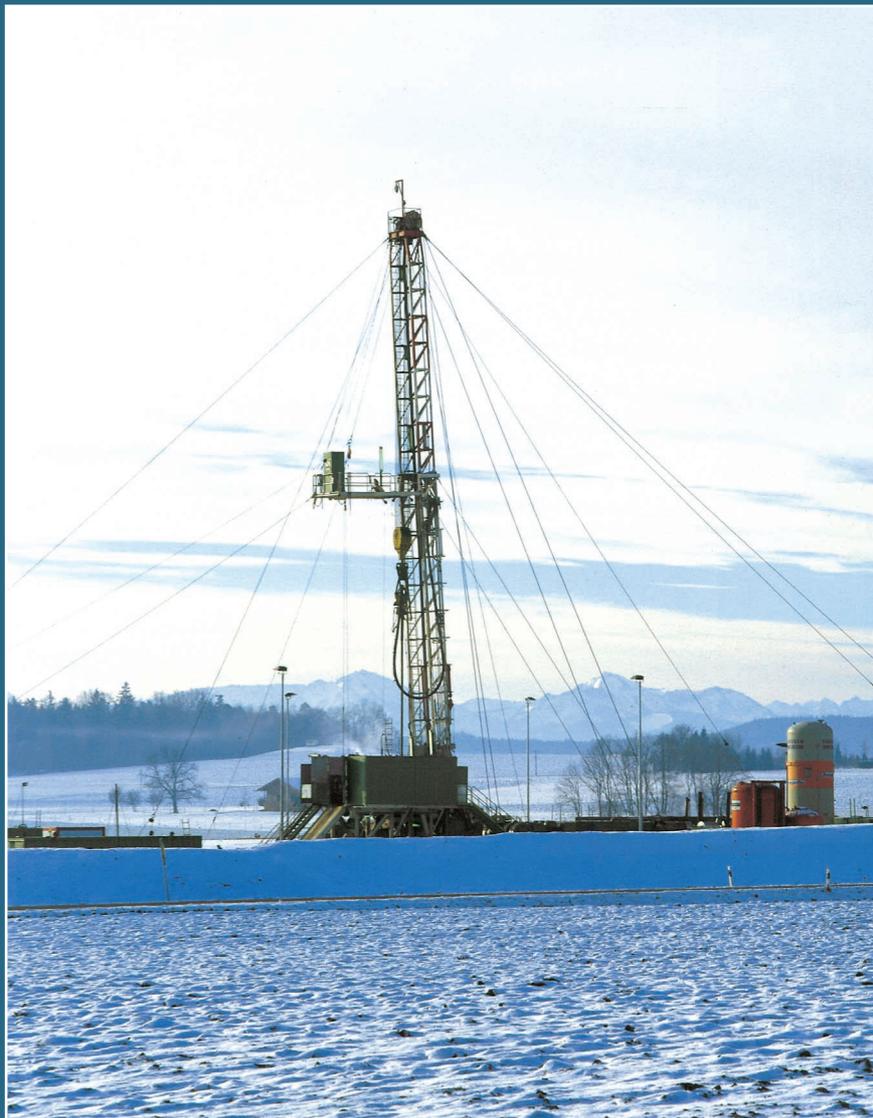


# **Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2000**



**Niedersächsisches Landesamt  
für Bodenforschung, Hannover**



Niedersächsisches Landesamt  
für Bodenforschung, Hannover

Geological Survey of Lower Saxony

**Erdöl und Erdgas  
in der  
Bundesrepublik Deutschland  
2000**

MICHAEL PASTERNAK, MICHAEL KOSINOWSKI, JOACHIM LÖSCH,  
JÜRGEN MESSNER, HANS-JÜRGEN MEYER & ROBERT SEDLACEK

Hannover 2001

## TITELBILD:

Blick auf die Gasaufschlussbohrung Tittmoning R1 der RAG, im Hintergrund die Nördlichen Kalkalpen.

Die Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) teufte von Dezember 2000 bis Januar 2001 ihre erste Aufschlussbohrung im Freistaat Bayern ab (Erlaubnis Salzach Inn). Die Bohrung hat Ziele im Aquitan und Rupel verfolgt und wurde als nicht fündig verfüllt.

Quelle: Rohöl-Aufsuchungs AG, Wien



Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung  
Referat Kohlenwasserstoffgeologie

Stilleweg 2  
D-30655 Hannover  
Tel. (0511) 643-0  
Fax (0511) 643-3667

Vertrieb: E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung  
(Nägele u. Obermiller)  
Johannesstraße 3 A, D-70176 Stuttgart  
Tel. (0711) 62 50 01  
Fax (0711) 62 50 05  
E-mail: mail@schweizerbart.de

ISBN 3-510-95875-6  
ISSN 1430-9106

## Vorwort

Die bereits in den Vorjahren rückläufige Tendenz in der Exploration auf Erdöl und Erdgas hat sich auch im Jahr 2000 fortgesetzt. Die Bohrtätigkeit ging nochmals deutlich zurück und konzentrierte sich auf Schleswig-Holstein und die Region zwischen Elbe und Weser in Niedersachsen.

Durch die erfolgreiche Fortsetzung der Entwicklung des größten deutschen Erdölfeldes Mittelplate/Dieksand konnte die seit Jahren rückläufige Erdölproduktion gegenüber dem Vorjahr wieder deutlich gesteigert werden. Dieser positive Trend wird sich wahrscheinlich auch in den kommenden Jahren fortsetzen. Mittelplate/Dieksand ist nicht nur im nationalen Vergleich und hinsichtlich seiner Größe etwas Besonderes: Die Entwicklung dieses Feldes unter Berücksichtigung seiner Lage im ökologisch empfindlichen Nationalpark Wattenmeer wurde auf dem Welt-Erdölkongress 2000 in Calgary in einem Beitrag dargestellt, der viel Beifall erhielt.

Die Karte der Erdöl- und Erdgasfelder enthält seit Oktober 2000 eine neue Eintragung im so genannten Entenschnabel: Das bereits vor mehreren Jahren in den Blöcken A6/B4 gefundene Vorkommen ist in Produktion gegangen. 300 Kilometer vom Festland entfernt gehört dieses Feld mit mehr als 100 Millionen m<sup>3</sup> monatlicher Erdgasförderung zu den größten deutschen Gasfeldern.

Aber nicht nur aus dem Land Schleswig-Holstein, sondern auch aus Bayern gibt es positive Nachrichten: Nach jahrelanger Pause wurde die Exploration auf Erdgas in den Voralpen wieder aufgenommen, wie unser Titelbild anschaulich zeigt. Das neue Explorationskonzept, dem in Österreich einiger Erfolg beschieden war, könnte auch im geologisch ähnlich aufgebauten bayerischen Alpenvorland greifen.

Der vorliegende Bericht umfasst wie in den Vorjahren die gesamte Bundesrepublik Deutschland. In einer engen Kooperation mit den staatlichen geologischen Diensten und Bergbehörden der Bundesländer, dem vertraglich vereinbarten „Verbund Kohlenwasserstoffgeologie“, berät das Niedersächsische Landesamt für Bodenforschung diese Institutionen in allen geowissenschaftlichen Fragen, die mit der Suche und Förderung von Erdöl und Erdgas und der Untertagespeicherung in Verbindung stehen. Die Zusammenarbeit in diesem Verbund und die Organisation des Erdölgeologischen Austausches durch das NLFB unterstreichen die Bedeutung der Erdöl- und Erdgasgeologie für das Land Niedersachsen.

Die Tätigkeitsberichte der in Deutschland explorierenden Firmen zeigen seit einigen Jahren einen deutlichen Trend: Die Aktivität im Inland geht kontinuierlich zurück. In dieser Zeit haben die staatlichen geologischen Dienste die Aufgabe, die in der Vergangenheit gesammelten Daten und Informationen über den tieferen Untergrund so zu dokumentieren, dass dieses Wissen auch in Zukunft zur Verfügung steht. Datenbanken und Nachweissysteme, so genannte Metadatenbanken z.B. für Seismikdaten, Bohrergebnisse und andere relevante Daten sind in enger Absprache zwischen staatlichen Einrichtungen und Industrieunternehmen in der Weiterentwicklung. In Baden-Württemberg werden in einem neuen Kartenwerk „Karte der mineralischen Rohstoffe 1:50.000“ die auflässigen Erdöl- und Erdgasfelder ebenso dargestellt wie das seismische Messnetz und die Lokationen der Tiefbohrungen.

Der vorliegende Jahresbericht wird etwa sechs Wochen nach Erscheinen der gedruckten Version unter [www.nlfb.de](http://www.nlfb.de) in das Internet eingestellt. Unter dieser Adresse kann der geneigte Leser viele andere interessante Informationen über geowissenschaftliche Einrichtungen in Deutschland abrufen.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Verzeichnis der Tabellen</b> .....	6
<b>Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen</b> .....	7
<b>Zusammenfassung</b> .....	9
<b>Summary</b> .....	10
<b>1 Bohraktivität</b> .....	11
1.1 Explorationsbohrungen .....	11
1.1.1 Aufschlussbohrungen .....	12
1.1.2 Teilfeldsuchbohrungen .....	12
1.2 Bohrergebnisse .....	14
1.3 Bohrmeterleistung .....	16
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen .....	18
<b>2 Geophysik</b> .....	20
<b>3 Konzessionswesen</b> .....	22
<b>4 Erdöl- und Erdgasproduktion</b> .....	29
4.1 Erdöl .....	30
4.2 Erdgas .....	33
<b>5 Erdöl- und Erdgasreserven</b> .....	37
5.1 Reservendefinitionen für Kohlenwasserstoffe .....	37
5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2001 .....	38
5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2001 .....	39
<b>6 Untertage-Erdgasspeicherung</b> .....	41
<b>Anlagen 1-17: Übersichtskarten, Zusammenstellungen, Statistiken</b>	

## Verzeichnis der Tabellen

- Tab. 1: Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2000.
- Tab. 2: Übersicht der Feldesentwicklungsbohrungen des Jahres 2000.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung der Jahre 1995 bis 2000, aufgeteilt nach Bohrungskategorien.
- Tab. 4: Verteilung der Bohrmeterleistung des Jahres 2000 auf die Bundesländer.
- Tab. 5: Verteilung der Bohrmeterleistung des Jahres 2000 auf die Explorations-/Produktionsgebiete.
- Tab. 6: Seismische, gravimetrische und geochemische Messungen des Jahres 2000.
- Tab. 7: Verzeichnis der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl- und Erdgas.
- Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion 2000.
- Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung in Deutschland von 1996 bis 2000.
- Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung 2000.
- Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 1998 bis 2000 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 12: Jahresförderungen 1999 und 2000 der förderstärksten Erdölfelder in Deutschland.
- Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung in Deutschland von 1996 bis 2000.
- Tab. 14: Erdgasförderung 2000.
- Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung 1998 bis 2000 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 16: Jahresförderungen 2000 der förderstärksten Erdgasfelder in Deutschland.
- Tab. 17: Erdölreserven nach Gebieten per 1. Januar 2001.
- Tab. 18: Erdölreserven nach Bundesländern per 1. Januar 2001.
- Tab. 19: Erdgasreserven nach Gebieten per 1. Januar 2001 (Rohgas).
- Tab. 20: Erdgasreserven nach Bundesländern per 1. Januar 2001 (Rohgas).
- Tab. 21: Erdgasreserven nach Gebieten per 1. Januar 2001 (Reingas).
- Tab. 22: Erdgasreserven nach Bundesländern per 1. Januar 2001 (Reingas).
- Tab. 23: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch im Jahr 2000.
- Tab. 24: Bezugsquellen zur Deckung des Erdgasaufkommens in Deutschland.
- Tab. 25: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung.
- Tab. 26: Prognostizierte Entwicklung des Erdgasaufkommens in Deutschland.
- Tab. 27: Arbeitsgasvolumen und Anzahl der Speicher im internationalen Vergleich.
- Tab. 28: Erdgasspeicher in der Bundesrepublik Deutschland - Porenspeicher.
- Tab. 29: Erdgasspeicher in der Bundesrepublik Deutschland - Kavernenspeicher.
- Tab. 30: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

## Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen

- Abb. 1: Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen von 1945 bis 2000 in Deutschland.
- Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.
- Abb. 3: Lage der zu kommerziellen Zwecken mit 3D-Seismik überdeckten Flächen.
- Abb. 4: Übersichtskarte der Erdöl- und Erdgas-Erlaubnisfelder.
- Abb. 5: Erlaubnisgebiete deutsche Nordsee.
- 
- Anl. 1: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Rhät, Jura, Kreide und Tertiär.
- Anl. 2: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Paläozoikum und Buntsandstein.
- Anl. 3: Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen.
- Anl. 4: Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.
- Anl. 5: Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2000.
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2000.
- Anl. 7: Stratigraphische Tabelle (Keuper bis Quartär) der produzierenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten in NW-Deutschland.
- Anl. 8: Stratigraphische Tabelle (Karbon bis Buntsandstein) der Erdgaslagerstätten in NW-Deutschland.
- Anl. 9: Stratigraphische Tabelle der Erdöl- und Erdgaslagerstätten im Oberrheintal und Alpenvorland.
- Anl. 10: Stratigraphische Tabelle der Erdöl- und Erdgaslagerstätten in Ostdeutschland.
- Anl. 11: Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 12: Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 13: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland von 1947 bis 2001 bzw. von 1960 bis 2001.
- Anl. 14: Erdöl in Deutschland, kumulative Produktion, Reserven, Ressourcen.
- Anl. 15: Erdgas in Deutschland, kumulative Produktion, Reserven, Ressourcen.
- Anl. 16: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.
- Anl. 17: Entwicklung der Arbeitsgaskapazität in den Untertagespeichern in Deutschland.

## Zusammenfassung

Die hohen Ölpreise des Jahres 2000, die dem Upstream-Geschäft der Erdölgesellschaften Rekordgewinne beschert haben, führten zu keiner Steigerung der Aktivitäten auf dem E&P Sektor. Im Gegenteil, das Jahr 2000 ist z.B. durch die geringste Bohraktivität seit 1945 gekennzeichnet. Die Bohrleistung sank gegenüber dem Vorjahr nochmals um 37 % auf nunmehr 43 206 Bohrmeter.

Von dem Rückgang besonders betroffen war die Exploration. Es gab nur drei neue Bohrvorhaben und in der Folge verringerte sich die Anzahl der laufenden Bohrprojekte nochmals. Eine der drei beendeten Explorationsbohrungen, die Bohrung Bleckmar Z1, wurde im Rotliegend gasfündig. Positiv zu bewerten ist die erste, nach einer mehrjährigen Pause im Voralpengebiet abgeteufte Erdgasaufschlussbohrung Tittmoning R1.

Die Vorerkundungsmaßnahmen beschränkten sich auf eine 3D-Seismik mit einer Fläche von 150 km<sup>2</sup> und etwa 1500 Profilkilometer 2D-Seismik. Die seismischen Messungen wurden vorwiegend offshore durchgeführt. Zusätzlich wurden etwa 500 km<sup>2</sup> mit gravimetrischen Messungen überdeckt und eine Fläche von knapp 100 km<sup>2</sup> geochemisch beprobt.

Hand in Hand mit den rückläufigen Explorationsaktivitäten hat sich in der Vergangenheit die zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen vergebene Konzessionsfläche verkleinert. Auch in 2000 wurde für zahlreiche abgelaufene Erlaubnisse weder eine Verlängerung noch eine Neuvergabe beantragt. Die Neuvergabe von sechs Erlaubnissen resultierte mit zwei Ausnahmen aus der Neuorganisation von Erlaubnisgebieten.

Auch die Produktionsseite blieb von den nachlassenden Aktivitäten nicht verschont. Die Bohrleistung verringerte sich gegenüber dem Vorjahr um 35 %. Allerdings konnten noch zehn Bohrprojekte fündig beendet werden darunter die letzten zwei Produktionsbohrungen des drei Bohrungen umfassenden Bohrprogramms im Erdgasfeld A6/B4 im deutschen Sektor der Nordsee, das im Herbst 2000 die Förderung aufgenommen hat.

Mit 3,12 Mio. t lag die Erdölproduktion seit vielen Jahren das erste Mal wieder über der Drei-Millionen-Marke, bedingt durch die Produktionssteigerung des Feldes Mittelplate auf etwa 1,3 Mio. t. Ermöglicht wurde die Produktionssteigerung im Feld Mittelplate durch die Aufnahme der Produktion über die Landstation Dieksand. Die Reserven der inländischen Erdölfelder sanken um 2,2 Mio. t auf 49,7 Mio. t.

Die verbleibenden Erdgasreserven konnten aufgrund von Neubewertungen von Lagerstätten um 13,8 Mrd. m<sup>3</sup> auf 377,3 Mrd. m<sup>3</sup> Rohgas angehoben werden. Die Produktion von 21,6 Mrd. m<sup>3</sup>, die gegenüber dem Vorjahr um etwa 6 % abgenommen hat, wurde also mehr als ausgeglichen.

Der Wachstumstrend auf dem Sektor der Untertagegasspeicherung hat sich abgeschwächt. Im Jahr 2000 waren 23 Porenspeicher und 19 Kavernenspeicher für Erdgas in Betrieb. Das Arbeitsgasvolumen lag mit 18,6 Mrd. m<sup>3</sup> in etwa auf dem Niveau des Vorjahres (18,3 Mrd. m<sup>3</sup>). Durch den Bau von neuen Speichern bzw. durch Speichererweiterungen soll das Arbeitsgasvolumen nach derzeitigen Planungen zukünftig um etwa 5 Mrd. m<sup>3</sup> angehoben werden.

## Summary

Despite the high oil prices in 2000 and the oil companies record earnings, there was no increase in activities in the E & P industry in Germany. On the contrary, the year 2000 has seen the lowest level of drilling activities since 1945. The overall footage drilled went down by another 37 % compared to the previous year.

Exploration was affected particularly badly and there were just three exploration wells completed in 2000. Only one of the wells, Bleckmar Z1, was successful and found gas in the Rotliegend. After a break of several years, well Tittmoning R1 reopened exploration drilling for gas in the foreland of the German Alps.

Acquisition of seismic took place essentially offshore in the German part of the North Sea and consisted of one 150 km<sup>2</sup> 3D seismic survey and 1500 kilometres of 2D seismic. In addition, about 500 km<sup>2</sup> of gravimetric data were acquired and a geochemical survey covering an area of 100 km<sup>2</sup> was carried out.

In line with decreasing exploration activities in Germany the total licence area in 2000 was reduced even further. Similar to 1999 numerous expired licence agreements were neither extended nor expired concessions applied for.

Production drilling in terms of footage was down by about 35 % compared to the year before. Among the ten successful wells two were drilled in the offshore gas field A6/B4 in the German North Sea. The field had commenced production in autumn 2000.

For the first time in several years annual crude oil production exceeded 3 million tons owing primarily to the production of 1.3 million tons of oil from Jurassic reservoirs in the oil field Mittelplate. The latter is located in the tidal flats west of the county Schleswig-Holstein. In 2000 the field could be drained more efficiently after the drilling of extended reach wells from the onshore site Dieksand. Total remaining proven oil reserves as of 1.1.2001 dropped by 2.2 million tons to 49.7 million tons in Germany.

The reassessment of existing gas fields led to an increase in the remaining proven and probable gas (raw gas) reserves by 13.8 billion m<sup>3</sup> to 377.3 billion m<sup>3</sup>. Gas production in 2000 amounted to 21.6 billion m<sup>3</sup> and was about 6 % below production in 1999.

The growth in the area concerning underground storage of gas in porous rocks and salt caverns slowed down. In total, 42 gas storage facilities were in operation of which 19 dealt with gas stored in salt caverns. The working gas capacity in 2000 was 18.6 billion m<sup>3</sup> and thus similar to 1999. It is presently planned to increase the working gas volume by 5 billion m<sup>3</sup>.

## 1 Bohraktivität

Entgegen den Erwartungen hat sich die durch den Ölpreisverfall des Jahres 1998 eingebrochene Bohraktivität im Jahr 2000 nicht erholt, sondern nochmals drastisch verringert. Die Gründe für diesen Umstand sind vor allem in der Firmenpolitik der größten inländischen Erdgasproduzenten zu suchen, die noch vor wenigen Jahren deutlich mehr als die Hälfte der finanziellen Aufwendungen der Bohrtätigkeit getragen haben. Da diese Gesellschaften den Regeln ihrer global operierenden ausländischen Mutterkonzerne unterworfen sind, nach denen geplante Bohrprojekte zunehmend einem internationalen Rentabilitätsranking unterliegen, konnten inländische Projekte auf Grund der hohen Kosten und der relativ geringen zu erwartenden Reserven in der jüngeren Vergangenheit immer seltener realisiert werden. In der Folge hat die Bohraktivität in Deutschland seit dieser Zeit ihre wesentlichen Impulse von den inländischen Firmen erhalten, die nicht dem Einfluss der großen Ölkonzerne unterliegen.

### 1.1 Explorationsbohrungen

Von dem anhaltenden Rückgang der Aktivitäten war vor allem die risikoreichere Explorationsbohraktivität betroffen. Ziel von Explorationsbohrungen ist es, neue Lagerstätten bzw. neue Teilfelder zu finden (zur Bohrklassifikation s. Kap. 1.4). Vor dem Hintergrund der geringen Explorationstätigkeiten ist die Aufschlussbohrung Tittmoning R1 im bayerischen Alpenvorland (Anl. 1) besonders positiv zu bewerten, denn seit 1992 war in Süddeutschland nur noch eine Explorationsbohrung gebohrt worden. Dieses war die Aufschlussbohrung Maxlrain A1 im Jahre 1995. Da die bislang in Süddeutschland explorierenden Gesellschaften sich weitgehend zurückgezogen haben, konnten sich neue Gesellschaften in dieser Region engagieren. In 1997 wurde die Erlaubnis Salzach-Inn an die österreichische Rohölaufsuchungs AG vergeben. Nachdem in den Jahren 1998/99 seismische Messungen in dieser Konzession durchgeführt wurden, konnte in 2000 mit dem Bohren einer ersten Aufschlussbohrung begonnen werden.

