalum Z4 im Südosten. Diese beiden Bohrungen hatten bereits 1961 bzw. 1967 das Oberkarbon gasführend erschlossen, wurden aber aufgrund der äußerst geringen Gaszuflüsse als nicht fündig eingestuft. Um bestmögliche Produktionseigenschaften zu erzielen, sollte die Bohrung Adorf Z17 die fluviatilen Sandsteine des Stefan und Westfal auf einer 50° geneigten und ca. 1 km langen Bohrstrecke nahezu senkrecht zur Streichrichtung der natürlichen, offenen Klüfte erschließen. Nachdem das erste Bohrloch aufgrund technischer Schwierigkeiten aufgegeben werden musste, hat die Bohrung mit dem zweiten Bohrloch die Sandsteine des Oberkarbons gasführend angetroffen. Die Perforation und Freiförderung erfolgte im Februar/März 2023. Daher stand ein endgültiges Ergebnis zum Jahresende 2022 noch nicht fest.

Oberrheintal

Die Bohrung Römerberg 6 (Neptune) wurde zur weiteren Entwicklung des Erdölfeldes Römerberg abgeteuft. Das Primärziel war die Errichtung einer Erdölproduktionsbohrung in den prospektiven Reservoir-Einheiten des Lettenkeuper/ Oberen Muschelkalks und Mittleren Muschelkalks zwischen den bestehenden Bohrungen Römerberg 1 und Römerberg 8, die aus dem Buntsandstein fördern. Der Reservoiraufschluss erfolgte ca. 800 m südwestlich der Bohrung Römerberg 4 und ca. 1.800 m westlich der Bohrung Römerberg H1, die aus dem Keuper/ Muschelkalk fördern. Der Landepunkt am Top des Lettenkeuper hat einen Abstand von ca. 120 m zu der strukturbildenden westlichen Hauptabschiebung des Feldes. Die Bohrung hat die Zielhorizonte ölführend erreicht und wurde nach erfolgreichen Produktionstesten auf den Lettenkeuper und den Muschelkalk ölfündig gemeldet.

1.2. Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrungen hat gegenüber dem Vorjahr von drei auf acht zugenommen. Als „aktiv“ werden in diesem

Perforation und free production took place in February/March 2023, so a final result had not yet been determined at the end of 2022.

Upper Rhine

Valley The Römerberg 6 (Neptune) well was drilled to further develop the Römerberg oil field. The primary objective was to drill an oil production well in the prospective reservoir units of the Lettenkeuper/Upper Muschelkalk and Middle Muschelkalk between the existing wells Römerberg 1 and Römerberg 8, which produce from the Buntsandstein. The reservoir development took place approx. 800 m southwest of the Römerberg 4 well and approx. 1,800 m west of the Römerberg H1 well, which produce from the Keuper/ Muschelkalk. The landing point at the top of the Lettenkeuper has a distance of approx. 120 m to the structure-forming western main slope of the field. The well has reached the target horizons oil bearing and was reported oil bearing after successful production tests on the Lettenkeuper and Muschelkalk.

1.2 Overview of oil and gas wells

The number of active wells increased from three to eight compared to the previous year. In this report, “active” refers to those wells that contributed to the drilling performance in the reporting year. In addition, there were a further six wells in progress that had already reached final depth before 2022 but had not yet received a final result. Tables 1 and 2 summarise the oil and gas wells drilled in 2022 with their results and status at year-end 2022, respectively. Storage wells are not included in this overview. Of the total of 14 wells, seven received a result; of these, four wells were reported found and one was reported not found. For two auxiliary wells, the successful result “target reached” was reported. Boreholes that have reached their final depth but whose result has not yet been finally decided are listed in the statistics with the status “no result yet”.

Tab. 3 Bohrmeterleistung 2017 bis 2022, aufgeschlüsselt nach Bohrkategorien

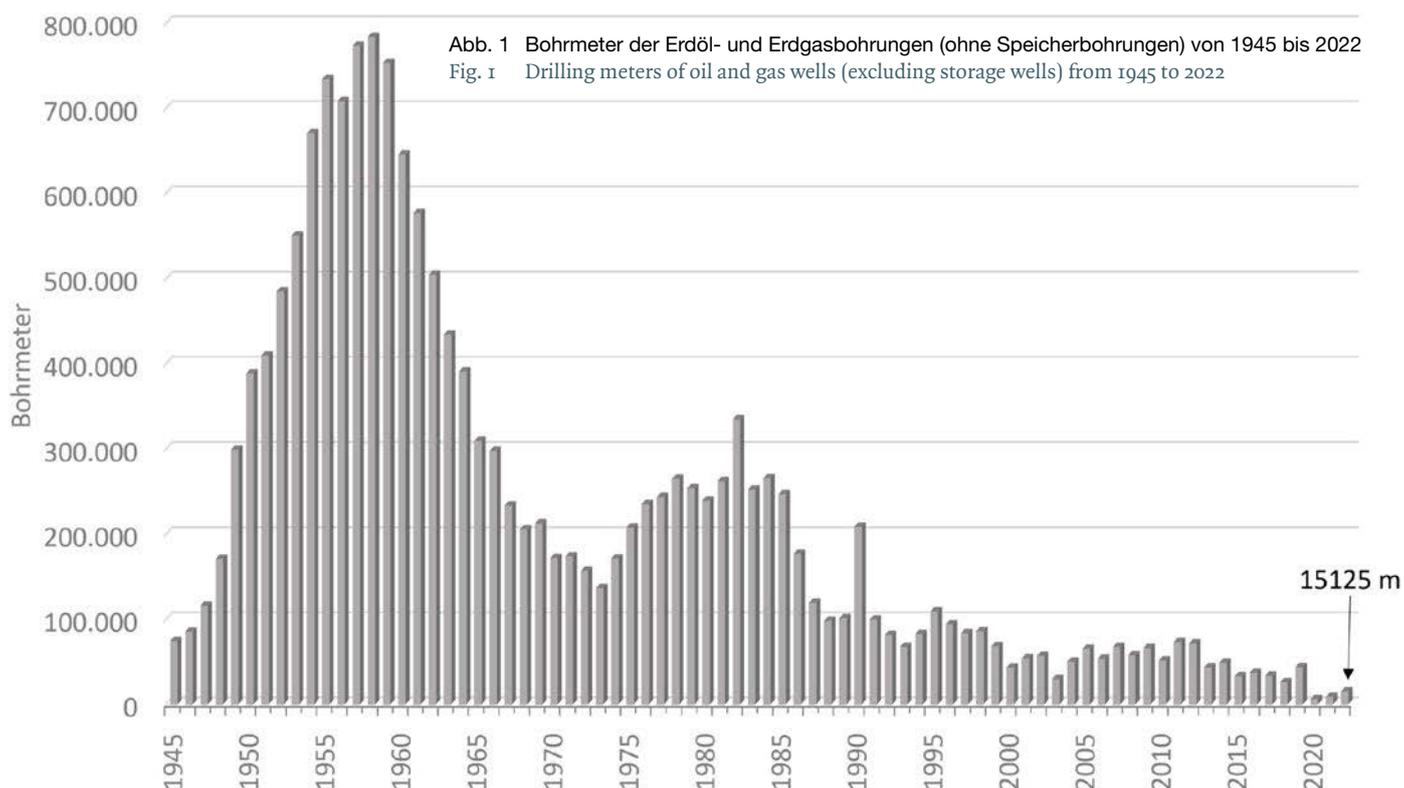
Tab. 3 Drilling meter output 2017 to 2022, broken down by drilling category

Jahr Year	Bohrmeter Drilling meters		Explorationsbohrungen Exploration well						Feldesentwicklungsbohrungen Development well					
			A3		A4		A5		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2017	33416	100	2031	6,1	5249	15,7	1115	3,3	-	-	22156	66,3	2865	8,6
2018	25961	100	-	-	5507	21,2	457	1,8	1236	4,8	16666	64,2	2095	8,1
2019	43416	100	3435	7,9	13620	31,4	6105	14,1	744	1,7	18168	41,8	1344	3,1
2020	6220	100	-	-	887	14,3	-	-	-	-	3263	52,5	2070	33,3
2021	8740	100	-	-	-	-	-	-	6988	80,0	503	5,8	1249	14,3
2022	15125	100	-	-	9088	60,1	-	-	-	-	5321	35,2	716	4,7
Mittelwert 2017-2022	23551	100	1093	4,6	5053	21,5	1535	6,5	1794	7,6	12151	51,6	1925	8,2

Tab. 4 Bohrmeterleistung 2022, aufgeschlüsselt nach Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten

Tab. 4 Drilling meterage in 2022, broken down by state and exploration/production area

Bundesland/Gebiet State / Territory	Exploration Exploration			Feldesentwicklung Development well			Summe Sum	Anteil Percentage
	A3	A4	A5	B1	B2	B3		
	m	m	m	m	m	m	m	%
Bundesland								
Niedersachsen	-	6146,0	-	-	3311,5	716,0	10173,5	67,3
Rheinland-Pfalz	-	2942,0	-	-	-	-	2942,0	19,5
Schleswig-Holstein	-	-	-	-	2009,0	-	2009,0	13,3
Gebiet								
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	2009,0	-	2009,0	13,3
Elbe-Weser	-	-	-	-	3291,5	716,0	4007,5	26,5
Westlich der Ems	-	6146,0	-	-	20,0	-	6166,0	40,8
Oberrheintal	-	2942,0	-	-	-	-	2942,0	19,5



Bericht jene Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Zusätzlich waren weitere sechs Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2022 die Endteufe erreicht, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten. In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2022 mit ihren Ergebnissen bzw. ihrem Status zum Jahresende 2022 zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt. Von den insgesamt 14 Bohrungen haben sieben ein Ergebnis erhalten; davon wurden vier Bohrungen fündig sowie eine nicht fündig gemeldet. Für zwei Hilfsbohrungen wurde das erfolgreiche Ergebnis „Ziel erreicht“ gemeldet. 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.

