Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2021

Exploration and production for crude oil and natural gas in Germany 2021

Dieser Artikel basiert auf den Jahresericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2021“ 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 Jahr 2021 zusammenfasst.

Zusammenfassung

Der vorliegende Artikel gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland im Jahre 2021. 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 2020 um weitere 10.500 km² auf 25.000 km² verkleinert. Es wurde lediglich eine neue Erlaubnis in Baden-Württemberg erteilt. Erloschen sind Erlaubnisfelder bzw. Teile von Erlaubnisfeldern in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Brandenburg, Saarland, Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz und Nordrhein-Westfalen.

Oberflächengeophysikalische Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas wurden in 2021 nicht durchgeführt.

Nach dem coronabedingten Einbruch der Bohraktivität in 2020 hat sich diese in 2021 nicht substanziell erholt. Gegenüber dem Allzeittief in 2020 ist die Bohrmeterleistung in 2021 um etwa 2.500 m auf 8.740 m angestiegen.

In 2021 wurden keine neuen Explorationsbohrungen gebohrt. Drei Explorationsbohrungen aus den Vorjahren hatten noch kein Ergebnis erhalten. Davon wurde eine in 2021 mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; sie ist nicht fündig.

This article is based on the annual report “Petroleum and Natural Gas in the Federal Republic of Germany 2021” published by LBEG (available as download at www.lbeg.niedersachsen.de) and is only an excerpt. As usual, only the exploration and production of crude oil and natural gas in 2021 is summarized in this article.

Abstract

This article summarizes the results of oil and gas exploration and production in Germany for 2021. The article is based on data provided by oil and gas companies, as well as state mining authorities on regular request by LBEG.

Compared to 2020, the total area of exploration licenses has decreased by a further 10,500 km² to 25,000 km². Only one new exploration license was granted in Baden-Württemberg. Exploration licenses or parts thereof have expired in Mecklenburg-Western Pomerania, Lower Saxony, Brandenburg, Saarland, Baden-Württemberg, Bavaria, Rhineland-Palatinate and North Rhine-Westphalia.

Geophysical measurements to explore the subsurface for oil and gas were not carried out in 2021.

After the corona-related slump in in 2020, drilling activity did not

Nachfolgende Doppelseite / Following double-page

Abb. 1 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2021, Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

Fig. 1 Oil and gas fields in Germany and exploration wells of the year 2021, floor: Rhaetian, Jurassic, Cretaceous and Tertiary

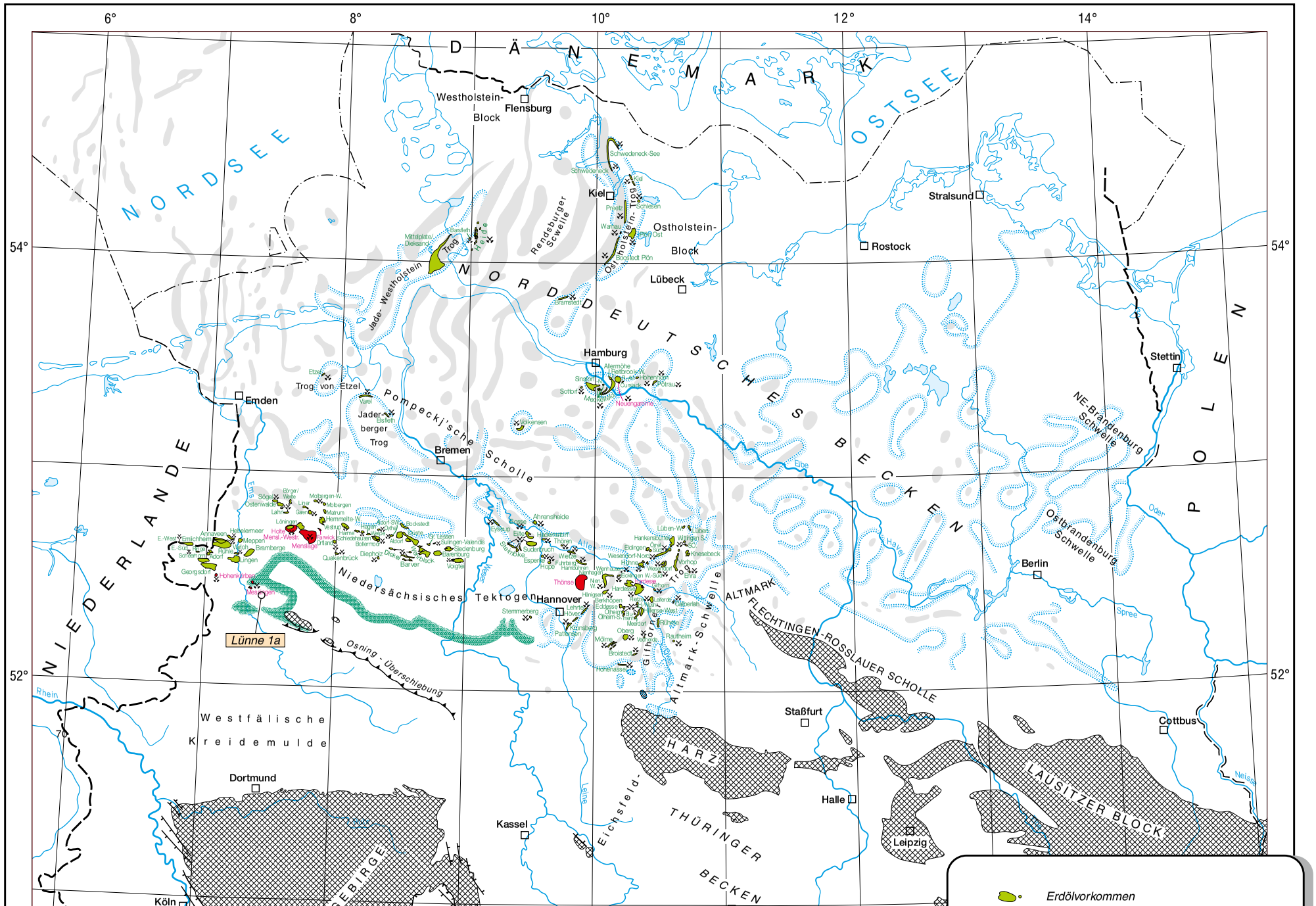
Abb. 2 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2021, Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein

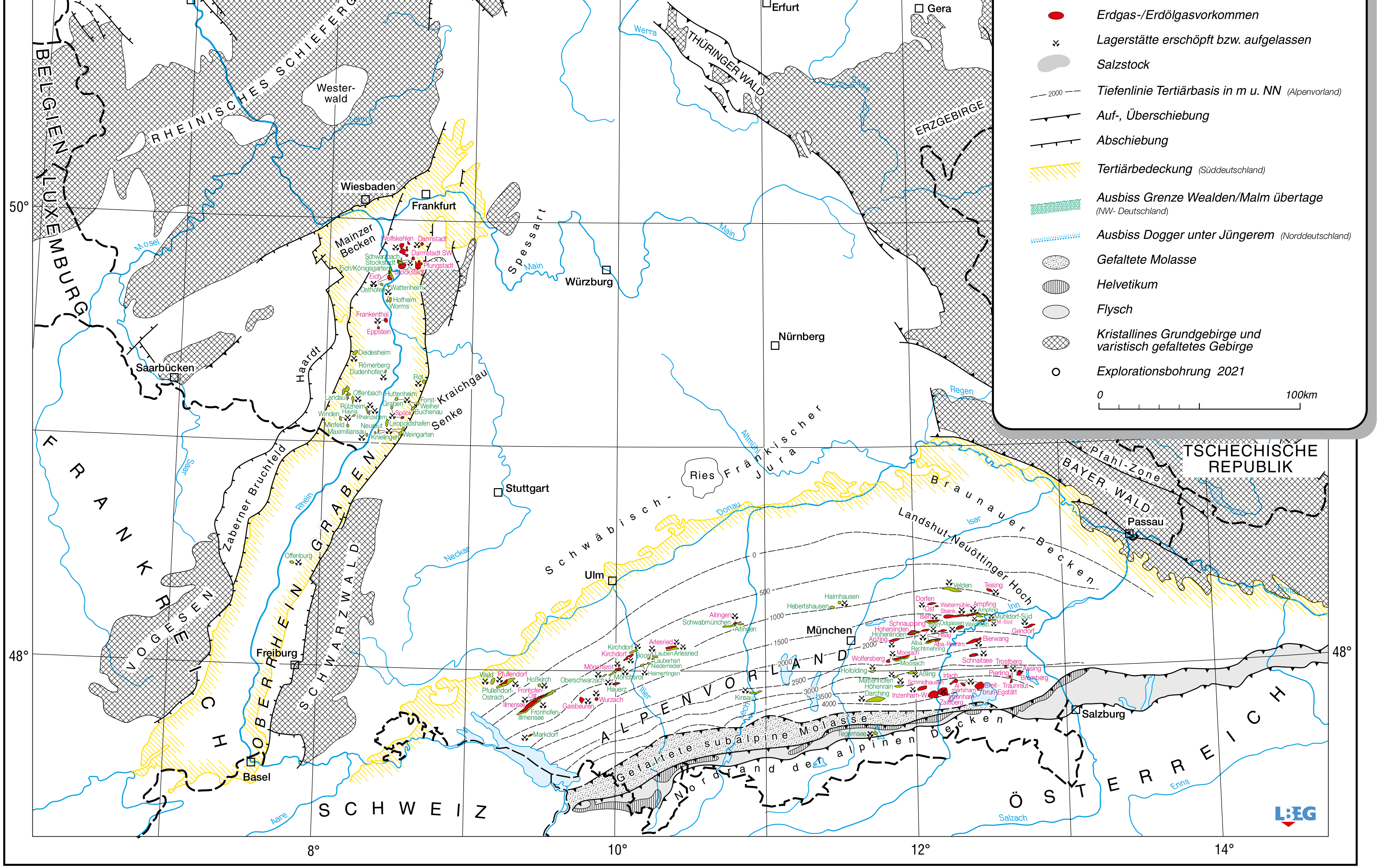
Fig. 2 Oil and gas fields in Germany and exploration wells of the year 2021, floor: Paleozoic and Buntsandstein

(Foto: stock.adobe.com)