Waren in 1999 bereits nur mehr drei neue Teilfeldsuchbohrungen zu verbuchen, so ist in 2000 nur noch ein neues Projekt (Verden-Ost Z1) begonnen worden. Ein zweites Projekt wurde mit einer "geologischen" Ablenkung fortgeführt (Lindhoop Z1a). Beide Bohrungen suchten in der direkten südlichen Fortsetzung des niedersächsischen Gasfeldes Völkersen im Rotliegend nach Erdgas (Anl. 2). Die Ergebnisse der Bohrungen waren wenig vielversprechend, endgültige offizielle Ergebnisse lagen zum Ende 2000 jedoch noch nicht vor. Von den zwei Teilfeldsuchbohrungen, die schon in 1999 ihre Endteufe erreicht hatten, wurde eine im Rotliegend gasfündig, die zweite im Zechstein nicht wirtschaftlich fündig, obwohl sie Gas nachgewiesen hatte. Aufschlussbohrungen wurden in Norddeutschland auch in 2000 nicht gebohrt. In der Statistik werden noch zwei Projekte geführt, die schon in den Vorjahren gebohrt wurden, aber bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten haben (Tab. 1).

Im folgenden sollen die Ziele und Ergebnisse der laufenden Explorationsbohrprojekte kurz dargestellt werden.

### 1.1.1 Aufschlussbohrungen

#### Alpenvorland

Die Bohrung **Tittmoning R1** (RAG<sup>1</sup>) ist zwischen den Bohrungen Kirchheim C1 und Lanzing C1 nahe der Salzach lokalisiert, also im Bereich der tertiären Tiefwassermolasse. Entwickelt wurde der Prospekt aus der Interpretation des seismischen 3D-Surveys "Palling" aus den Jahren 1998/99. Das Hauptziel dieser Erdgasaufschlussbohrung liegt im Rupel, das Nebenziel im Aquitan. Nach Interpretation der Seismik werden die potentiellen Träger in beiden Fällen von Sandsteinpaketen gebildet, die an subaquatische Ausräumungszonen gebunden sind. Zum Jahresende stand die Bohrung bei 1828 m im Aquitan, hatte das geplante Nebenziel im Aquitan aber noch nicht erreicht.

#### Gebiet Elbe-Weser (West)

Bereits 1993 war an der Westflanke des südlichen Schneverdingen-Grabens die Bohrung **Walsrode-Ost Z1** (MEEG) abgeteuft worden. Der Wustrow- und der Havel-Sandstein des Rotliegend waren gasführend angetroffen worden, die schlechten Speichereigenschaften der Träger ließen aber keine wirtschaftliche Förderung erwarten. Eine geplante Ablenkung der Bohrung steht weiterhin zur Diskussion.

Ebenfalls im südlichen Schneverdingen-Graben hatte Ende 1997 die Bohrung **Wissels-horst Z1** (Preussag) den Wustrow- und den Elbe/Havel-Sandstein des Rotliegend gasführend aufgeschlossen. Aufgrund der schlechten Testergebnisse wurde in 1998 eine Frac-Behandlung durchgeführt. Die Förderrate konnte aber nicht in dem erhofften Umfang gesteigert werden, so dass nach wie vor keine wirtschaftliche Produktion möglich ist. Seitdem wurden keine weiteren Arbeiten an der Bohrung vorgenommen. Das Ergebnis der Bohrung steht noch aus. Das Bohrloch wurde für eventuelle Folgemaßnahmen offen gehalten.

### 1.1.2 Teilfeldsuchbohrungen

#### Gebiet Elbe-Weser (West)

Die Bohrung **Bleckmar Z1** (RWE-DEA) untersuchte die Rotliegend-Sandsteine der Elbe- und Havel-Subgruppe im Becklingen-Graben südlich des 1987 entdeckten Gasvorkommens Wardböhmen. Ihre Endteufe hatte die weit nach Südwesten abgelenkte Bohrung bei 5280 m in den Vulkaniten des Rotliegend bereits in 1999 erreicht (s. Jahresbericht 1999). Der Träger des Rotliegend, ein mäßig poröser Sandstein, der vom NLFb in die Havel-Subgruppe gestellt wird, wurde unter initialen Druckverhältnissen gasführend angetroffen. Nach der Auswertung der Testergebnisse, die eine annähernd stabilisierte Rate von 20 000 m<sup>3</sup>/h bei etwa 210 bar Kopffließdruck zeigten, wurde die Bohrung in 2000 für fündig erklärt.

Die stark nach Süden abgelenkte Bohrung **Lindhoop Z1** (RWE-DEA) hatte das Ziel, die Rotliegend-Sandsteine der Elbe- und Havel-Subgruppe an der Ostflanke des südlichen Wümmegrabens südlich des Gasfeldes Völkersen gasführend nachzuweisen. Die Bohrung hatte ihre Endteufe von 5366 m in den Sandsteinen der Havel-Subgruppe bereits in 1999 erreicht

---

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

(s. Jahresberichte 1998 und 1999). Die mäßig porösen Sandsteine der Dethlingen-Formation wurden zwar gasführend angetroffen, doch ließen die Teste keine wirtschaftliche Förderung der Bohrung erwarten, da vermutlich ein zu kleines Drainagegebiet (Compartment) erschlossen wurde. In 2000 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt und nach Nordnordwesten als **Lindhoop Z1a** abgelenkt. Das Zielgebiet der Ablenkung liegt auf der nördlich angrenzenden tektonischen Scholle, in der die Rotliegend-Sandsteine von Störungen weiträumig unbeeinflusst erwartet wurden. Die Bohrung hat die Träger wiederum gasführend und erwartungsgemäß geringfügig poröser als in der Stammbohrung aufgeschlossen und wurde in einer Teufe von 5295 m in Rotliegend-Sandsteinen, die vom NLfB der Havel-Subgruppe zugeordnet werden, eingestellt. Während eines Fördertests auf einen tieferen Abschnitt der Rotliegend-Sandsteine fielen die Raten von etwa 8000 m<sup>3</sup>/h auf ca. 6000 m<sup>3</sup>/h, der Kopffließdruck sank parallel dazu auf 291 bar ab. Die Werte hatten sich noch nicht stabilisiert. Eine wirtschaftliche Förderung ist aus diesem Trägerabschnitt nicht zu erwarten, da vermutlich auch hier ein zu kleines Drainagegebiet aufgeschlossen wurde. Für 2001 sind weitere Testarbeiten auf höhere Trägerabschnitte vorgesehen.

Ebenfalls an der Ostflanke des südlichen Wümme-Grabens 5 Kilometer südwestlich der Bohrung Lindhoop Z1/Z1a wurde die Bohrung **Verden-Ost Z1** (Wintershall) niedergebracht. Ziel waren ebenfalls die Sandsteine des Rotliegend, die in der südlichen Fortsetzung des Gasfeldes Völkersen gasführend erwartet wurden. Auf der Grundlage der seismischen Kartierungen und des Ergebnisses der Bohrung Lindhoop Z1 wurde ein Gebiet identifiziert, das als dynamisch eigenständige Einheit (Compartment) interpretiert wurde und mit dieser Bohrung erschlossen werden sollte. Aufgrund von nicht behebbaren technischen Problemen im Bereich des Salinars des Mittleren Muschelkalkes musste die Bohrung abgelenkt werden. Mit dem 2. Loch erreichte die Bohrung die Rotliegend-Sandsteine wie erwartet gasführend. Trotz der relativ hohen Durchlässigkeiten bei mäßigen Porositäten der Träger sanken während eines Fördertests die anfänglich deutlich höheren Raten und Drücke auf die nicht stabilisierten Werte von 6000 m<sup>3</sup>/h und etwa 210 bar Kopffließdruck ab. Die Testergebnisse deuten auf ein zu kleines Drainagegebiet (Compartment), aus dem keine wirtschaftliche Förderung möglich sein wird. Eine Entscheidung über weitere Maßnahmen an der Bohrung sowie ein endgültiges Ergebnis standen Ende 2000 noch aus.

#### Gebiet Weser-Ems

An der Nordflanke des Gasfeldes Bahrenborstel wurde in 1999 die Bohrung **Bahrenborstel Z13** (MEEG) abgeteuft. Mit der zweiten geologischen Ablenkung, Bahrenborstel Z13b, konnte das gasführende Staßfurt-Karbonat in mäßig poröser fazieller Ausbildung auf einer Länge von etwa 430 m nahezu horizontal aufgeschlossen werden (s. Jahresbericht 1999). Anfang 2000 wurde ein Fördertest durchgeführt. Aufgrund der Gaszusammensetzung konnte die Bohrung nur unter Zuführung von 4000 m<sup>3</sup>/h Stützgas mit einer Eigengasrate von 9000 m<sup>3</sup>/h getestet werden. Die Analyse der Gasqualität ergab einen CO<sub>2</sub>-Gehalt von 64 % bei 22 % CH<sub>4</sub>-Gehalt und zeigte, dass die Verteilung der CO<sub>2</sub>-Gehalte der Erdgase im Raum Dümmersee-Uchte komplizierter ist, als bislang angenommen. Nach der bisherigen Anschauung sollten hohe CO<sub>2</sub>-Gehalte auf die etwas südlich gelegene Region westlich des Gasfeldes Uchte beschränkt sein. Aufgrund des hohen CO<sub>2</sub>-Gehaltes des Erdgases ist keine wirtschaftliche Förderung möglich und die Bohrung wurde für nicht fündig erklärt.

## 1.2 Bohrergebnisse

Der anhaltende Rückgang in der Bohraktivität dokumentiert sich natürlich in der Anzahl der Bohrvorhaben. Bereits im Jahr 1999 erreichte die Anzahl nur noch 33 gegenüber 55 in 1998. In 2000 ging die Anzahl der in Bearbeitung befindlichen Bohrvorhaben auf 28, einschließlich aller geologischer Ablenkungen, nochmals zurück.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Explorations- und Feldesentwicklungsbohrungen mit ihren Ergebnissen zusammengestellt. Insgesamt wurden 11 Projekte öl- oder gasfündig.

Die einzige aktuelle Aufschlussbohrung, Tittmoning R1 in Süddeutschland (Anl. 1), war zum Jahresende 2000 noch nicht fertiggestellt und hatte demnach noch kein Ergebnis (inzwischen wurde sie nicht fündig gemeldet). Über die Zukunft der vor 2000 abgeteuften und bislang ohne endgültiges Ergebnis gebliebenen Aufschlussbohrungen Walsrode-Ost Z1 und Wisselshorst Z1 ist noch nicht entschieden worden.

Die aktuelle Explorationsbohrfähigkeit im südlichen Teil des Rotliegend-Gasgürtels war von unterschiedlichem Erfolg. Während die Bohrung Bleckmar Z1 südlich des Gasfeldes Wardböhmen gasfündig wurde, sind die Ergebnisse südlich des Gasfeldes Völkersen nicht sehr erfreulich. Zwar haben dort alle Bohrungen, Lindhoop Z1, Z1a und Verden-Ost Z1, Erdgas nachgewiesen und man kann von einer flächenhaften Verbreitung der Gasführung ausgehen, doch ist das Gas nach bisherigen Ergebnissen aufgrund zu kleiner Drainagegebiete (Compartments) mit diesen Bohrungen nicht wirtschaftlich förderbar. In der Zechstein-Region blieb die Bohrung Bahrenborstel Z13b an der Nordflanke des Gasfeldes Bahrenborstel erfolglos. Zwar hatte auch diese Bohrung Gas nachgewiesen, doch ist das Gas aufgrund seiner hohen CO<sub>2</sub>-Gehalte nicht wirtschaftlich förderbar. Die Fündigkeitsquote der abschließend bewerteten Teilfeldsuchbohrungen erreichte damit 33 %. (1999: 100 %, 1998: 67 %).

Vorerst abgeschlossen sind die Bohrarbeiten in der Feldesentwicklung des ersten deutschen Offshore-Erdgasfeldes in den Blöcken A6/B4 im Entenschnabel des deutschen Sektors der

Tab. 1: Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2000. Bohrlokationen s. Anl. 1 u. 2.

Name	Operator	Rechtswert	Hochwert	Status	Ziel/ Fundhorizont	ET in m	Horizont bei ET
<b>Aufschlussbohrungen (A3)</b>							
<i>Alpenvorland</i>							
Tittmoning R1	RAG	4556656	5323836	bohrt	Rupel, Aquitan	-	-
<i>Elbe-Weser (West)</i>							
Walsrode-Ost Z1*	MEEG	3543584	5860412	n.k.E.	Rotliegend	5189,9	Oberkarbon
Wisselshorst Z1*	Preussag	3546574	5865255	n.k.E.	Rotliegend	5144,3	Rotliegend
<b>Teilfeldsuchbohrungen (A4)</b>							
<i>Elbe-Weser (West)</i>							
Bleckmar Z1*	RWE-DEA	3562019	5855960	gasfündig	Rotliegend	5280,0	Rotliegend
Lindhoop Z1*	RWE-DEA	3519554	5868363	fehl	Rotliegend	5366,0	Rotliegend
Lindhoop Z1a	RWE-DEA	3519554	5868363	n.k.E.	Rotliegend	5295,0	Rotliegend
Verden-Ost Z1 (2.)	Wintershall	3522527	5864354	n.k.E.	Rotliegend	5048,5	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Bahrenborstel Z13b*	MEEG	3484157	5825817	fehl	Straßfurt-Karb.	3639,0	Zechstein

Status mit Stand vom 31. Dezember 2000; \*: Endteufe vor 2000 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis.

Nordsee. Hier konnten die beiden letzten Produktionsbohrungen des drei Bohrungen umfassenden Programms erfolgreich fertiggestellt werden. Die anderen Gasbohrungen verteilten sich auf die bekannten niedersächsischen Erdgasprovinzen in den Gebieten Elbe-Weser und Weser-Ems. Mit der Bohrung Söhlingen Z14 wurde das inzwischen dritte Tight-Gas-Projekt im Gasfeld Söhlingen fast fertiggestellt, mit dem das Erdgas eines geringpermeablen Horizonts der Lagerstätte durch den Einsatz von Horizontalbohrtechnik und multiplen Frac-Behandlungen wirtschaftlich förderbar gemacht werden soll.

Die Bohraktivität im Ölfeld Mittelplate vor der Westküste Schleswig-Holsteins wurde nicht auf dem Niveau des Jahres 1999, in dem vier Bohrungen gebohrt wurden, fortgeführt. Allerdings wurde neben einer weiteren Extended-Reach-Bohrung von Land (Dieksand 5) eine Bohrung von der Plattform aus gebohrt. Weitere Aktivitäten auf dem Erdölsektor waren in den Feldern Adorf, Emlichheim und Rühle im Westemsland sowie im Feld Barenburg zu verzeichnen.

Tab. 2: Übersicht der Feldesentwicklungsbohrungen des Jahres 2000.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
<b>Erweiterungsbohrungen (B1)</b>			
<i>Elbe-Weser (West)</i>			
Munster Z6A*	BEB	Rotliegend	fehl
<i>Weser-Ems</i>			
Brinkholz Z4*	BEB	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
<b>Produktionsbohrungen (B2)</b>			
<i>Nordsee</i>			
Nordsee A6-A 1a	Wintershall	Zechstein, Malm	gasfündig
Nordsee A6-A 3	Wintershall	Malm	gasfündig
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Dieksand 5 (2.)	RWE-DEA	Dogger	bohrt
Mittelplate-A 13	RWE-DEA	Dogger	bohrt
<i>Elbe-Weser (West)</i>			
Idsingen Z3	BEB	Rotliegend	Noch kein Ergebnis
Söhlingen Z14	MEEG	Rotliegend	Noch kein Ergebnis
Völkersen Z5	RWE-DEA	Rotliegend	gasfündig
Walsrode-West Z4 (2.)	MEEG	Rotliegend	gasfündig
<i>Weser-Ems</i>			
Barenburg 68	BEB	Dichotomiten-Sandstein	ölfündig
Päpsen Z1c*	Wintershall	Staßfurt-Karbonat	Noch kein Ergebnis
Staffhorst Z6a	Wintershall	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Visbek Z17a	MEEG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
<i>Westlich der Ems</i>			
Adorf 30 (2.)	Preussag	Bentheim-Sandstein	Ziel nicht erreicht
Adorf 30a	Preussag	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 142a (2.)	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Rühlermoor 319 (2.)	Preussag	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Rühlermoor 341(2.)	Preussag	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Rühlermoor 674b (2.)	Preussag	Bentheim-Sandstein	ölfündig

BEB – BEB Erdgas und Erdöl GmbH, Hannover

MEEG – Mobil Erdgas-Erdöl GmbH, Celle

Preussag – Preussag Energie GmbH, Lingen

RAG – Rohöl-Aufsuchungs AG, Wien

RWE-DEA – RWE-DEA AG für Mineralöl und Chemie, Hamburg

Wintershall – Wintershall AG, Kassel

Status mit Stand vom 31. Dezember 2000

\*: Endteufe vor 2000 erreicht.

### 1.3 Bohrmeterleistung

Durch den anhaltenden Rückgang der Bohraktivität sank die Bohrleistung mit 43 206 m deutlich auf den niedrigsten Stand seit 1945, der bislang mit rund 67 500 m in 1993 erreicht wurde. Wird der Zeitraum seit 1995 betrachtet, so ist abgesehen von einem leichten Anstieg in 1998 ein stetiger Abwärtstrend zu verzeichnen (Abb. 1, Tab. 3). Gegenüber dem willkürlich gewählten Mittel der vorangehenden fünf Jahre sank die Bohrleistung um mehr als 50 % gegenüber dem Vorjahr um 37 %. Gegenwärtig lässt sich kaum abzuschätzen, wie sich die Bohrmeterleistung kurz- und mittelfristig entwickeln wird. Für das laufende Jahr kann auf der Basis der geplanten Bohrprogramme und der bislang durchgeführten Bohrungen von einer leichten Erholung ausgegangen werden.

Überproportional hat die Bohrleistung auf dem Sektor der Explorationsbohrungen abgenommen. Schon in den beiden vorangehenden Jahren war die Bohrleistung auf dem Sektor der Explorationsbohrungen drastisch um ca. 12 000 Bohrmeter per Jahr gefallen. In 2000 verringerte sich die Bohrleistung nochmals um ca. 6000 Bohrmeter auf etwa 8500 Bohrmeter (Tab. 3). Dies entspricht einem Rückgang um 43 %.

Während die Bohrleistung in der Kategorie der Feldesentwicklung in den vergangenen Jahren nicht von dem allgemeinen Rückgang in der Bohraktivität betroffen war, ist auch sie in 2000 gegenüber dem Vorjahr und dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre um etwa 35 % auf etwa 35 000 m gesunken. Der Anteil der Feldesentwicklung an der gesamten Bohrleistung lag damit ähnlich wie im Vorjahr bei ungefähr 80 %. Im Rahmen von Ölprojekten wurde etwa ein Drittel der gesamten Bohrmeter abgeteuft. Auf die Bohraktivität im schleswig-holsteinischen Feld Mittelplate entfielen etwa 25 % der deutschen Bohrmeterleistung.

Wie in der Vergangenheit war der Schwerpunkt der Bohraktivität in Niedersachsen (Tab. 4). Der Anteil Niedersachsens erreichte wie im Vorjahr etwa 60 %. Die Aktivitäten in Niedersachsen verteilten sich vornehmlich auf den Bereich des Rotliegend-Gasgürtels im Gebiet Elbe-Weser und untergeordnet auf die Ölprovinz westlich der Ems und das Zechstein-Gebiet Weser-Ems (Tab.5). In Schleswig-Holstein (26 %) wurde ausschließlich im Feld Mittelplate gebohrt in der Nordsee (10 %) ausschließlich im Feld A6/B4. Erfreulich, wenn auch gering, war die wiederbelebte Bohraktivität in Bayern (4 %).

Tab. 3: Bohrmeterleistung der Jahre 1995 bis 2000, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen				Feldesentwicklungsbohrungen					
			A3		A4		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
1995	109 187	100	31 515	28,9	21 709	19,9	15 137	13,9	39 287	36,0	1 539	1,4
1996	93 782	100	13 333	14,2	29 256	31,2	15 828	16,9	34 134	36,4	1 231	1,3
1997	83 338	100	16 663	20,0	22 228	26,7	6 851	8,2	36 642	44,0	954	1,1
1998	85 887	100	4 942	5,8	22 375	26,0	12 846	15,0	44 993	52,4	732	0,9
1999	68 231	100	0	0,0	15 007	22,0	8 430	12,4	43 451	63,7	1 343	2,0
<b>2000</b>	<b>43 206</b>	<b>100</b>	<b>1 828</b>	<b>4,2</b>	<b>6 752</b>	<b>15,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>34 626</b>	<b>80,1</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>
Mittelwert 1995-1999	88 085	100	13 291	15,1	22 115	25,1	11 818	13,4	39 701	45,1	1 160	1,3

Tab. 4: Verteilung der Bohrmeterleistung des Jahres 2000 auf die Bundesländer.

Bundesland	Exploration		Feldesentwicklung			Summe	Anteil in %
	A3	A4	B1	B2	B3		
Bayern	1 828,0	-	-	-	-	1 828,0	4,2
Niedersachsen	-	6 751,5	-	19 210,0	-	25 961,5	60,1
Nordsee	-	-	-	4 419,0	-	4 419,0	10,2
Schleswig-Holstein	-	-	-	10 997,1	-	10 997,1	25,5
<b>Summe</b>	<b>1 828,0</b>	<b>6 751,5</b>	<b>-</b>	<b>34 626,1</b>	<b>-</b>	<b>43 205,6</b>	<b>100,0</b>

Tab. 5: Verteilung der Bohrmeterleistung des Jahres 2000 auf die Explorations-/Produktionsgebiete.