1.3. Bohrmeterleistung

Zwar ist die Bohrmeterleistung 2022 gegenüber dem Vorjahr um etwa drei Viertel auf 15.125 m angestiegen, dennoch lag sie noch deutlich unter dem Niveau der Zeit vor dem Corona-bedingten Einbruch im Jahr 2020. Im Vergleich zum Mittel der vorangehenden Jahre fiel sie etwa um ein Drittel geringer aus. In der Tabelle 3 ist die Bohrmeterleistung 2022 den Werten der vorangehenden fünf Jahre gegenübergestellt. Die regionale Verteilung der Bohrmeter auf die Bundesländer bzw. die Explorations- und Produktionsgebiete ist in Tabelle 4 dargestellt. Die Grafik in Abbildung 1 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter seit 1945.

2. Geophysik

Nachdem in den Jahren 2020 und 2021 keine oberflächengeophysikalischen Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas durchgeführt wurden, wurden im Vorjahr in kleinem Umfang 2D-seismische Messungen durchgeführt. Und zwar wurde im Oberrheintal beiderseits des Rheins in den aneinandergrenzenden Erlaubnisfeldern Neulußheim und Römerberg im Auftrag der Neptune Energy Deutschland GmbH und Palatina GeoCon GmbH & Co. KG der Survey „2D Neulußheim 2022“ mit vier Linien und insgesamt knapp 31 Profilkilometern akquiriert. Die Messungen wurden durchgeführt, um die Erdöllagerstätte Römerberg noch besser abbilden zu können.

3. Konzessionswesen

Im Jahr 2022 hat sich die Konzessionsfläche zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen abermals verringert. Seit 2014 ist sie damit kontinuierlich kleiner geworden. Es wurden nur zwei Erlaubnisfelder neu erteilt. Demgegenüber sind zahlreiche Erlaubnisfelder erloschen oder wurden verkleinert.

Die Summe der Flächen von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat im Vergleich zum Vorjahr um etwa 5.700 km² abgenommen und betrug Ende 2022 noch 19.400 km².

Die beiden neu erteilten Erlaubnisfelder liegen in Baden-Württemberg und Bayern und haben zusammen eine Fläche von etwa 100 km².

14 Erlaubnisfelder sind durch Fristablauf, Aufhebung oder Widerruf erloschen bzw. infolge von Teilverlängerung, Teilaufhebung oder in Verbindung mit Zusammenlegung verkleinert worden. Mit etwa 2.900 km² geht die Hälfte der Flächenabnahme auf Veränderungen in Niedersachsen zurück. Eine deutliche Abnahme war aber auch in Bayern mit 1.600 km² und in der Nordsee mit 1.100 km² zu verzeichnen. In Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz hat die Fläche der Erlaubnisfelder zusammen um etwa 100 km² abgenommen.

1.3 Drilling meter output

Although the drilling meter performance in 2022 increased by about three quarters to 15,125 m compared to the previous year, it was still significantly below the level of the period before the Corona-related slump in 2020. Compared to the average of the previous years, it was about one third lower. Table 3 compares the drilling meter output in 2022 with the values of the previous five years. The regional distribution of drilling meters among the federal states and the exploration and production areas is shown in Table 4. The graph in Figure 1 illustrates the historical development of drilling activity based on drilling meters since 1945.

2 Geophysics

After no surface geophysical measurements were carried out in 2020 and 2021 to explore the subsurface for oil and gas, 2D seismic measurements were carried out on a small scale in the previous year.

In the Upper Rhine Valley on both sides of the Rhine in the adjacent permit fields Neulußheim and Römerberg, the survey “2D Neulußheim” was carried out on behalf of Neptune Energy Deutschland GmbH and Palatina GeoCon GmbH & Co. KG, the survey “2D Neulußheim 2022” was acquired with four lines and a total of almost 31 profile kilometers. The measurements were carried out in order to be able to image the Römerberg oil reservoir even better.

3. Concessions

In 2022, the concession area for the exploration of hydrocarbons has decreased again. Since 2014, it has thus continuously become smaller. Only two new permit areas were granted. On the other hand, numerous permit areas have expired or been reduced in size.

The total area of mining permits for the exploration of hydrocarbons has decreased by about 5,700 km² compared to the previous year and amounted to 19,400 km² at the end of 2022.

The two newly granted permit fields are located in Baden-Württemberg and Bavaria and have a combined area of about 100 km².

14 permit areas expired due to expiry, cancellation or revocation, or were reduced due to partial extension, partial cancellation or in connection with mergers. At about 2,900 km², half of the reduction in area is due to changes in Lower Saxony. However, a significant decrease was also recorded in Bavaria with 1,600 km² and in the North Sea with 1,100 km². In Baden-Württemberg and Rhineland-Palatinate, the area of permit fields together decreased by about 100 km².

In the states of Mecklenburg-Western Pomerania, Saxony-Anhalt and Thuringia, which are located in the classic oil and gas provinces, no more permit fields for the exploration of hydrocarbons have been allocated in the meantime.

4. Crude oil and natural gas production

In 2022, the Federal Republic of Germany produced 1.7 million t of crude oil, contributing to just under 2% of Germany's crude oil consumption of 97.1 million t (AGEB 2023).

The production of natural gas in Germany in 2022 was 5.2 billion m³(Vn) raw gas or 4.8 billion m³(Vn) standardised clean gas with a calorific value of $H_s = 9.77 \text{ kWh/m}^3(\text{Vn})$ (see Chapter 5.3). Thus, last year's natural gas and oil gas production covered about 5.5 % of the total consumption of natural gas in Germany from domestic production (AGEB 2023).

In den Ländern Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Thüringen, die in den klassischen Erdöl- und Erdgasprovinzen liegen, sind inzwischen keine Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen mehr vergeben.

4. Erdöl- und Erdgasproduktion

Die Bundesrepublik Deutschland produzierte im Jahr 2022 1,7 Mio. t Erdöl und trug so zu knapp 2 % zur Deckung des Verbrauchs an Erdöl in Höhe von 97,1 Mio. t (AGEB 2023) in Deutschland bei.

Die Produktion von Erdgas in Deutschland lag 2022 bei 5,2 Mrd. m³(Vn) Rohgas bzw. 4,8 Mrd. m³(Vn) normiertem Reingas mit einem Brennwert von Hs = 9,77 kWh/m³(Vn) (s. Kap. 5.3). Damit hat die letztjährige Erdgas- und Erdölproduktion den Gesamtverbrauch an Erdgas in Deutschland zu rund 5,5 % aus inländischer Förderung gedeckt (AGEB 2023).

4.1. Erdölförderung

Die Nutzung von Erdöl hat in Deutschland eine lange Tradition. Schon 1546 wurden durch Agricola natürliche Ölaustritte („Teerkohlen“) bei Braunschweig und Hänigsen beschrieben. Die Bohrtätigkeit auf Erdöl begann aber erst nach einem Ölfund im Jahre 1859 in Wietze mit der „Hunäus-Bohrung“, die in 36,5 m Tiefe anstelle des vermuteten Braunkohlevorkommens auf Öl stieß.

Im Berichtsjahr 2022 wurden in Deutschland 1,7 Mio. t Erdöl einschließlich 7.929 t Kondensat gefördert. Die Erdölproduktion fiel damit um ca. 106.918 t (-5,9 %) unter den Wert des Vorjahres von 1,8 Mio. t.

Im Ländervergleich liegen die wichtigsten Erdölförderprovinzen Deutschlands in Norddeutschland. Die Ölfelder Schleswig-Holsteins und Niedersachsens produzierten im Berichtszeitraum zusammen 1,62 Mio. t Öl. Das sind 90 % der deutschen Gesamtproduktion. In Schleswig-Holstein fiel die Produktion von

4.1 Crude Oil production

The use of crude oil has a long tradition in Germany. As early as 1546, Agricola described natural oil seeps (“tar pits”) near Braunschweig and Hänigsen. However, drilling for oil only began after an oil discovery in 1859 in Wietze with the “Hunäus well”, which struck oil at a depth of 36.5 m instead of the suspected lignite deposit.

In the reporting year 2022, 1.7 million tonnes of crude oil including 7,929 tonnes of condensate were produced in Germany. Crude oil production thus fell by approx. 106,918 t (-5.9 %) below the previous year’s figure of 1.8 million t.