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

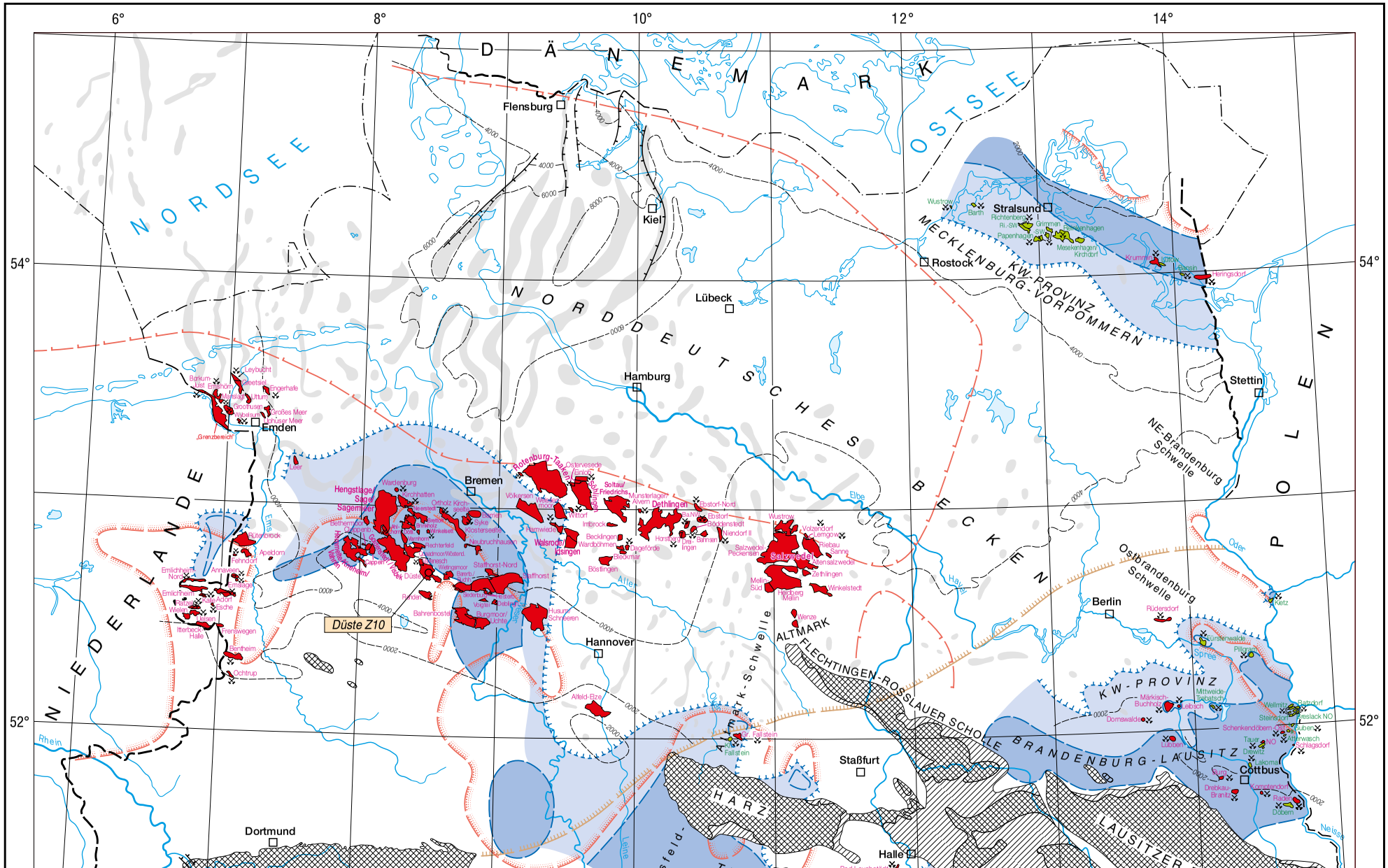


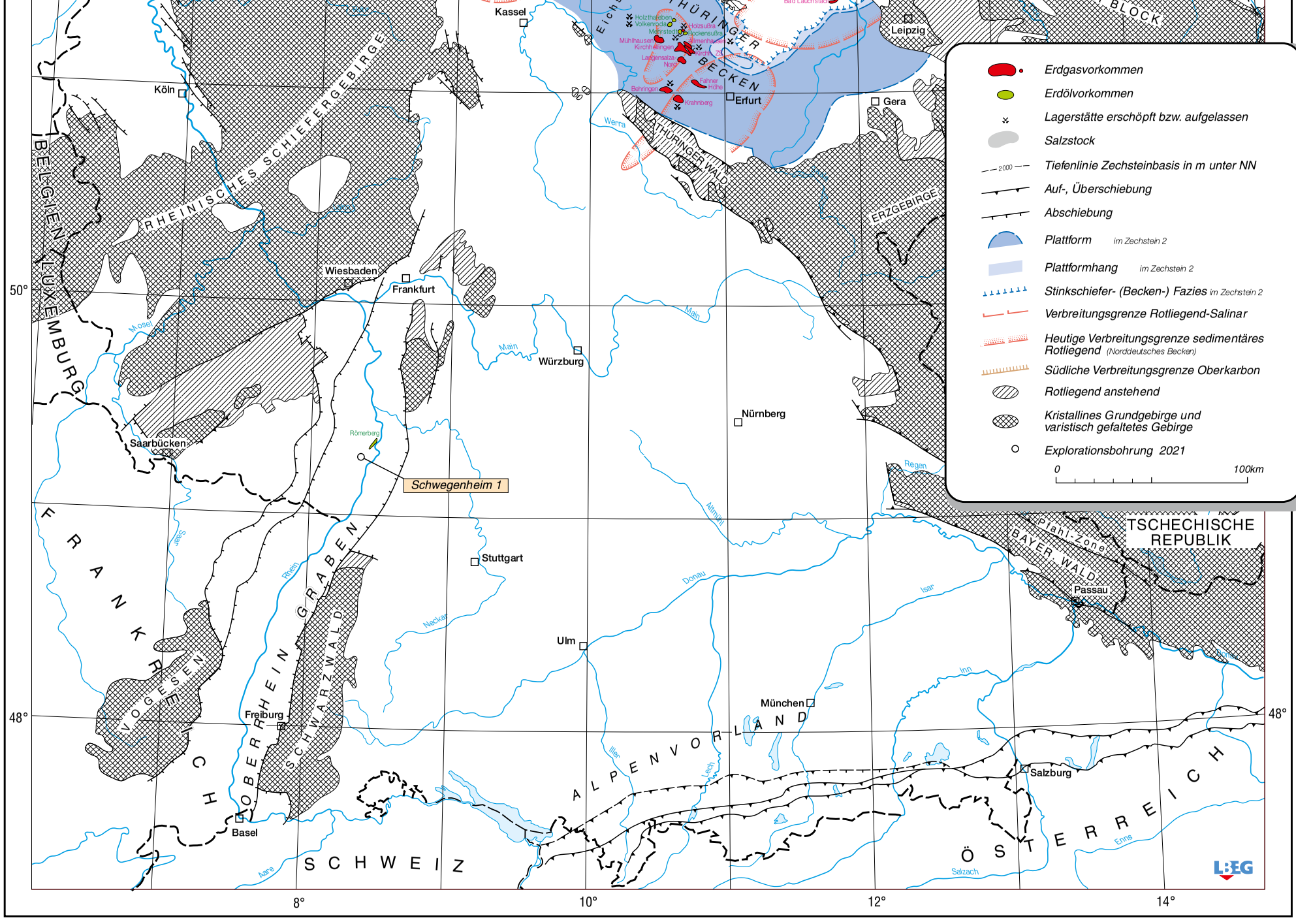


LBEG Hannover - L3.6 Gez.: B. Herrmann *Anl_01 Jura-Kreide_2021.FH11* Stand: 31.12.2021

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein




Erdgasvorkommen
Erdölvorkommen
Lagerstätte erschöpft bzw. aufgelassen
Salzstock
2000
Tiefenlinie Zechsteinbasis in m unter NN
Auf-, Überschiebung
Abschiebung
Plattform im Zechstein 2
Plattformhang im Zechstein 2
Stinkschiefer- (Becken-) Fazies im Zechstein 2
Verbreitungsgrenze Rotliegend-Salinar
Heutige Verbreitungsgrenze sedimentäres Rotliegend (Norddeutsches Becken)
Südliche Verbreitungsgrenze Oberkarbon
Rotliegend anstehend
Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge
Explorationsbohrung 2021
0
100km
Schwegenheim 1
Kassel
Leipzig
Köln
Erfurt
Gera
Wiesbaden
Frankfurt
Würzburg
Nürnberg
Saarbücken
Römerberg
Stuttgart
Ulm
München
Freiburg
Basel
Passau
Salzburg
RHEINISCHES SCHIEFERGEBIRGE
THÜRINGER WALD
ERZGEBIRGE
BÖHMISCHE MASSE
BELGIEN
LUXEMBURG
FRANKREICH
VOGESEN
OBERRHEIN GRABEN
SCHWARZWALD
ALPENVORLAND
SCHWEIZ
ÖSTERREICH
TSCHECHISCHE REPUBLIK
Prahl-Zone
BAYER. WALD
Rhein
Donau
Main
Neckar
Mosel
Saar
Isar
Inn
Lech
Iller
Aare
Salzach
Enns
Regen
Altmühl
Werra
8°
10°
12°
14°
48°
50°

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen hat sich gegenüber sechs im Vorjahr auf drei halbiert. Eine Bohrung, die ihre Endteufe bislang nicht erreicht hatte, ruhte nahezu das ganze Jahr. Weitere sieben Bohrungen aus den Vorjahren warteten noch auf ein Ergebnis. In 2021 wurden sechs Bohrungen mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen. Davon wurden drei Bohrungen fündig und drei Hilfsbohrungen haben ihr Ziel erreicht.

Die Erdgasförderung ist nahezu stabil geblieben. Gegenüber dem Vorjahr konnte die Jahresfördermenge um 0,8 % gesteigert werden und betrug 5,7 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Die Erdölförderung war demgegenüber abermals rückläufig. Im Vergleich zum Vorjahr hat die Fördermenge um 4,7 % abgenommen und betrug 1,8 Mio. t (inkl. Kondensat).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven ist weiter zurückgegangen, wenn auch nur leicht. Gegenüber dem Vorjahr haben die Reserven um 1 Mrd. m³ (2,3 %) abgenommen und beliefen sich auf 42,2 Mrd. m³ in Feldesqualität. Die in 2021 entnommene Fördermenge konnte also größtenteils durch neue Reserven ausgeglichen werden.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat gegenüber dem Vorjahr deutlich um 4,5 Mio. t (16,4 %) verloren und betrug 22,9 Mio. t. Die Reserven haben also wesentlich mehr verloren als die in 2021 entnommene Fördermenge.

1 Bohraktivität

Nachdem die inländische Bohraktivität in 2020 aufgrund der Folgen der Corona-Pandemie auf ein Allzeittief gesunken war, hat sie sich in 2021 nicht substanziell erholt.

Auch in 2021 wurde der überwiegende Teil der für das Jahr geplanten Bohrungen nicht durchgeführt. In der Folge hat die Anzahl der aktiven Bohrungen (Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind) gegenüber dem Vorjahr sogar noch einmal deutlich von sieben auf drei abgenommen.

Die Bohrmeterleistung ist gegenüber dem Vorjahreswert zwar um 40 % angestiegen, aber die Zunahme ist durch den Basis-Effekt geprägt und bedeutet keine wirkliche Erholung.

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

recover substantially in 2021. Compared to the all-time low in 2020, the drilling meterage in 2021 has increased by around 2,500 m to 8,740 m.

No new exploration wells were drilled in 2021. Three exploration drilling projects from previous years had not yet received a result. One of these was completed in 2021 with final result; it was not successful.

The number of active development wells has halved from six in the previous year to three. A well that had not yet reached its final depth was idle for almost the whole year. A further seven wells from previous years were still waiting for a result. In 2021, six wells were completed with successful results, of which three wells found oil or gas and another three wells were successful as injection wells. Gas production has remained almost stable. Compared to the previous year, annual production could be increased by 0.8% and amounted to 5.7 billion m³ in field quality.

In contrast, oil production declined again. Compared to the previous year, it decreased by 4.7 % and amounted to 1.8 million t (including condensate).

Combined proven and probable gas reserves continued to decline, albeit only slightly. Compared to the previous year, the reserves decreased by 1 billion m³ (2.3%) and amounted to 42.2 billion m³ in field quality. The annual gas production withdrawn in 2021 could thus be largely replaced by new reserves.

Combined proven and probable oil reserves fell significantly by 4.5 million t (16.4 %) compared to the previous year and amounted to 22.9 million t. The reserves have therefore decreased significantly more than the production volume withdrawn in 2021.

1 Drilling activity

After falling to an all-time low in 2020 due to the impact of the Corona pandemic, domestic drilling activity did not recover substantially in 2021.

Also in 2021, the vast majority of planned drilling for the year did not occur. As a result, the number of active wells (wells in which drilling meters were accrued) actually decreased again significantly from seven to three compared to the previous year.

Although the drilling meter output increased by 40% compared to the previous year's figure, the increase is characterized by the base effect and does not represent a real recovery.

1.1 Exploratory drilling

Exploratory drilling is aimed at opening up new fields or subfields, exploring the subsurface or reopening abandoned fields.