Gebiet	Exploration		Feldesentwicklung			Summe	Anteil in %
	A3	A4	B1	B2	B3		
Nordsee	-	-	-	4 419,0	-	4 419,0	10,2
nördlich der Elbe	-	-	-	10 997,1	-	10 997,1	25,5
Elbe-Weser (West)	-	6 751,5	-	16 087,7	-	22 839,2	52,9
Weser-Ems	-	-	-	968,0	-	968,0	2,2
westlich der Ems	-	-	-	2 154,3	-	2 154,3	5,0
Alpenvorland	1 828,0	-	-	-	-	1 828,0	4,2
<b>Summe</b>	<b>1 828,0</b>	<b>6 751,5</b>	<b>-</b>	<b>34 626,1</b>	<b>-</b>	<b>43 205,6</b>	<b>100,0</b>

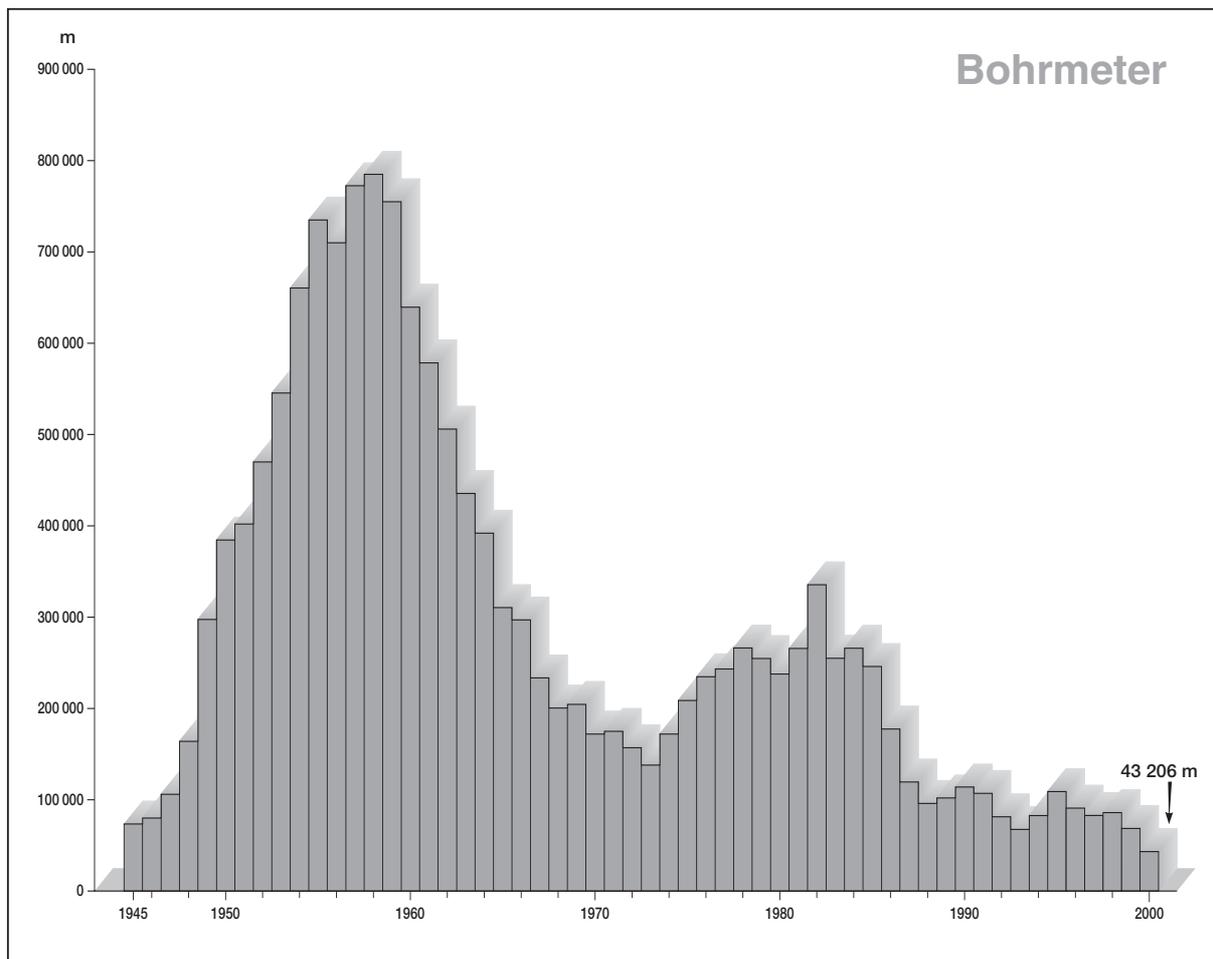


Abb. 1: Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2000 in Deutschland.

## 1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen

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

### A Explorationsbohrung (exploration well)

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

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

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

#### A2 *Basisbohrung* (deep stratigraphic test)

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

#### A3 *Aufschlussbohrung* (new field wildcat)

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

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

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

#### A5 *Wiedererschließungsbohrung* (field reactivation well)

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

## B Feldesentwicklungsbohrung (development well)

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

Sie verfolgt einen bereits produzierenden Horizont entweder im Anschluss an eine fündige Bohrung oder im Gebiet eines Erdöl- oder Erdgasfeldes bei Kenntnis unkomplizierter Lagerungsverhältnisse. Die Entfernung beträgt ein Mehrfaches des für Produktionsbohrungen angemessenen Abstandes.

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

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

### B3 Hilfsbohrungen (injection well, observation well, disposal well etc.)

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

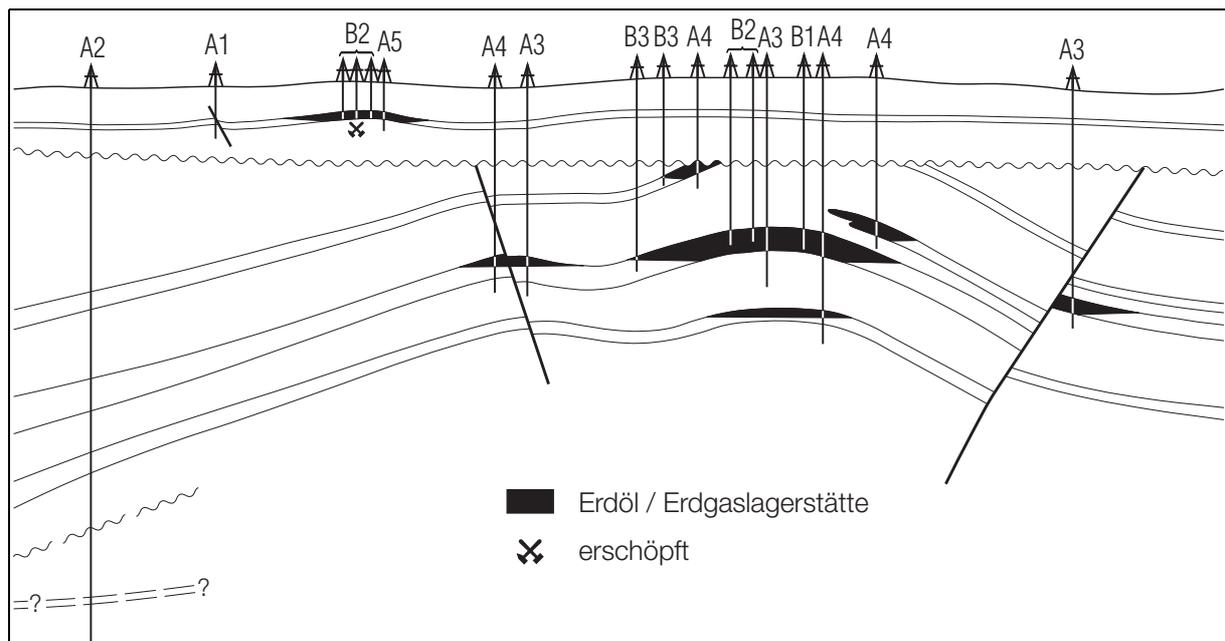


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

## 2 Geophysik

In 2000 wurden bei der Suche nach Erdgas und Erdöl in Deutschland eine Fläche von 150 km<sup>2</sup> 3D-Seismik und etwa 1500 Profilkilometer 2D-Seismik gemessen. Zusätzlich wurden etwa 500 km<sup>2</sup> mit gravimetrischen Messungen überdeckt. Eine Fläche von knapp 100 km<sup>2</sup> wurde für geochemische Analysen beprobt. Entsprechend der Explorationsbohrfähigkeit waren die Aktivitäten der geophysikalischen Vorerkundung also sehr verhalten. In Tabelle 6 ist der Umfang der durchgeführten Messungen in den Explorationsgebieten zusammengestellt.

Der Umfang der 3D-Seismik ging mit 150 km<sup>2</sup> gegenüber dem Vorjahr (460 km<sup>2</sup>) auf etwa ein Drittel zurück. Gemessen wurde lediglich ein offshore Survey, und zwar im "Entenschnabel" des deutschen Sektors der Nordsee im Erlaubnisgebiet B 20008/55 (zur Lage des Erlaubnisgebietes s. Abb. 5) des Konsortiums Amerada Hess Ltd. u.a. Für das laufende Jahr sind nach Auskunft der Erdölgesellschaften mehrere 3D-Messungen vorgesehen, die onshore wie offshore durchgeführt werden sollen und voraussichtlich eine Fläche von insgesamt etwa 1600 km<sup>2</sup> überdecken werden.

Entgegen den Erwartungen wurde ein für deutsche Verhältnisse größerer seismischer 2D-Survey in der Nordsee gemessen. Das Messgebiet besitzt einen Umfang von knapp 1500 Profilkilometern und liegt in der westlichen Hälfte des Erlaubnisgebietes B 20008/64 der PGS (Petroleum Geo-Services) ASA und TGS Nopec ASA. Demgegenüber waren die onshore durchgeführten Messungen vernachlässigbar gering. Hier waren lediglich 20 Profilkilometer in dem bayerischen Erlaubnisgebiet Rott der RWE-DEA AG zu verbuchen. In der Tab. 6 nicht aufgeführt wurden die vorbereitenden Nahlinien zu 2D-Messungen im Erlaubnisgebiet Dahlenburg der RWE-DEA AG.

Tab. 6: Seismische, gravimetrische und geochemische Messungen des Jahres 2000 (nach Angaben der explorierenden Gesellschaften und des Oberbergamtes in Clausthal-Zellerfeld).

<b>Gebiet</b>	<b>3D-Seismik</b> [km <sup>2</sup> ]	<b>2D-Seismik</b> [km]	<b>Gravimetrie</b> [Messpunkte/km <sup>2</sup> ]	<b>Geochemie</b> [Messpunkte/km <sup>2</sup> ]
Deutsche Ostsee	-	-	-	-
Deutsche Nordsee	150	1443	-	-
Nördlich der Elbe	-	-	3203 / 458	-
Zwischen Oder/Neiße und Elbe	-	-		
Zwischen Elbe und Weser (Ost)	-	-	-	-
Zwischen Elbe und Weser (West)	-	-	663 / 77	310 / 83
Zwischen Weser und Ems / Emsmündung	-	-	-	-
Westlich der Ems	-	-	-	-
Thüringer Becken	-	-	-	-
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-	-
Oberrheintal	-	-	-	-
Alpenvorland	-	20	-	-
Sonstige	-	-	-	-
<b>Summe</b>	150	1463	3866 / 535	310 / 83

Gravimetrische Messungen, die heute vielfach als Eingabedaten für dreidimensionale Modellierungen verwendet werden, mit deren Hilfe Lage und Form von Salzstöcken bestimmt wird, wurden in den letzten Jahren wieder vermehrt durchgeführt. In 2000 wurde eine Fläche von insgesamt 535 km<sup>2</sup> mit 3866 Messpunkten überdeckt. Die Surveys lagen in den Erlaubnisgebieten Heide der RWE-DEA AG und Hildesheim der Preussag Energie GmbH. Im Erlaubnisgebiet Hildesheim waren die Messungen jahresübergreifend angelegt und wurden 2000 abgeschlossen.

In dem Erlaubnisgebiet Dahlenburg der RWE-DEA AG wurde ergänzend zu der für 2001 geplanten 2D-Seismik ein eine Fläche von 83 km<sup>2</sup> an 310 Punkten für geochemische Analysen beprobt.

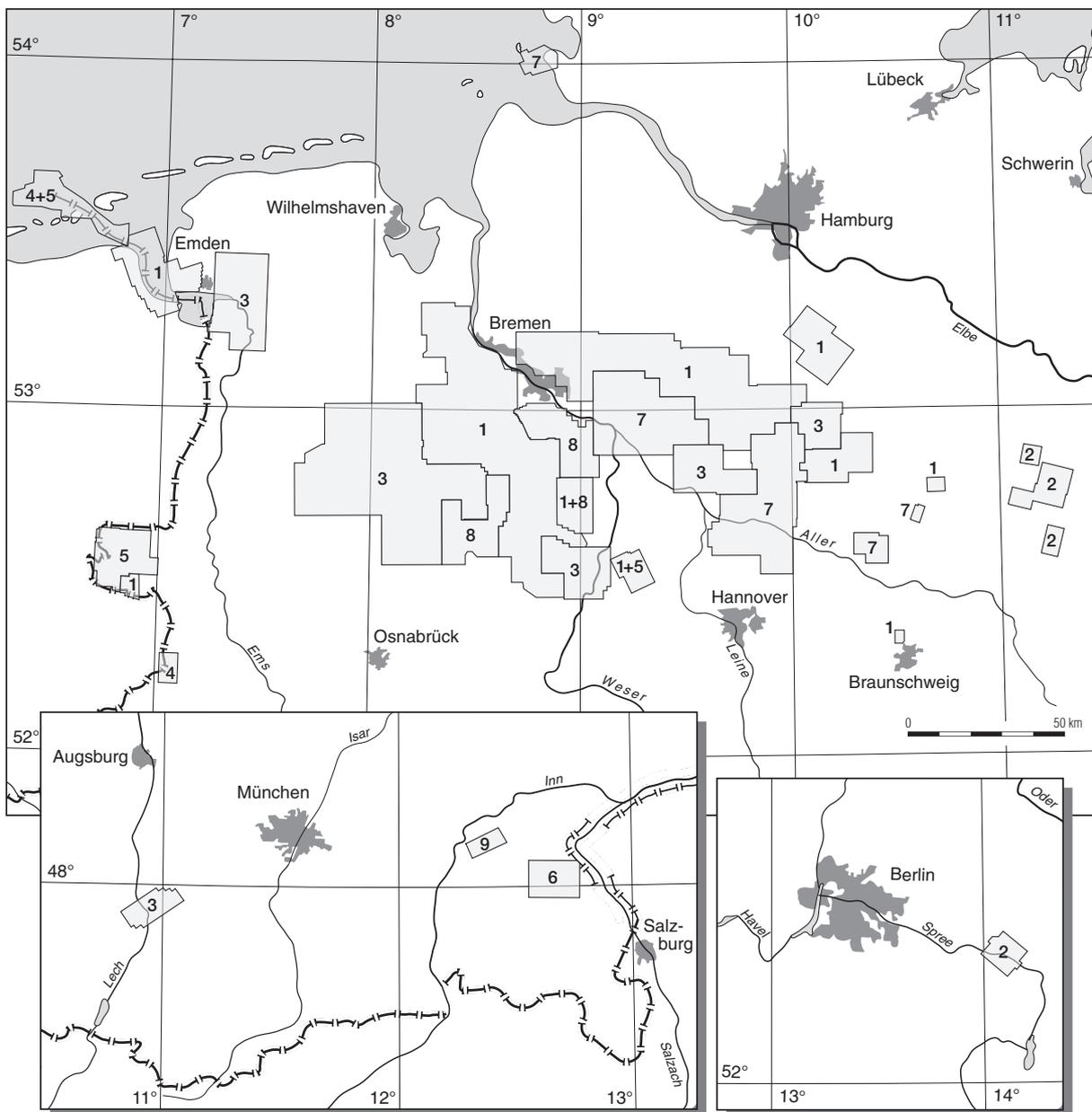


Abb.3: Lage der zu kommerziellen Zwecken mit 3D-Seismik überdeckten Flächen (ohne küstenferne Nordsee). Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: BEB, 2: EEG, 3: MEEG, 4: NAM, 5: Preussag, 6: RAG, 7: RWE-DEA, 8: Wintershall, 9: Ruhrgas.

### 3 Konzessionswesen

Dem Trend der Explorationstätigkeit folgend hat sich die zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas vergebene Konzessionsfläche in Deutschland weiter verkleinert. In mehreren Bundesländern sind Erlaubnisse abgelaufen oder wurden aufgehoben. Die Neuvergabe von Erlaubnissen resultierte mit zwei Ausnahmen aus der Neuorganisation von Erlaubnisgebieten. Im Detail ergaben sich gegenüber 1999 folgende Veränderungen (vgl. Abb. 4):

*Neu erteilt wurden die Erlaubnisse:*

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
99003	Achim	Wintershall AG	Niedersachsen
99004	Bevensen	RWE-DEA AG	Niedersachsen
00001	Thedinghausen	Wintershall AG	Niedersachsen
00002	Steinhude	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
00003	Linsburg-Verkleinerung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
00004	Altmark-Nord	EEG - Erdgas Erdöl GmbH	Niedersachsen

Quelle: zuständige Bergverwaltungen. Nr. entsprechend Abb. 4.

*Abgelaufen sind bzw. aufgehoben wurden die Erlaubnisse:*

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
012	Westdorf*	RWE-DEA AG	Niedersachsen
024	Groothusen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
138	Achim	Wintershall AG	Niedersachsen
451	Lehrte	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
540	Neustadt	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
555	Steimbke	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
560	Linsburg	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
573	Hannover-West	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
574	Weser	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
575	Rehburg-Bückeburg	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
97001	Lüneburger Heide-Süd*	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
98002	Norderland	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
20008/65	Teilblöcke L4, L5*	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Nordsee
1	München	RWE-DEA AG	Bayern
1	Westfalen-Ost	Wintershall AG	Nordrhein-Westfalen
4	Kandel	FlowTex Technologie GmbH	Rheinland-Pfalz
1	Darmstadt	RWE-DEA AG	Hessen
1	Karlsruhe	FlowTex Technologie GmbH	Baden-Württemberg

Quelle: zuständige Bergverwaltungen. Nr. entsprechend Abb. 4. \*: abgelaufen zum 31. Dezember 2000.

In Tabelle 7 sind die Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen mit Stand vom 31. Dezember 2000 zusammengestellt. In den Übersichtskarten der Abbildungen 4 und 5 ist die Lage der Erlaubnisfelder dargestellt.

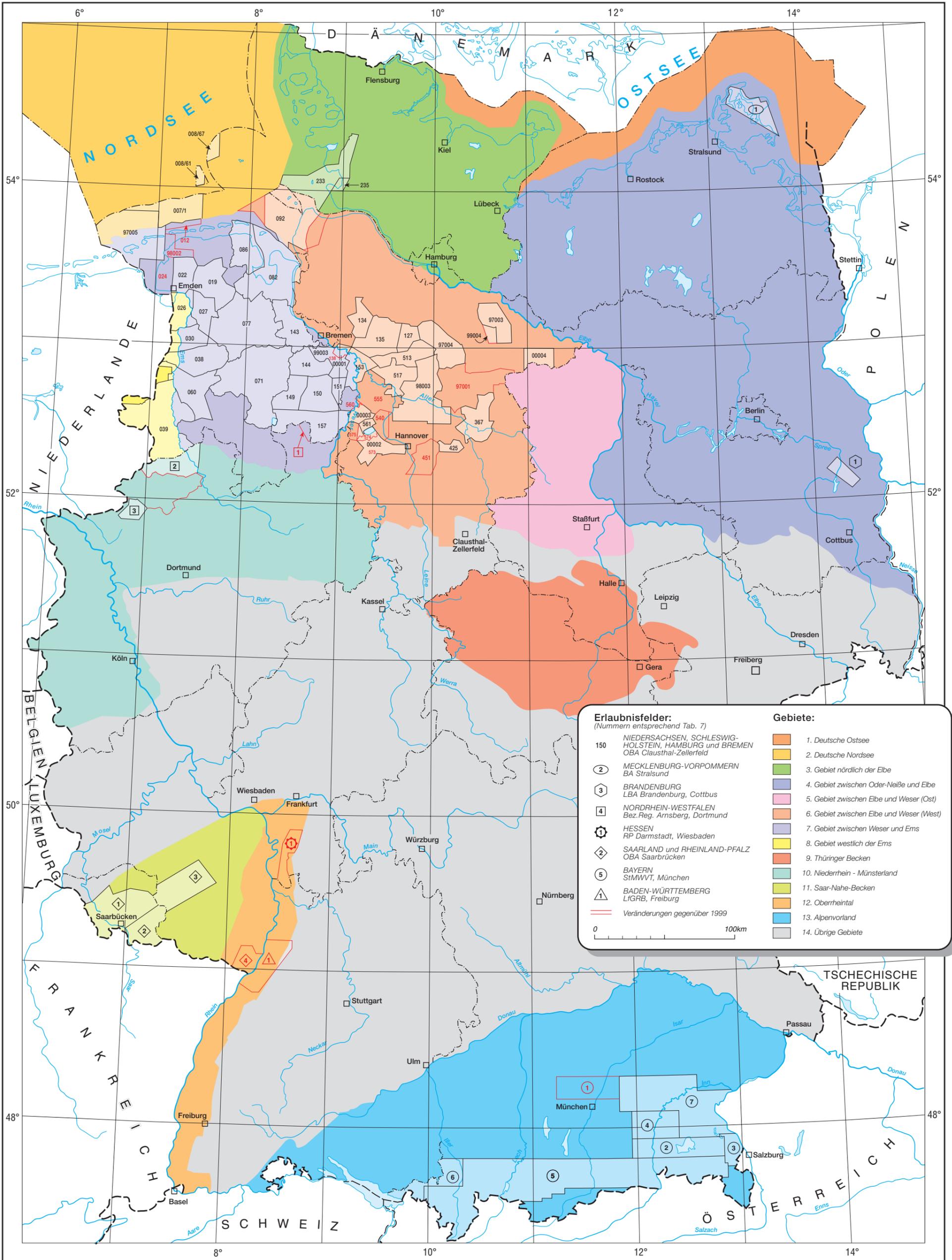
Tab. 7: Verzeichnis der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl- und Erdgas (Quelle: zuständige Bergverwaltungen).