In a country comparison, the most important oil producing provinces in Germany are located in Northern Germany. The oil fields of Schleswig-Holstein and Lower Saxony together produced 1.62 million t of oil in the reporting period. That is 90 % of Germany’s total production. In Schleswig-Holstein, oil production fell to 949,000 t in 2022. This is 106,000 t (-10.1 %) less than in 2021. The share of total German production is thus 55.9 %. Lower Saxony’s oil fields produced 579,000 t of oil in the same period. This is 16,000 t (2.8 %) more than in the previous year; this corresponds to a share in total production of 34.1 %. In Rhineland-Palatinate, oil production fell by 17,000 t to 116,000 t compared to the previous year. The share of total production was thus 6.8 %.

Broken down by production areas, the crude oil areas north of the Elbe produced 954,000 tonnes, 105,000 tonnes or 9.9 % less than in the previous year. West of the Ems, production increased by 3,000 t (0.7 %) to 368,000 t. In the Upper Rhine Valley, 16,000 t (-12.1 %) less crude oil was produced than in the previous year, at 117,000 t.

On the reporting date of 31 December 2022, 43 oil fields were in production. The number of production wells in operation increased by 1 to 683.

The ten most productive oil fields in Germany together ac-

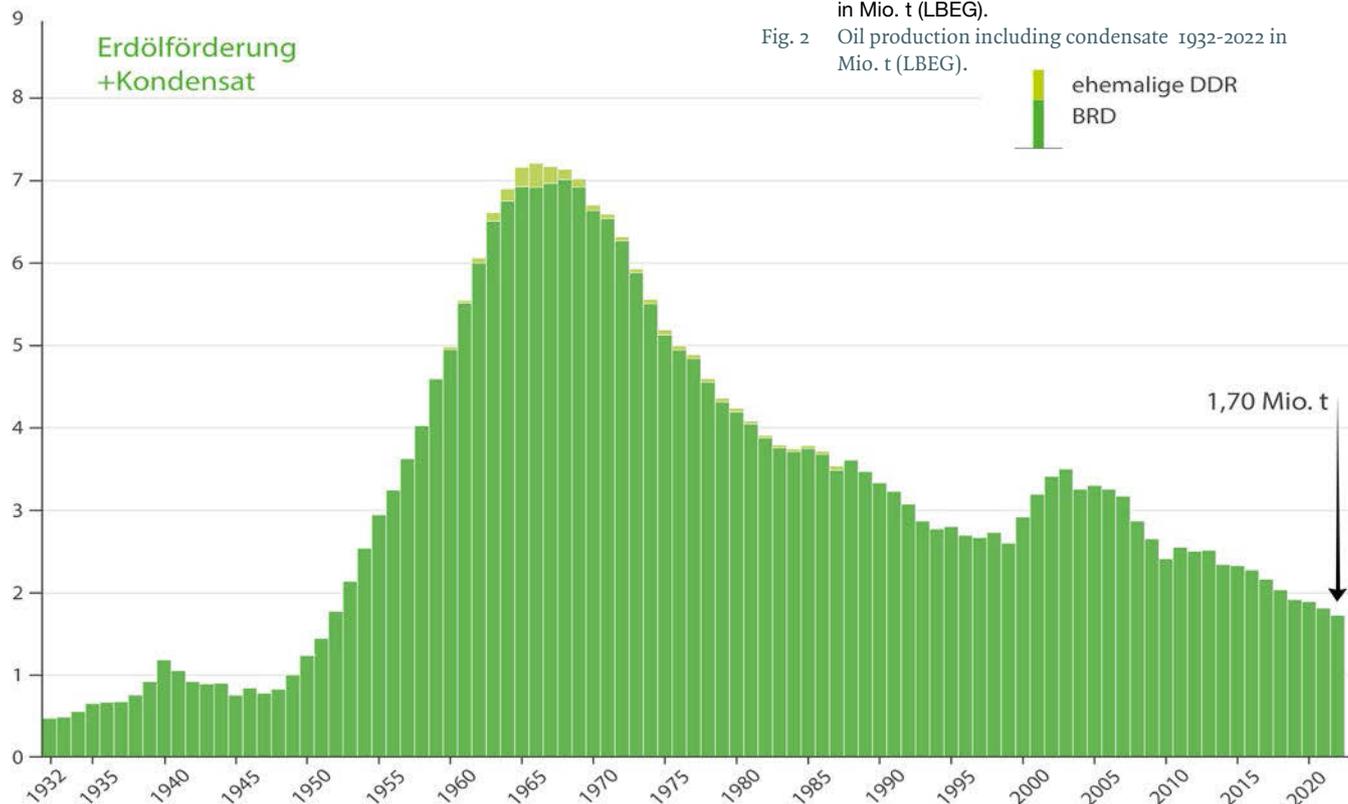


Abb. 2 Erdölförderung einschließlich Kondensat 1932-2022 in Mio. t (LBEG).

Fig. 2 Oil production including condensate 1932-2022 in Mio. t (LBEG).

ehemalige DDR
BRD

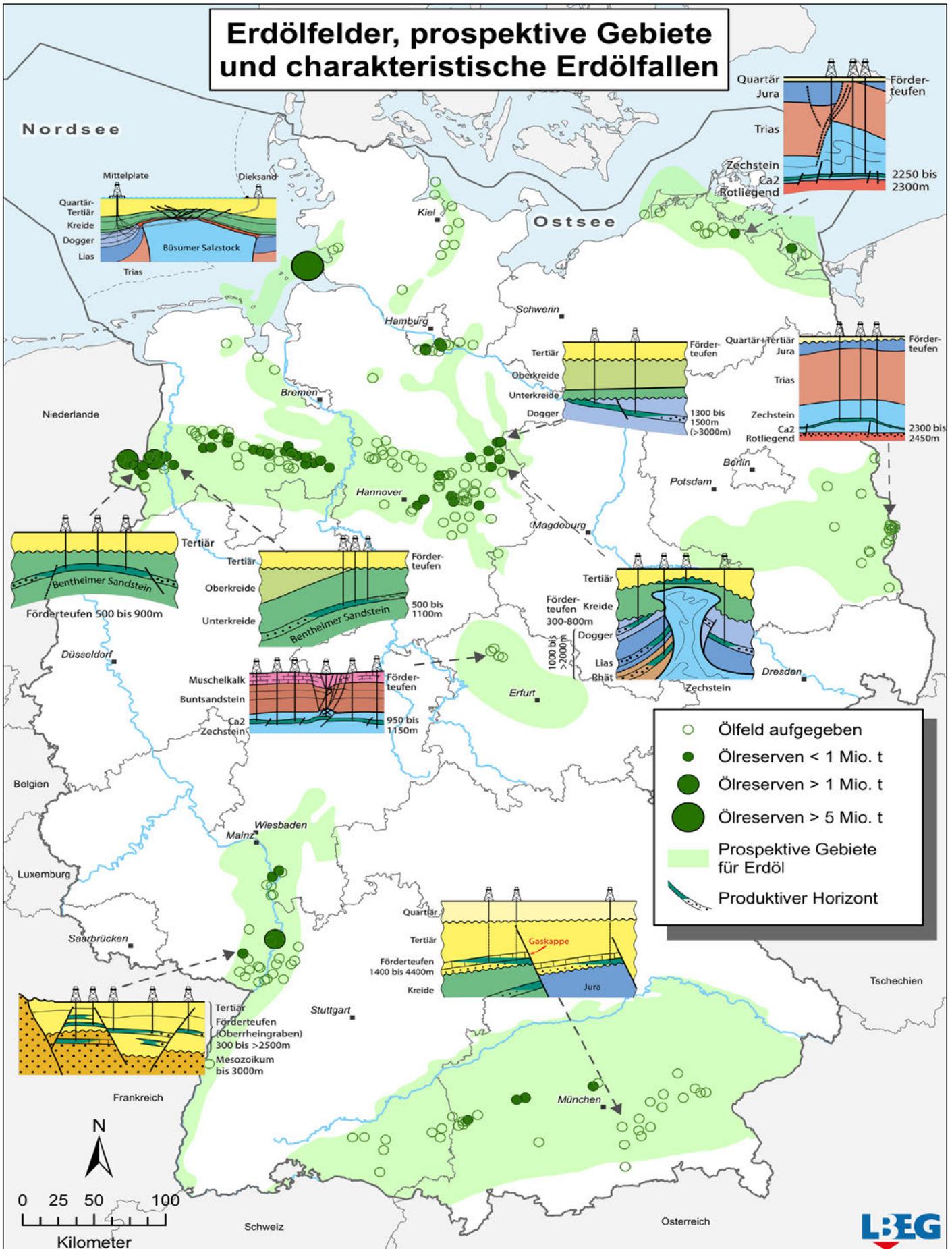


Abb. 3 Erdölfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdölfallen am 01.01.2023 (LBEG).

Fig. 3 Crude oil fields, prospective areas and characteristic crude oil traps on 01.01.2023 (LBEG)

Erdöl 2022 auf 949.000 t. Das sind 106.000 t (-10,1 %) weniger als 2021. Der Anteil an der deutschen Gesamtförderung beträgt damit 55,9 %. Die Ölfelder Niedersachsens produzierten im selben Zeitraum 579.000 t Öl. Das sind 16.000 t (2,8 %) mehr als im Vorjahr; dies entspricht einem Anteil an der Gesamtförderung von 34,1 %. In Rheinland-Pfalz fiel die Erdölproduktion gegenüber dem Vorjahr um 17.000 t auf 116.000 t. Der Anteil an der Gesamtförderung lag damit bei 6,8 %.