Tab. 1 Explorationsbohrungen 2021, Bohrlokationen siehe Abb. 1 & 2 (LBEG)

Tab. 1 Exploration drilling 2021, drilling locations see Fig. 1 & 2 (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)							
Weser-Ems							
Lünne 1a[1]	EMPG	32394004	5807959	n.k.E.	Lias Epsilon	1677,4	Lias Epsilon
Oberrheintal							
Schwegenheim 1[1]	Neptune	32452440	5458897	n.k.E.	Buntsandstein	2415,0	Buntsandstein
Teilfeldsuchbohrung (A4)							
Weser-Ems							
Düste Z10[1]	Wintershall Dea	32465081	5839579	nicht fündig not successful	Oberkarbon	3170,0	Oberkarbon

Status mit Stand vom 31. Dezember 2021; [1]: Endteufe vor 2021 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis

Jahres 2021 werden drei Bohrungen geführt (Tab. 1). Im Jahr 2021 wurde keine neue Explorationsbohrung abgeteuft. Alle drei Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2021 erreicht, 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 in 2011 die Bohrung Lünne 1 (EMPG) 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 in 2011 geplant war, steht noch aus.

Oberrheintal
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 Jahre 2011 identifiziert wurde. Primäre Zielhorizonte waren wie in Römerberg die Reservoir-Sandsteine im Buntsandstein. Potenzielle Reservoire 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, Keuper, die Pechelbronn-Gruppe und die Cerithien-Schichten durchgeführt, die bis in das Jahr 2020 andauerten. Nach einer mehrmonatigen Pause, die der Pandemiesituation geschuldet war, wurde in 2021 ein erweiterter Produktionstest mittels Tiefpumpe auf die Cerithien-Schichten durchgeführt. Ein abschließendes Ergebnis der Bohrung stand Ende 2021 noch aus.

Teilfeldsuchbohrungen
Gebiet Weser-Ems
Die Bohrung Düste Z10 (Wintershall Dea) sollte das Potenzial in den Sandsteinen des Oberkarbon erneut erkunden, nachdem die Förderung der 1995 abgeteuften und hydraulisch stimulierten Düste Z9a nach wenigen Jahren wegen technischer Probleme eingestellt worden war. Die Bohrung wurde 2012 abgeteuft und traf die Sandsteine gasführend in einer mehrere hundert Meter mächtigen Wechselfolge mit Tonsteinen an. Es wurden sechs Bohrkerne mit einer Gesamtlänge von ca. 130 m gezogen. Die geplanten hydraulischen Stimulierungen im Anschluss an die Bohrphase wurden bislang nicht durchgeführt. In 2018/2019 wurden
in mehreren Maßnahmen die Lage des Gas-Wasser-Kontaktes, geomechanische Parameter und Permeabilität ermittelt sowie eine Simulation der geplanten hydraulischen Stimulie-

Three wells are listed in the 2021 exploration wells compilation (Tab. 1). No new exploration wells were drilled in 2021. All three wells had reached their final depth prior to 2021 but had not yet received a result. The objectives and results of the drilling projects are presented in more detail below.

Exploration wells
Weser-Ems area
In the west of the Bramsche Extension concession, the Lünne 1 well (EMPG) was drilled in 2011. It is part of EMPG's exploration program to assess the shale gas potential of the Wealden and Posidonia shales in the Lower Saxony Basin. The Wealden was encountered at a thickness of about 550 m, the Posidonien shale at a thickness of just under 25 m. Both formations were cored extensively for further laboratory testing. The borehole was stopped at 1,575 m in the Keuper as planned and deflected to Lünne 1a in order to open up the Posidonia Shale horizontally. After a section of almost 250 m in the Posidonia Shale, the well was stopped at a final depth of 1,677 m. A hydraulic carrier stimulation, which is required to determine the production potential and was planned directly after sinking in 2011, is still pending.

Upper Rhine Valley
The Schwegenheim 1 (Neptune) well tested a structural high in the Upper Rhine Graben analogous to the situation of the Römerberg oil reservoir for oil flow identified in the 2011 Römerberg-Southwest 3D seismic survey. Primary target horizons were reservoir sandstones in the red sandstone, as in Römerberg. Potential reservoirs in the Muschelkalk and Keuper represented the secondary targets. The target point of the well relative to Top Buntsandstein is about 6 km southwest of the Römerberg discovery well. 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 red sandstone. Subsequently, extensive production tests were conducted 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 deep pumping was carried out on the Cerithien strata in 2021. A final result of the well was still pending at the end of 2021.

Partial field exploration wells
Weser-Ems area
The Düste Z10 well (Wintershall Dea) was designed to explore the potential in the Upper Carboniferous sandstones again after production from Düste Z9a, which was drilled and hydraulically stimulated in 1995, was stopped after a few years due to technical problems. The well was drilled in 2012 and encountered the sandstones gas-bearing in an alternating sequence with mudstones several hundred meters thick. Six cores with a total length of about 130 m were taken. The planned hydraulic stimulations following the drilling phase have not been carried out to date. In 2018/2019, several operations were carried out to determine the location of the gas-water contact, geomechanical parameters and permeability, and to simulate the planned hydraulic stimulation. In 2021, the well was declared non-founding.

1.2 Overview of oil and gas wells
The number of active wells decreased from seven to three compared to the previous year. "Active" in this artocle refers to those wells that contributed to drilling performance in the year under review. One well (Mittelplate-A 29), which has not yet reached its final depth, was dormant for almost the entire year and was prepared for the resumption of drilling operations in December.

Tab. 2 Feldesentwicklungsbohrungen 2021 (LBEG)
Tab. 2 field development wells 2021 (LBEG)

Name Name	Operator Operator	Zielhorizont Target horizon	Status Status
Erweiterungsbohrungen (B1)			
Westlich der Ems			
Adorf Z16	Neptune	Oberkarbon	gasfündig / gas found
Produktionsbohrungen (B2)			
Nördlich der Elbe			Vorbereitung zu Wiederaufnahme der Bohraktivität
Mittelplate-A 29 (6.)	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	Preparation for resumption of drilling activity
Elbe-Weser			
Bötersen Z11[1]	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis / no result yet
Hankensbüttel-Süd 96[1]	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis / no result yet
Völkersen-Nord Z4C[1]	Wintershall Dea	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig / gas found
Weser-Ems			
Leer Z5 (6.)[1]	Vermilion	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis / no result yet
Westlich der Ems			
Rühlermoor 686a	Neptune	Bentheim-Sandstein	ölfündig / oil found
Hilfsbohrungen			
Elbe-Weser			
Hankensbüttel-Süd 97 (2.)[1]	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	Ziel erreicht / target reached
Vorhop-Knesebeck H3b	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis / no result yet
Westlich der Ems			
Emlichheim 522[1]	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht / target reached
Emlichheim 526[1]	Wintershall Dea	Bentheim-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 2021
[1]: Endteufe vor 2021 erreicht

rung durchgeführt. In 2021 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrungen hat gegenüber dem Vorjahr von sieben auf drei abgenommen. Als „aktiv“ werden in diesem Bericht jene Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Eine Bohrung (Mittelplate-A 29), die ihre Endteufe noch nicht erreicht hat, ruhte nahezu das ganze Jahr und wurde im Dezember zur Wiederaufnahme der Bohrtätigkeit vorbereitet.
Zusätzlich waren weitere zehn Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2021 die Endteufe erreicht, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.
In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2021 mit ihren Ergebnissen bzw. ihren Status zum Jahresende 2021 zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.
Von den insgesamt 14 Bohrungen haben sieben ein Ergebnis erhalten; davon wurden drei Bohrungen fündig sowie eine nicht fündig gemeldet. Für drei 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

Nach dem coronabedingten Einbruch der Bohraktivität in 2020 hat sich diese – wie eingangs erwähnt – nicht substanziell erholt.

In addition, another ten wells were in progress that had already reached their final depth before 2021 but had not yet received a final result.
Tables 1 and 2 summarize the 2021 oil and gas wells with their results and year-end 2021 status, respectively. Storage wells are not included in this summary.
Of the total 14 wells, seven received a result; of these, three wells were reported found and one was reported not found. For three auxiliary wells, the successful result “target reached” was reported. Wells that have reached their final depth but have not yet had a final decision on their result are listed in the statistics with the status “no result yet”.

1.3 Drilling meter performance

After the corona-related slump in drilling activity in 2020, it has not recovered substantially – as mentioned at the beginning. Although the drilling meter output in 2021 increased by about 2,500 m to 8,740 m compared to the all-time low in 2020, the 2021 value does not even represent a third compared to the average of the previous years.
Table 3 compares the 2021 drilling meter output with the values for the preceding five years.
The regional distribution of drilling meters among the states or exploration and production areas is shown in Table 4.
Figure 3 illustrates the historical development of drilling activity based on drilling meters since 1945.

Tab. 3 Bohrmeterleistung 2016 bis 2021, aufgeschlüsselt nach Bohrungskategorien

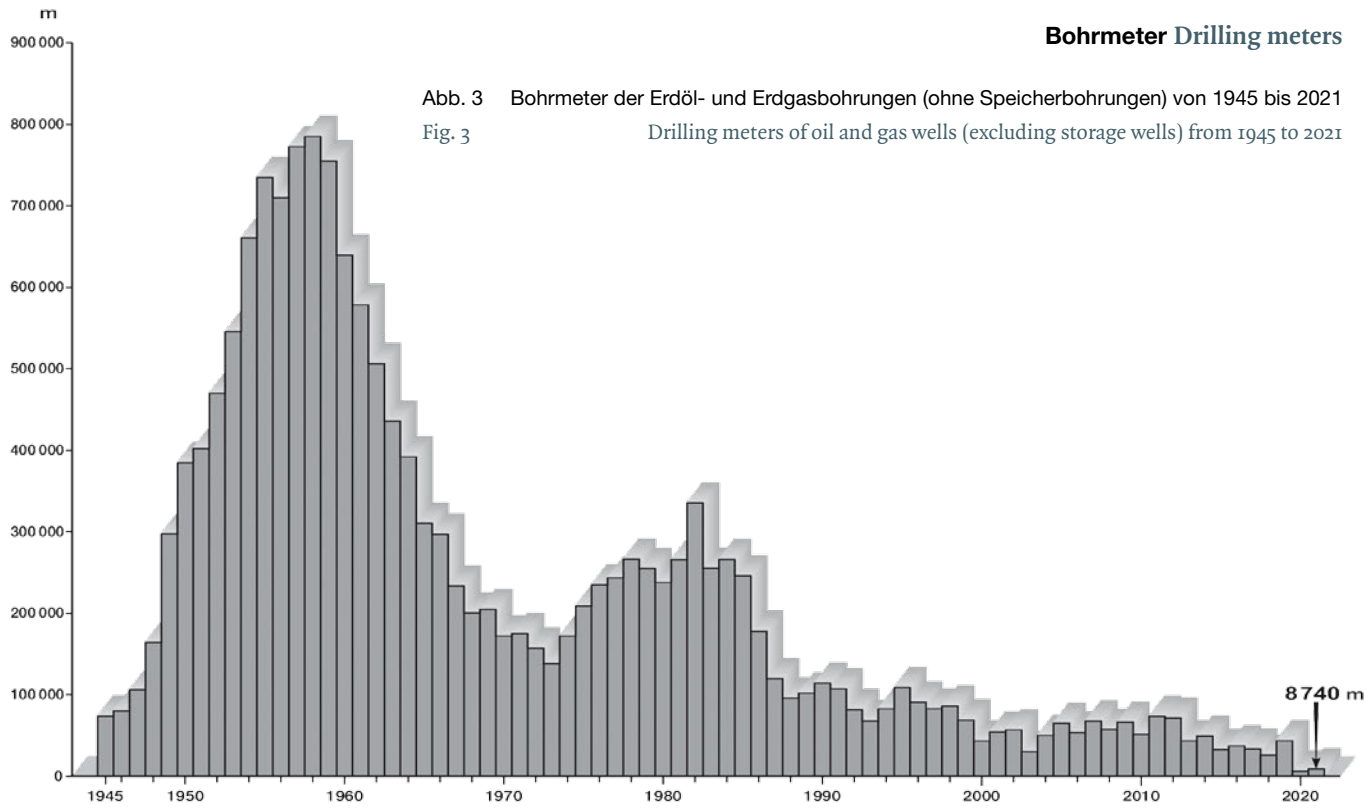
Tab. 3 Drilling meter output 2016 to 2021, broken down by drilling category