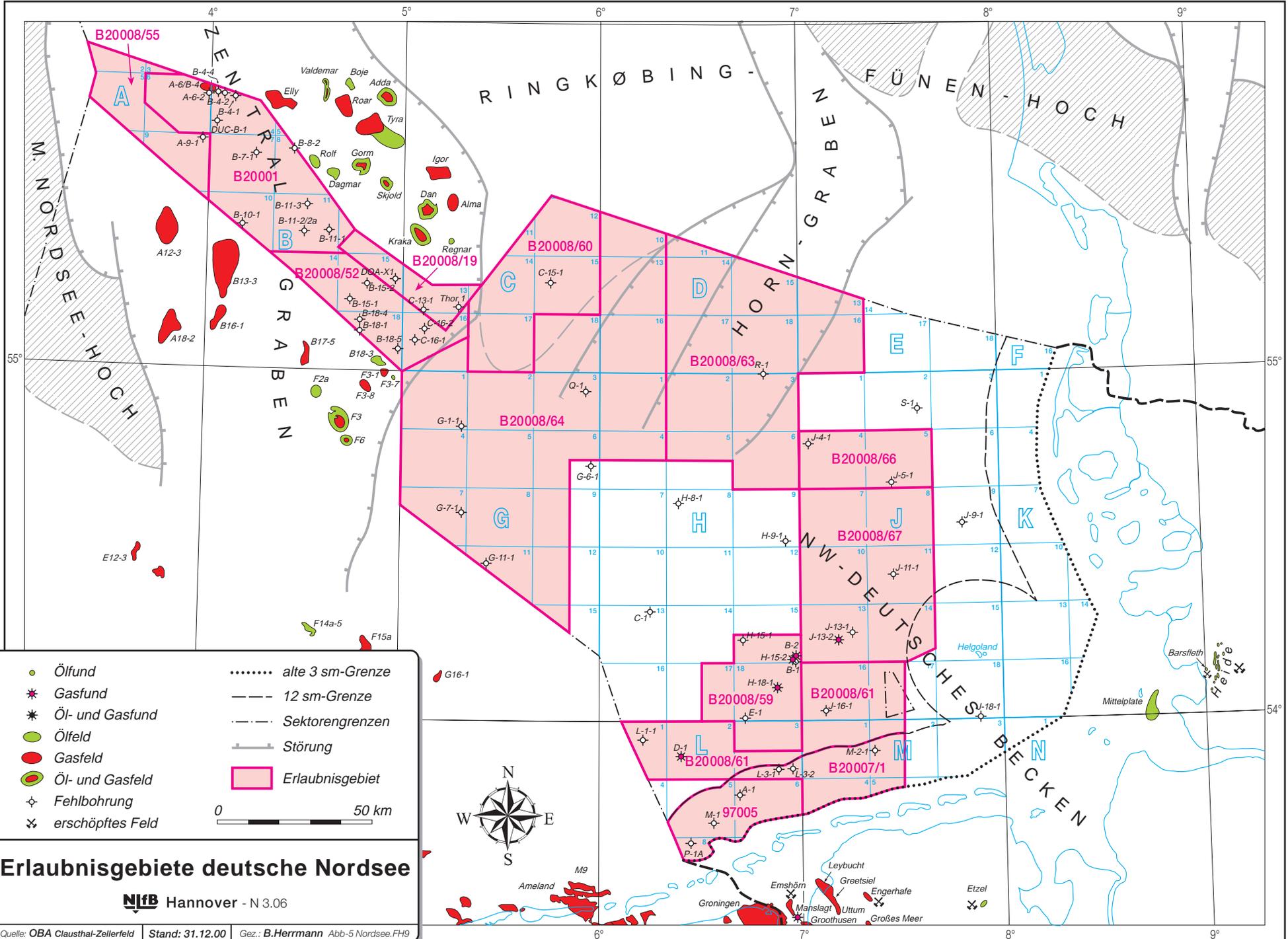
Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
<b>Oberbergamt in Clausthal-Zellerfeld</b>			
019	Strackholt	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
022	Bedekaspel	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
026	Jemgum	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
027	Leer	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
030	Wildes Moor	Wintershall AG	Niedersachsen
038	Hümmeling	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
039	Lingen	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
060	Wettrup	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
071	Münsterland	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen

Fortsetzung Tab. 7

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
077	Oldenburg	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
082	Jade-Weser	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
086	Jeverland	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
092	Cuxhaven	RWE-DEA AG	Niedersachsen
127	Schneverdingen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
134	Taaken	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
135	Rotenburg	RWE-DEA AG	Niedersachsen
143	Delmenhorst-Elsfleth	Gew. Brassert Erdgas u. Erdöl GmbH	Niedersachsen
144	Harpstedt	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
149	Ridderade-Ost	Wintershall AG	Niedersachsen
150	Scholen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
151	Staffhorst	Wintershall AG	Niedersachsen
153	Verden	RWE-DEA AG	Niedersachsen
157	Dümmersee-Uchte	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
233	Heide-Restfläche	RWE-DEA AG	Schleswig-Holstein
235	Dithmarschen	RWE-DEA AG	Schleswig-Holstein
367	Gifhorn	RWE-DEA AG	Niedersachsen
425	Hildesheim	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
513	Hamwiede	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
517	Ahrensheide	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
561	Schneeren	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
97003	Dahlenburg	RWE-DEA AG	Niedersachsen
97004	Dethlingen-Erweiterung I	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
97005	Borkum	Preussag Energie GmbH & Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
98003	Celle	RWE-DEA AG	Niedersachsen
99003	Achim	Wintershall AG	Niedersachsen
99004	Bevensen	RWE-DEA AG	Niedersachsen
00001	Thedinghausen	Wintershall AG	Niedersachsen
00002	Steinhude	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
00003	Linsburg-Verkleinerung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
00004	Altmark-Nord	EEG - Erdgas Erdöl GmbH	Niedersachsen
20001	A6, B4, B5, B7, B8, B10, B11, B12	Deutsche Nordsee-Gruppe (DNG)	Nordsee
20007/1	L2K, L3K, M1K, M2K, M4K, M5K	RWE-DEA AG	Nordsee
20008/19	B12, B15, C13, C14, C16	Maersk Öl und Gas GmbH	Nordsee
20008/52	C16, C13, B14, B15, B18	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Nordsee
20008/55	A2, A3, A5, A6, A8, A9, A12	Premier Oil BV, Amerada Hess Ltd., Dansk Olie- og Gasproduktion A/S & Newport Petroleum Corporation	Nordsee
20008/59	H15, H17, H18, L3	RWE-DEA AG	Nordsee
20008/60	C11, C12, C14, C15, C17	Maersk Öl und Gas GmbH	Nordsee
20008/61	L1, L2, L3, M1, M2, J16, J17	RWE-DEA AG	Nordsee
20008/63	D11-12, 14-15, 17-18, E13, 16, H2, 3, 5, 6	Maersk & Deutsche Shell AG	Nordsee
20008/64	C16, 18, D10, 13, 16, G1-12, 15, H1, 4	PGS ASA & TGS Nopec ASA	Nordsee
20008/66	J4, J5	North Sea Oil Company Ltd.	Nordsee
20008/67	J7, J8, J10, J11, J13, J14	EEG - Erdgas Erdöl GmbH & Gas de France	Nordsee
<b>Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie</b>			
2	Rosenheim-Traunstein	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
3	Bayerisches Voralpengebiet-Ost	Bayerische Mineralöl-Industrie AG	Bayern
4	Rott	RWE-DEA AG	Bayern
5	Südbayern	Forest Oil Germany GmbH	Bayern
6	Oberallgäu	Forest Oil Germany GmbH	Bayern
7	Salzach-Inn	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
<b>Oberbergamt für das Saarland und Rheinland-Pfalz</b>			
1	Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler	Deutsche Steinkohle AG	Saarland
2	Bliesgau	Deutsche Steinkohle AG	Saarland
3	Bergland	Resources International Corp.	Rheinland-Pfalz
<b>Bezirksregierung Arnsberg</b>			
2	Münsterland-West	Preussag Energie GmbH	Nordrhein-Westfalen
3	Raesfeld	Resources International Corp.	Nordrhein-Westfalen
<b>Landesbergamt Brandenburg</b>			
1	Beeskow 1	EEG – Erdgas Erdöl GmbH	Brandenburg
<b>Bergamt Stralsund</b>			
1	Bergen	EEG – Erdgas Erdöl GmbH	Mecklenburg-Vorpommern

# Erdöl- und Erdgaserlaubnisfelder





- Ölfund
- \* Gasfund
- \* Öl- und Gasfund
- Ölfeld
- Gasfeld
- Öl- und Gasfeld
- ◇ Fehlbohrung
- ✕ erschöpftes Feld
- ..... alte 3 sm-Grenze
- 12 sm-Grenze
- Sektorengrenzen
- Störung
- Erlaubnisgebiet

**Erlaubnisgebiete deutsche Nordsee**

**NifB** Hannover - N 3.06

Quelle: OBA Clausthal-Zellerfeld Stand: 31.12.00 Gez.: B.Herrmann Abb-5 Nordsee.FH9

Abbildung 5

## 4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Während die inländische Erdölförderung im Jahre 2000 mit 3,1 Mio. t um etwa 14 % über der des Vorjahres lag, war die Erdgasförderung mit 20 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Reingas um ca. 6 % rückläufig. Dabei deckte die heimische Erdölproduktion ca. 2,5 % des Erdölaufkommens der Bundesrepublik Deutschland von rd. 128 Mio. t, beim Erdgas betrug dieser Anteil rd. 19 % des gesamten Aufkommens von 105 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) (H<sub>o</sub> = 9,77 kWh/m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>)).

Die Schwerpunkte der heimischen Erdölförderung in 2000 lagen mit 51 % in Niedersachsen und mit rd. 43 % in Schleswig-Holstein (Tab. 8) und haben sich im Vergleich zum Vorjahr zugunsten von Schleswig-Holstein verändert. Dessen Anteil an der inländischen Förderung stieg um 10 % deutlich an, begründet durch die Weiterentwicklung des Feldes Mittelplate mit entsprechenden Fördererhöhungen durch neue Produktionsbohrungen. Diese Fördersteigerung konnte den natürlichen Förderabfall der anderen deutschen Lagerstätten mehr als kompensieren. Ermöglicht wurde sie durch die von Land abgeteufte Extended-Reach-Bohrungen Dieksand 2, 3 und 4, die ab Mitte 2000 zusammen mit weiteren Sonden zu einer optimierten und zügigen Ausbeutung der ungefähr 7 km vor der Nordseeküste liegenden Dogger-Lagerstätte Mittelplate beitragen.

Die Anzahl der Fördersonden nahm weiter ab, u. a. begründet durch den Rückbau des in Schleswig-Holstein gelegenen Feldes Plön-Ost sowie die Einstellung der Produktion im Feld Ahrensheide am Unterlauf der Aller, die aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben wurden. In 2000 begannen auch die Rückbauarbeiten der Förderanlagen von Schwedeneck-See in der Kieler Bucht, die voraussichtlich in 2001 abgeschlossen sein werden.

In der Erdgasförderung dominierte Niedersachsen mit einem Anteil von 90 % in den Fördergebieten Elbe-Weser, Weser-Ems/Emsmündung und westlich der Ems. Die Zahl der produzierenden Felder hat sich gegenüber 1999 nur unwesentlich von 93 auf 92 reduziert. Die Differenz ergibt sich aus der Produktionsaufnahme im Feld Nordsee A6/B4 und der Aufgabe der Felder Groothusen und Hohenkörben.

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion 2000.

Bundesland	Erdöl (inkl. Kondensat)		Erdgas		Erdölgas		Naturgas (Erdgas und Erdölgas)	
	[ t ]	(%)	[m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )]	(%)	[m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )]	(%)	[m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )]	(%)
Baden-Württemberg	290	0,01	0	0,00	0	0	0	0,00
Bayern	36.767	1,18	0	0,00	3.130.134	2,18	3.130.134	0,01
Brandenburg	17.008	0,55	0	0	5.452.390	3,79	5.452.390	0,03
Hamburg	19.270	0,62	0	0	22.204.034	15,45	22.204.034	0,10
Mecklenburg-Vorpommern	11.512	0,37	0	0	3.077.296	2,14	3.077.296	0,01
Niedersachsen	1.592.142	51,04	19.413.762.330	89,98	89.800.122	62,47	19.503.562.452	89,79
Nordrhein-Westfalen	1421	0,05	33.347.300	0,15	0	0	33.347.300	0,15
Nordsee	36591	1,17	306.956.016	1,42	0	0	306.956.016	1,41
Rheinland-Pfalz	76.671	2,46	0	0	2.073.877	1,44	2.073.877	0,01
Schleswig-Holstein	1.327.920	42,57	0	0	18.012.452	12,53	18.012.452	0,08
Sachsen-Anhalt	0	0	1.769.305.601	8,20	0	0	1.769.305.601	8,15
Thüringen	0	0	53.069.569	0,25	0	0	53.069.569	0,24
<b>Summe</b>	<b>3.119.593</b>	<b>100</b>	<b>21.576.440.816</b>	<b>100</b>	<b>143.750.305</b>	<b>100</b>	<b>21.720.191.121</b>	<b>100</b>

## 4.1 Erdöl

Tabelle 9 zeigt, dass die Anzahl von produzierenden Erdölfeldern gegenüber 1999 nur um ein Feld (Plön-Ost) auf nunmehr 48 Felder abgenommen hat. Gleichzeitig hat sich die Anzahl der Förderbohrungen durch Außerbetriebnahme unwirtschaftlicher Sonden bzw. durch Reparaturarbeiten um rd. 50 Sonden auf ca. 1200 reduziert.

Gegenüber dem Vorjahr (2,7 Mio. t) stieg die Förderung um 14 % auf 3,1 Mio. t an (Tab. 9, Anl. 5). Tabelle 10 zeigt eine Zusammenstellung für alle zur Zeit in Betrieb befindlichen deutschen Lagerstätten in den jeweiligen Fördergebieten. Tabellen 11 und 12 verdeutlichen, wie sich die Produktion auf die einzelnen Fördergebiete verteilte und welches die zehn förderstärksten Felder waren. Das seit 1987 produzierende Feld Mittelplate im Gebiet nördlich der Elbe stellt weiterhin das förderstärkste Feld dar. Hervorzuheben ist, dass Mittelplate im Berichtsjahr bereits mehr als 40 % der deutschen Erdölproduktion mit nur 14 Förderbohrungen erbrachte. Durch die Aufnahme der Produktion aus bestimmten Formationsabschnitten von der Landstation Dieksand aus konnte eine Fördersteigerung auf derzeit ca. 1,3 Mio. t pro Jahr bei einer statistischen Förderrate von etwa 255 t/d je Bohrung erzielt werden. Weitere Bohrungen, von der Förderinsel sowie vom Festland aus gebohrt, sollen die Kapazität des Feldes nicht nur aufrecht erhalten, sondern auf 1,5 Mio. t/a steigern.

Die in der Tabelle 12 auf den Positionen 2 bis 5 liegenden Lagerstätten befinden sich im Gebiet westlich der Ems bzw. im westlichsten Teil des Gebietes Weser-Ems. Im Vergleich zum Vorjahr erfolgte die Produktion in Rühle aus nur noch 202 Bohrungen (13 weniger) mit einer durchschnittlichen Förderrate von ca. 4,5 t/d je Bohrung, die in Bramberge aus nunmehr 41 Bohrungen (9 weniger) mit rechnerisch rund 18 t/d pro Bohrung.

In den Lagerstätten Rühle, mit den Feldesteilen Rühlermoos und Rühlertwist, sowie Georgsdorf und Emlichheim wurden zur Steigerung der Ausbeute sog. Tertiärmaßnahmen (Thermalprojekte: Dampf- oder Heiß-/Warmwasserfluten) fortgeführt. Die Mehrförderung in 2000 betrug aus 10 Projekten mit rd. 437 000 t etwa 14 % der Gesamtförderung in Deutschland.

Die Erdölförderung aus deutschen Lagerstätten stammt zu rd. 41 % aus Sandsteinen der Unterkreide, z.B. in den Feldern Barenburg, Bramberge, Emlichheim, Georgsdorf und Rühle. Etwa 50 % werden aus Sandsteinen des Dogger, der nördlich der Elbe (z.B. in Mittelplate) und zwischen Elbe und Weser (West) ölführend ist, produziert (Anl. 11).

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung in Deutschland von 1996 bis 2000.

Jahr	Erdöl/Kondensat in Mio. t	Erdölgas in Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	in Betrieb	
			Felder	Erdöl- Fördersonden
1996	2,852	153,041	71	1.434
1997	2,820	141,974	66	1.369
1998	2,895	142,864	60	1.296
1999	2,740	139,227	49	1.251
<b>2000</b>	<b>3,120</b>	<b>143,750</b>	<b>48</b>	<b>1.202</b>

## Erdölförderung (inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung\*) 2000

Land	Gebiet / Lagerstätte	Fundjahr	Operator	Förderung				Förder- sonden am 31.12.2000
				Erdöl / Kondensat in t		Erdölgas in m³ (V <sub>n</sub> )		
				2000	kumulativ	2000	kumulativ	
<b>1 Deutsche Ostsee</b>								
<b>2 Deutsche Nordsee</b>								
DNS	Nordsee A6 / B4 *	1974	Wintershall	36.591	36.591			*
	Summe Gebiet			<b>36.591</b>	<b>36.591</b>			
<b>3 Nördlich der Elbe</b>								
SH	Mittelplate	1980	RWE-DEA	1.294.684	6.173.384	17.604.252	89.734.629	14
SH	Dieksand			492.460	492.460	6.044.983	6.044.983	3
SH	Mittelplate-A			802.224	5.680.924	11.559.269	83.689.646	11
HH	Reitbrook			9.893	5.785.125	22.037.314	791.955.277	13
HH	Allermöhe	1979	Preussag	1.166	82.423	20.871	1.351.414	1
HH	Reitbrook-Alt	1937	Preussag	1.821	2.468.400	21.897.886	740.197.343	5
HH	Reitbrook-West	1960	Preussag	6.606	3.234.302	118.557	50.406.520	7
SH	Schwedeneck-See	1978	RWE-DEA	33.236	3.444.322	408.200	31.626.600	14
	aus aufgegebenen Vorkommen				16.617.664		848.967.012	
	Summe Gebiet			<b>1.337.513</b>	<b>32.020.495</b>	<b>40.049.766</b>	<b>1.762.283.518</b>	<b>41</b>
<b>4 Zwischen Oder/Neiße und Elbe</b>								
BB	Kietz	1987	EEG	17.008	31.303	5.452.390	11.193.743	2
MV	Lütow	1965	EEG	7.874	1.285.426	2.229.606	634.865.975	8
MV	Mesekehagen / Kirchdorf	1988	EEG	3.638	88.302	847.690	22.141.087	2
	aus aufgegebenen Vorkommen				1.553.991		613.929.038	
	Summe Gebiet			<b>28.520</b>	<b>2.959.022</b>	<b>8.529.686</b>	<b>1.282.129.843</b>	<b>12</b>
<b>5 Zwischen Elbe und Weser (Ost)</b>								
	aus aufgegebenen Vorkommen				20.885			
	Summe Gebiet				<b>20.885</b>			
<b>6 Zwischen Elbe und Weser (West)</b>								
NI	Ahrensheide	1964	MEEG	5.304	1.455.124	0	4.296.795	0
NI	Eddesse (-Nord)	1876	Preussag	2.788	830.475	46.281	16.043.952	15
NI	Eldingen	1949	BEB	18.841	3.171.814	73.511	26.362.553	17
NI	Hankensbüttel			69.838	14.522.584	1.425.206	356.163.760	32
NI	Mitte, Nord, Ost (Pool)	1954	BEB	38.391	2.479.760	486.276	39.052.214	11
NI	Süd	1954	RWE-DEA	31.447	12.042.824	938.930	317.111.546	21
NI	Knesebeck (Vorhop -)	1958	Preussag	23.859	3.179.921	286.640	25.328.989	22
NI	Lehrte			1.731	331.903	68.667	11.619.501	9
NI	Höver	1956	Preussag	1.731	331.903	68.667	11.619.501	9
NI	Leiferde	1956	RWE-DEA	979	2.919.454	60.516	126.971.693	5
NI	Lüben			38.663	2.128.337	235.325	11.831.934	12
NI	Bodenteich	1960	BEB	1.312	63.850	1.511	233.822	1
NI	Lüben / Lüben-West	1955	BEB	37.351	2.064.487	233.814	11.598.112	11
NI	Nienhagen			4.794	3.622.283	24.810	2.439.741	9
NI	Nienhagen, Elwerath	1861	BEB	4.794	3.622.283	24.810	2.439.741	9
NI	Ölheim-Süd			25.095	1.365.290	1.105.866	49.547.531	20
NI	Ölheim-Süd, Rhät	1960	Preussag	347	31.879	6.152	793.492	1
NI	Ölheim-Süd, Unterkreide	1968	Preussag	24.748	1.333.411	1.099.714	48.754.039	19
NI	Rühme	1954	BEB	42.814	1.837.840	265.359	17.425.391	38
NI/HH	Sinstorf			11.312	2.905.109	194.880	52.183.805	5
NI/HH	Groß Hamburg	1960	Preussag	4.027	1.896.301	69.376	33.934.872	1
NI/HH	Meckelfeld-West	1960	Preussag	5.600	698.841	96.463	12.648.619	3
NI/HH	Sottorf-Ost	1960	Preussag	1.685	309.968	29.041	5.600.314	1
NI	Thönse *	1952	BEB	3.997	166.530	0	0	*
NI	Vorhop	1952	Preussag	21.291	2.686.892	4.026.048	142.851.807	24
NI	Wittingen-Südost	1970	Preussag	799	70.634	0	1.048.152	1
NI	Kondensat aus der Erdgasförderung			3.302	32.372			
	aus aufgegebenen Vorkommen				33.566.477		1.196.254.905	
	Summe Gebiet			<b>275.405</b>	<b>74.793.040</b>	<b>7.813.109</b>	<b>2.040.370.509</b>	<b>209</b>
<b>7 Zwischen Weser und Ems</b>								
NI	Barenburg	1953	BEB	56.207	6.513.158	2.535.423	484.556.895	34
NI	Bockstedt	1954	Wintershall	25.568	3.353.739	800.732	59.205.127	16
NI	Börger / Werlte	1977	Preussag	441	123.690	19.700	6.149.067	1
NI	Bramberge			267.556	17.663.670	20.418.000	908.887.250	47
NI	Bramhar	1957	Preussag	207.683	13.265.642	15.108.707	710.164.963	36
NI	Osterbrock	1958	Preussag	11.863	1.241.143	1.036.010	55.968.386	3
NI	Wettrup	1958	Preussag	48.010	3.156.884	4.273.283	142.753.901	8