Nach Fördergebieten aufgeschlüsselt wurden in den Erdölgebieten nördlich der Elbe mit 954.000 t 105.000 t oder 9,9 % weniger gefördert als im Vorjahr. Westlich der Ems stieg die Produktion um 3.000 t (0,7 %) auf 368.000 t. Im Oberrheintal wurden wiederum mit 117.000 t 16.000 t (-12,1 %) weniger Erdöl als im Vorjahr gefördert.

Am Stichtag 31. Dezember 2022 standen 43 Ölfelder in Produktion. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden stieg um 1 auf 683.

Die zehn förderstärksten Erdölfelder Deutschlands erbrachten zusammen 89 % der Gesamtölförderung im Jahr 2022. Die unterschiedlichen Fördermengen der einzelnen Felder sind dabei beachtlich. So lag die jährliche Produktion des förderstärksten Feldes Mittelplate/Dieksand um den Faktor sieben höher als die Fördermenge des zweitstärksten Feldes Emlichheim in Niedersachsen im Gebiet westlich der Ems. Auf Platz vier, hinter dem niedersächsischen Feld Rühle, folgt das Feld Römerberg im Oberrheintal. In 17 der insgesamt 43 fördernden inländischen Felder liegen die jährlichen Fördermengen über 10.000 t.

Seit 1987 wird von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate und der Landstation Dieksand in Friedrichskoog Erdöl aus verschiedenen Sandsteinlagen des Juras gefördert. Mit 949.465 t Öl aus 26 Förderbohrungen produzierte das Feld 56 % der deutschen Erdölträge. Das sind 106.393 t weniger als im Vorjahr, was 11,2 % der Produktion des Feldes entspricht. Die jährliche Fördermenge einer Mittelplate/Dieksandbohrung lag im Durchschnitt bei 36.518 t pro Bohrung.

Das Ölfeld Emlichheim produziert seit 1944 aus den Sandsteinen

counted for 89% of total oil production in 2022. The differences in the production volumes of the individual fields are considerable. For example, the annual production of the most productive field, Mittelplate/Dieksand, was seven times higher than the production of the second most productive field, Emlichheim, in Lower Saxony in the area west of the Ems. In fourth place, behind the Rühle field in Lower Saxony, is the Römerberg field in the Upper Rhine Valley. In 17 of the total of 43 producing fields in Germany, the annual production volume exceeds 10,000 tonnes.

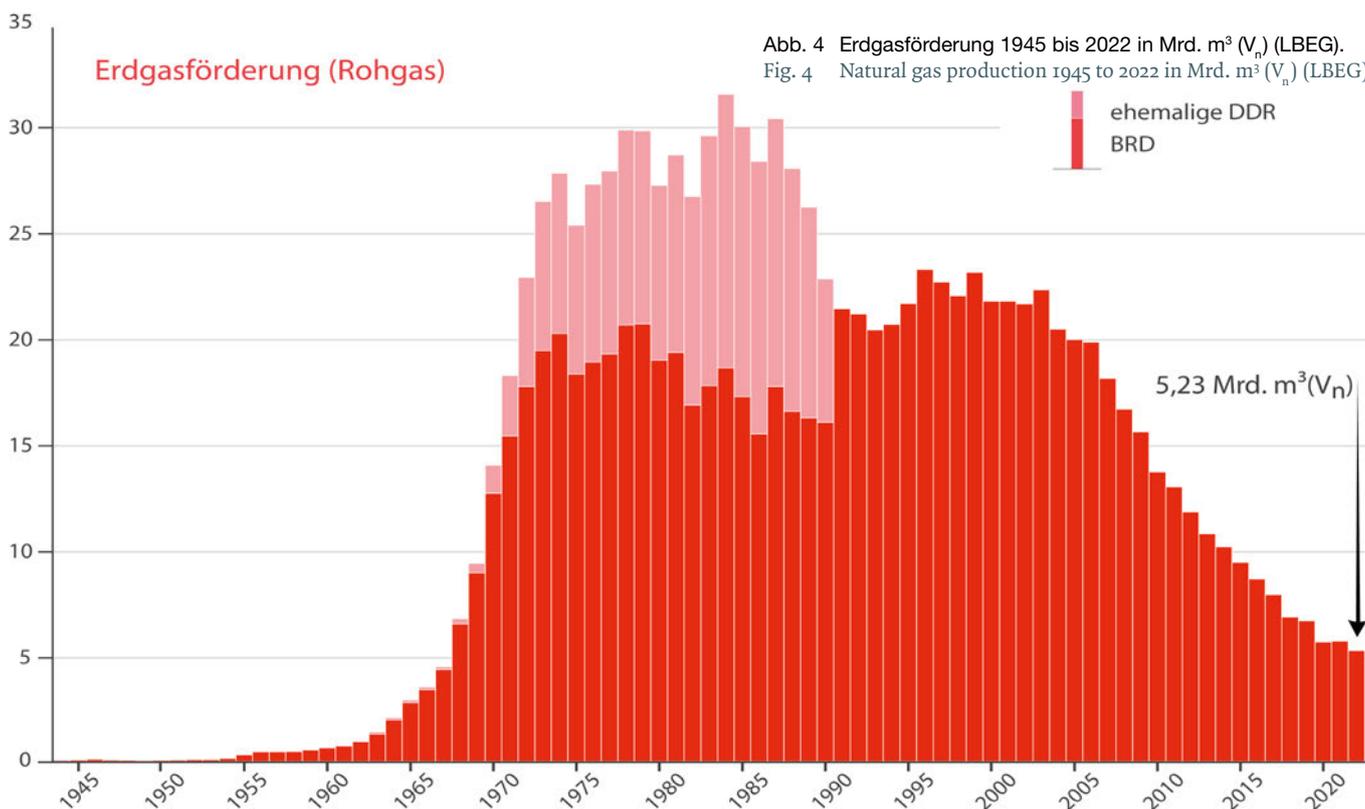
Since 1987, crude oil has been produced from various sandstone layers of the Jura from the Mittelplate Drilling and Production Island and the Dieksand Land Station in Friedrichskoog. With 949,465 t of oil from 26 production wells, the field produced 56 % of Germany's crude oil yield. This is 106,393 t less than in the previous year, which corresponds to 11.2 % of the field's production. The annual production rate of a Mittelplate/Dieksand well averaged 36,518 t per well.

The Emlichheim oil field has been producing from the Valangin sandstones since 1944 and is one of the oldest oil fields still producing in Germany. In 2022, 128,552 t of crude oil were produced, 16.5 % more than in 2021. 78 wells with an average annual production of 1,648 t were producing here.

The Rühle oil field has been producing mainly from the Valangin sandstones in the Rühlermoor and Rühlertwist field sections since 1949. In the 2022 reporting period, 119,140 t of crude oil were produced, 5.8% less than in 2021. 134 wells with an average annual production of 889 t were in production here.

The Römerberg oil field in the Upper Rhine Valley was discovered by chance in 2003 while drilling a geothermal well. Five wells produced 101,685 tonnes of oil from the Triassic rocks last year. This is 16.7 % less than in the previous year; this corresponds to a production rate of 20,337 t per well.

The production of all other oil fields was below 100,000 t of crude oil in 2022.