Jahr Year	Bohrmeter Drilling meters		Explorationsbohrungen Exploration well						Feldesentwicklungsbohrungen Partial field exploration well					
			A3		A4		A5		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2016	37126	100	6985	18,8	1495	4,0	5499	14,8	4193	11,3	16750	45,1	2205	5,9
2017	33416	100	2031	6,1	5249	15,7	1115	3,3	-	-	22156	66,3	2865	8,6
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**
Mittelwert 2016-2021	29228	100	2490	8,5	5352	18,3	2635	9,0	1235	4,2	15401	52,7	2116	7,2

Tab. 4 Bohrmeterleistung 2021, aufgeschlüsselt nach Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten

Tab. 4 Drilling meterage in 2021, broken down by state and exploration/production area

Bundesland/Gebiet State / Territory	Exploration Exploration			Feldesentwicklung Field exploration			Summe Sum	Anteil Percentage
	A3	A4	A5	B1	B2	B3		
	m	m	m	m	m	m	m	%
Bundesland								
Niedersachsen	-	-	-	6988,0	503,1	1249,0	8740,0	100
Gebiet								
Elbe-Weser	-	-	-	-	-	1249,0	1249,0	14,3
Westlich der Ems	-	-	-	6988,0	503,1	-	7491,1	85,7



Bohrmeter Drilling meters

Abb. 3 Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2021

Fig. 3 Drilling meters of oil and gas wells (excluding storage wells) from 1945 to 2021

holt. Zwar ist die Bohrmeterleistung in 2021 gegenüber dem Allzeittief in 2020 um etwa 2.500 m auf 8.740 m angestiegen, aber im Vergleich zum Mittel der vorangehenden Jahre stellt der Wert von 2021 noch nicht einmal ein Drittel dar.
In der Tabelle 3 ist die Bohrmeterleistung 2021 den Werten der vorangehenden fünf Jahren gegenübergestellt.
Die regionale Verteilung der Bohrmeter auf die Bundesländer bzw. die Explorations- und Produktionsgebiete ist in Tabelle 4 dargestellt.
Abbildung 3 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter seit 1945.

2 Geophysik
In 2021 wurden wie im Vorjahr keine oberflächengeophysikalischen Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas durchgeführt.

3 Konzessionswesen
Im Jahr 2021 hat die Konzessionsfläche zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen weiter abgenommen. Seit 2014 ist sie damit stetig rückläufig. Es wurde nur ein Erlaubnisfeld neu erteilt. Demgegenüber sind zahlreiche Erlaubnisfelder erloschen oder wurden verkleinert.
Im Vergleich zum Vorjahr hat sich die Summe der Flächen von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen um etwa 10.500 km² verringert und betrug Ende 2021 noch 25.000 km².
Das einzig neu erteilte Erlaubnisfeld liegt in Baden-Württemberg und hat eine Fläche von etwa 17 km².
24 Erlaubnisfelder sind durch Fristablauf, Aufhebung oder Widerruf erloschen bzw. infolge von Teilverlängerungen oder Teilaufhebungen verkleinert worden.
Die Flächenabnahme war in Mecklenburg-Vorpommern mit 3.900 km² am größten. In Niedersachsen hat die Fläche der Erlaubnisfelder um etwa 3.650 km² abgenommen, in Brandenburg um etwa 1.300 km², im Saarland um 590 km², in Baden-Württemberg um etwa 580 km², in Bayern um etwa 300 km², in Rheinland-Pfalz um etwa 140 km² und in Nordrhein-Westfalen um etwa 30 km².

4 Erdöl- und Erdgasproduktion
Die Bundesrepublik Deutschland produzierte im Jahr 2021 1,8 Mio. t Erdöl und trug so zu 2 % zur Deckung des Verbrauchs an Erdöl in Höhe von 92,4 Mio. t (AGEB 2022) in Deutschland bei.
Die Produktion von Erdgas in Deutschland lag 2021 bei 5,7 Mrd. $m^3(V_n)$ Rohgas bzw. 5,1 Mrd. $m^3(V_n)$ normiertem Reingas mit einem Brennwert von H_s=9,77 kWh/$m^3(V_n)$. Damit hat die letztjährige Erdgas- und Erdölgasproduktion den Gesamtverbrauch an Erdgas in Deutschland in Höhe von umgerechnet 103,6 Mrd. m³ Reingas zu ca. 4,9 % gedeckt (AGEB 2022).

4.1 Erdölförderung
Im Berichtsjahr 2021 wurden in Deutschland 1,8 Mio. t Erdöl einschließlich 9.187 t Kondensat gefördert. Die Erdölproduktion fiel damit um ca. 90.000 t (-4,8 %) unter den Wert des Vorjahres von 1,9 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 Erdöl in 2021 auf 1,06 Mio. t. Das sind rund

2 Geophysics
As in the previous year, no surface geophysical surveys were conducted in 2021 to explore the subsurface for oil and gas.

3 Concessions
In 2021, the concession area for hydrocarbon exploration continued to decrease. It has thus been in steady decline since 2014. Only one new permit field was granted. In contrast, numerous permit fields have expired or been reduced in size.
Compared with the previous year, the total area of mining permits for the exploration of hydrocarbons has decreased by around 10,500 km² and still amounted to 25,000 km² at the end of 2021.
The only newly granted permit field is in Baden-Württemberg and has an area of about 17 km².
24 permit fields have expired due to expiry, cancellation or revocation, or have been reduced in size as a result of partial extensions or partial revocations.
The reduction in area was greatest in Mecklenburg-Western Pomerania, with 3,900 km². In Lower Saxony, the area of permit fields decreased by about 3,650 km², in Brandenburg by about 1,300 km², in Saarland by 590 km², in Baden-Württemberg by about 580 km², in Bavaria by about 300 km², in Rhineland-Palatinate by about 140 km² and in North Rhine-Westphalia by about 30 km².

4 Crude oil and natural gas production
In 2021, the Federal Republic of Germany produced 1.8 million t of petroleum, contributing to 2% of Germany's petroleum consumption of 92.4 million t (AGEB 2022).
The production of natural gas in Germany in 2021 was 5.7 billion $m^3(V_n)$ of raw gas or 5.1 billion $m^3(V_n)$ of standardized clean gas with a calorific value of H_s=9.77 kWh/$m^3(V_n)$. Thus, last year's natural gas and petroleum gas production covered approximately 4.9% of the total natural gas consumption in Germany, equivalent to 103.6 billion m^3 of clean gas (AGEB 2022).

4.1 Crude oil production
In the reporting year 2021, 1.8 million t of crude oil including 9,187 t of condensate were produced in Germany. Petroleum production thus fell by approximately 90,000 t (-4.8%) below the previous year's figure of 1.9 million t.
In a country comparison, Germany's most important oil production provinces are located in northern Germany. The oil fields of Schleswig-Holstein and Lower Saxony together produced 1.62 million tons of oil in the reporting period. This is 90% of total German production. In Schleswig-Holstein, oil production fell to 1.06 million t in 2021. This is around 30,000 t less than in 2020 and represents 58.5% of total German production. Lower Saxony produced 563,853 t, around 20,000 t less. This corresponds to a share of 31.2% of total production. In Rhineland-Palatinate, too, production was down by around 33,000 tons from the previous year at 132,674 tons. The share of total production was therefore 7.3%.
Broken down by production region, the oil regions north of the Elbe produced just under 1.1 million tons, 32,000 tons or 3.0% less than in the previous year. West of the Ems, production fell by 8,000 tons (-2.0%) to 366,000 tons. The Upper Rhine Valley also produced 133,000 t, 33,000 t (-19.7%) less crude oil than in the previous year.
As of December 31, 2021, 44 oil fields were in production. The number of production wells in operation fell by 61 to 682.
Germany's ten most productive oil fields together accounted for 90.2% of total oil production in 2021. The differences in production volumes between the individual fields are considerable. For

30.000 t weniger als 2020. Der Anteil an der deutschen Gesamtförderung liegt damit bei 58,5 %. Niedersachsen produzierte mit 563.853 t rund 20.000 t weniger. Das entspricht einem Anteil an der Gesamtförderung von 31,2 %. Auch in Rheinland-Pfalz wiederum fiel die Produktion mit 132.674 t um rund 33.000 t gegenüber dem Vorjahr. Der Anteil an der Gesamtförderung lag damit bei 7,3 %.

Nach Fördergebieten aufgeschlüsselt wurden in den Erdölgebieten nördlich der Elbe mit knapp 1,1 Mio. t 32.000 t oder 3,0 % weniger gefördert als im Vorjahr. Westlich der Ems fiel die Produktion um 8.000 t (-2,0 %) auf 366.000 t. Auch im Oberrheintal wurde mit 133.000 t 33.000 t (-19,7 %) weniger Erdöl als im Vorjahr gefördert.

Am Stichtag 31. Dezember 2021 standen 44 Ölfelder in Produktion. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden fiel um 61 auf 682.

Die zehn förderstärksten Erdölfelder Deutschlands erbrachten zusammen 90,2 % der Gesamtölförderung in 2021. Die unterschiedlichen Fördermengen der einzelnen Felder sind dabei beachtlich. So lag die jährliche Produktion des förderstärksten Feldes Mittelplate/Dieksand um mehr als den Faktor acht hö-her als die Fördermenge des zweitstärksten Feldes Rühle in Niedersachsen im Gebiet westlich der Ems. Auf Platz drei folgt das Feld Römerberg im Oberrheintal. In 16 der insgesamt 44 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 Jura gefördert. Mit 1,05 Mio. t Öl aus 25 Förderbohrungen produzierte das Feld 58 % der deutschen Erdölerträge. Das sind 29.692 t weniger als im Vorjahr, was 2,8 % der Produktion des Feldes entspricht. Die jährliche Fördermenge einer Mittelplate/Dieksandbohrung lag im Durchschnitt bei 42.234 t pro Bohrung.

Das Ölfeld Rühle produziert seit 1949 vorwiegend aus den

example, the annual production of the Mittelplate/Dieksand field, which has the highest output, was more than a factor of eight higher than the output of the second most productive field, Rühle, in Lower Saxony in the area west of the River Ems. The Römerberg field in the Upper Rhine Valley follows in third place. In 16 of the total of 44 producing domestic fields, the annual production volumes exceed 10,000 tons.

Since 1987, crude oil has been produced from various sandstone layers of the Jurassic from the Mittelplate Drilling and Production Island and the Dieksand Land Station in Friedrichskoog. With 1.05 million t of oil from 25 production wells, the field produced 58% of the German crude oil yield. This is 29,692 t less than in the previous year, which corresponds to 2.8% of the field's production. The annual production rate of a medium plateau/thick sand well averaged 42,234 t per well.

The Ruehle oil field has been producing primarily from the Valangin sandstones in the Ruehler Moor and Ruehler Twist field sections since 1949. In the 2021 reporting period, 126,021 t of crude oil were produced, 2% less than in 2020. 122 wells were in production here, which corresponds to an average annual production rate of 1,033 t per well.

The Römerberg oil field in the Upper Rhine Valley was discovered by chance in 2003 while drilling a geothermal well. Five wells produced 118,625 t of oil from Triassic rocks last year. This is 28.4% less than the previous year and corresponds to a production rate of 23,725 t per well.

The Emlichheim field has been producing from the same geological formation as the Rühle oilfield since 1944. Emlichheim produced 107,351 t of crude oil last year from 67 wells with an average production rate of 1,602 t. The Emlichheim oilfield has been producing from the same geological formation since 1944.

Production from all other oil fields was below 100,000 t of crude oil in 2021.