Land	Gebiet / Lagerstätte	Fundjahr	Operator	Förderung				Förder- sonden am 31.12.2000
				Erdöl / Kondensat in t		Erdölgas in m³ (V <sub>n</sub> )		
				2000	kumulativ	2000	kumulativ	
Fortsetzung Gebiet 7: Zwischen Weser und Ems								
NI	Düste			27.840	6.104.140	819.565	194.322.863	45
NI	Aldorf	1952	Wintershall	6.639	2.385.450	208.216	119.373.415	14
NI	Düste-Valendis	1954	Wintershall	9.926	1.683.271	308.127	28.390.970	23
NI	Wietingsmoor	1954	BEB	11.275	2.035.419	303.222	46.558.478	8
NI	Groß Lessen	1969	BEB	18.157	3.265.562	1.075.880	80.805.131	5
NI	Hemmelte-West	1951	MEEG	6.521	2.229.141	871.668	217.382.229	12
NI	Liener-Garen	1953	MEEG	782	101.688	32.700	6.901.358	3
NI	Löningen			7.799	617.207	3.958.534	307.492.338	6
NI	Löningen	1959	MEEG	3.599	455.191	2.638.288	283.929.693	3
NI	Löningen-West	1961	MEEG	4.200	162.016	1.320.246	23.562.645	3
NI	Matrum	1982	MEEG	4.898	157.014	1.186.914	13.634.377	4
NI	Siedenburg	1957	MEEG	10.057	1.007.979	412.661	60.584.629	14
NI	Sögel	1983	Preussag	702	24.127	34.100	1.225.511	2
NI	Sulingen-Valendis	1973	BEB	9.233	941.718	54.3.808	20.856.425	8
NI	Vechta			11.597	2.326.119	2.375.325	590.916.279	14
NI	Hagen	1957	MEEG	651	132.312	45.042	10.543.738	1
NI	Harne	1956	MEEG	547	341.702	48.093	51.255.578	1
NI	Welppe	1957	MEEG	10.400	1.852.105	2.282.190	529.116.963	12
NI	Voigtei / Voigtei-Süd	1953	MEEG	35.877	3.918.432	6.936.960	324.617.069	69
NI	Wehrbleck / Wehrbleck-Ost	1957	BEB	15.610	2.554.529	1.342.815	274.057.139	12
NI	Kondensat aus der Erdgasförderung			1.927	111.481			
	aus aufgegebenen Vorkommen				4.459.639		316.137.556	
	Summe Gebiet			<b>500.772</b>	<b>55.473.033</b>	<b>43.364.785</b>	<b>3.867.731.243</b>	<b>292</b>
<b>8 Westlich der Ems</b>								
NI	Adorf	1948	Preussag	18.119	1.536.526	793.738	52.706.330	10
NI	Emlichheim	1944	Wintershall	172.966	8.272.194	2.151.254	72.583.476	90
NI	Georgsdorf	1944	BEB	169.276	17.244.652	1.241.600	1.647.551.000	166
NI	Meppen / M.-Schwefingen	1960	BEB	65.519	2.766.548	3.163.900	126.201.400	22
NI	Rühle			335.777	29.961.987	15.584.830	1.129.180.838	202
NI	Rühlermoor-Valendis	1949	BEB	301.159	24.746.350	14.271.800	1.036.565.600	170
NI	Rühlermoor-Valendis	1949	Preussag	34.618	5.215.637	1.313.030	92.615.238	32
NI	Scheerhorn	1949	Preussag	61.168	8.343.119	4.679.226	473.985.728	59
NI	Kondensat aus der Erdgasförderung			2.818	328.482			
	aus aufgegebenen Vorkommen				4.169.749		1.040.531.214	
	Summe Gebiet			<b>825.643</b>	<b>72.623.256</b>	<b>38.788.948</b>	<b>4.542.739.986</b>	<b>549</b>
<b>9 Thüringer Becken</b>								
TH	aus aufgegebenen Vorkommen				49.365		20.069.000	
	Summe Gebiet				<b>49.365</b>		<b>20.069.000</b>	
<b>10 Niederrhein-Münsterland</b>								
NW	Ochtrup *	1990	Preussag	1.421	7.198			*
	Summe Gebiet			<b>1.421</b>	<b>7.198</b>			
<b>11 Saar-Nahe-Becken</b>								
<b>12 Oberrhein</b>								
RP	Eich / Königsgarten	1959	BEB	38.308	1.167.083	928.342	25.557.814	11
RP	Landau	1955	Wintershall	36.883	4.152.778	558.576	10.738.073	80
RP	Rülzheim	1984	Wintershall	1.480	30.239	586.959	9.047.712	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				1.643.169		36.228.316	
	Summe Gebiet			<b>76.671</b>	<b>6.993.269</b>	<b>2.073.877</b>	<b>81.571.915</b>	<b>92</b>
<b>13 Alpenvorland</b>								
BY	Aitingen			28.377	1.050.415	2.338.434	70.545.234	3
BY	Aitingen	1976	Wintershall	27.687	1.014.784	2.338.434	70.545.234	3
BY	Aitingen (Erdölgas-Kondensat)	1976	Wintershall	690	35.631	0	0	0
BY	Darching			4.055	107.646	791.700	20.367.000	1
BY	Holzkirchen	1969	RWE-DEA	4.055	107.646	791.700	20.367.000	1
BY	Hebertshausen	1982	RWE-DEA	4.275	105.570	0	0	1
	Leichtöl (Gasspeicher)			350	9.343			
	aus aufgegebenen Vorkommen				8.338.295		2.359.431.422	
	Summe Gebiet			<b>37.057</b>	<b>9.611.269</b>	<b>3.130.134</b>	<b>2.450.343.657</b>	<b>7</b>
<b>48 ** Summe</b>				<b>3.119.593</b>	<b>254.587.423</b>	<b>143.750.305</b>	<b>16.047.239.671</b>	<b>1.202</b>

Erläuterungen

aus aufgegebenen Vorkommen

(nicht mehr in Förderung befindliche Lagerstätten)

\* Erdgasfeld mit Kondensatproduktion  
(Rohgasmenge und Anzahl der Sonden der  
Erdgasfelder s. Tab. 14)\*\* Anzahl der Erdölfelder  
(mit Produktion in 2000)\*) Erdölgas (Rohgas)  
(fällt bei der Erdölförderung als Begleitgas an)

Abkürzungen

Bundesland

BB Brandenburg  
BW Baden-Württemberg  
BY Bayern  
HE Hessen  
HH Hamburg  
MV Mecklenburg-Vorpommern  
NI Niedersachsen  
NW Nordrhein-Westfalen  
RP Rheinland-Pfalz  
SH Schleswig-Holstein  
ST Sachsen-Anhalt  
TH Thüringen

DNS Deutsche Nordsee

Operator

BEB Erdgas und Erdöl GmbH  
EEG EEG - Erdgas Erdöl GmbH  
MEEG Mobil Erdgas-E

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 1998 bis 2000 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	Erdölförderung							
	1998		1999		2000		kumulativ	
	[ t ]	(%)	[ t ]	(%)	[ t ]	(%)	[ t ]	(%)
Nordsee	0	0	0	0	36.591	1,2	36.591	0,0
Nördlich der Elbe	905.133	31,3	924.375	29,6	1.337.513	42,9	32.020.495	12,6
Zwischen Oder/Neiße und Elbe	20.524	0,7	16.326	0,5	28.520	0,9	2.959.022	1,2
Zwischen Elbe und Weser (Ost)	0	0	0	0	0	0	20.885	0,0
Zwischen Elbe und Weser (West)	326.511	11,3	295.718	9,5	275.405	8,8	74.793.040	29,4
Zwischen Weser und Ems	539.213	18,6	508.989	16,3	500.772	16,1	55.473.033	21,8
Westlich der Ems	940.949	32,5	861.214	27,6	825.643	26,5	72.623.256	28,5
Thüringer Becken	0	0	0	0	0	0	49.365	0,0
Niederrhein-Münsterland	0.845	0,0	1.110	0,0	1.421	0,0	7.198	0,0
Oberrhintal	119.127	4,1	92.103	3,0	76.671	2,5	6.993.269	2,7
Alpenvorland	42.224	1,5	40.239	1,3	37.057	1,2	9.611.269	3,8
<b>Summe</b>	<b>2.894.526</b>	<b>100,0</b>	<b>2.740.074</b>	<b>87,83</b>	<b>3.119.593</b>	<b>100</b>	<b>254.587.423</b>	<b>100</b>

Tab. 12: Jahresförderungen 1999 und 2000 der förderstärksten Erdölfelder in Deutschland.

Land	Lagerstätte	Erdölförderung						Förder- sonden in 2000
		1999		2000		kumulativ		
		[ t ]	(%) *	[ t ]	(%)*	[ t ]	(%) *	
SH	Mittelplate	823.446	30,1	<b>1.294.684</b>	41,5	6.173.384	2,4	14
NI	Rühle	366.061	13,4	<b>335.777</b>	10,8	30.990.361	12,2	202
NI	Bramberge	267.036	9,7	<b>267.556</b>	8,6	17.663.670	6,9	41
NI	Emlichheim	161.443	5,9	<b>172.966</b>	5,5	8.272.194	3,2	90
NI	Georgsdorf	169.324	6,2	<b>169.276</b>	5,4	17.244.652	6,8	166
NI	Hankensbüttel	74.127	2,7	<b>69.838</b>	2,2	14.522.584	5,7	32
NI	Meppen	76.635	2,8	<b>65.519</b>	2,1	2.766.548	1,1	22
NI	Scheerhorn	65.636	2,4	<b>61.168</b>	2,0	8.343.119	3,3	59
NI	Barenburg	54.207	2,0	<b>56.207</b>	1,8	6.513.158	2,6	34
NI	Rühme	43.996	1,6	<b>42.814</b>	1,4	1.837.840	0,7	38

\*Anteil an der Gesamtförderung in Deutschland

## 4.2 Erdgas

Die Erdgasförderung lag mit 21,7 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Rohgas (natürlicher Brennwert) bzw. rd. 20 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Reingas etwa 6 % unter dem Vorjahresniveau. Tabelle 13 zeigt die Entwicklung der Naturgasförderung der letzten 5 Jahre.

Ende des Jahres 2000 waren insgesamt 92 Erdgaslagerstätten mit 556 Sonden in Betrieb (Tab. 13, Anl. 6).

Das bereits in den 70er Jahren entdeckte Offshore-Feld Nordsee A6/B4 hat im Herbst 2000 die Produktion aufgenommen. Eingestellt wurde die Produktion dagegen in den unwirtschaftlich gewordenen Feldern Groothusen an der Emsmündung und dem Feld Hohenkörben im Emsland. Tabelle 14 zeigt eine Aufstellung aller zur Zeit in Produktion stehenden Erdgasfelder, einschließlich vorhandener Teilfelder und einschließlich dreier bekannter aber noch nicht entwickelter Erdgasfelder im Gebiet zwischen Oder/Neiße und Elbe. Die überwiegende Zahl der produzierenden Erdgasfelder (89 %) und fördernden Erdgassonden (63 %) lag in Niedersachsen, und zwar in den Gebieten Elbe-Weser (West), Weser-Ems und westlich der Ems (Tab. 14 und 15).

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung in Deutschland von 1996 bis 2000.

Jahr	Erdgasförderung (Rohgas)			in Betrieb	
	Erdgas [Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )]	Erdölgas [Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )]	Gesamt (Naturgas) [Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )]	Felder	Fördersonden
1996	23.057,692	153,041	23.210,733	121	633
1997	22.472,829	141,974	22.614,804	111	563
1998	21.823,780	142,864	21.966,644	108	574
1999	22.932,997	139,227	23.072,224	93*	549
<b>2000</b>	<b>21.576,441</b>	<b>143,750</b>	<b>21.720,191</b>	<b>92</b>	<b>556</b>

\* ab 1999 neue Zuordnung bei den Erdgasfeldern bzw. Teilfeldern

Tabelle 16 zeigt die Jahresförderung 2000 und kumulative Produktion der zehn förderstärksten Lagerstätten. Wie im Vorjahr lagen die Felder Rotenburg-Taaken, Goldenstedt/Visbek und Söhlingen vor Salzwedel-Peckensen (Elbe-Weser, Ost) an der Spitze. Bei den mit natürlichem Brennwert angegebenen Rohgasmengen ist zu berücksichtigen, dass das Erdgas von Salzwedel-Peckensen einen um mehr als die Hälfte geringeren Energieinhalt aufweist als z.B. das von Söhlingen.

Die deutsche Erdgasförderung stammte zu rd. 42 % aus dem Zechstein und zu rd. 44 % aus dem Rotliegend des Perm; ca. 14 % wurden aus Sandsteinen des Jura, der Trias und des Karbon produziert (Anl. 12).

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung 1998 bis 2000 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	Erdgasförderung (Rohgas)					
	1998		1999		2000	
	[1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )]	(%)	[1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )]	(%)	[1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )]	(%)
Nordsee	0	0	0	0	<b>306.956</b>	1,42
Zwischen Elbe und Weser (Ost)	2.302.931	10,55	1.987.956	8,67	<b>1.769.306</b>	8,20
Zwischen Elbe und Weser (West)	8.209.512	37,62	9.110.011	39,72	<b>8.275.827</b>	38,36
Zwischen Weser und Ems	10.830.421	49,63	11.416.873	49,78	<b>10.792.696</b>	50,02
Westlich der Ems	360.083	1,65	337.407	1,47	<b>345.240</b>	1,60
Thüringer Becken	90.808	0,42	51.729	0,23	<b>53.070</b>	0,25
Niederrhein-Münsterland	20.355	0,09	25.808	0,11	<b>33.347</b>	0,15
Alpenvorland	9.670	0,04	3.214	0,01	<b>0</b>	0,00
<b>Summe</b>	<b>21.823.780</b>	100	<b>22.932.997</b>	100	<b>21.576.441</b>	100

Tab. 16: Jahresförderungen 2000 der förderstärksten Erdgasfelder in Deutschland.

Land	Lagerstätte	Formation	Erdgasförderung (Rohgas)				Förder- sonden in 2000
			2000		kumulativ		
			[1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )]	(%) *	[1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )]	(%) *	
NI	Rotenburg-Taaken	Rotliegend	<b>2.769.468</b>	12,8	29.180.431	3,7	29
NI	Goldenstedt/Visbek	Zechstein	<b>2.024.190</b>	9,4	40.704.801	5,2	20
NI	Söhlingen	Rotliegend	<b>1.856.214</b>	8,6	25.616.485	3,3	19
ST	Salzwedel	Rotliegend	<b>1.739.921</b>	8,1	198.692.593	25,2	171
NI	Hemmelte/Kneheim/Vahren	Zechstein	<b>1.684.133</b>	7,8	19.996.040	2,5	10
NI	Hengstlage	Buntsandstein	<b>1.231.269</b>	5,7	56.292.856	7,2	14
NI	Walsrode/Idsingen	Rotliegend	<b>895.741</b>	4,2	3.554.259	0,5	9
NI	Siedenburg-West/Hesterberg	Zechstein	<b>864.211</b>	4,0	17.211.040	2,2	7
NI	Völkersen	Rotliegend	<b>748.502</b>	3,5	3.686.320	0,5	8
NI	Dethlingen	Rotliegend	<b>712.356</b>	3,3	17.578.068	2,2	9

\*Anteil an der Gesamtförderung in Deutschland

Erdgasförderung 2000 (Rohgas ohne Erdölgas)

Land	Gebiet / Lagerstätte	Fundjahr	Operator	Förderung Rohgas in m³ (V <sub>0</sub> )		Förder-sonden am 31.12.2000
				2000	kumulativ	
<b>1 Deutsche Ostsee</b>						
<b>2 Deutsche Nordsee</b>						
DNS	Nordsee A6 / B4	1974	Wintershall	306.956.016	331.084.376	3
	Summe Gebiet			<b>306.956.016</b>	<b>331.084.376</b>	<b>3</b>
<b>3 Nördlich der Elbe</b>						
HH	aus aufgegebenen Vorkommen				231.000.000	
	Summe Gebiet				<b>231.000.000</b>	
<b>4 Zwischen Oder / Neiße und Elbe</b>						
MV	Heringdorf	1981	EEG		11.400.000	
BB	Leibsch	1986	EEG		7.496.224	
BB	Märkisch-Buchholz	1986	EEG		19.180.000	
	aus aufgegebenen Vorkommen				909.526.744	
	Summe Gebiet				<b>947.602.968</b>	
<b>5 Zwischen Elbe und Weser (Ost)</b>						
ST	Großer Falstee	1961	EEG	20.217.223	265.840.966	2
ST	Salzwedel			1.739.921.023	198.692.592.775	171
ST	Altensalzwedel	1976	EEG	115.476.939	9.038.355.928	13
ST	Heidberg-Mellin	1971	EEG	316.325.016	32.354.055.947	48
ST	Mellin-Süd	1971	EEG	13.759.718	375.506.229	1
ST	Riebau	1972	EEG	188.562.792	12.870.610.407	14
ST	Salzwedel-Peckensen	1968	EEG	1.005.805.649	139.571.687.824	83
ST	Winkelstedt	1971	EEG	94.483.631	3.627.302.559	10
ST	Zethlingen	1971	EEG	5.507.278	855.073.881	2
ST	Sanne	1981	EEG	9.167.355	279.552.480	1
ST	aus aufgegebenen Vorkommen				182.126.000	
ST	Summe Gebiet			<b>1.769.305.601</b>	<b>199.420.112.221</b>	<b>174</b>
<b>6 Zwischen Elbe und Weser (West)</b>						
NI	Alvern / Munsterlager			171.854	110.214.731	1
NI	Munsterlager	1978	BEB	171.854	110.214.731	1
NI	Bahnsee	1969	Wintershall	189.340	137.621.010	1
NI	Becklingen / Wardböhmen *			84.199.631	1.541.719.988	3
NI	Becklingen *	1985	RWE-DEA	41.431.819	908.793.173	1
NI	Bleckmar	1999	RWE-DEA	8.936.025	10.118.025	1
NI	Wardböhmen *	1987	RWE-DEA	33.831.787	622.808.790	1
NI	Dethlingen *			712.356.072	17.578.067.542	9
NI	Munster *	1973	BEB	48.311.682	6.023.098.132	1
NI	Munster-Nord *	1977	BEB	317.668.148	3.079.560.264	2
NI	Munster-SW *	1978	BEB	270.320.381	6.050.160.693	2
NI	Osterheide	1998	RWE-DEA	50.122.543	108.753.755	2
NI	Schmarbeck *	1971	BEB	25.933.318	2.316.494.698	2
NI	Dreilingen	1978	Wintershall	4.073.280	252.773.241	1
NI	Einloh *	1988	MEEG	10.945.240	230.820.885	1
NI	Hamwiede *			74.716.976	1.484.827.189	3
NI	Hamwiede (Karbon)	1978	BEB	74.716.976	1.484.827.189	3
NI	Husum / Schneeren			546.270.401	4.252.025.814	8
NI	Husum (Karbon)	1986	BEB	416.963.301	3.312.826.314	3
NI	Schneeren (Karbon)	1991	Preussag	113.789.700	834.114.900	3
NI	Schneeren-West (Karbon)	1991	Preussag	15.517.400	105.084.600	2
NI	Imbrock	1995	BEB	90.765.475	503.672.092	2
NI	Ostervede *	1983	MEEG	7.986.616	117.238.312	1
NI	Rotenburg-Taaken *			2.769.467.932	29.180.431.150	29
NI	Böttersen (BEB Anteil) *	1987	BEB	501.907.466	4.716.192.507	5
NI	Böttersen (RWE-DEA Anteil) *	1991	RWE-DEA	320.282.362	2.315.713.179	3
NI	Borchel *	1984	BEB	133.707.533	1.410.657.061	1
NI	Bornkamp *	1987	BEB	2.869.320	206.695.355	1
NI	Hemshünde *	1986	RWE-DEA	830.917.816	9.125.077.842	6
NI	Höhns Moor *	1988	RWE-DEA	60.230.342	969.603.924	1
NI	Langenhörn *	1987	RWE-DEA	35.879.339	746.361.413	1
NI	Mulshorn (Z1 - Z5) *	1984	BEB	413.592.498	3.627.352.004	4
NI	Mulshorn Z3a *	1996	BEB	124.820.452	713.298.192	1
NI	Mulshorn Z6 *	1996	BEB	70.615.148	257.602.332	1
NI	Preysmühle-Hastedt *	1984	BEB	3.435.570	324.030.698	1
NI	Taaken *	1982	BEB	143.603.504	2.642.866.728	2
NI	Westerholz *	1985	RWE-DEA	21.481.422	976.655.494	1
NI	Worth *	1988	BEB	106.125.160	1.148.324.421	1
NI	Schneeren-Ost (Zechstein)	1991	Preussag	49.390.100	371.938.700	1
NI	Söhlingen *			1.856.213.977	25.616.485.460	19
NI	Grauen *	1982	BEB	42.824.351	1.171.368.097	1
NI	Söhlingen *	1980	MEEG	1.319.709.084	15.678.343.819	11
NI	Söhlingen-Ost *	1981	BEB	493.680.542	8.766.773.544	7
NI	Soltau / Friedrichseck *			267.162.282	4.871.856.548	6
NI	Soltau *	1984	BEB	48.700.981	3.061.885.386	3
NI	Friedrichseck *	1990	BEB	218.461.301	1.809.971.162	3
NI	Thönse (Jura) *	1952	BEB	42.451.672	1.988.795.403	6
NI	Thönse (Keuper) *	1952	BEB	29.575.086	1.049.107.557	2
NI	Völkersen / Völkersen-Nord *			748.502.263	3.686.319.569	8
NI	Völkersen *	1992	RWE-DEA	577.684.122	2.904.038.364	4
NI	Völkersen-Nord *	1993	RWE-DEA	170.818.141	782.281.205	1
NI	Walsrode / Ildingen *			895.741.441	3.554.259.028	9
NI	Ildingen	1996	BEB	306.159.182	852.425.580	2
NI	Walsrode *	1980	MEEG	343.783.964	1.287.375.492	5
NI	Walsrode-West *	1990	MEEG	245.798.295	1.414.457.956	2
NI	Weissenmoor *	1997	RWE-DEA	85.647.231	263.358.055	2
NI	aus aufgegebenen Vorkommen				14.679.210.610	
NI	Summe Gebiet			<b>8.275.826.869</b>	<b>111.470.742.884</b>	<b>112</b>