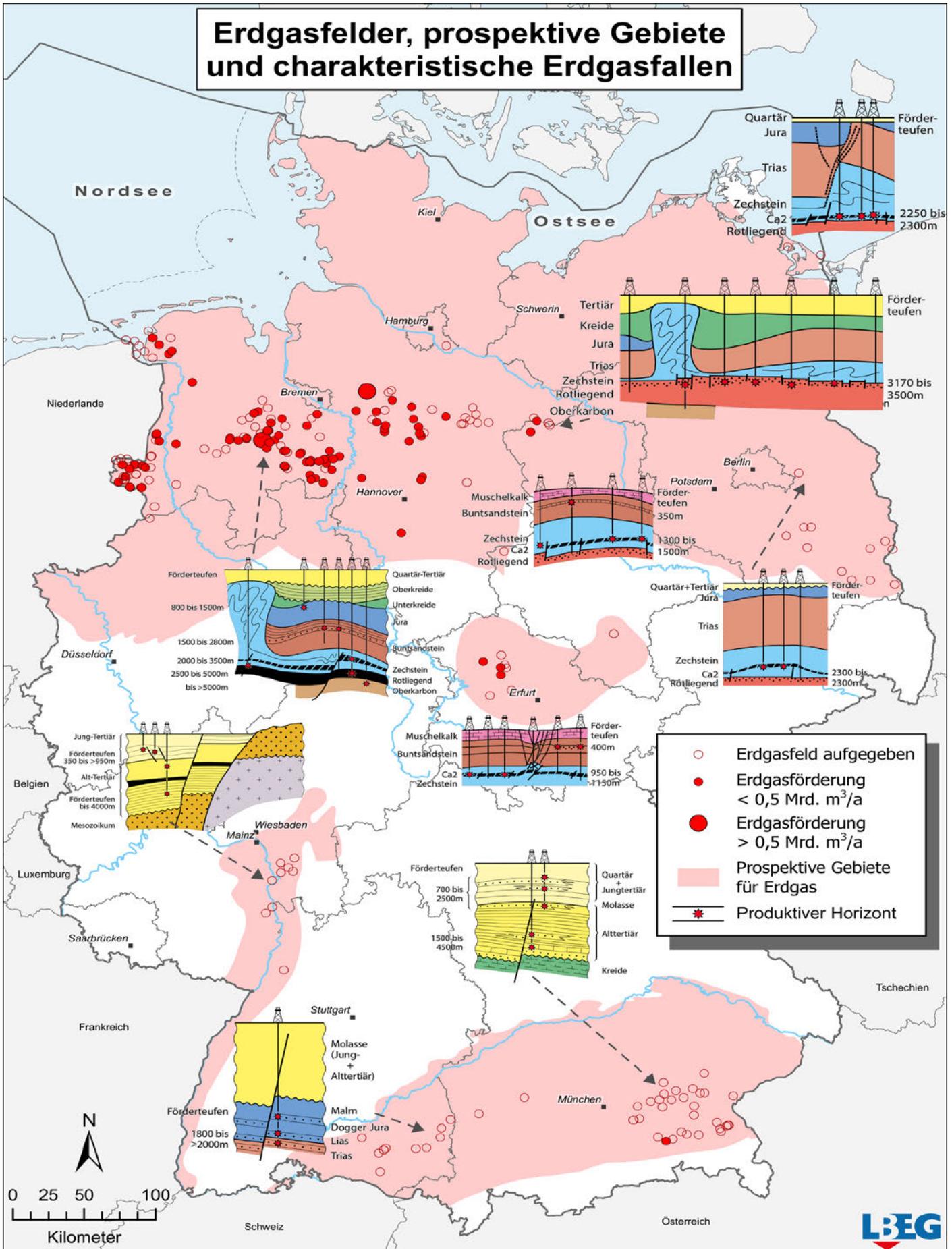


Abb. 5 Erdgasfelder, prospektive Gebiete und charakteristische Erdgasfallen am 31.12.2022.

Fig. 5 Natural gas fields, prospective areas and characteristic natural gas traps on 31.12.2022.

des Valangin und ist eines der ältesten noch in Förderung stehenden Ölfelder Deutschlands. Im Jahr 2022 wurden mit 128.552 t 16,5 % mehr Erdöl gefördert als 2021. 78 Bohrungen mit einer durchschnittlichen jährlichen Fördermenge von 1.648 t standen hier in Förderung.

Das Ölfeld Rühle produziert seit 1949 vorwiegend aus den Sandsteinen des Valangin in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlerwist. Im Berichtszeitraum 2022 wurden mit 119.140 t 5,8 % weniger Erdöl gefördert als 2021. 134 Bohrungen mit einer durchschnittlichen jährlichen Fördermenge von 889 t standen hier in Förderung.

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 101.685 t Erdöl. Das sind 16,7 % weniger gegenüber dem Vorjahr; dies entspricht einer Förderleistung pro Bohrung von 20.337 t.

Die Produktion aller weiteren Ölfelder lag im Jahr 2022 unter 100.000 t Erdöl.

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 und damit verbliebenes Öl in der Lagerstätte mobilisiert. Chemische EOR-Verfahren oder CO₂-Flutungen werden in Deutschland derzeit nicht angewendet.

Die EOR-Maßnahmen hatten im Jahr 2022, bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 1,7 Mio. t, einen Anteil von rund 11 %. Damit blieb der Wert gegenüber dem Vorjahr auf dem gleichen Niveau. In den Erdölfeldern, in denen EOR-Maßnahmen angewendet werden, lag der durch diese Maßnahmen geförderte Anteil 2022 bei ca. 95 %.

Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Doggers (Jura) lag 2022 bei rund 63 %. 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 2022 bei ca. 25 %. Aus diesen Gesteinen produzieren die Felder des Emslandes, z. B. Rühle, Bramberge und Georgsdorf. Der Förderanteil von Erdöl aus den Gesteinen der Trias lag 2022 bei 6 %. Das Feld Römerberg im Rheintal fördert aus diesen Gesteinsschichten. Die Lagerstätten des Malm und des Tertiärs folgen mit jeweils knapp 3 % sowie die des Perms mit 0,6 %.

Erdgaskondensat ist ein flüssiges Begleitprodukt, das bei der Erdgasgewinnung anfällt. Der Kondensatanteil an der deutschen Erdölförderung, zu dem auch das Erdölgaskondensat zählt, betrug im Berichtsjahr 7.929 t. Das entspricht knapp 0,5 % der Gesamtölförderung von 1,7 Mio. t. Bis Ende 2022 sind in Deutschland kumulativ ca. 314 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 41,3 % der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 762 Mio. t Öl in allen deutschen Lagerstätten zusammen. Von dieser Gesamtmenge ist aber in Abhängigkeit von der Ölqualität und den Reservoirereigenschaften der einzelnen Lagerstätten nur ein Teil förderbar.

4.2. Erdgasförderung

Mit der Gasfündigkeit einer Trinkwasserbohrung bei Hamburg-Neuengamme im Jahr 1910 begann auch in Deutschland die Nutzung von Erdgas. Wurden in den Folgejahren nur vereinzelte Felder sowie das Ölbegleitgas gefördert, begann um 1950 mit der Ausweitung der Einsatzmöglichkeiten die vermehrte Exploration auf Erdgas.

In order to increase the recovery rate, tertiary recovery methods are applied in some oil fields. Within the scope of these “Enhanced Oil Recovery (EOR)” methods, the flowability of the oil in the reservoirs of the Rühle, Georgsdorf and Emlichheim fields is increased with the help of steam and hot/warm water flooding, thus mobilising remaining oil in the reservoir. Chemical EOR methods or CO₂ flooding are not currently used in Germany.

In 2022, the EOR methods had a share of around 11% in relation to total domestic pure oil production of 1.7 million tonnes. The value thus remained at the same level as in the previous year. In the oil fields where EOR methods are applied, the share produced by these methods was around 95 % in 2022.

The share of oil produced from Dogger sandstones (Jurassic) was around 63 % in 2022. By far the largest production volume here came from the Mittelplate/Dieksand field in the Schleswig-Holstein Wadden Sea. The Lower Cretaceous sandstones are the second most important carrier horizon for crude oil in Germany. Their production share in 2022 was about 25 %. The fields of the Emsland, e.g. Rühle, Bramberge and Georgsdorf, produce from these rocks. The production share of crude oil from Triassic rocks was 6 % in 2022. The Römerberg field in the Rhine Valley produces from these rock strata. The Malm and Tertiary deposits follow with just under 3 % each and the Permian with 0.6 %.

Natural gas condensate is a liquid by-product of natural gas production. The condensate share of German crude oil production, which also includes crude oil gas condensate, amounted to 7,929 t in the year under review. This corresponds to just under 0.5 % of the total oil production of 1.7 million tonnes. By the end of 2022, approx. 314 million t of crude oil have been cumulatively produced in Germany. This corresponds to 41.3 % of the estimated original total of approx. 762 million t of oil in all German deposits combined. However, depending on the quality of the oil and the reservoir properties of the individual deposits, only part of this total quantity is recoverable.

4.2 Natural gas production

With the discovery of gas in a drinking water well near Hamburg-Neuengamme in 1910, the exploitation of natural gas also began in Germany. In the years that followed, only isolated fields and associated gas were produced, but around 1950, with the expansion of possible applications, increased exploration for natural gas began.

In the reporting year 2022, 5.2 billion m³(Vn) of raw gas and 4.8 billion m³(Vn) of clean gas were produced in Germany. Natural gas production thus fell by 0.4 bcm(Vn) (-7.9 %) raw gas and 0.3 bcm(Vn) (-6.2 %) standardised clean gas with a calorific value of H_s = 9.77 kWh/m³(Vn) compared to the previous year.

In a state comparison, the central natural gas province in Germany is in Lower Saxony. Here 5.1 billion m³(Vn) of raw gas were produced. This is 279 million m³(Vn) or 5.2 % less than in the previous year. Lower Saxony's share of raw gas production in Germany is thus 97.0 %. Clean gas production for Lower Saxony was reported at 4.7 billion m³(Vn). This is just under 0.3 billion m³(Vn) or 5.0 % less than in the previous year. Lower Saxony's share of Germany's clean gas production is thus 98.6 %. Other federal states contribute only marginally to gas production.

From a regional perspective, raw gas production in the

Im Berichtsjahr 2022 wurden in Deutschland 5,2 Mrd. m³(Vn) Rohgas bzw. 4,8 Mrd. m³(Vn) Reingas gefördert. Die Erdgasproduktion fiel damit um 0,4 Mrd. m³(Vn) (-7,9 %) Rohgas bzw. 0,3 Mrd. m³(Vn) (-6,2 %) normiertes Reingas mit einem Brennwert von H_s = 9,77 kWh/m³(Vn) gegenüber dem Vorjahr.