Tertiary recovery measures are being applied in some oil fields to increase the recovery rate. As part of these "enhanced oil recovery

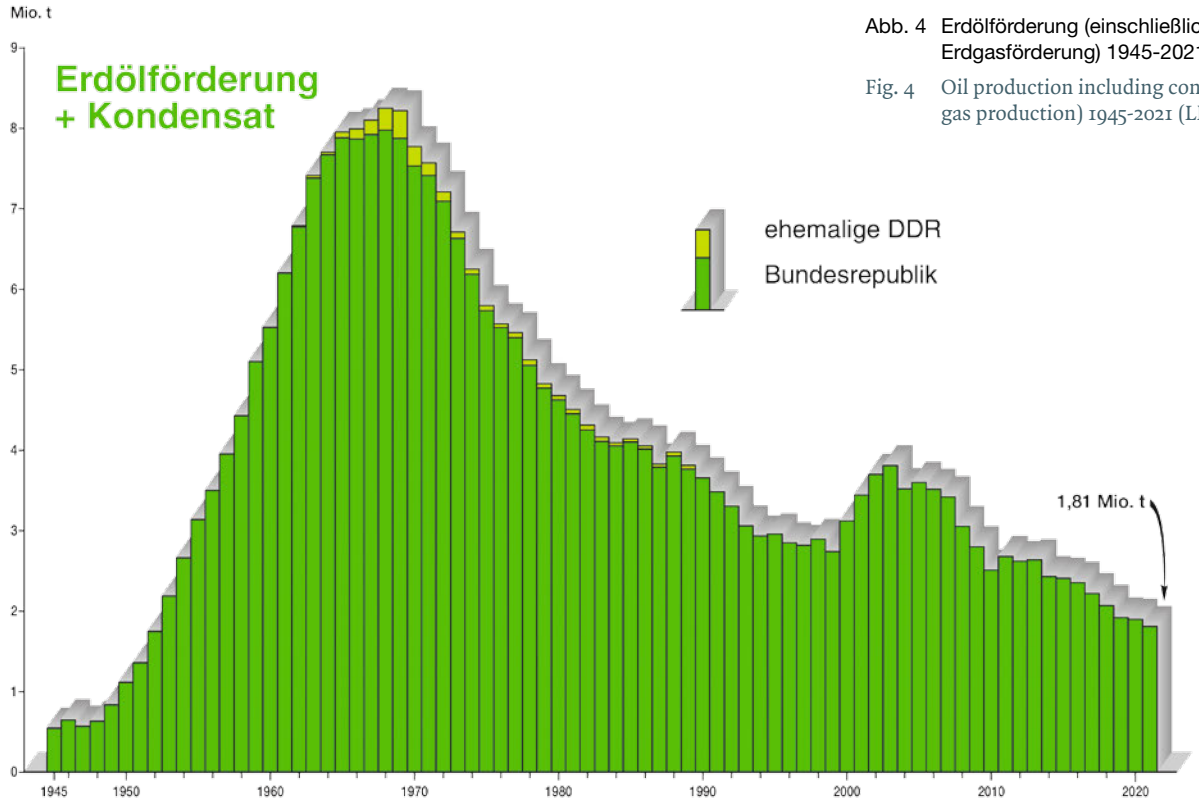


Abb. 4 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945-2021 (LBEG)

Fig. 4 Oil production including condensate from natural gas production) 1945-2021 (LBEG)

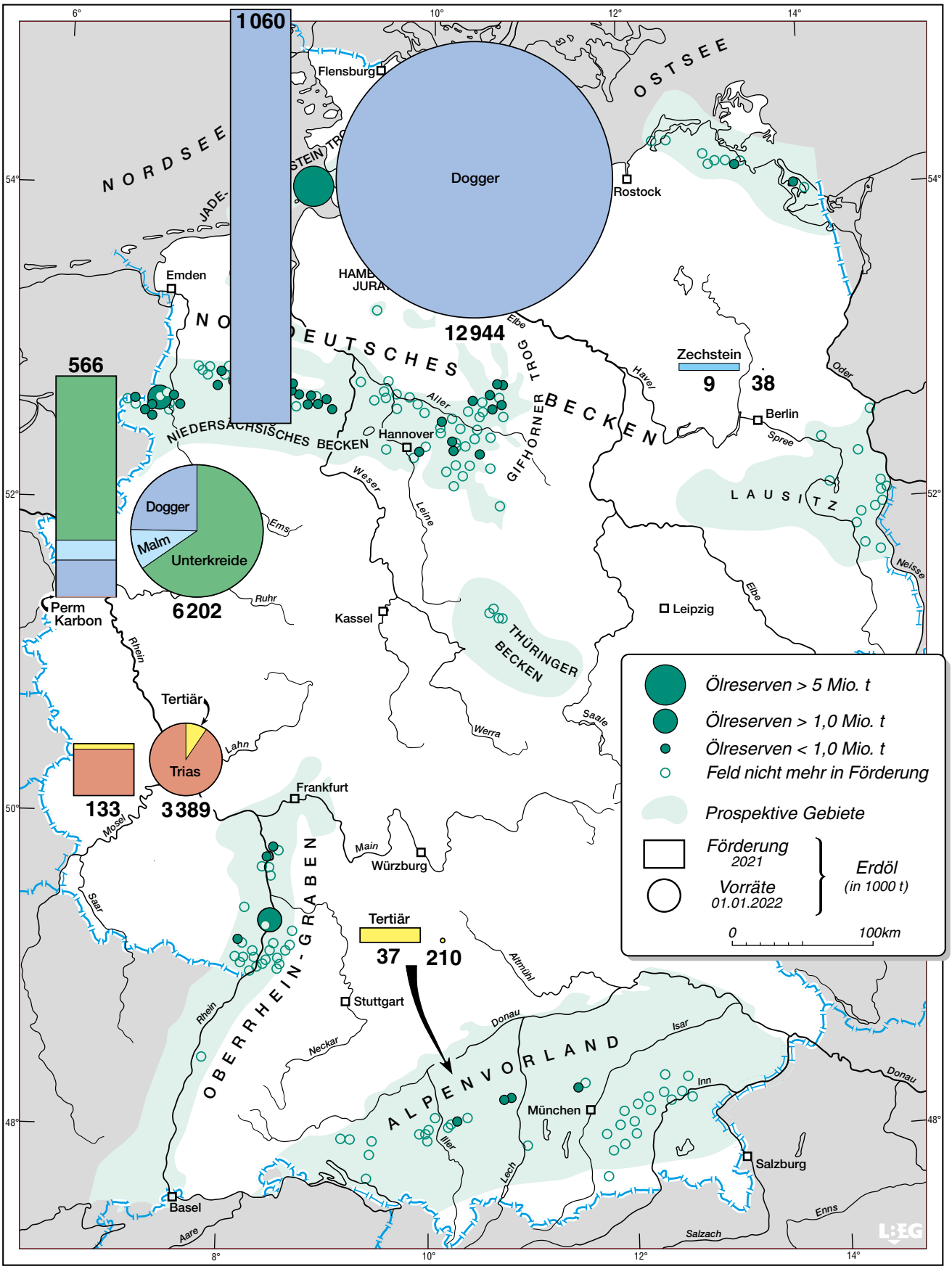


Abb. 5 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe 3. Gebiet Oder/Neiße-Elbe, 4. Gebiet Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems, 5. Oberrheintal, 6. Alpenvorland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

Fig. 5 Petroleum production and reserves, broken down by region and formation (production includes condensate from natural gas production). The regions are: 1st North Sea, 2nd area north of the Elbe 3. area Oder/Neisse-Elbe, 4th area Elbe-Weser, Weser-Ems and west of the Ems, 5th Upper Rhine Valley, 6th Alpine foreland (LBEG)

Sandsteinen des Valangin in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist. Im Berichtszeitraum 2021 wurde mit 126.021 t 2 % weniger Erdöl gefördert als in 2020. 122 Bohrungen standen hier in Förderung, was im Durchschnitt einer jährlichen Fördermenge von 1.033 t pro Bohrung entspricht.
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 118.625 t Erdöl. Das sind 28,4 % weniger gegenüber dem Vorjahr und entspricht einer Förderleistung pro Bohrung von 23.725 t.
Aus der gleichen geologischen Formation wie das Ölfeld Rühle fördert das Feld Emlichheim seit 1944. Aus 67 Sonden mit einer durchschnittlichen Förderleistung von 1.602 t Erdöl förderte Emlichheim 107.351 t im letzten Jahr.
Die Produktion aller weiteren Ölfelder lag im Jahr 2021 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 CO_2-Flutungen werden in Deutschland derzeit nicht angewendet.
Die EOR-Maßnahmen hatten in 2021, bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 1,8 Mio. t, einen Anteil von rund 10 %. Damit verblieb der Wert gegenüber dem Vorjahr auf dem gleichen Niveau. In den Erdölfeldern, in denen EOR Maßnahmen angewendet werden, lag 2021 der durch diese Maßnahmen geförderte Anteil bei über 95 %.
Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Dogger (Jura) lag 2021 bei rund 64 %. 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 2021 bei ca. 23 %. Aus

(EOR)" measures, the flowability of the oil in the reservoirs of the Rühle, Georgsdorf and Emlichheim fields is increased with the aid of steam and hot/warm water flooding, thus mobilizing any remaining oil in the reservoir. Chemical EOR methods or CO_2 flooding are not currently used in Germany.
In 2021, EOR measures accounted for around 10% of total domestic pure oil production of 1.8 million tons. The figure thus remained at the same level as in the previous year. In 2021, in the oil fields where EOR measures are applied, the share produced by these measures was over 95%.
The production share of petroleum from Dogger (Jurassic) sandstones was around 64% in 2021. 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 was around 23% in 2021. Fields in the Emsland region, such as Rühle, Bramberge and Georgsdorf, produce from these rocks. The production share of crude oil from Triassic rocks was 7% in 2021. The Römerberg field in the Rhine Valley produces from these rock strata. The Malm and Tertiary deposits follow with 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 includes petroleum gas condensate, amounted to 9,187 t in the year under review. This corresponds to 0.5% of total oil production.
By the end of 2021, a cumulative total of around 313 million t of crude oil had been produced in Germany. This corresponds to 39.4% of the estimated original total of around 793 million t of oil in all German deposits combined. However, only part of this total quantity is recoverable, depending on the oil quality and the reservoir properties of the individual deposits.