Land	Gebiet / Lagerstätte	Fundjahr	Operator	Förderung Rohgas in m³ (V <sub>0</sub> )		Förder-sonden am 31.12.2000
				2000	kumulativ	
<b>7 Zwischen Weser und Ems</b>						
NI	Apeldorn	1964	Preussag	144.353.000	4.028.005.260	3
NI	Bahrenborstel / Uchte			69.230.980	2.610.272.792	4
NI	Bahrenborstel (Buntsandstein)	1962	MEEG	61.037.055	2.394.355.353	3
NI	Uchte (Buntsandstein)	1981	MEEG	8.193.925	215.917.439	1
NI	Bahrenborstel (Zechstein)	1962	MEEG	112.220.099	3.176.405.011	3
NI	Barrien (Buntsandstein)	1964	Wintershall	147.525.080	11.553.275.804	7
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt	1977	BEB	309.668.511	6.883.507.161	6
NI	Brettorf (Zechstein)	1977	BEB	24.804.206	1.072.839.285	2
NI	Brinkholz (Zechstein)	1982	BEB	212.644.315	2.170.326.237	3
NI	Neerstedt (Zechstein)	1981	BEB	72.219.990	3.640.341.639	1
NI	Buchhorst / Barenburg			41.990.590	4.147.465.150	4
NI	Buchhorst (Buntsandstein)	1959	MEEG	3.024.375	313.526.372	1
NI	Barenburg (Buntsandstein)	1961	MEEG	38.966.215	3.833.938.778	3
NI	Buchhorst / Barenburg			352.250.922	15.126.261.249	7
NI	Buchhorst (Zechstein)	1959	MEEG	99.140.293	8.003.650.439	3
NI	Barenburg (Zechstein)	1961	MEEG	253.110.629	7.122.610.810	4
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	BEB	99.746.906	7.714.112.623	4
NI	Cappeln (Karbon)	1970	BEB	9.090.267	176.424.410	1
NI	Deblinghausen (Zechstein)	1958	MEEG	68.177.388	2.039.372.037	1
NI	Dötlingen (Zechstein)	1965	BEB	215.371.609	14.560.366.628	5
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Wintershall	18.266.695	682.196.564	5
NI	Düste (Karbon)	1996	Wintershall	4.535.645	25.322.755	1
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	BEB	17.534.780	1.181.555.478	2
NI	Goldenstedt / Visbek *			2.024.190.143	40.704.801.034	20
NI	Goldenstedt (Zechstein)	1959	BEB	829.198.295	9.180.625.160	9
NI	Visbek (Zechstein)	1963	BEB	1.194.991.848	31.524.175.874	11
NI	Goldenstedt / Oythe *			78.047.059	2.031.152.263	4
NI	Goldenstedt (Karbon) *	1959	BEB	59.915.859	1.539.787.511	3
NI	Oythe (Karbon)	1968	BEB	18.131.200	491.364.752	1
NI	Großes Meer (Rotliegend) *	1978	BEB	10.766.000	350.064.500	1
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	BEB	2.667.980	200.689.563	1
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren			1.684.132.966	19.996.040.345	10
NI	Hemmelte (Zechstein)	1980	BEB	1.322.002.505	13.900.460.725	6
NI	Kneheim (Zechstein)	1985	BEB	314.225.987	2.231.378.981	3
NI	Vahren (Zechstein)	1981	BEB	47.904.474	3.864.200.639	1
NI	Hengstlage *			1.231.269.211	56.292.855.885	14
NI	Hengstlage (Buntsandstein)	1963	BEB	1.083.661.326	52.501.090.981	11
NI	Hengstlage-Nord (Buntsandstein) *	1969	BEB	147.607.885	3.791.764.904	3
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer *			447.374.046	22.084.338.139	7
NI	Hengstlage-Nord (Zechstein) *	1969	BEB	67.295.450	8.438.997.955	0
NI	Sage (Zechstein) *	1970	BEB	13.089.243	1.406.166.476	1
NI	Sagermeer (Zechstein) *	1968	BEB	65.282.591	10.917.411.790	4
NI	Sagermeer-Süd (Zechstein) *	1973	BEB	21.238.918	991.662.177	1
NI	Sagermeer-Süd-West (Zechstein)	1998	BEB	280.467.844	330.099.741	1
NI	Klosterseele / Kirchseele / Ortholz			606.013.448	6.574.562.015	2
NI	Klosterseele (Zechstein)	1985	BEB	133.872	771.613.190	0
NI	Kirchseele (Zechstein)	1985	BEB	605.879.576	5.802.948.825	2
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	BEB	8.711.547	103.374.413	1
NI	Leer (Rotliegend) *	1984	Preussag	47.241.200	189.811.400	1
NI	Lönningen-Südost / Menslage			11.792.603	2.232.503.344	1
NI	Lönningen-Südost (Jura) *	1960	BEB	0	1.125.008.738	0
NI	Menslage (Jura) *	1960	BEB	11.792.603	1.107.494.606	1
NI	Lön.-West / Holte / Menslage-Westr.			25.127.523	352.579.433	5
NI	Lönningen-West (Jura) *	1961	BEB	20.899.234	277.305.883	2
NI	Holte (Jura) *	1961	BEB	2.392.518	50.051.578	2
NI	Menslage-Westrum (Jura) *	1961	BEB	1.835.771	25.221.972	1
NI	Manslagt (Rotliegend) *	1990	BEB	24.753.275	1.082.367.387	0
NI	Neubruchhausen (Zechstein)	1993	MEEG	18.075.879	380.371.777	1
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Wintershall	19.679.800	2.419.317.044	11
NI	Rehden (Zechstein)	1952	Wintershall	28.000	5.809.580.274	1
NI	Rehden (Karbon)	1952	Wintershall	56.989.372	8.110.934.632	6
NI	Siedenburg / Staffhorst			128.936.823	10.950.008.627	10
NI	Siedenburg (Buntsandstein)	1963	MEEG	76.137.863		

## 5 Erdöl- und Erdgasreserven

### 5.1 Reservendefinitionen

In Anlehnung an internationale Standards (SPE/WPC 1997 & UN/ECE 1997) erfasst das NLfB jährlich die Erdöl- und Erdgasreserven der Felder der Bundesrepublik Deutschland als sichere und wahrscheinliche Reserven und veröffentlicht diese Daten zusammengefasst nach Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen.

Erdgasreserven werden in der deutschen Förderindustrie sowohl lagerstättentechnisch als "Rohgasmengen" als auch gaswirtschaftlich als "Reingasmengen" angegeben. Die Rohgasmenge entspricht dem aus der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte in Deutschland zwischen 4 und 12 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) schwanken kann. Die Reingasmenge ist eher eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt verkauft wird. Die Angaben zum Reingas in diesem Reservenbericht beziehen sich einheitlich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H<sub>o</sub> von 9,7692 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>), der in der Förderindustrie früher als "Groningen-Brennwert" bezeichnet wurde und die grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft darstellt.

Das NLfB berichtet die verbleibenden Rohgasreserven und in Anlehnung an die sechs Fördergesellschaften und den Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) auch die Reingasreserven, damit die Angaben für lagerstättentechnisch/geologische und energiewirtschaftliche Fragestellungen genutzt werden können.

Sichere Reserven sind Kohlenwasserstoffmengen in bekannten Lagerstätten, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit hoher Sicherheit gewinnbar sind.

Wahrscheinliche Reserven sind Kohlenwasserstoffmengen in bekannten Lagerstätten, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit einem angemessenen Wahrscheinlichkeitsgrad gewinnbar sind.

Beide Reservenklassen hängen somit unmittelbar von den jeweiligen Erdöl- bzw. Erdgaspreisen ab. Die schwierige, langfristige Prognose dieser Preise bestimmt daher entscheidend die Förderdauer der Felder und somit auch die Höhe der verbleibenden Reserven.

Die Wirtschaftlichkeitsgrenze einer Lagerstätte wird entscheidend durch die Förderraten bestimmt.

In Deutschland ist der Gaspreis derzeit noch an den Ölpreis gekoppelt und folgt seinem Trend mit einigen Monaten Zeitverzögerung. Steigen Öl- und Gaspreis, folgen niedrigere Grenzzraten für eine wirtschaftliche Förderung der Sonden. Die erwartete Lebensdauer der Felder sowie die verbleibenden Reserven steigen und fallen also gleichzeitig.

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

## 5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2001

Die Reserven zum 1. Januar 2001 liegen mit 49,7 Mio. t um 2,2 Mio. t niedriger als im Vorjahr (Anl. 13). Die Produktion von 3,1 Mio. t wurde nur teilweise durch Reservenzugewinne ausgeglichen, die i. w. auf Neubewertungen existierender Lagerstätten von Feldern im Oberrheintal, nördlich der Elbe und dem Alpenvorland zurückgehen. Die statische Reichweite der deutschen Erdölreserven (Quotient aus letzter Jahresförderung und derzeitigen Reserven) liegt zur Zeit bei 16 Jahren.

Die Tabellen 17 und 18 sowie die Anlage 11 zeigen die Aufteilung der Förderung und die verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven per 1. Januar 2001, getrennt nach Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen.

Tab. 17: Erdölreserven nach Gebieten per 1. Jan. 2001 (in Millionen Tonnen).

Gebiete	1. Jan. 2000			2000 Prod.	1. Jan. 2001		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	0,606	0	0,900	0,037	0,563	0,080	0,643
Nördlich der Elbe	24,993	5,330	30,323	1,338	26,921	2,400	29,321
Oder/Neiße-Elbe	0,414	0	0,414	0,029	0,286	0	0,286
Elbe-Weser (West)	2,183	0,130	2,313	0,275	2,021	0,213	2,234
Weser-Ems	3,426	1,685	5,111	0,501	3,187	1,390	4,577
Westlich der Ems	9,204	2,700	11,904	0,826	8,888	2,272	11,160
Oberrheintal	0,601	0,060	0,661	0,077	0,886	0,055	0,941
Alpenvorland	0,261	0,050	0,311	0,037	0,467	0,075	0,542
<b>Summe</b>	<b>41,688</b>	<b>10,249</b>	<b>51,937</b>	<b>3,120</b>	<b>43,221</b>	<b>6,485</b>	<b>49,705</b>

Tab. 18: Erdölreserven nach Bundesländern per 1. Jan. 2001 (in Millionen Tonnen).

Bundesländer	1. Jan. 2000			2000 Prod.	1. Jan. 2001		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	0,606	0,294	0,900	0,037	0,563	0,080	0,643
Bayern	0,261	0,050	0,311	0,037	0,467	0,075	0,542
Brandenburg	0,350	0	0,350	0,017	0,244	0	0,244
Hamburg	0,114	0,330	0,444	0,019	0,163	0,300	0,463
Mecklenburg-Vorpommern	0,064	0	0,064	0,012	0,042	0	0,042
Niedersachsen	14,762	4,515	19,277	1,592	14,055	3,875	17,930
Rheinland-Pfalz	0,601	0,060	0,661	0,077	0,886	0,055	0,941
Schleswig-Holstein	24,930	5,000	29,930	1,328	26,800	2,100	28,900
<b>Summe</b>	<b>41,688</b>	<b>10,249</b>	<b>51,937</b>	<b>3,120</b>	<b>43,221</b>	<b>6,485</b>	<b>49,705</b>

Die Hauptanteile der Erdölreserven liegen mit 58 % in Schleswig-Holstein (Feld Mittelplate) und 36 % in Niedersachsen. Wichtigste Förderhorizonte für deutsches Erdöl sind Sandsteine des Dogger (Lagerstätten in Schleswig-Holstein und östlich von Hannover) und der Unterkreide (Schweröfelder im Emsland, Anlage 11).

Die Erdölproduktion und -reserven werden in den nächsten Jahren erlösabhängig von einem weiteren Rückbau der Erdölfelder infolge natürlicher Erschöpfung beeinflusst sein. Der Förderabfall der letzten 10 Jahre wird von der zu erwartenden Fördersteigerung in Mittelplate überkompensiert werden. Eine weitere Steigerung der heutigen Reserven ist bei positiver Ausbeute-Entwicklung dieser Lagerstätte nicht auszuschließen.

### 5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2001

Bezogen auf den natürlichen Brennwert (Rohgas) betragen die Erdgasreserven am Stichtag 377,3 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  und lagen damit 13,8 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  oder knapp 4 % höher als im Vorjahr (Anl. 13). Die Produktion von 21,6 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  konnte also durch Reservenzugewinne mehr als ausgeglichen werden. Diese Reservenerhöhung beruht allerdings nicht auf Neufunden, sondern auf Neubewertungen existierender Lagerstätten und stammt i. w. aus Feldern im Gebiet zwischen Elbe und Weser (West) und zwischen Weser und Ems. Die statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven liegt zur Zeit bei rund 17 Jahren.

Tabellen 19 und 20 sowie Anlage 12 zeigen die Rohgasreserven und -förderung, aufgeteilt nach Gebieten, Ländern und Formationen. Niedersachsen ist mit rd. 90 % der Rohgasförderung und 90 % der Rohgasreserven weiterhin das führende Bundesland bei der Deckung der inländischen Erdgasversorgung.

Tab. 19: Erdgasreserven nach Gebieten per 1. Jan. 2001 (in Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  Rohgas).

Gebiete	1. Jan. 2000			2000 Prod.	1. Jan. 2001		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	6,801	2,950	9,751	0,307	8,169	3,400	11,569
Elbe-Weser (Ost)	24,964	0	24,964	1,769	11,507	12,650	24,157
Elbe-Weser (West)	102,601	46,791	149,392	8,276	108,409	53,664	162,073
Weser-Ems	132,714	43,157	175,871	10,793	133,618	42,978	176,596
Westlich der Ems	1,440	0,500	1,940	0,345	1,284	0,525	1,809
Thüringer Becken	0,528	0	0,528	0,053	0,231	0,066	0,297
Niederrhein-Münsterland	0,471	0,057	0,528	0,033	0,434	0,116	0,550
Alpenvorland	0,510	0	0,510	0,000	0,276	0	0,276
<b>Summe</b>	<b>270,028</b>	<b>93,455</b>	<b>363,483</b>	<b>21,576</b>	<b>263,928</b>	<b>113,399</b>	<b>377,327</b>

Tab. 20: Erdgasreserven nach Bundesländern per 1. Jan. 2001 (in Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  Rohgas).

Bundesländer	1. Jan. 2000			2000 Prod.	1. Jan. 2001		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	6,801	2,950	9,751	0,307	8,169	3,400	11,569
Bayern	0,510	0	0,510	0,000	0,276	0	0,276
Niedersachsen	236,755	90,448	327,203	19,414	243,311	97,167	340,478
Nordrhein-Westfalen	0,471	0,057	0,528	0,033	0,434	0,116	0,550
Sachsen-Anhalt	24,964	0	24,964	1,769	11,507	12,650	24,157
Thüringen	0,528	0	0,528	0,053	0,231	0,066	0,297
<b>Summe</b>	<b>270,028</b>	<b>93,455</b>	<b>363,483</b>	<b>21,576</b>	<b>263,928</b>	<b>113,399</b>	<b>377,327</b>

Etwa 84 % der deutschen Erdgasreserven stammen aus Lagerstätten des Perm. Davon kommen 44 % aus Sandsteinen des Rotliegend und 40 % aus Karbonaten des Zechstein (Anl. 12).

Tabellen 21 und 22 zeigen die Reingasreserven und -förderung aufgeteilt nach Gebieten und Bundesländern. Die auf den Energieinhalt von  $9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$  normierten Reserven lagen am 1. Januar 2001 in der Größenordnung von 337 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$ . Die Reserven lagen damit um 9,4 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  höher als im Vorjahr, welches dem Trend der Reservenzunahme auf Rohgasbasis (natürlicher Brennwert) entspricht.

Tab. 21: Erdgasreserven nach Gebieten per 1. Jan. 2001 (in Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Reingas (9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)).

Gebiete	1. Jan. 2000			2000 Prod.	1. Jan. 2001		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	8,281	3,592	11,873	0,373	9,947	4,140	14,086
Elbe-Weser (Ost)	9,555	0	9,555	0,637	4,218	4,680	8,898
Elbe-Weser (West)	105,671	47,356	153,028	8,447	103,874	55,110	158,985
Weser-Ems	113,465	36,042	149,508	10,107	116,488	35,550	152,037
Westlich der Ems	1,470	0,507	1,977	0,365	1,331	0,516	1,846
Thüringer Becken	0,309	0	0,309	0,033	0,151	0,043	0,194
Niederrhein-Münsterland	0,581	0,156	0,737	0,039	0,506	0,135	0,641
Alpenvorland	0,574	0	0,574	0,000	0,311	0	0,311
<b>Summe</b>	<b>239,906</b>	<b>87,653</b>	<b>327,560</b>	<b>19,999</b>	<b>236,825</b>	<b>100,173</b>	<b>336,998</b>

Tab. 22: Erdgasreserven nach Bundesländern per 1. Jan. 2001 (in Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Reingas (9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)).

Bundesländer	1. Jan. 2000			2000 Prod.	1. Jan. 2001		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	8,281	3,592	11,873	0,373	9,947	4,140	14,086
Bayern	0,574	0	0,574	0,000	0,311	0	0,311
Niedersachsen	220,607	83,905	304,512	18,918	221,693	91,175	312,868
Nordrhein-Westfalen	0,581	0,156	0,737	0,039	0,506	0,135	0,641
Sachsen-Anhalt	9,555	0	9,555	0,637	4,218	4,680	8,898
Thüringen	0,309	0	0,309	0,033	0,151	0,043	0,194
<b>Summe</b>	<b>239,906</b>	<b>87,653</b>	<b>327,560</b>	<b>19,999</b>	<b>236,825</b>	<b>100,173</b>	<b>336,998</b>

Nach Schätzungen der Industrie und des NLFB existieren erhebliche, z. T. schon erbohrte Erdgasmengen in relativ dichten Gesteinen, die nur durch aufwendige Bohr- und Förder-techniken erschlossen werden können. Als zukunftsweisend für die wirtschaftliche Erschließung zusätzlicher Gasreserven gelten folgende Technologien:

- *Underbalanced Drilling* (Bohren mit geringer Spülsaflast zur Vermeidung von Trägerschädigungen)
- Verbesserung der Horizontalbohrtechnik zur Realisierung wirtschaftlicher Förderraten, Erschließung des Potenzials in *Tight Gas Sands*
- Neue *Frac-Technologien* (Optimierung des hydraulischen Aufbrechens gering durchlässiger Erdgasformationen)
- *Multilateral Wells* (Mehrfachablenkungen mit starker Krümmung radial aus einem Stammb Bohrloch heraus)

Die zukünftige Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland wird dabei in erheblichem Umfang von den Erfolgen beim Einsatz der neuen Technologien zur Optimierung von Bohrprozessen und Förderung geprägt sein.

Inwieweit die Liberalisierung des Erdgasmarktes auch eine Auswirkung auf Exploration und Produktion haben wird, bleibt abzuwarten.

Die gemeinsam mit dem WEG erarbeiteten Mengen für „unentdeckte Ressourcen und potenzielle Ressourcen in dichten Formationen“ von 50 bis 150 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) wird fortgeschrieben.

## 6 Untertage-Erdgasspeicherung

Der Primärenergieverbrauch (PEV) in der Bundesrepublik Deutschland sank gegenüber dem Vorjahr geringfügig um 0,2 %. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW, 2001) berichtet, dass diese Entwicklung durch zwei gegenläufige Tendenzen beeinflusst wurde: Einerseits höhere Temperaturen im Vergleich zu 1999 und andererseits die günstige konjunkturelle Entwicklung. Ohne den Temperatureinfluss wäre nach dem DIW der PEV um ca. 0,6 % höher ausgefallen. Die Anteile der Energieträger am PEV im Jahr 2000 sind in Tab. 23 zusammengestellt.

Tab. 23: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch im Jahr 2000.

Energieträger	Anteile in %	
	2000	1999
Erdöl	38,7	39,4
Erdgas	21,1	21,3
Steinkohle	13,5	13,4
Braunkohle	10,9	10,3
Kernenergie	13,0	13,1
Wasser- und Windkraft	0,8	0,6
Sonstige	2,0	1,9

Die Anteile haben sich damit kaum verändert. Erdgas ist in der Rangfolge der zweitwichtigste Energieträger nach dem Erdöl. Obwohl für die nächsten zwei Jahrzehnte für Deutschland ein leicht sinkender Primärenergieverbrauch vorhergesagt wird (z.B. PROGNOSE (1999) für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und PFINGSTEN (2000)), bleibt das Erdgas auf Wachstumskurs. Sein Anteil soll von derzeit 21 % auf 24 bis 25 % im Jahr 2010 und auf 27 % im Jahr 2020 ansteigen. Dieser Zuwachs soll zu Lasten von Mineralöl, Steinkohle und Kernenergie gehen (PROGNOS 1999).

Beim Erdgasaufkommen (Importe und heimische Förderung) wurde die Versorgung Deutschlands im Jahr 2000 durch rd. 20 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) inländischer Förderung<sup>1</sup> aus 91 Erdgaslagerstätten und zu 85<sup>2</sup> Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) durch Importe aus 5 Ländern dargestellt (Tab. 24, DIW 2001). Das Erdgasaufkommen blieb im Berichtsjahr bei etwas geringerer heimischer Förderung und damit leicht erhöhten Importen etwa auf dem Niveau des Vorjahres.

<sup>1</sup> alle Angaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H<sub>o</sub> mit 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. Daneben ist in Statistiken auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Bei der Angabe von Wärmegehalten für Erdgase wird gelegentlich auch der untere Heizwert H<sub>u</sub> als Bezugsgröße verwendet.

<sup>2</sup> vorläufige Zahlen nach DIW, www.ag-energiebilanzen.de (Rubriken: Publikationen, Wochenberichte, WB 5/01)

Tab. 24: Bezugsquellen zur Deckung des Erdgasaufkommens in Deutschland.