Im Ländervergleich liegt die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands in Niedersachsen. Hier wurden 5,1 Mrd. m³(Vn) Rohgas gefördert. Das sind 279 Mio. m³(Vn) oder 5,2 % weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Rohgasförderung Deutschlands beträgt damit 97,0 %. Die Reingasförderung wurde für Niedersachsen mit 4,7 Mrd. m³(Vn) angegeben. Das sind knapp 0,3 Mrd. m³(Vn) oder 5,0 % weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Reingasförderung Deutschlands beträgt damit 98,6 %. Andere Bundesländer tragen nur marginal zur Gasförderung bei.

Regional betrachtet, fiel im Gebiet Weser-Ems die Rohgasproduktion um 0,1 Mrd. m³(Vn) bzw. 3,7 % auf 3,0 Mrd. m³(Vn).

Dementsprechend fiel auch die Reingasförderung um 0,1 Mrd. m³(Vn) (-3,8 %) auf 2,6 Mrd. m³(Vn). Im Gebiet Elbe-Weser wurden 1,9 Mrd. m³(Vn) Rohgas gefördert und damit 0,4 Mrd. m³(Vn) (-18,2 %) weniger als im Vorjahr. Die Reingasförderung ging hier um 0,3 Mrd. m³(Vn) (-14,4 %) auf 1,9 Mrd. m³(Vn) gegenüber 2021 zurück.

Im Jahr 2022 wurden zusätzlich zum Erdgas rund 46 Mio. m³(Vn) Erdölgas gewonnen. Erdölgas ist ein Begleitprodukt, das bei der Erdölgewinnung anfällt. Es wird vor allem in Niedersachsen (59,2 %) und Schleswig-Holstein (29,6 %), gefolgt von Mecklenburg-Vorpommern mit 5,1 %, produziert.

Im Berichtszeitraum standen insgesamt 66 Erdgasfelder in Produktion. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2022 fördernden Sonden ist von 380 im Vorjahr auf 280 gefallen.

Analog zu den Vorjahren kamen auch im Jahr 2022 rund zwei

Weser-Ems region fell by 0.1 billion m³(Vn) or 3.7 % to 3.0 billion m³(Vn).

Accordingly, clean gas production also fell by 0.1 billion m³(Vn) (-3.8%) to 2.6 billion m³(Vn). In the Elbe-Weser area 1.9 billion m³(Vn) of raw gas were produced, 0.4 billion m³(Vn) (-18.2 %) less than in the previous year. Clean gas production here declined by 0.3 bcm(Vn) (-14.4%) to 1.9 bcm(Vn) compared to 2021.

In 2022, around 46 million m³(Vn) of crude oil gas was extracted in addition to natural gas. Crude oil gas is a by-product of oil production. It is mainly produced in Lower Saxony (59.2 %) and Schleswig-Holstein (29.6 %), followed by Mecklenburg-Western Pomerania with 5.1 %.

In the reporting period, a total of 66 natural gas fields were in production. The number of wells producing on the reporting date of 31 December 2022 fell from 380 in the previous year to 280.

As in previous years, around two thirds of the total annual production of natural gas in Germany in 2022 came from the ten most productive fields.

The Rotenburg/Taaken field complex is the most productive German gas field. In the reporting period, 0.59 billion m³(Vn) of raw gas were produced there. It is followed by the Goldenstedt/Visbek field with 0.53 billion m³(Vn) of gas. In third place is Völkersen/Völkersen-North with 0.44 billion m³(Vn) of gas. While Rotenburg/Taaken and Völkersen/Völkersen-North produce from the Rotliegende rocks, Goldenstedt/Visbek produces from the Zechstein.

By the end of 2022, a total of 213 billion m³(Vn) of raw gas will have been produced from the Salzwedel field complex (Altmark/ Sanne/Wenze). This corresponds to more than one fifth of Germany's cumulative production and by far the

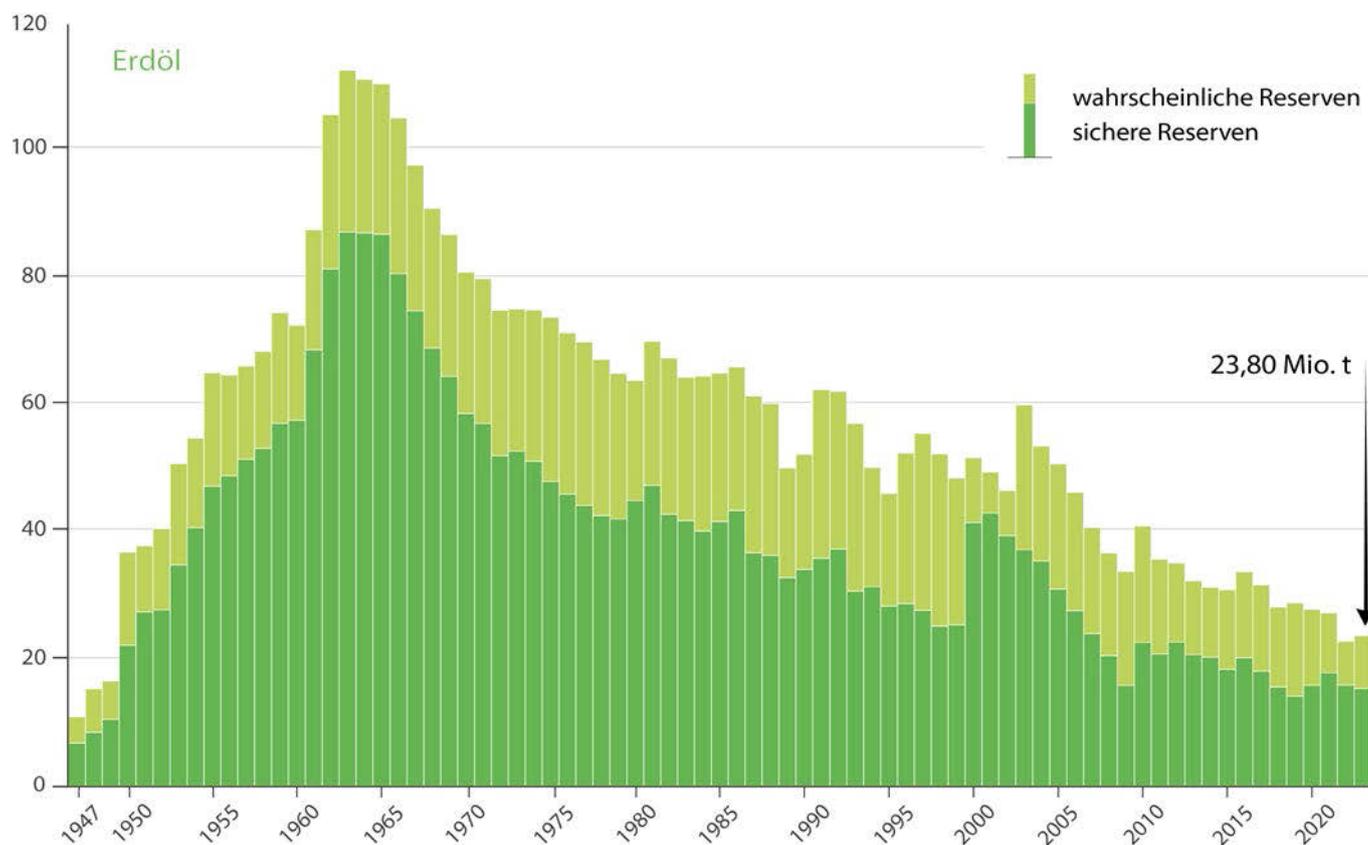


Abb. 6 Entwicklung der Erdölreserven in Deutschland von 1947-2022 in Mio. t (LBEG).

Fig. 6 Development of crude oil reserves in Germany 1947-2022 in Mio. t (LBEG).