4.2 Natural gas production

In the 2021 reporting year, 5.7 billion $m^3(V_n)$ of raw gas and 5.1 billion $m^3(V_n)$ of clean gas were produced in Germany. Natural gas

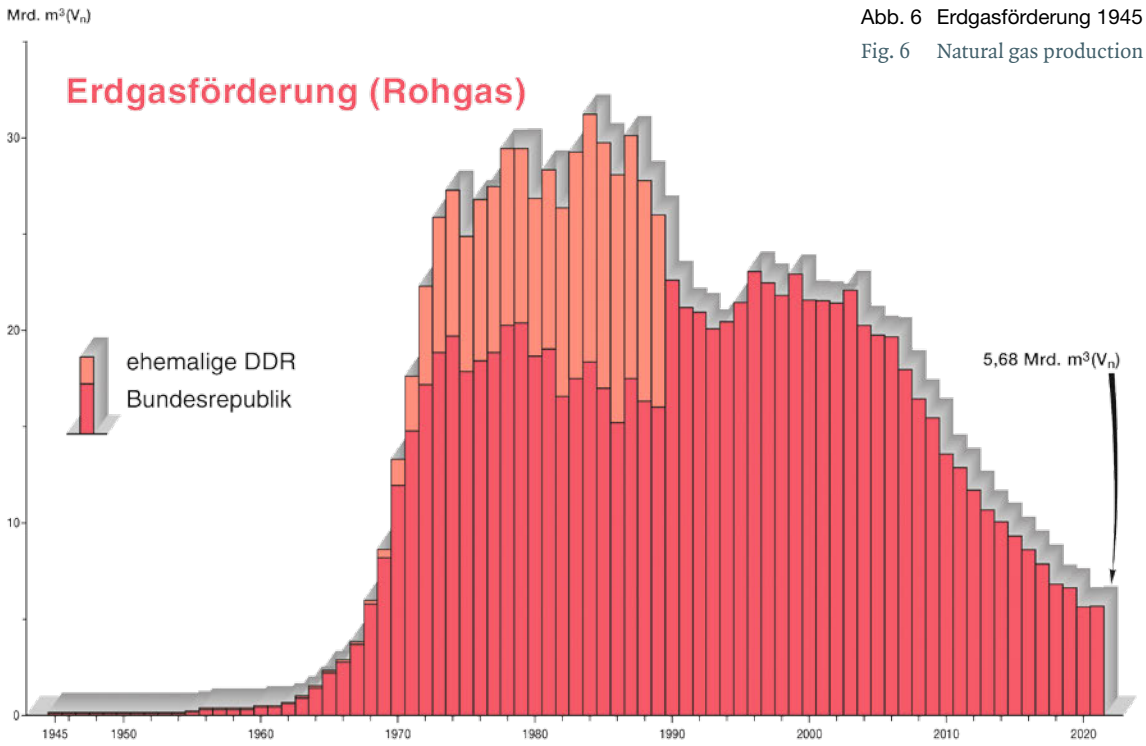


Abb. 6 Erdgasförderung 1945 bis 2021
Fig. 6 Natural gas production 1945 to 2021

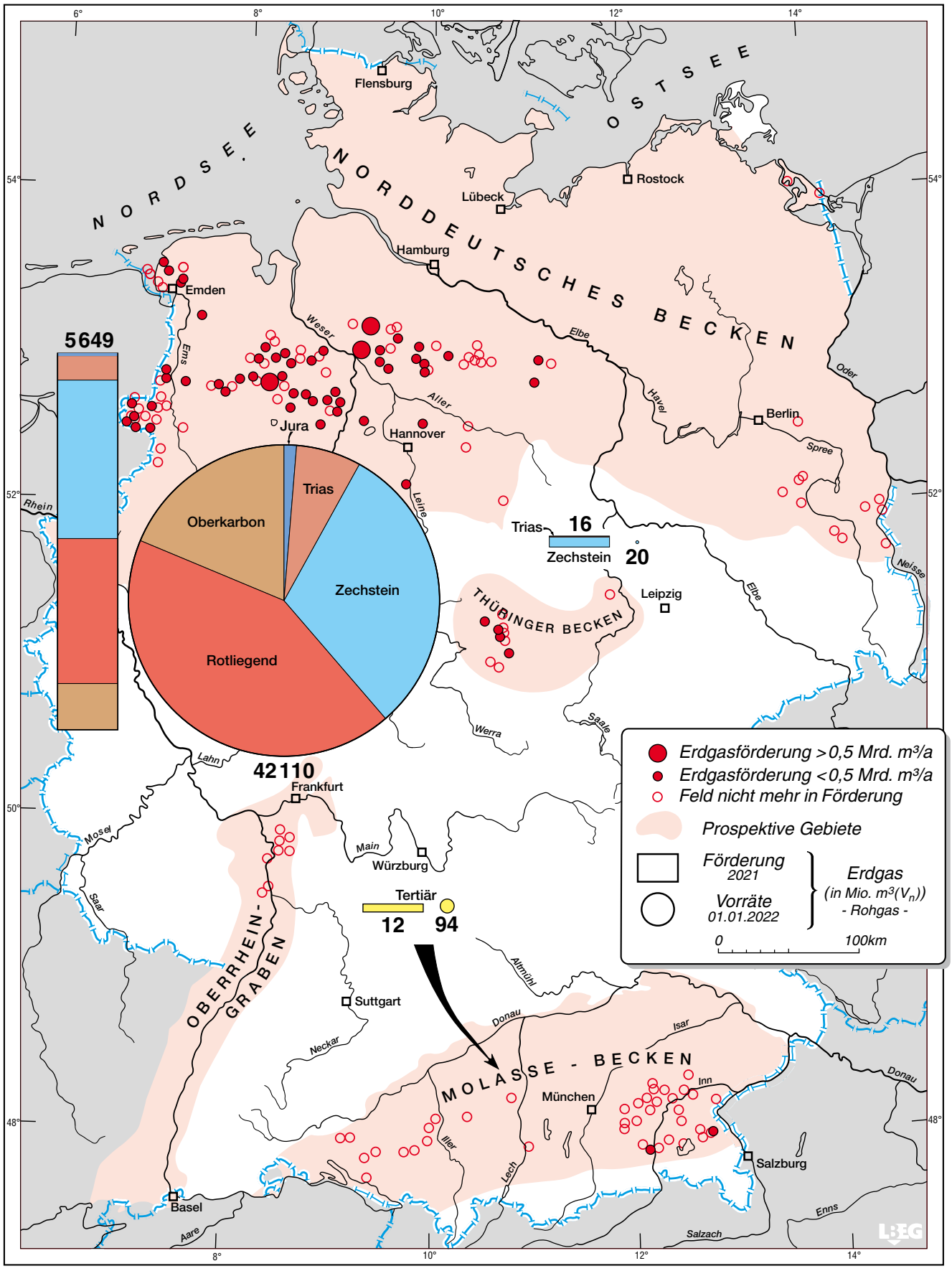


Abb. 7 Erdgasförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt. Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems, 3. Thüringer Becken, 4. Alpenvorland

Fig.. 7 Natural gas production and reserves, broken down by region and formation. The regions are: 1. North Sea, 2. areas Elbe-Weser, Weser-Ems and west of the Ems, 3. Thuringian Basin, 4. Alpine foothills.

diesen Gesteinen produzieren die Felder des Emslandes, wie z.B. Rühle, Bramberge und Georgsdorf. Der Förderanteil von Erdöl aus den Gesteinen der Trias lag 2021 bei 7 %. Das Feld Römerberg im Rheintal fördert aus diesen Gesteinsschichten. Die Lagerstätten des Malm und Tertiär folgen mit jeweils 3 % sowie des Perm 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 9.187 t. Das entspricht 0,5 % der Gesamtölförderung.

Bis Ende 2021 sind in Deutschland kumulativ ca. 313 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 39,4 % der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 793 Mio. t Öl in allen deutschen Lagerstätten zusammen. Von dieser Gesamtmenge ist aber in Abhängigkeit von der Ölqualität und den Re-servoireigenschaften der einzelnen Lagerstätten nur ein Teil förderbar.

4.2 Erdgasförderung

Im Berichtsjahr 2021 wurden in Deutschland 5,7 Mrd. $m^3(V_n)$ Rohgas bzw. 5,1 Mrd. $m^3(V_n)$ Reingas gefördert. Die Erdgasproduktion stieg damit leicht um 45 Mio. $m^3(V_n)$ Rohgas bzw. 17 Mio. $m^3(V_n)$ normiertes Reingas mit einem Brennwert von H_s=9,77 kWh/$m^3(V_n)$. Das entspricht einer Zunahme um 0,8 % Rohgas bzw. 0,3 % Reingas gegenüber dem Vorjahr.

Im Ländervergleich liegt die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands in Niedersachsen. Hier wurden 5,4 Mrd. $m^3(V_n)$ Rohgas gefördert. Das sind 46 Mio. $m^3(V_n)$ oder 0,9 % mehr als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Rohgasförderung Deutschlands verbleibt bei 94,2 %. Die Reingasförderung wurde für Niedersachsen mit 5,0 Mrd. $m^3(V_n)$ angegeben. Das sind 19 Mio. $m^3(V_n)$ oder 0,4 % mehr als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Reingasförderung Deutschlands beträgt damit 97,4 %. Andere Bundesländer tragen nur marginal zur Gasförderung bei.

Regional betrachtet stieg im Gebiet Weser-Ems die Rohgasproduktion um 0,1 Mrd. $m^3(V_n)$ bzw. 4,3 % auf 3,1 Mrd. $m^3(V_n)$. Dementsprechend stieg auch die Reingasförderung um 0,1 Mrd. $m^3(V_n)$ (+4,4 %) auf 2,7 Mrd. $m^3(V_n)$. Im Gebiet Elbe-Weser wurden 2,3 Mrd. $m^3(V_n)$ Rohgas gefördert und damit 0,2 Mrd. $m^3(V_n)$ (-6,8 %) weniger als im Vorjahr. Die Reingasförderung ging hier um 0,2 Mrd. $m^3(V_n)$ (-7,9 %) auf 2,2 Mrd. $m^3(V_n)$ ge-genüber 2020 zurück.

In 2021 wurden zusätzlich zum Erdgas rund 50 Mio. $m^3(V_n)$ Erdölgas gewonnen. Erdölgas ist ein Begleitprodukt, das bei der Erdölgewinnung anfällt. Es wird vor allem in Niedersachsen (59,4 %) und Schleswig-Holstein (30,3 %), gefolgt von Mecklenburg-Vorpommern mit 4,0 %, produziert.

Im Berichtszeitraum standen insgesamt 69 Erdgasfelder in Produktion. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2021 fördernden Sonden ist von 406 im Vorjahr auf 380 gefallen.

Analog zu den Vorjahren kamen auch in 2021 rund zwei 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 0,65 Mrd. $m^3(V_n)$ Rohgas gefördert. Es folgt das Feld Goldenstedt/Visbek mit 0,58 Mrd. $m^3(V_n)$ Gas. An dritter Stelle liegt Völkersen/Völkersen-Nord mit 0,54 Mrd. $m^3(V_n)$ Gas. Während Rotenburg/Taaken und Völkersen/Völkersen-Nord aus den Gesteinen des Rotliegend fördern, produziert Goldenstedt/Visbek aus dem Zechstein.

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze)

production thus increased slightly by 45 million $m^3(V_n)$ of raw gas or 17 million $m^3(V_n)$ of standardized clean gas with a calorific value of H_s=9.77 kWh/$m^3(V_n)$. This corresponds to an increase of 0.8% raw gas and 0.3% clean gas compared to the previous year.

In a country comparison, the central natural gas province in Germany is Lower Saxony. Here, 5.4 billion $m^3(V_n)$ of raw gas was produced. This is 46 million $m^3(V_n)$ or 0.9% more than a year earlier. Lower Saxony's share of crude gas production in Germany remains at 94.2%. Clean gas production for Lower Saxony was reported at 5.0 billion $m^3(V_n)$. This is 19 million $m^3(V_n)$ or 0.4% more than in the previous year. Lower Saxony's share of Germany's clean gas production is therefore 97.4%. Other German states contribute only marginally to gas production.

From a regional perspective, crude gas production in the Weser-Ems region increased by 0.1 billion $m^3(V_n)$ or 4.3% to 3.1 billion $m^3(V_n)$. Accordingly, clean gas production also increased by 0.1 billion $m^3(V_n)$ (+4.4%) to 2.7 billion $m^3(V_n)$. In the Elbe-Weser region, 2.3 billion $m^3(V_n)$ of raw gas was produced, 0.2 billion $m^3(V_n)$ (-6.8%) less than in the previous year. Clean gas production here fell by 0.2 bcm(V_n) (-7.9%) to 2.2 $bm^3(V_n)$ compared with 2020.

In 2021, about 50 million $m^3(V_n)$ of petroleum gas was extracted in addition to natural gas. Petroleum gas is a byproduct of oil production. It is produced mainly in Lower Saxony (59.4%) and Schleswig-Holstein (30.3%), followed by Mecklenburg-Western Pomerania with 4.0%.

A total of 69 natural gas fields were in production during the reporting period. The number of wells producing on the reporting date of December 31, 2021, fell from 406 in the previous year to 380. As in previous years, around two thirds of total annual natural gas production in Germany in 2021 came from the ten highest-yielding fields.