Bezugsland	Anteil in %	
	2000	1999
Deutschland	19	21
Niederlande	17	19
Norwegen	21	20
Russland	37	35
Dänemark/Großbritannien	6	5

Die inländische Produktion von Erdgas unterliegt im Jahresverlauf grundsätzlich nur begrenzten, technisch bedingten Schwankungen, da Erdgas-Aufbereitungsanlagen für bestimmte Förderkapazitäten ausgelegt sind und diese Mengen nicht beliebig nach oben bzw. unten verändert werden können. Die Importmengen für Erdgas sind im voraus vertraglich festgelegt und orientieren sich an der jahreszeitlich unterschiedlichen – in ihrer tatsächlich eintretenden Höhe nicht genau vorhersagbaren - Nachfrage der einzelnen Energieversorger. In einer Großstadt wie etwa Berlin können Bedarfsspitzen im Winter das fünfzehnfache des Sommerbedarfes betragen. Laut Vertrag verpflichten sich in der Regel beide Parteien zur Lieferung und Abnahme der für den jeweiligen Zeitraum festgelegten Menge. Das Erdgasangebot (Importe und Eigenförderung) ist über eine bestimmte Periode damit vergleichsweise konstant. Da der Erdgasverbrauch u.a. temperaturabhängig großen saisonalen und tageszeitlichen Veränderungen unterliegt, ist zwischen Versorger und Verbraucher ein Ausgleichsvolumen durch Untertage-Erdgasspeicher eingerichtet, welche in Poren- und Kavernenspeicher unterschieden werden. Die Speicher werden in der Regel in warmen Monaten (bei reduzierter Gasnachfrage) befüllt und bei kalter Witterung zur Deckung von Mehrbedarf entleert. In einigen Staaten (z. B. den USA) sind auch Mehrfachumschläge pro Jahr üblich.

Als Porenspeicher dienen ehemalige Erdöl- oder Erdgaslagerstätten sowie Aquifere in Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland, bei denen Sandsteine als poröse Speicherhorizonte dominieren. Salzkavernenspeicher werden durch Aussolen zylindrischer Hohlräume hergestellt. Ihre Lage ist durch die Vorkommen besonders mächtiger Salinare des Zechsteins (Salzstöcke) auf Norddeutschland beschränkt. Die geographische Lage aller deutschen Untertagespeicher zeigt Anlage 16. Als ergänzende Information zu den Erdgasspeichern wurden auch die Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe berücksichtigt.

Die Tabellen 28 bis 30 sowie die Anlagen 16 und 17 zeigen den aktuellen Status für Betrieb, Planung und Bau von Untertagespeichern in Deutschland. Die für den Stichtag 31.12.2000 gültigen Angaben für die Untertage-Erdgasspeicher sowie die Speicher für flüssige Kohlenwasserstoffe beruhen auf den jährlichen Meldungen der jeweiligen Speichergesellschaften an das Niedersächsische Landesamt für Bodenforschung.

Das maximal zulässige Gesamtvolumen der Speicher stellt die Summe von Arbeitsgas- und Kissengasvolumen dar. Als Arbeitsgasvolumen wird das aktiv eingespeiste oder entnommene maximale Gasvolumen bezeichnet. Das Kissengas bildet das Energiepolster eines Speichers und sichert hohe Entnahmeraten über einen möglichst langen Zeitraum. Arbeitsgasvolumen und maximale Entnahmerate sind ein Maßstab für die Sicherheit der Energieversorgung, da sie die Differenz zwischen Angebot und Nachfrage, aber auch strategische Risi-

ken, wie z.B. den Ausfall eines Versorgers, abpuffern müssen. Je länger eine Versorgung mit konstanter und hoher Rate erfolgen kann, desto leistungsfähiger und sicherer ist die Erdgasversorgung. Theoretisch werden Porenspeicher zur saisonalen Grundlastabdeckung und Kavernenspeicher besonders für Spitzenlastabdeckungen bei Minusgraden genutzt. Der tatsächliche Einsatz hängt von vielerlei Faktoren ab wie z.B. Liefer- und Abnahmeverträgen, Einbindung in das Ferngasnetz, Gaspreisen, Förderpotenzial heimischer Lagerstätten usw. Ein wichtiger Punkt bei Kavernenspeichern ist die optimierte Fahrweise bei der Befüllung und Entnahme sowie das resultierende Druckspiel. Grundsätzlich führt ein über lange Zeiträume tief abgesenkter Speicherdruck zu einer stärkeren Volumenverringerng (Konvergenz) des Salzes, die nicht reversibel ist. Bei Porenspeichern stehen dagegen lagerstättentechnische Aspekte wie Förderpotenzial der Sonden, Zufluss von Lagerstättenwasser u.a. im Vordergrund.

Die deutsche Erdgasspeicherung lässt sich derzeit mit folgenden Daten kennzeichnen:

Tab. 25: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung.

	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb" [Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )]	12,4	6,1	18,6
Maximale Entnahmerate/Tag [Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )]	192,0	233,4	425,4
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases [Tage]	65	26	44
Anzahl der Speicher "in Betrieb"	23	19	42
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" [Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )]	1,2	3,9	5,2
Anzahl der Speicher (Planung und Bau)	2	4	6
Summe Arbeitsgas [Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )]	13,6	10,1	23,7

Stand: 31.12.2000

Im Jahr 2000 waren für Erdgas 23 Porenspeicher und 19 Kavernenspeicher mit insgesamt 140 Einzelkavernen in Betrieb. Derzeit ist ein Arbeitsgasvolumen von 18,6 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) verfügbar, das sich zu etwa 2/3 auf Poren- und 1/3 auf Kavernenspeicher verteilt. Letztere weisen trotz des kleineren Anteils eine deutlich höhere Entnahmerate auf als Porenspeicher und werden bevorzugt für die Abdeckung von kurzfristigen Spitzenlasten eingesetzt. Der klassische Einsatzbereich von Porenspeichern ist die Anpassung an saisonale Temperaturschwankungen (Grundlastabdeckung). Die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens zeigt Anlage 17. Die Arbeitsgasmenge ist gegenüber dem Vorjahr nur geringfügig gestiegen. Ursache für den Anstieg der Vorjahre war u.a. der Ausbau der ehemaligen Erdgaslagerstätte Rehden zu einem der größten Gasspeicher in Europa sowie die Realisierung einiger anderer Poren- und Kavernenspeicherprojekte.

Auf dem Sektor der **Porenspeicher** gab es keine nennenswerten Aktivitäten und somit nur unbedeutende Änderungen der Kennzahlen (Tab. 25). In einigen Betrieben wurden optimierende Maßnahmen, z.B. bei den Prozessleitsystemen sowie bei der verbesserten Beschreibung der Speicherstrukturen (Geomodellierung) durchgeführt. Der westlich von Berlin in Brandenburg liegende Aquiferspeicher Ketzin wird aus Gründen der Stilllegung und geplanten Verfüllung der Bohrungen künftig nicht mehr in der Statistik geführt.

Für die geplanten oder im Bau befindlichen Porenspeicher-Projekte, die zu einem zusätzlichen Arbeitsgasvolumen von 1,2 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  führen sollen, wurde gegenüber dem Vorjahr eine Erweiterung der Speicher Allmenhausen sowie Frankenthal (z.Z. im Erkundungsstatus und daher ohne Zahlenangaben) neu in Tabelle 28 aufgenommen. Hervorhebenswert ist der am Chiemsee liegende Speicher Breitbrunn-Eggstätt, wo durch das Abteufen von sechs Horizontalbohrungen eine Verdoppelung des existierenden Arbeitsgasvolumens erfolgen und als zweite Baustufe im 2. Quartal 2001 in Betrieb gehen soll. Auch für den Speicher Fronhofen-Illmensee laufen Untersuchungsarbeiten, die noch von der positiven Bewertung abhängen, ob die Struktur zusätzliche Gasmengen sicher aufnehmen kann.

Bei den existierenden **Kavernenspeichern** gingen die Projekte Bremen-Lesum, Kraak und Reckrod in Betrieb (Tab. 29). Für alle drei Projekte existiert eine Erweiterungsplanung. Auch die meisten der anderen in Tabelle 29 geführten Speicher sollen durch den Bau zusätzlicher Kavernen (seltener durch Nachsolung wie in Kiel-Rönne) erweitert werden und mit rd. 4 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  Arbeitsgasvolumen zu einem deutlich höheren Anstieg führen als bei den Porenspeichern.

Nach Realisierung aller Porenspeicher- und Kavernenprojekte könnte in den nächsten Jahren ein Anstieg des maximalen Arbeitsgasvolumens auf 23,7 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  erfolgen (Vorjahr: 23,0 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$ ). Dieser Trend geht parallel mit dem Anstieg des Erdgasaufkommens. Aus heutiger Sicht schwer zu prognostizieren sind die Auswirkung der Liberalisierung des Gasmarktes auf den Speicherbedarf. Die Prognose des Erdgasaufkommens für Deutschland aus dem Vorjahr (u.a. PFINGSTEN 2000) ist weiterhin gültig und könnte zu folgender Entwicklung führen:

Tab. 26: Prognostizierte Entwicklung des Erdgasaufkommens in Deutschland.

	Jahr 2000	Jahr 2010
Inlandsförderung	19 %	14 %
Niederlande	17 %	21 %
Norwegen	21 %	30 %
Russland	37 %	31 %
Dänemark/Großbritannien	6 %	4 %
Erdgasaufkommen in Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ <sup>1</sup>	104-105 <sup>2</sup>	rd. 118

<sup>1</sup> Volumina bezogen auf 9,77  $\text{m}^3(\text{V}_n)$ . <sup>2</sup> vorläufige Zahl, errechnet auf Basis der kWh-Angaben des DIW (2001).

Tabelle 27 gibt einen Überblick über die Anzahl der Erdgasspeicher in der Welt. Da gegenüber dem Vorjahr keine aktuelleren Statistiken zur weltweiten Situation der Erdgasspeicherung existieren, wurde die Tabelle des Vorjahresberichtes an dieser Stelle übernommen und nur um die deutschen Angaben aktualisiert.

Deutschland ist eine der führenden Nationen auf dem Erdgasspeichersektor und kann auf eine fast 50-jährige Erfahrung (beginnend mit dem inzwischen aufgegebenen Aquiferspeicher Engelbostel im Jahr 1953) zurückzublicken. Wegen der Bedeutung der Untertage-Erdgasspeicherung wurde unter Federführung der Internationalen Gas Union (IGU, generelle Informationen über diese Organisation unter [www.igu.org](http://www.igu.org)) eine Arbeitsgruppe eingerichtet, die die Entwicklung der UGS-Kapazitäten sowie die Entwicklung neuer Projekte und Technologien

Tab. 27: Arbeitsgasvolumen und Anzahl der Speicher im internationalen Vergleich.

Land	Anzahl der Speicher (in Betrieb)	max. Arbeitsgasvolumen in Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )
GUS	46	126
USA	393	94-102
Deutschland	42	18,6
Italien	9	15,1
Kanada	37	10,5-12,5
Frankreich	15	10,8
Andere*	31	18,0
Welt	573	293-303

Angaben USA/Kanada nach Cornot-Gandolphe (1995), Carlson (1998) und American Gas Association (1997), übrige nach ECE (1999) und NLFb. Daten für den Zeitraum 1995-1999, für GUS und Italien mit Stand 31.12.1999, Deutschland 31.12.2000.

\*: Belgien (2), Bulgarien (1), Dänemark (1), England (2), Kroatien (1), Österreich (5), Polen (4), Rumänien (4), Slowakische Rep. (1), Spanien (2), Tschechische Rep. (4), Ungarn (4).

verfolgen soll. Mit dieser Studie wird eine fundierte Datenbasis, ähnlich wie sie in diesem Artikel für Deutschland dargestellt ist, auch für andere Staaten verfügbar werden. Sie könnte sich zu einer wichtigen Informationsquelle im Umfeld eines liberalisierten europäischen Gasmarktes entwickeln.

Die künftige Entwicklung des verfügbaren Arbeitsgasvolumens hängt nicht von geologischen Faktoren ab, da in Norddeutschland zusätzliches Speicherpotenzial in nachnutzbaren Erdgaslagerstätten und Salzstöcken sowie – bei entsprechender Exploration – in Aquiferen grundsätzlich zur Verfügung steht. Abhängig von laufenden Eignungsuntersuchungen und Verhandlungen ist ein mögliches, zusätzliches Speicherpotenzial durch die Nachnutzung des Kavernenfeldes Etzel bei Wilhelmshaven realisierbar. Die Bundesregierung will neben einer Bundesrohölreserve von über 7 Mio. t auch die 30 Ölkavernen kurzfristig veräußern. Bei einer technischen Machbarkeit der Umrüstung von Öl- auf Gasspeicherbetrieb unter hohen Drücken könnten diese Kavernen für Investoren auf dem Gasmarkt interessant sein. Die Entwicklung des künftigen Arbeitsgasvolumens und der Anzahl der betriebenen Speicher wird künftig einerseits vom (sicheren) Anstieg des Erdgasverbrauches (Speichereinsatz zur Deckung von saisonalen und tageszeitlichen Bedarfsspitzen), von spekulativen Gesichtspunkten (schwankende saisonale Gaspreise) und Fragen der Bezugsoptimierung geprägt sein.

Durch das derzeit hohe Speicherpotenzial und die Verteilung des Erdgasbezuges auf mehrere Länder ist unter dem Aspekt einer Krisenvorsorge eine hohe Versorgungssicherheit für Erdgas in Deutschland gegeben.

Als ergänzende Information zu den Untertage-Erdgasspeichern werden in Anlage 16 die Lokationen und in Tabelle 30 die Kenndaten der im Jahr 2000 in Betrieb befindlichen 12 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas mit insgesamt 110 Kavernen und einem stillgelegten Bergwerk dargestellt. Die Speicher dienen der Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem im Jahr 1998 novellierten Erdölbevorratungsgesetz (Erhöhung der Vorratspflicht von 80 auf 90 Tage) sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe. Nach Angaben des Erdöl-

bevorratungsverbandes (EBV) (2000), der als Körperschaft des öffentlichen Rechts die derzeit einzige Institution zur Krisenbevorratung darstellt, betrug die Vorratsmenge auch im Zeitraum 1999/2000 rd. 25 Mio. t Rohöl und Mineralölprodukte. Darüber hinaus existierten in der Vergangenheit Bundesrohölreserven von ca. 7 Mio. t, die in der Speicheranlage Etzel eingelagert sind und gemäß Regierungsbeschluss vom Juli 1997 bis zum Jahr 2001 verkauft werden sollen.

### **Literatur:**

AMERICAN GAS ASSOCIATION (1997): Survey of Underground Storage of Natural Gas in the United States and Canada 1996. – Arlington.

CARLSON, U. (1998): Die aktuelle Situation der Untertagespeicherung von Erdgas in der Welt. - VDF Führungskraft, 1.2.98; Essen.

CORNOT-GANDOLPHE, S. (1995): Underground Gas Storage in the World. - Cedigaz, Rueil-Malmaison.

DEUTSCHES INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG (DIW) (2001): Wochenbericht 5/2001, Stagnierender Primärenergieverbrauch Jahr 2000. - Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin. Abrufbar unter [www.diw.de](http://www.diw.de) (Publikationen, Wochenberichte, WB 5/01).

ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE (1999): Underground Storage in Europe and Central Asia, Survey 1996-1999. – United Nations, Geneva.

ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2000): Geschäftsbericht 1999/2000, Hamburg. Abrufbar als PDF-File voraussichtlich ab 2. Quartal 2001 unter [www.ebv-oil.de](http://www.ebv-oil.de).

PROGNOS (1999): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. - Studie im Auftrag des BMWi, Basel.

PFINGSTEN, M. (2000): Die Rolle des Erdgases im liberalisierten Energiemarkt. - Vortrag anlässlich des Forums E-world of Energy, 8.-9.2.2000, Essen.

WIRTSCHAFTVERBAND ERDÖL- UND ERDGASGEWINNUNG E.V. (W.E.G.) (2001): Jahresbericht 2000, Hannover ([www.erdoel-erdgas.de](http://www.erdoel-erdgas.de)).

Tabelle 28

Erdgasspeicher in der Bundesrepublik Deutschland								
Porenspeicher								
1. in Betrieb								
Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe m	Speicherformation	max./zugel. Gesamt- volumen 31. Dez. 2000 Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	max. Arbeitsgas- kapazität per 31. Dez. 2000 Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Kissengas Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	max. Entnahmerate 31. Dez. 2000 1000 m <sup>3</sup> /h
Allmenhausen	CONTIGAS Deutsche Energie-AG	Gaslagerstätte	350	Buntsandstein	269	40	229	35
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	Gaslagerstätte	rd. 800	Rotliegend	657	426	231	238
Berlin	Berliner Gaswerke AG	Aquifer	750-1000	Buntsandstein	1000	695	305	450
Bierwang	Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	1560	Tertiär (Chatt)	2457	1300	1157	1200
Breitbrunn/Eggstätt	RWE-DEA AG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH, Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	ca. 1900	Tertiär (Chatt)	1085	550	535	250
Buchholz	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	570-610	Buntsandstein	210	160	50	100
Dötlingen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Gaslagerstätte	2650	Buntsandstein	4383	2025	2358	840
Eschenfelden	Ruhrgas AG, Energie- und Wasserversorgungs AG	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	96	130
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	600	Tertiär	167	60	107	100
Fronhofen	Preussag Energie GmbH für Gasversorgung Süddeutschland	Öllagerstätte	1750-1800	Muschelkalk (Trigonodus-Dolomit)	120	70	50	70
Hähnlein	Ruhrgas AG	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham-West	RWE-DEA AG für Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	680-880	Tertiär (Aquitän)	880	500	380	300
Kalle	RWE-Gas AG	Aquifer	2100	Buntsandstein	630	315	315	400
Ketzin *	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	rd. 230	Lias	-	-	-	-
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	Gaslagerstätte	rd. 900	Zechstein	250	200	50	187
Rehden	WINGAS GmbH	Gaslagerstätte	1900-2250	Zechstein	7000	4200	2800	2400
Reitbrook	Preussag Energie GmbH und Mobil Erdgas-Erdöl GmbH für Hamburger Gaswerke	Öllagerstätte mit Gaskappe	640-725	Oberkreide	500	350	150	350
Sandhausen	Ruhrgas AG, Gasversorgung Süddeutschland	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45
Schmidhausen	Preussag Energie GmbH, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH und BEB Erdgas und Erdöl GmbH für Stadtwerke München	Gaslagerstätte	1000	Tertiär (Aquitän)	300	150	150	150
Stockstadt	Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	49	} 135
Stockstadt	Ruhrgas AG	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	
Uelsen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Gaslagerstätte	rd. 1500	Buntsandstein	1220	660	560	310
Wolfersberg	RWE-DEA AG für Bayerngas	Gaslagerstätte	2930	Tertiär (Lithotham.-Kalk)	618	400	218	210
<b>Summe in Betrieb</b>					<b>22 408</b>	<b>12 418</b>	<b>9 990</b>	

Tabelle 28 (Fortsetzung)

<b>2. in Planung oder Bau</b>							
<b>Ort</b>	<b>Gesellschaft</b>	<b>Speichertyp</b>	<b>Teufe m</b>	<b>Speicher- formation</b>	<b>zusätzl. oder ge- plantes Speicher- volumen</b> per 31. Dez. 2000 Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	<b>max. Arbeitsgas- kapazität</b> per 31. Dez. 2000 Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	<b>Kissengas</b>  Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )
Allmenhausen	Contigas Deutsche Energie-AG	Gaslagerstätte	420	Buntsandstein	104	20	84
Albaching-Rechtmehring	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Gaslagerstätte	rd. 1950	Lithothamnienkalk	1350	600	750
Breitbrunn/Eggstätt	RWE-DEA AG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH, Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	rd. 1900	Tertiär (Chat)	990	530	460
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	975	Tertiär	k.A.	k.A.	k.A.
Lehrte / Hannover	Preussag Energie GmbH für AVACON	Öllagerstätte	1000-1150	Dogger (Cornbrash)	120	74 (Endausbau)	46
<b>Summe Planung / Bau</b>					<b>2 564</b>	<b>1 224</b>	<b>1 340</b>

Stand 31. Dez. 2000

Quelle: Betreiberfirmen

Tabelle 29

Erdgasspeicher in der Bundesrepublik Deutschland Kavernenspeicher							
<b>1. in Betrieb</b>							
<b>Ort</b>	<b>Gesellschaft</b>	<b>Anzahl der Einzelspeicher</b>	<b>Speicherformation</b>	<b>Teufe m</b>	<b>gesamtes Speichervolumen</b> per 31. Dez. 2000 Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>e</sub> )	<b>max. Arbeitsgaskapazität</b> per 31. Dez. 2000 Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>e</sub> )	<b>max. Entnahmerate</b> per 31. Dez. 2000 1000 m <sup>3</sup> /h
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	18	Zechstein 2	780-950	922	806	929
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	27	Zechstein 2	500-700	937	830	1250
Bremen-Lesum	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	1	Zechstein	1250-1750	129	99	100
Bremen-Lesum	swb Norvia GmbH & Co KG	2	Zechstein	1050-1350	94	78	160
Burggraf-Bernsdorf	Verbundnetz Gas AG	stillg. Bergwerk	Zechstein 2	rd. 580	5,1	3,4	40
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	3	Zechstein 2	1300-1800	183	146	300
Epe	Ruhrgas AG	32	Zechstein 1	1090-1420	2200	1565	2125
Epe	Thyssengas GmbH	5	Zechstein 1	1100-1420	237	185	380
Etzel	IVG Logistik GmbH	9	Zechstein 2	900-1100	890	534	1310
Harsefeld	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	2	Zechstein	1150-1450	186	140	300
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	4	Zechstein	650-850	120	65	350
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG	2	Rotliegend	1250-1600	113	74	180
Kraak	Hamburger Gaswerke GmbH	1	Zechstein	900-1100	56	50	250
Krummhörn	Ruhrgas AG	3	Zechstein 2	1500-1800	172	116	250
Neuenhuntorf	EWE AG für E.ON Kraftwerke GmbH	1	Zechstein	750-1000	32	20	100
Nüttemoor	EWE Aktiengesellschaft	16	Zechstein	950-1300	1300	1040	1000
Reckrod	Gas-Union GmbH	2	Zechstein 1	800-1100	140	94	200
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH	3	Zechstein	400-1130	125	100	220
Xanten	Thyssengas GmbH	8	Zechstein	1000	223	193	280
<b>Summe</b>		<b>140</b>			<b>8 064</b>	<b>6 138</b>	

Tabelle 29 (Fortsetzung)