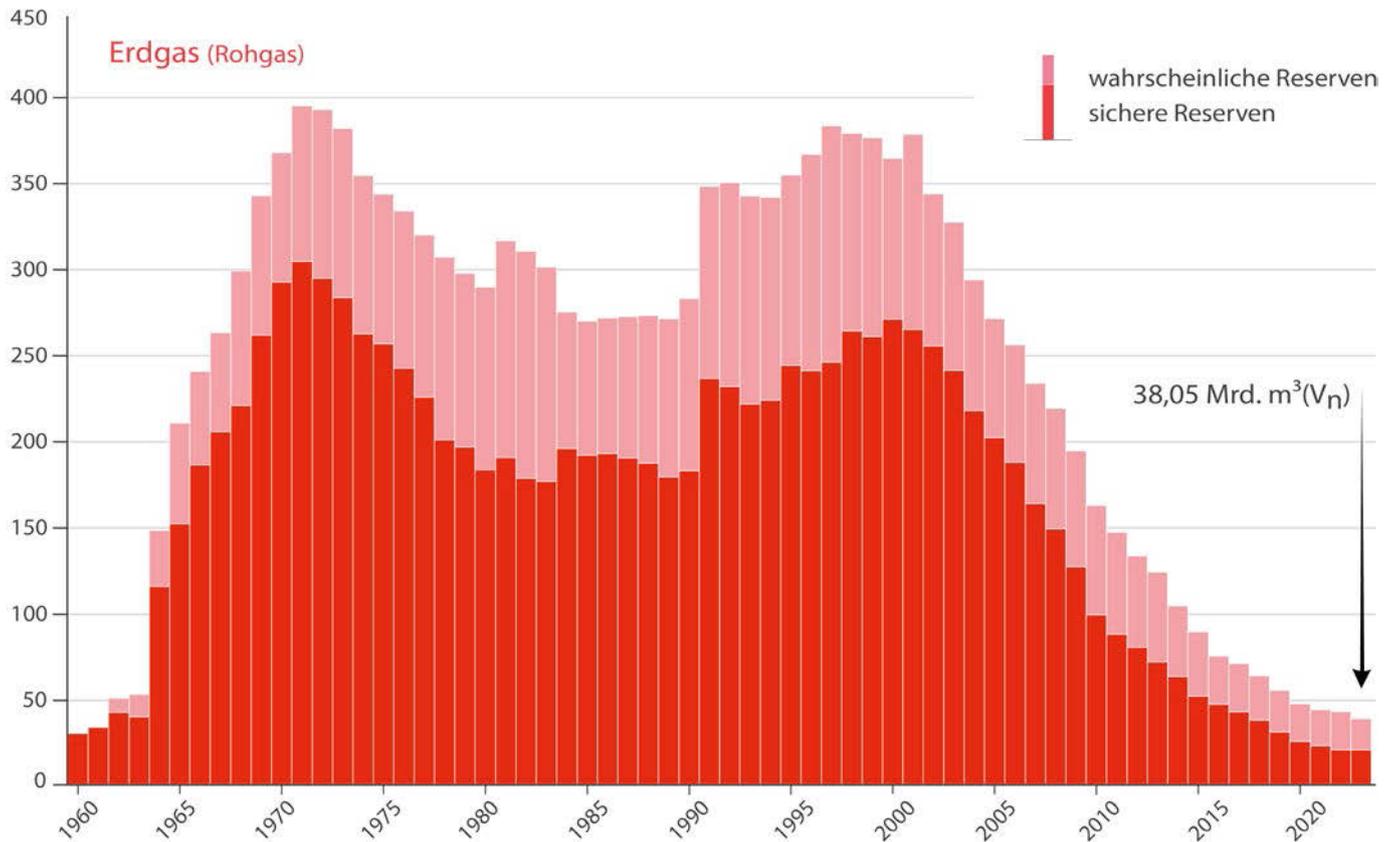


Abb. 7 Entwicklung der Erdgasreserven in Deutschland von 1960-2022 in Mrd. m³ (V_n) (LBEG).
 Fig. 7 Development of natural gas reserves in Germany 1960-2022 in Mrd. m³ (V_n) (LBEG).

Drittel der gesamten Jahresförderung von Erdgas in Deutschland aus den zehn ergiebigsten Feldern.

Der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken ist das förderstärkste deutsche Gasfeld. Dort wurden im Berichtszeitraum 0,59 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert. Es folgt das Feld Goldenstedt/Visbek mit 0,53 Mrd. m³(V_n) Gas. An dritter Stelle liegt Völkersen/Völkersen-Nord mit 0,44 Mrd. m³(V_n) Gas. Während Rotenburg/Taaken und Völkersen/Völkersen-Nord aus den Gesteinen des Rotliegenden fördern, produziert Goldenstedt/Visbek aus dem Zechstein.

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/ Sanne/Wenze) sind bis Ende 2022 insgesamt 213 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert worden. Dies entspricht mehr als einem Fünftel der Kumulativproduktion Deutschlands und bei weitem der höchsten Gesamtförderung aller deutschen Felder. 2022 standen hier 16 Sonden in Betrieb, die insgesamt 133 Mio. m³(V_n) Rohgas förderten. Gegenüber dem Vorjahr mit 295 Mio. m³(V_n) aus 118 Sonden bedeutet das neben der starken Sondenreduktion einen Förderrückgang von 45 %. 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“ liegt. Die errechnete Reingasmenge betrug demnach rund 49 Mio. m³(V_n) gegenüber 108 Mio. m³(V_n) im Vorjahr (BVEG 2023).

Der Förderanteil von Erdgas aus den Kalksteinen des Zechsteins lag 2022 bei rund 44 %. Von den 10 größten Feldern fördert u. a. Goldenstedt/Visbeck aus diesem Horizont. Die Sandsteine des Rotliegenden sind der zweitwichtigste Trägerhorizont für Erdgas in Deutschland. Ihr Förderanteil lag 2022 bei ca. 34 %. Aus diesen Gesteinen produziert u. a. das Feld Rotenburg/Taaken. Der

highest total production of all German fields. In 2022, 16 wells were in operation here, producing a total of 133 million m³(V_n) of raw gas. Compared to the previous year, when 295 million m³(V_n) were produced from 118 wells, this means a 45% decline in production, in addition to the sharp reduction in the number of wells. The natural gas from the Rotliegend deposits of the Salzwedel field complex has a high nitrogen content and therefore has a comparatively low average energy content, which is significantly below the “Groningen calorific value”. The calculated clean gas volume was therefore around 49 million m³(V_n) compared to 108 million m³(V_n) in the previous year (BVEG 2023).

The share of natural gas produced from Zechstein limestones was around 44% in 2022. Of the 10 largest fields, Goldenstedt/Visbeck, among others, produces from this horizon. The sandstones of the Rotliegend are the second most important reservoir horizon for natural gas in Germany. Their production share in 2022 was approx. 34 %. The Rotenburg/Taaken field, among others, produces from these rocks. The production share from the Carboniferous sandstones was 14 % in 2022. The Goldenstedt/Oythe field produces from these rock strata. The Triassic and Jurassic deposits follow with a share of 7 % and 1 %, respectively.

5. Crude oil and natural gas reserves

5.1 Crude oil reserves on 1 January 2023

The estimated proven and probable crude oil reserves in Germany reported to the LBEG (see chapter 5.3) amounted to 23.8 million tonnes of crude oil on 1 January 2023, which is 0.9 million tonnes or 3.9 % higher than in the previous year (Fig. 6). The production volume withdrawn in 2022 could therefore

Förderanteil aus den Sandsteinen des Karbons lag 2022 bei 14 %. Das Feld Goldenstedt/Oythe produziert aus diesen Gesteinsschichten. Die Lagerstätten der Trias und des Juras folgen mit einem Anteil von 7 % bzw. 1 %.

5. Erdöl- und Erdgasreserven

5.1. Erdölreserven am 1. Januar 2023

Die an das LBEG berichteten geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland (s. Kap. 5.3) beliefen sich am 1. Januar 2023 auf 23,8 Mio. t Erdöl und liegen damit um 0,9 Mio. t oder 3,9 % über denen des Vorjahres (Abb. 6).

Die im Jahr 2022 entnommene Fördermenge konnte also durch zusätzliche Reserven mehr als ausgeglichen werden, deren Entwicklung auf Schwankungen in der Bewertung der großen Erdölfelder bzw. der Umstellung von Fördermaßnahmen zurückzuführen ist.

Regional betrachtet lagerten am 1. Januar 2023 nach wie vor die größten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Norddeutschland. Sie stiegen im Raum nördlich der Elbe um 134.000 t (1,0 %) gegenüber dem Vorjahr auf 13,1 Mio. t. Auch westlich der Ems stiegen die Reserven um 721.000 t (21,4 %) auf 4,1 Mio. t. Hingegen sanken im Oberrheintal mit 3,3 Mio. t die Reserven um 89.000 t (-2,6 %).

Im Ländervergleich lagerten nach den derzeitigen Berechnungen mit 13,1 Mio. t Erdöl die größten Reserven in Schleswig-Holstein und damit um 135.000 t (1,0 %) mehr als im Vorjahr. Das entspricht 54,9 % der gesamtdeutschen Erdölreserven. Auch in Niedersachsen stiegen die Reserven um 815.000 t auf 7,1 Mio. t (12,9 %). Somit lagerten hier 29,9 % der gesamtdeutschen Reserven. Für Rheinland-Pfalz wurden mit 3,1 Mio. t 89.000 t oder 2,8 % weniger gemeldet als im Vorjahr. Damit liegt Rheinland-Pfalz mit 12,9 % der deutschen Erdölreserven auf dem dritten Platz.

Das Verhältnis Reserven/Produktion (früher statische Reichweite), errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven und der letztjährigen Fördermenge, steigt zum Stichtag der Reservenberechnung auf 14 Jahre. Dieser Wert berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten oder andere variable Parameter und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen.

Nach geologischen Formationen gestaffelt, befanden sich am Stichtag der Reservenschätzung rund 62 % der verbleibenden Erdölreserven deutscher Lagerstätten in Sandsteinen des Mittleren Juras, 21 % in Gesteinen der Unterkreide und 13 % in der Trias. Die restlichen Erdölreserven verteilten sich auf Speichergesteine im Oberen Jura (2 %), im Tertiär (2 %) sowie untergeordnet im Zechstein.

5.2. Erdgasreserven am 1. Januar 2023

Am 1. Januar 2023 betrug die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands 38,1 Mrd. m³(Vn) Rohgas. Damit verringerten sich die Reserven gegenüber dem Vorjahr um 4,2 Mrd. m³(Vn) oder 9,9 % (Abb. 7).

Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven, bezogen auf das normierte Reingas mit einem Brennwert von Hs = 9,77 kWh/m³(Vn) (s. Kap. 5.3), wurden am Stichtag mit 37,0 Mrd. m³(Vn) angegeben und lagen damit 4,0 Mrd. m³(Vn) (-9,8 %) unter denen des Vorjahres. Die stetige Abnahme der Erdgasreserven ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Auch ist die Bohrtätigkeit auf Erdgas in den letzten Jahren sehr stark zurückgegangen, was sich in der Bohrmeterstatistik (Tab. 3 und 4) widerspiegelt.

be more than compensated for by additional reserves, the development of which is due to fluctuations in the valuation of the large oil fields or the conversion of production methods.

From a regional perspective, the largest secure and probable crude oil reserves on 1 January 2023 were still located in northern Germany. They increased in the region north of the Elbe by 134,000 t (1.0 %) compared to the previous year to 13.1 million t. Reserves west of the Ems also rose by 721,000 t (21.4 %) to 4.1 million tonnes. In the Upper Rhine Valley, on the other hand, reserves fell by 89,000 tonnes (-2.6%) to 3.3 million tonnes.

According to current calculations, Schleswig-Holstein had the largest reserves of 13.1 million tonnes of crude oil, 135,000 tonnes (1.0 %) more than in the previous year. This corresponds to 54.9 % of the total German crude oil reserves. In Lower Saxony, too, the reserves rose by 815,000 t to 7.1 million t (12.9 %). This means that 29.9 % of the total German reserves were stored here. Rhineland-Palatinate reported 3.1 million tonnes, 89,000 tonnes or 2.8% less than in the previous year. This puts Rhineland-Palatinate in third place with 12.9 % of German oil reserves.

The reserves/production ratio (formerly static range), calculated from the certain and probable crude oil reserves and last year's production volume, rises to 14 years as of the cut-off date for the reserve calculation. This value does not take into account the natural decline in production of the reservoirs or other variable parameters and should therefore not be regarded as a forecast, but as a snapshot and statistical benchmark.

Staggered according to geological formations, about 62% of the remaining crude oil reserves of German deposits were located in sandstones of the Middle Jurassic, 21% in rocks of the Lower Cretaceous and 13% in the Triassic at the cut-off date of the reserve estimate. The remaining oil reserves are distributed among reservoir rocks in the Upper Jurassic (2%), in the Tertiary (2%) and, to a lesser extent, in the Zechstein.

5.2 Natural gas reserves on 1 January 2023

On 1 January 2023, Germany's total estimated proven and probable natural gas reserves amounted to 38.1 billion m³(Vn) of raw gas. This means that the reserves decreased by 4.2 bcm(Vn) or 9.9 % compared to the previous year (Fig. 7).

The proven and probable reserves, based on the standardised clean gas with a calorific value of Hs = 9.77 kWh/m³(Vn) (see Chapter 5.3), were stated at 37.0 billion m³(Vn) on the reporting date and were thus 4.0 billion m³(Vn) (-9.8 %) below those of the previous year. The steady decline in natural gas reserves is mainly due to the increasing depletion of existing deposits. Drilling activity for natural gas has also declined very sharply in recent years, which is reflected in the drilling meter statistics (Tab. 3 and 4).

The sum of proven and probable natural gas reserves has continued to decrease. Compared to the previous year, reserves decreased by 4.2 bcm (9.9%) and amounted to 38.1 bcm in field quality. The production volume withdrawn in 2022 could therefore only be offset to a small extent by new reserves.

From a regional perspective, the largest proven and probable raw gas reserves on the cut-off date of 1 January 2023 were in the Weser-Ems area, at 17.0 bcm(Vn). This is 1.7 billion m³(Vn) (-9.1%) less than in 2022. 16.8 billion m³(Vn) were reported for the Elbe-Weser region. Here the reserve loss is 2.3 bcm(Vn) (-11.9 %). The clean gas reserves were distributed between the Elbe-Weser area with 17.2 billion m³ (Vn) (-2.4 billion m³(Vn), -12.4 %) and Weser-Ems with 15.2 billion m³(Vn).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven hat weiter abgenommen. Gegenüber dem Vorjahr sind die Reserven um 4,2 Mrd. m³ (9,9 %) zurückgegangen und beliefen sich auf 38,1 Mrd. m³ in Feldesqualität. Die 2022 entnommene Fördermenge konnte also nur zu einem kleinen Teil durch neue Reserven ausgeglichen werden.

Regional betrachtet lagerten am Stichtag 1. Januar 2023 mit 17,0 Mrd. m³(Vn) die größten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven im Gebiet Weser-Ems. Das sind 1,7 Mrd. m³(Vn) (-9,1 %) weniger als 2022. Für den Raum Elbe- Weser wurden 16,8 Mrd. m³(Vn) gemeldet. Hier liegt der Reservenverlust bei 2,3 Mrd. m³(Vn) (-11,9 %). Die Reingasreserven verteilen sich auf die Gebiete Elbe-Weser mit 17,2 Mrd. m³ (Vn) (-2,4 Mrd. m³(Vn), -12,4 %) und Weser-Ems mit 15,2 Mrd. m³(Vn). Das sind 1,4 Mrd. m³(Vn) oder 8,3 % weniger als im Vorjahr.

Im Ländervergleich liegen die größten Erdgasreserven Deutschlands in Niedersachsen. Hier lagerten der aktuellen Statistik nach 37,9 Mrd. m³(Vn) Rohgas. Das sind 4,1 Mrd. m³ (Vn) oder 9,8 % weniger als 2022. Der Anteil Niedersachsens an den Rohgasreserven Deutschlands beträgt damit 99,6 %. Die Reingasreserven wurden für Niedersachsen mit 36,8 Mrd. m³(Vn) angegeben. Das sind 4,0 Mrd. m³(Vn) bzw. 9,8 % weniger als letztes Jahr; dies entspricht einem Anteil von 99,6 %. Andere Bundesländer tragen nur marginal zu den deutschen Erdgasreserven bei.

Das Verhältnis Reserven/Produktion, errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven und der letztjährigen Fördermenge für Rohgas, fällt zum Stichtag der Reservenberechnung 1. Januar 2023 leicht um 0,1 Jahre auf 7,3 Jahre. Das Verhältnis Reserven/ Produktion (früher statische Reichweite) berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten oder andere variable Parameter und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen.

Nach geologischen Formationen gestaffelt befanden sich rund 70 % der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perms. Davon sind 41 % in Sandsteinen des Rotliegenden und 30 % in Karbonatgesteinen des Zechsteins akkumuliert. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in oberkarbonischen (21 %) und triassischen Sandsteinen (8 %) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Lagerstätten. ■

Referenzen

- [ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2023): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2022. – Berlin/Bergheim, www.ag-energiebilanzen.de
- BUNDESVERBAND ERDGAS, ERDÖL UND GEOENERGIE E. V. (BVEG) (2023): Statistischer Bericht 2022; Hannover, www.bveg.de
- LANDESAMT FÜR BERGBAU; ENERGIE UND GEOLOGIE; (LBEG) (2023): Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022“

0179-3187/23/9

DOI 10.19225/230903
© 2023 DW Media Group GmbH

EEK Aus der Redaktion From the editorial office

Leserbriefe Letters to the editor

Diskutieren Sie mit und schreiben Sie uns Ihre Meinung per Mail an: leserbriefe@eid.de
Discuss with us and write us your opinion by mail to: leserbriefe@eid.de

This is 1.4 billion m³(Vn) or 8.3 % less than in the previous year.

In a state comparison, the largest natural gas reserves in Germany are in Lower Saxony. According to the latest statistics, 37.9 billion m³(Vn) of raw gas are stored here. This is 4.1 billion m³ (Vn) or 9.8 % less than in 2022. Lower Saxony’s share of Germany’s raw gas reserves is thus 99.6 %. The clean gas reserves for Lower Saxony were given as 36.8 billion m³(Vn). This is 4.0 billion m³(Vn) or 9.8 % less than last year; this corresponds to a share of 99.6 %. Other federal states contribute only marginally to Germany’s natural gas reserves.

The reserves/production ratio, calculated from the certain and probable raw gas reserves and last year’s production volume for raw gas, falls slightly by 0.1 years to 7.3 years as of the cut-off date for the reserve calculation 1 January 2023. The reserves/production ratio (formerly static range) does not take into account the natural decline in production of the reservoirs or other variable parameters and should therefore not be regarded as a forecast, but as a snapshot and statistical benchmark.

Staggered according to geological formations, around 70 % of Germany’s natural gas reserves were located in Permian deposits. Of these, 41 % are accumulated in sandstones of the Rotliegend and 30 % in carbonate rocks of the Zechstein. The remaining natural gas reserves are mostly located in Upper Carboniferous (21 %) and Triassic sandstones (8 %) and to a lesser extent in Jurassic and Tertiary deposits. ■



Abb. 8 Der vollständige Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022“ des LBEG steht unter www.lbeg.niedersachsen.de zum Download bereit.

Fig.. 8 The complete version of LBEG’s annual report “Petroleum and Natural Gas in the Federal Republic of Germany 2022” is at www.lbeg.niedersachsen.de available for download (only german version).