The Rotenburg/Taaken field complex is the most productive German gas field. It produced 0.65 billion $m^3(V_n)$ of raw gas in the reporting period. It is followed by the Goldenstedt/Visbek field with 0.58 $bm^3(V_n)$ of gas. In third place is Völkersen/Völkersen-Nord with 0.54 $bm^3(V_n)$ of gas. While Rotenburg/Taaken and Völkersen/Völkersen-Nord produce from Rotliegend rocks, Goldenstedt/Visbek produces from Zechstein.

By the end of 2021, a total of 213 billion $m^3(V_n)$ of raw gas will have been produced from the Salzwedel field complex (Altmark/Sanne/Wenze). This corresponds to more than a fifth of Germany's cumulative production and by far the highest total production of all German fields. In 2021, 118 wells were in operation here, producing a total of 295 million $m^3(V_n)$ of raw gas. Compared with the previous year's 302 million $m^3(V_n)$, this represents a decline in production of 2%. The natural gas from the Rotliegend deposits of the Salzwedel field complex has a high nitrogen content and therefore a comparatively low average energy content, well below the "Groningen calorific value". Accordingly, the calculated clean gas volume was around 108 million $m^3(V_n)$ (BVEG 2022).

The only German offshore natural gas field A6/B4 produced no more gas in 2021 and will be closed. A6/B4 is located about 300 km northwest of Borkum in the North Sea in the so-called Duck's Bill. The production platform is located there in 48 m deep water. Three production wells, each around 3,800 meters long, were drilled to develop the gas field at a depth of 2,600 m. Two of the wells run up to 1,000 m horizontally in the host rock. A6/B4 was discovered in 1974 and has produced a total of 9.5 billion $m^3(V_n)$ of raw gas since 2000. Due to the high average calorific value of 11.9 kWh/$m^3(V_n)$, clean gas production was approximately 13.5 billion $m^3(V_n)$.

In addition, 813,000 t of natural gas condensate were produced here in the course of natural gas production. At the time of commissioning, the production period was expected to last until 2016.

sind bis Ende 2021 insgesamt 213 Mrd. $m^3(V_n)$ Rohgas gefördert worden. Dies entspricht mehr als einem Fünftel der Kumulativproduktion Deutschlands und bei weitem der höchsten Gesamtförderung aller deutschen Felder. 2021 standen hier 118 Sonden in Betrieb, die insgesamt 295 Mio. $m^3(V_n)$ Rohgas förderten. Gegenüber dem Vorjahr mit 302 Mio. $m^3(V_n)$ bedeutet das einen Förderrückgang von 2 %. 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 108 Mio. $m^3(V_n)$ (BVEG 2022).

Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld A6/B4 produzierte in 2021 kein Gas mehr und wird geschlossen. A6/B4 liegt ca. 300 km nordwestlich von Borkum in der Nordsee im sogenannten Entenschnabel. Die Förderplattform steht dort in 48 m tiefem Wasser. Mit Hilfe von drei Produktionsbohrungen mit einer Länge von jeweils rund 3.800 m wurde das Gasfeld in 2.600 m Tiefe erschlossen. Zwei der Bohrungen verlaufen bis zu 1.000 m horizontal im Trägergestein. A6/B4 wurde 1974 gefunden und förderte seit dem Jahr 2000 insgesamt 9,5 Mrd. $m^3(V_n)$ Rohgas. Aufgrund des hohen durchschnittlichen Brennwertes von 11,9 kWh/$m^3(V_n)$ lag die Reingasförderung bei ca. 13,5 Mrd. $m^3(V_n)$. Zusätzlich fielen hier im Rahmen der Erdgasförderung 813.000 t Erdgaskondensat an. Bei der Inbetriebnahme ging man von einem Förderzeitraum bis in das Jahr 2016 aus.

5 Erdöl- und Erdgasreserven

5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2022

Die an das LBEG berichteten geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland beliefen sich am 1. Januar 2022 auf 22,9 Mio. t Erdöl und liegen damit um 4,5 Mio. t oder 16,4 % unter denen des Vorjahres. Die negative Entwicklung der Reserven ist auf Schwankungen in der Bewertung von Hauptölfeldern oder die Umstellung von Förderungsmaßnahmen zurückzuführen.

Ein Vergleich der aktuellen Reserven mit denen des Vorjahres zeigt, dass die im Jahr 2021 entnommene Fördermenge durch neue Reserven nicht kompensiert werden konnte.

Regional betrachtet befanden sich die größten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven zum 1. Januar 2022 noch in Norddeutschland. Allerdings sind sie in dem Gebiet nördlich der Elbe um 3,2 Mio. t (-20%) gegenüber dem Vorjahr auf 12,9 Mio. t gefallen. Westlich der Ems sanken die Reserven um 991.000 t (-22,7%) auf 3,4 Mio. t. Auch im Oberrheingraben waren die Reserven mit 243.000 t (-6,7%) auf 3,4 Mio. t, nach einem Anstieg im Vorjahr, rückläufig.

Im Ländervergleich wurden die größten Reserven in Schleswig-Holstein mit 12,9 Mio. t Erdöl nach aktuellen Berechnungen ausgewiesen, 3,2 Mio. t (-20%) weniger als im Vorjahr. Damit entfallen 56,5% der deutschen Erdölreserven auf Schleswig-Holstein. In Niedersachsen sanken die Reserven um 1,0 Mio. t auf 6,3 Mio. t (-14,1%). Damit entfallen 27,5% der deutschen Reserven auf Niedersachsen. Rheinland-Pfalz meldete 3,2 Mio. t, 243.000 t oder 7,1% weniger als im Vorjahr. Damit liegt Rheinland-Pfalz mit 13,8% der deutschen Erdölreserven auf dem dritten Platz.

Das Reserven/Produktions-Verhältnis, berechnet aus sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven und der Jahresproduktion des letzten Jahres, beträgt zum Berechnungsstichtag der Reserven 12,7 Jahre. Das Reserven/Produktions-Verhältnis (früher statische Reichweite) berücksichtigt nicht die natürliche Produktionsabnahme der Lagerstätten oder andere variable Parameter und sollte daher als Momentaufnahme und statistische Richtschnur und nicht als Prognose betrachtet werden.

5 Oil and natural gas reserves

5.1 Crude oil reserves as of January 1, 2022

The estimated proven and probable petroleum reserves in Germany reported to LBEG on January 1, 2022, amounted to 22.9 million tons of petroleum, down 4.5 million tons or 16.4% from the previous year. The negative development of reserves is due to fluctuations in the valuation of major oil fields or the conversion of production measures.

A comparison of current reserves with those of the previous year shows that the production volume withdrawn in 2021 could not be compensated for by new reserves.

From a regional perspective, the largest secure and probable crude oil reserves on January 1, 2022, were still located in northern Germany. However, in the area north of the Elbe, they fell by 3.2 million t (-20%) year-on-year to 12.9 million t. West of the Ems, reserves fell by 991,000 t (-22.7%) to 3.4 million t. Reserves in the Upper Rhine Valley were also down 243,000 t (-6.7%) to 3.4 million t, after rising last year.

In a country comparison, the largest reserves were stored in Schleswig-Holstein at 12.9 million t of crude oil according to current calculations, down 3.2 million t (-20%) on the previous year. This represents 56.5% of Germany's total oil reserves. In Lower Saxony, reserves fell by 1.0 million tons to 6.3 million tons (-14.1%). This means that 27.5% of Germany's total reserves were located here. Rhineland-Palatinate reported 3.2 million tons, 243,000 tons or 7.1% less than in the previous year. This puts Rhineland-Palatinate in third place with 13.8% of Germany's crude oil reserves.

The reserves/production ratio, calculated from certain and probable petroleum reserves and last year's production volume, drops to 12.7 years as of the reserve calculation date. 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 be regarded as a snapshot and statistical guide rather than a forecast.

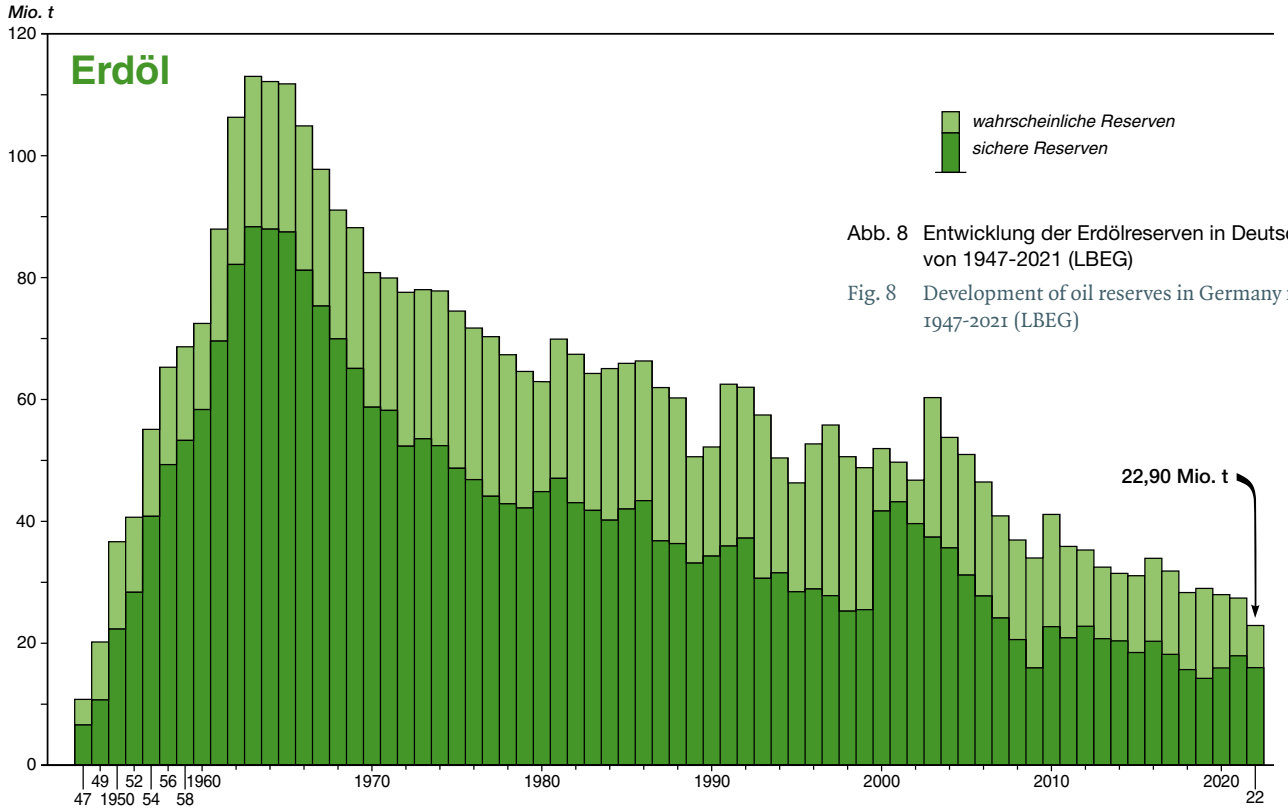


Abb. 8 Entwicklung der Erdölreserven in Deutschland von 1947-2021 (LBEG)

Fig. 8 Development of oil reserves in Germany from 1947-2021 (LBEG)

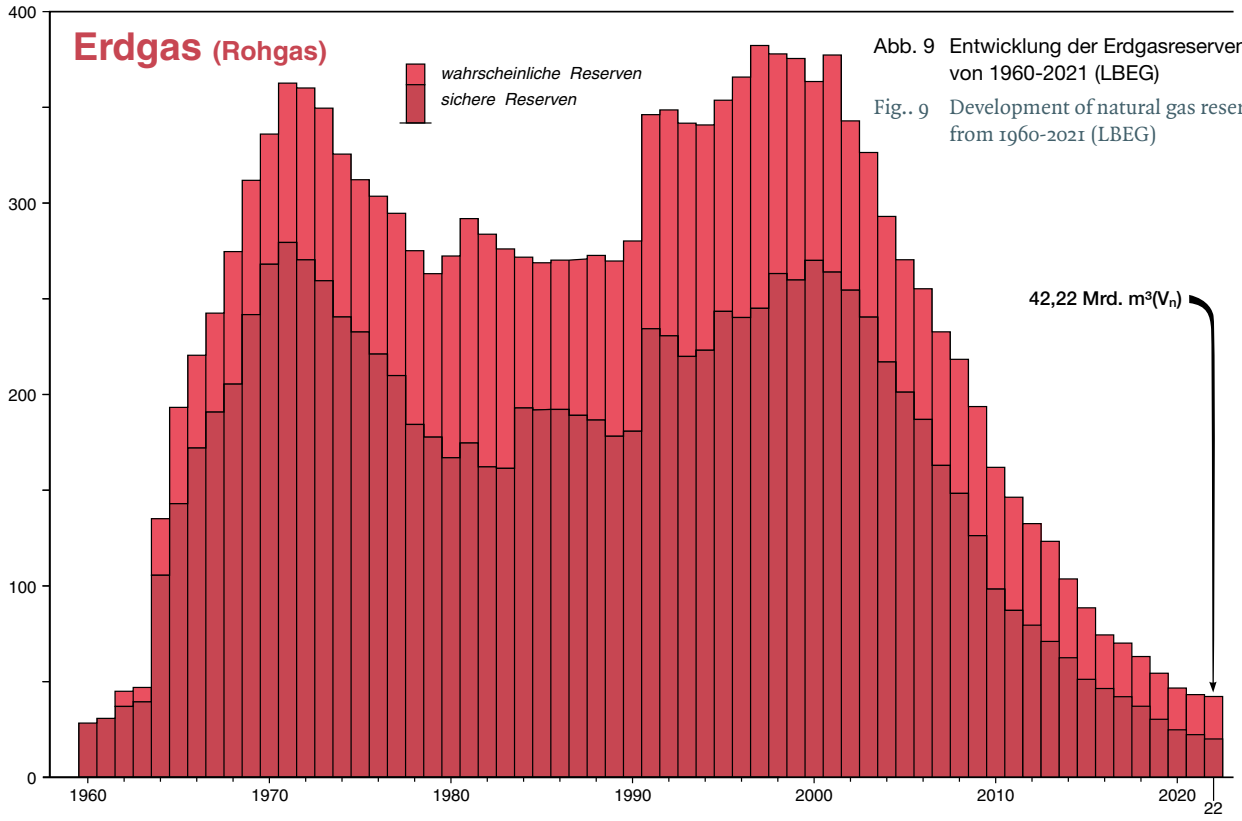


Abb. 9 Entwicklung der Erdgasreserven in Deutschland von 1960-2021 (LBEG)

Fig.. 9 Development of natural gas reserves in Germany from 1960-2021 (LBEG)

tive Entwicklung der Reserven ist auf Schwankungen in der Bewertung der großen Erdölfelder bzw. der Umstellung von Fördermaßnahmen zurückzuführen.

Der Vergleich der aktuellen Reserven mit denen des Vorjahres zeigt, dass die in 2021 entnommene Fördermenge nicht durch neue Reserven kompensiert werden konnte.

Regional betrachtet lagerten am 1. Januar 2022 nach wie vor die größten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Norddeutschland. Sie fielen allerdings im Raum nördlich der Elbe um 3,2 Mio. t (-20 %) gegenüber dem Vorjahr auf 12,9 Mio. t. Westlich der Ems fielen die Reserven um 991.000 t (-22,7 %) auf 3,4 Mio. t. Auch im Oberrheintal wurden mit 3,4 Mio. t 243.000 t (-6,7 %) weniger Reserven gemeldet, nachdem sie letztes Jahr gestiegen waren.

Im Ländervergleich lagerten nach den derzeitigen Berechnungen mit 12,9 Mio. t Erdöl die größten Reserven in Schleswig-Holstein und damit um 3,2 Mio. t (-20 %) weniger als im Vorjahr. Das sind 56,5 % der gesamt-deutschen Erdölreserven. In Niedersachsen fielen die Reserven um 1,0 Mio. t auf 6,3 Mio. t (-14,1 %). Somit lagerten hier 27,5 % der gesamtdeutschen Reserven. Für Rheinland-Pfalz wurden mit 3,2 Mio. t 243.000 t oder 7,1 % weniger gemeldet als im Vorjahr. Damit liegt Rheinland-Pfalz mit 13,8 % der deutschen Erdölreserven auf dem dritten Platz.

Das Verhältnis Reserven/Produktion, errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven und der letztjährigen Fördermenge, sinkt zum Stichtag der Reservenberechnung auf 12,7 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 am Stichtag der Reservenschätzung rund 64 % der verbleibenden Erdölreserven deutscher Lagerstätten in Sandsteinen

Staggered by geological formations, around 64% of the remaining petroleum reserves of German deposits on the reserve estimate date were located in Middle Jurassic sandstones, 18% in Lower Cretaceous rocks and 13% in Triassic rocks. The remaining crude oil reserves were distributed among reservoir rocks in the Upper Jurassic (3 %), in the Tertiary (2 %) and, to a lesser extent, in the Zechstein.

5.2 Natural gas reserves on January 1, 2022

On January 1, 2022, the sum of Germany's estimated proven and probable natural gas reserves was 42.2 billion $m^3(V_n)$ of raw gas. This represents a decrease in reserves of around 1 $bm^3(V_n)$, or 2.3%, compared with the previous year.

Proven and probable reserves based on standardized clean gas with a calorific value of H_s=9.77 kWh/$m^3(V_n)$ were reported at 41 billion $m^3(V_n)$ on the reporting date, 78 million $m^3(V_n)$ or 0.2% lower than a year earlier. The steady decline in natural gas reserves is mainly due to the increasing depletion of existing reservoirs. Drilling activity for natural gas has also declined very sharply in recent years, as reflected in the drilling meter statistics (Tabs. 3 and 4).

A comparison of current reserves with those of the previous year shows that, adjusted for withdrawn production, 4.7 billion $m^3(V_n)$ of raw gas was compensated for by additional reserves.

From a regional perspective, the largest certain and probable reserves of crude gas, 19 $bm^3(V_n)$, were stored in the Elbe-Weser area on the reporting date of January 1, 2022. This is 0.1 billion $m^3(V_n)$ (0.5 %) less than in 2021. 18.7 billion $m^3(V_n)$ were reported for the Weser-Ems area. Here, the re-serve loss is 1.1 billion $m^3(V_n)$ or 5.6 %. The clean gas reserves were distributed between the Elbe-Weser region with 19.6 billion $m^3(V_n)$ (+0.14 billion $m^3(V_n)$, +0.7 %) and Weser-Ems with 16.6 billion $m^3(V_n)$. This is 0.5 billion $m^3(V_n)$ or 2.8% less than in the previous year.

Compared with other German states, the largest natural gas reserves in Germany are located in Lower Saxony. According to the latest statistics, 42 billion $m^3(V_n)$ of raw gas is stored here. This is

des Mittleren Jura, 18 % in Gesteinen der Unterkreide und 13 % in der Trias. Die restlichen Erdölreserven verteilten sich auf Speichergesteine im Oberen Jura (3 %), im Tertiär (2 %) sowie untergeordnet im Zechstein.

5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2022

Am 1. Januar 2022 betrug die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands 42,2 Mrd. $m^3(V_n)$ Rohgas. Damit verringerten sich die Reserven gegenüber dem Vorjahr um rund 1 Mrd. $m^3(V_n)$ oder 2,3 %.

Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven bezogen auf das normierte Reingas mit einem Brennwert von H_s=9,77 kWh/$m^3(V_n)$ wurden am Stichtag mit 41 Mrd. $m^3(V_n)$ angegeben und lagen damit 78 Mio. $m^3(V_n)$ oder 0,2 % 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.

Der Vergleich der aktuellen Reserven mit denen des Vorjahres zeigt, dass, bereinigt um die entnommene Fördermenge, 4,7 Mrd. $m^3(V_n)$ Rohgas durch zusätzliche Reserven kompensiert werden konnten.

Regional betrachtet lagerten am Stichtag 1. Januar 2022 mit 19 Mrd. $m^3(V_n)$ die größten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven im Gebiet Elbe-Weser. Das sind 0,1 Mrd. $m^3(V_n)$ (0,5 %) weniger als 2021. Für den Raum Weser-Ems wurden 18,7 Mrd. $m^3(V_n)$ gemeldet. Hier liegt der Re-servenverlust bei 1,1 Mrd. $m^3(V_n)$ bzw. 5,6 %. Die Reingasreserven verteilten sich auf die Gebiete Elbe-Weser mit 19,6 Mrd. $m^3(V_n)$ (+0,14 Mrd. m^3(Vn), +0,7 %) und Weser-Ems mit 16,6 Mrd. $m^3(V_n)$. Das sind 0,5 Mrd.$m^3(V_n)$ oder 2,8 % weniger als im Vorjahr.

Im Ländervergleich liegen die größten Erdgasreserven Deutschlands in Niedersachsen. Hier lagerten der aktuellen Statistik nach 42 Mrd. $m^3(V_n)$ Rohgas. Das sind 0,8 Mrd. $m^3(V_n)$ oder 1,8 % weniger als 2021. Der Anteil Niedersachsens an den Rohgasreserven Deutschlands beträgt damit 99,5 %. Die Reingasreserven wurden für Niedersachsen mit rund 41 Mrd. $m^3(V_n)$ angegeben. Das sind 6 Mio. $m^3(V_n)$ bzw. 0,01 % weniger als letztes Jahr und entspricht einem Anteil von 99,6 Prozent (+0,2 %). Andere Bundes-länder tragen nur marginal zu den deutschen Erdgasreserven bei.

Das Verhältnis Reserven/Produktion, er-rechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven und der letztjährigen Fördermenge für Rohgas, fällt zum Stichtag der Reservenberechnung 1. Januar 2021 leicht um 0,3 Jahre auf 7,4 Jahre. Das Verhältnis Reserven/Produktion (früher statische Reich-weite) berücksichtigt nicht den natürlichen För-derabfall 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 73 % der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 42 % in Sandsteinen des Rotliegend und 31 % in Karbonatgesteinen des Zechstein akkumuliert. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in oberkar-bonischen (19 %) und triassischen Sandsteinen (7 %) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Lagerstätten mit 1,3 bzw. 0,2 %.

0.8 billion $m^3(V_n)$ or 1.8% less than in 2021. Lower Saxony's share of Germany's raw gas reserves is thus 99.5%. Clean gas reserves for Lower Saxony were reported at around 41 billion $m^3(V_n)$. This is 6 million $m^3(V_n)$ or 0.01% less than last year and corresponds to a share of 99.6 (+0.2%). Other German states contribute only marginally to German natural gas reserves.

The reserves/production ratio, calculated from certain and probable crude gas reserves and last year's production volume for crude gas, falls slightly by 0.3 years to 7.4 years as of the reserve calculation date of January 1, 2021. 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 rather as a snapshot and statistical benchmark.

Broken down by geological formations, around 73% of Germany's natural gas reserves were located in Permian deposits. Of these, 42% are accumulated in sandstones of the Rotliegend and 31% in carbonate rocks of the Zechstein. The remaining natural gas reserves are mainly located in Upper Carboniferous (19%) and Triassic sandstones (7%) and, to a lesser extent, in Jurassic and Tertiary deposits with 1.3 and 0.2%, respectively.

Referenzen

ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2022): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021. - Berlin/Bergheim. www.ag-energiebilanzen.de

BUNDESVERBAND ERDGAS, ERDÖL UND GEOENERGIE E.V. (BVEG) (2022): Statistischer Bericht 2021, Hannover. www.bveg.de

LANDESAMT FÜR BERGBAU, ENERGIE UND GEOLOGIE, (LBEG) (2022): Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland“

0179-3187/22/7
DOI 10.19225/220701

© 2022 DVV 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