<b>2. in Planung und Bau</b>						
<b>Ort</b>	<b>Gesellschaft</b>	<b>Anzahl der Einzelspeicher</b>	<b>Speicherformation</b>	<b>Teufe m</b>	<b>Speichervolumen zugelassen per 31. Dez. 2000 Mio. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)</b>	<b>max. Arbeitsgaskapazität per 31. Dez. 2000 Mio. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)</b>
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	9	Zechstein 2	500-700	407	370
Bremen-Lesum	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	2	Zechstein	1250-1750	ca. 360	ca. 260
Epe	Thyssengas GmbH	4	Zechstein 1	1 300	ca. 300	ca. 240
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	2	Zechstein	1000-1400	ca. 250	ca. 150
Jemgum/Holtgaste	Wintershall AG	10	Zechstein	1000-1300	ca. 1000	ca. 700
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG	1	Rotliegend	1400-1600	ca. 100	ca. 70
Kraak	Hamburger Gaswerke GmbH	2	Zechstein	900-1 100	ca. 150	ca. 120
Nüttermoor	EWE Aktiengesellschaft	2	Zechstein	950-1300	ca. 210	ca. 140
Peckensen	EEG – Erdgas Erdöl GmbH	10	Zechstein	1100-1400	1100	ca. 800
Reckrod	Gas Union GmbH	1	Zechstein 1	700-900	60	ca. 40
Reckrod-Wölf	Wintershall AG	2	Zechstein 1	700-900	ca. 150	ca. 120
Rüdersdorf	EWE Aktiengesellschaft	4	Zechstein	ca. 900-1200	ca. 400	ca. 300
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH	4	Zechstein	850-1150	500	500
Xanten	Thyssengas GmbH	5	Zechstein	1000	ca. 150	ca. 125
<b>Summe Planung/Bau</b>		<b>58</b>			<b>5 137</b>	<b>3 935</b>

Stand 31. Dez. 2000

Quelle: Betreiberfirmen

<b>Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas</b>						
<b>Ort</b>	<b>Gesellschaft</b>	<b>Speicher- typ</b>	<b>Teufe [m]</b>	<b>Anzahl d. Ein- zelspei- cher</b>	<b>Füllung</b>	<b>Zustand per 31. Dez. 2000</b>
Bernburg- Gnetsch	Kali und Salz GmbH Werk Bernburg	Salzlager- Kavernen	510-680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	Untertage-Speicher- Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock- Kavernen	640-1430	4 1 3	Rohöl Gasöl Benzin	in Betrieb in Betrieb in Betrieb
Bremen- Lesum	Nord-West Kavernen GmbH (NWKG) für Erdölbevorra- tungsverband (EBV)	Salzstock- Kavernen	600-900	5	Leichtes Heizöl	in Betrieb
Epe	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH für Aral Logi- stik Service GmbH	Salz- Kavernen	1000-1400	5	Rohöl	in Betrieb
Etzel	IVG Logistik GmbH	Salzstock- Kavernen	800-1600	30	Rohöl	in Betrieb
Heide	Nord-West Kavernen GmbH (NWKG) für Erdölbevorra- tungsverband (EBV)	Salzstock- Kavernen	600-1000	9	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Heide 101	RWE-DEA AG	Salzstock- Kaverne	660-760	1	Butan	in Betrieb
Hülsen	Wintershall AG	stillgelegtes Bergwerk	550-600	(1)	Rohöl	in Betrieb
Ohrensen/ Harsefeld	Dow Deutschland Inc.	Salzstock- Kavernen	800-1100	1 1 1	Ethylen Propylen EDC	in Betrieb in Betrieb in Betrieb
Sottorf	Nord-West Kavernen GmbH (NWKG) für Erdölbevorra- tungsverband (EBV)	Salzstock- Kavernen	600-1200	9	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Teutschenthal	Dow Central Germany	Salzlager- Kavernen	700-800	2 1	Ethylen Propylen	in Betrieb in Bau
Wilhelmshaven- Rüstringen	Nord-West Kavernen GmbH (NWKG) für Erdölbevorra- tungsverband (EBV)	Salzstock- Kavernen	1200-2000	35	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
<b>Summe Einzelspeicher</b>				<b>111</b>		

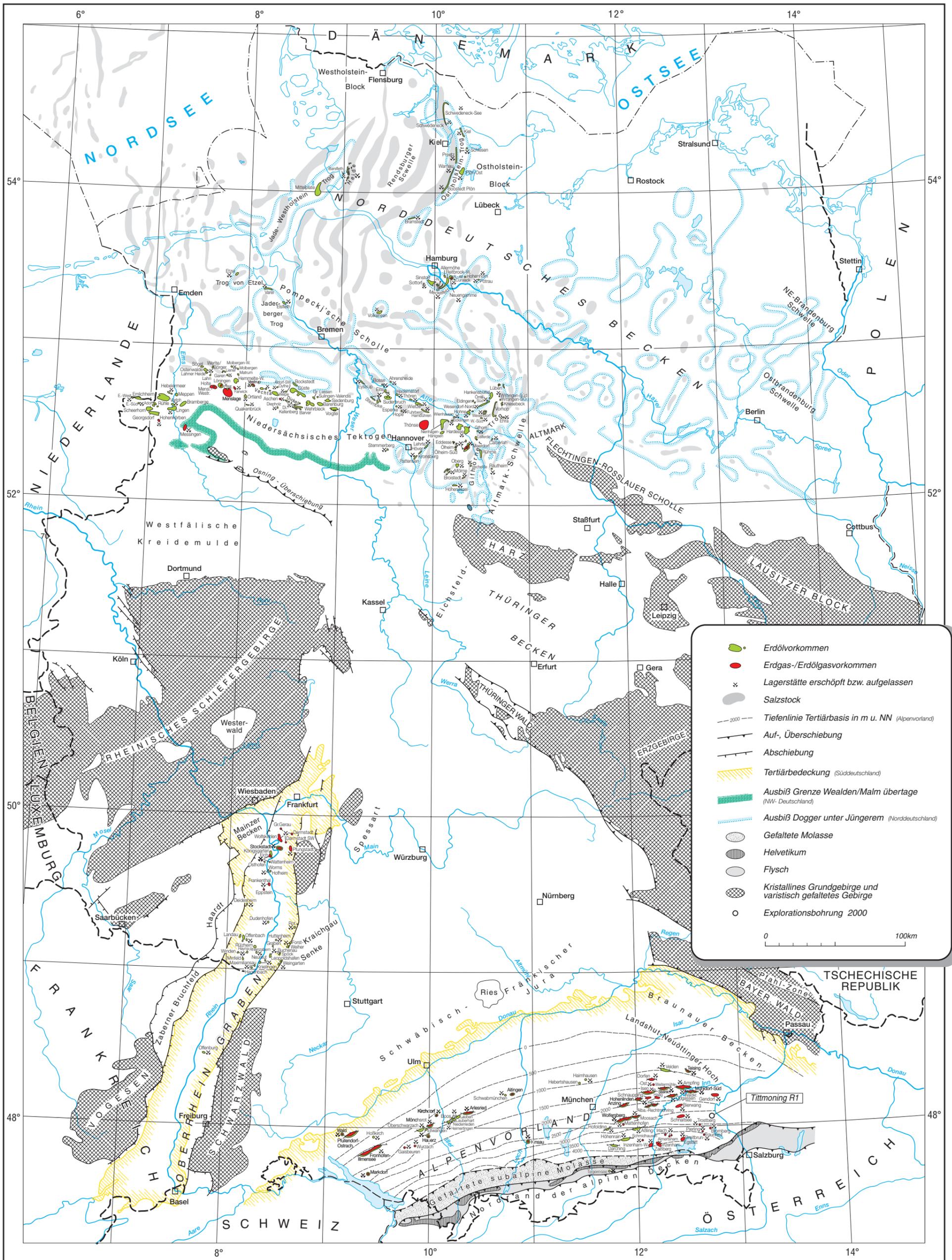
Stand 31. Dez. 2000

Quelle: Betreiberfirmen

# Anlagen

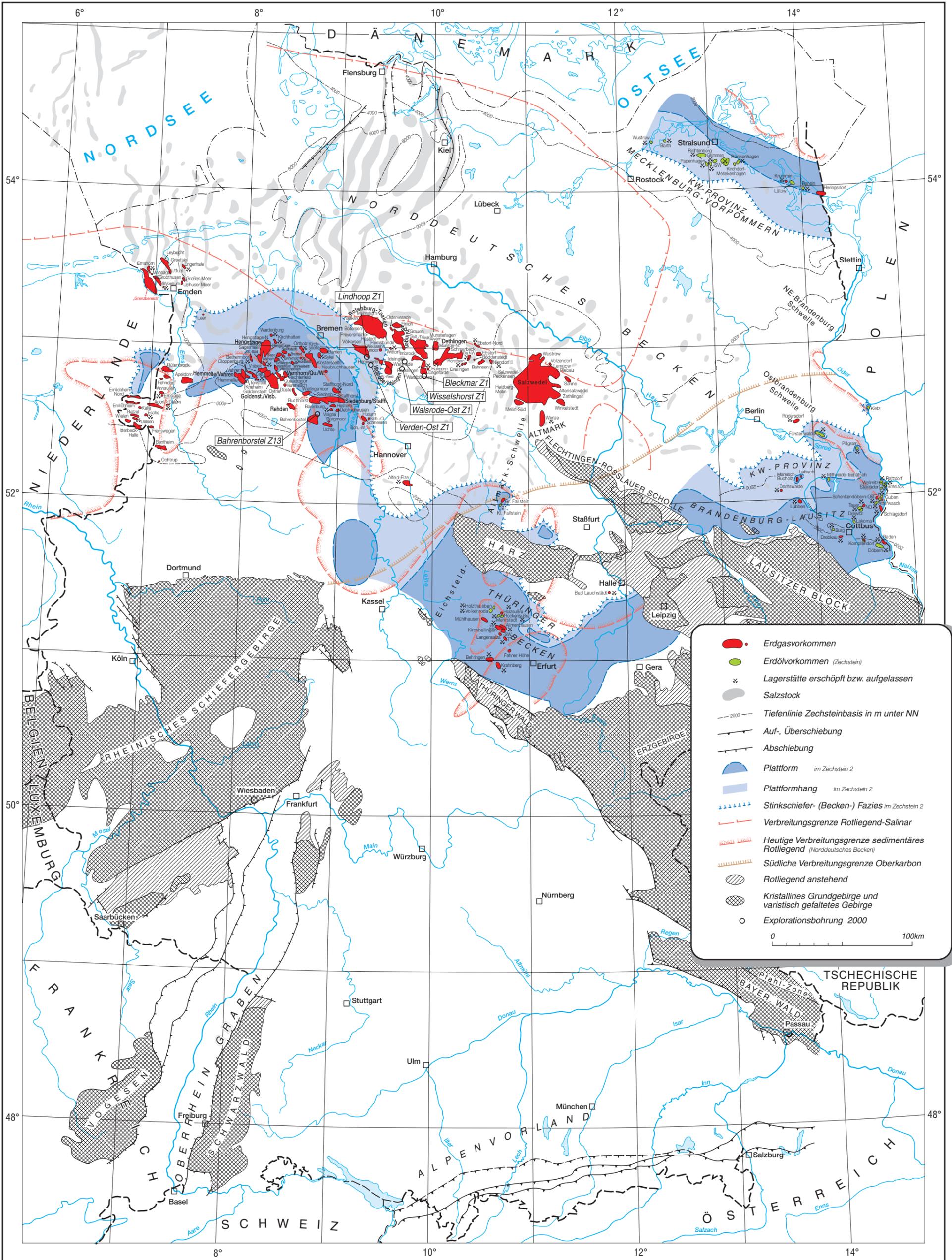
# Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

## Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



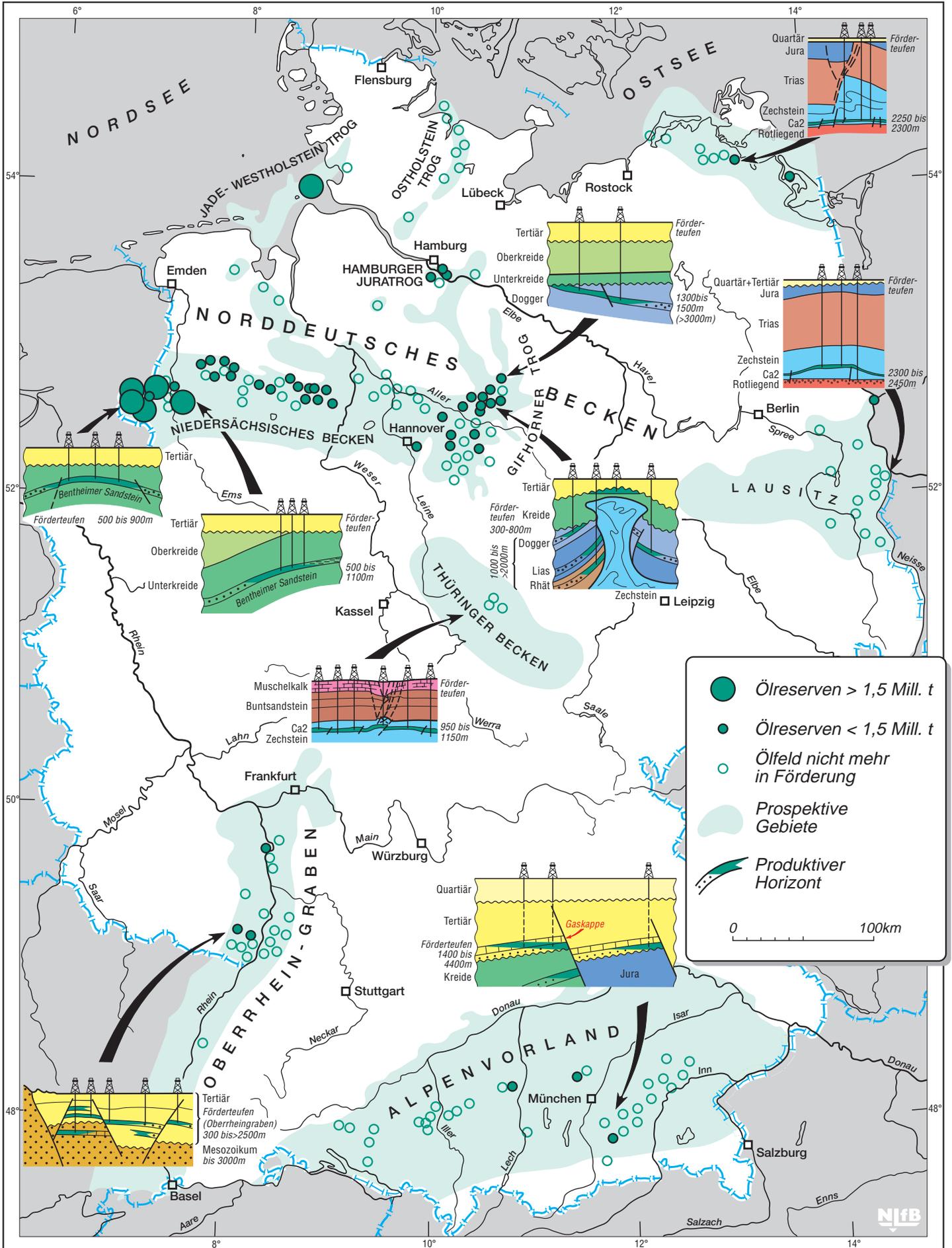
# Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

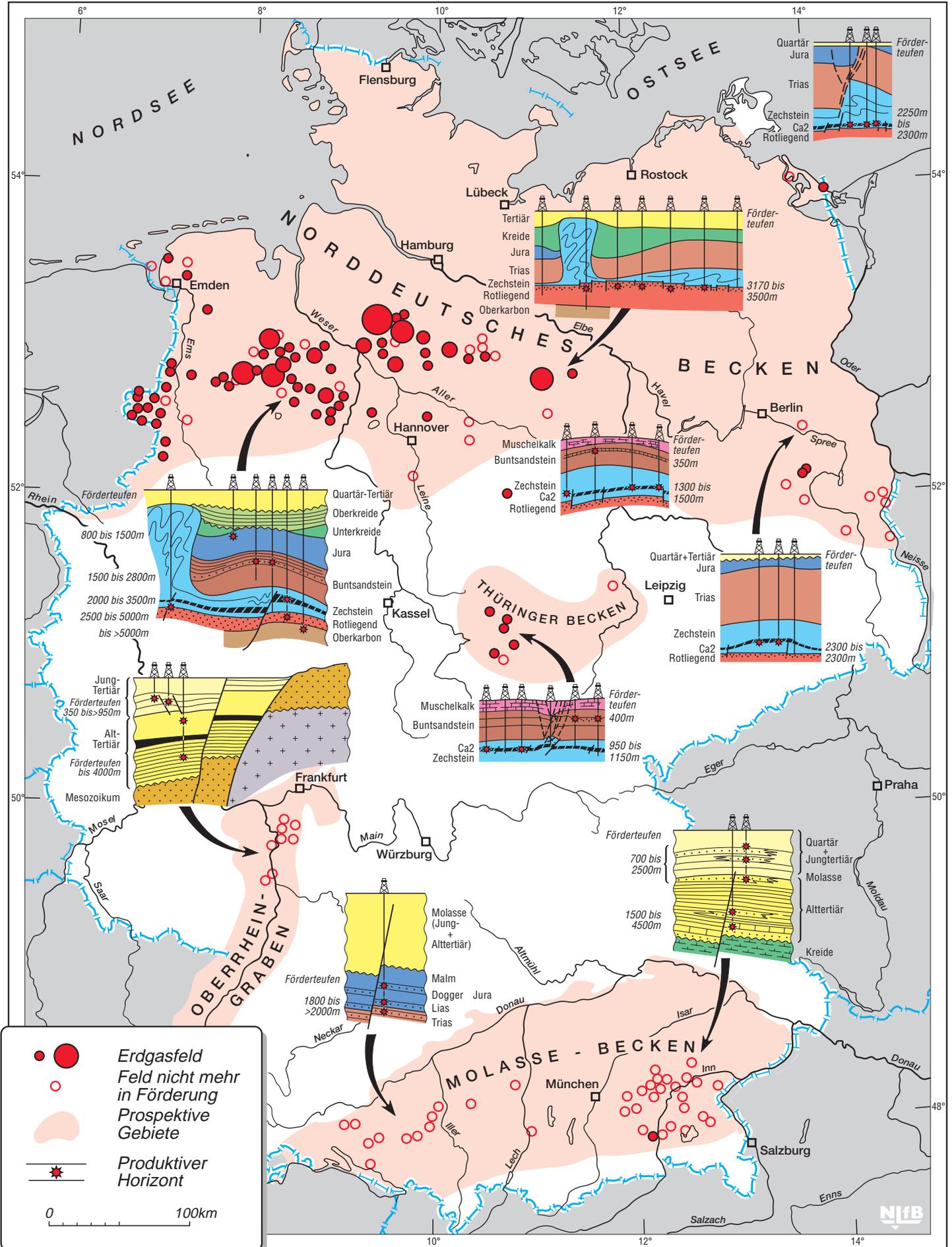
## Paläozoikum und Buntsandstein



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

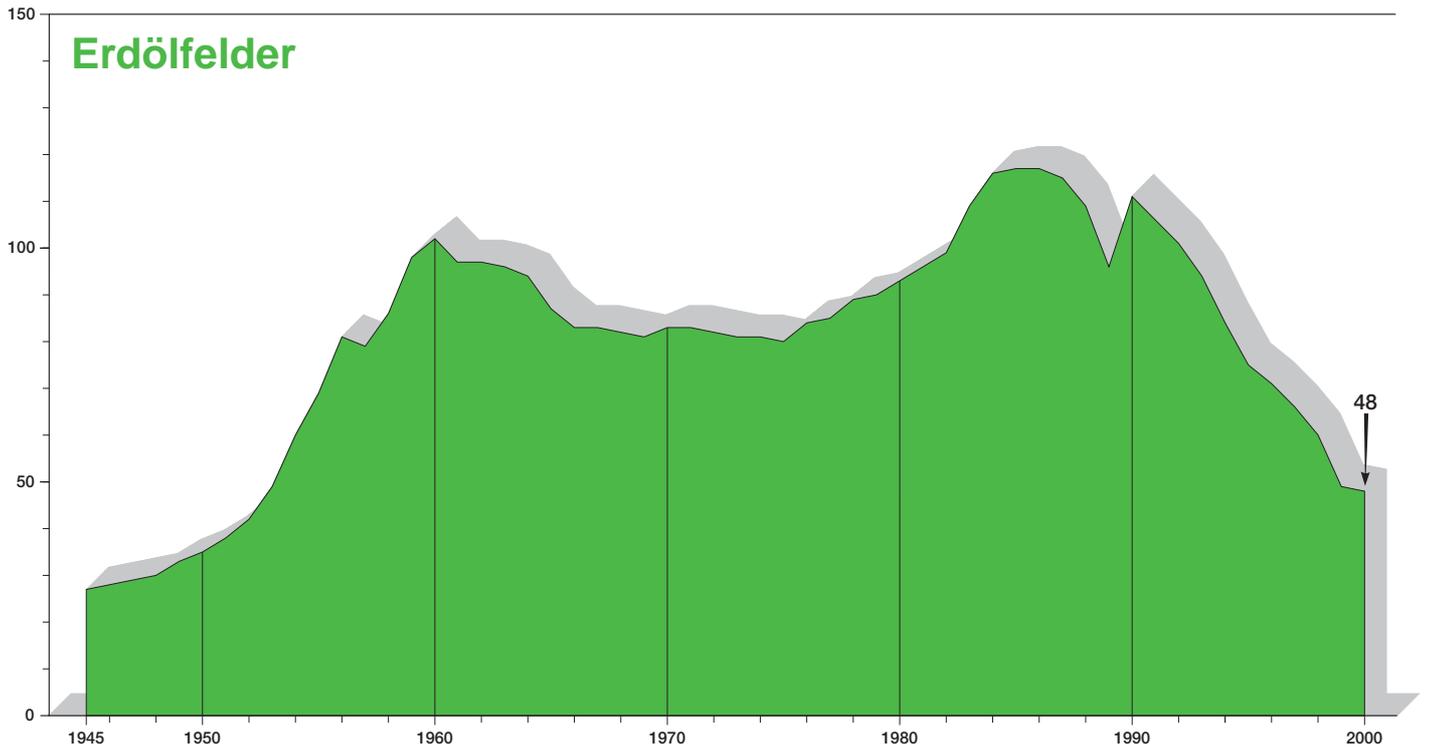
0 100km



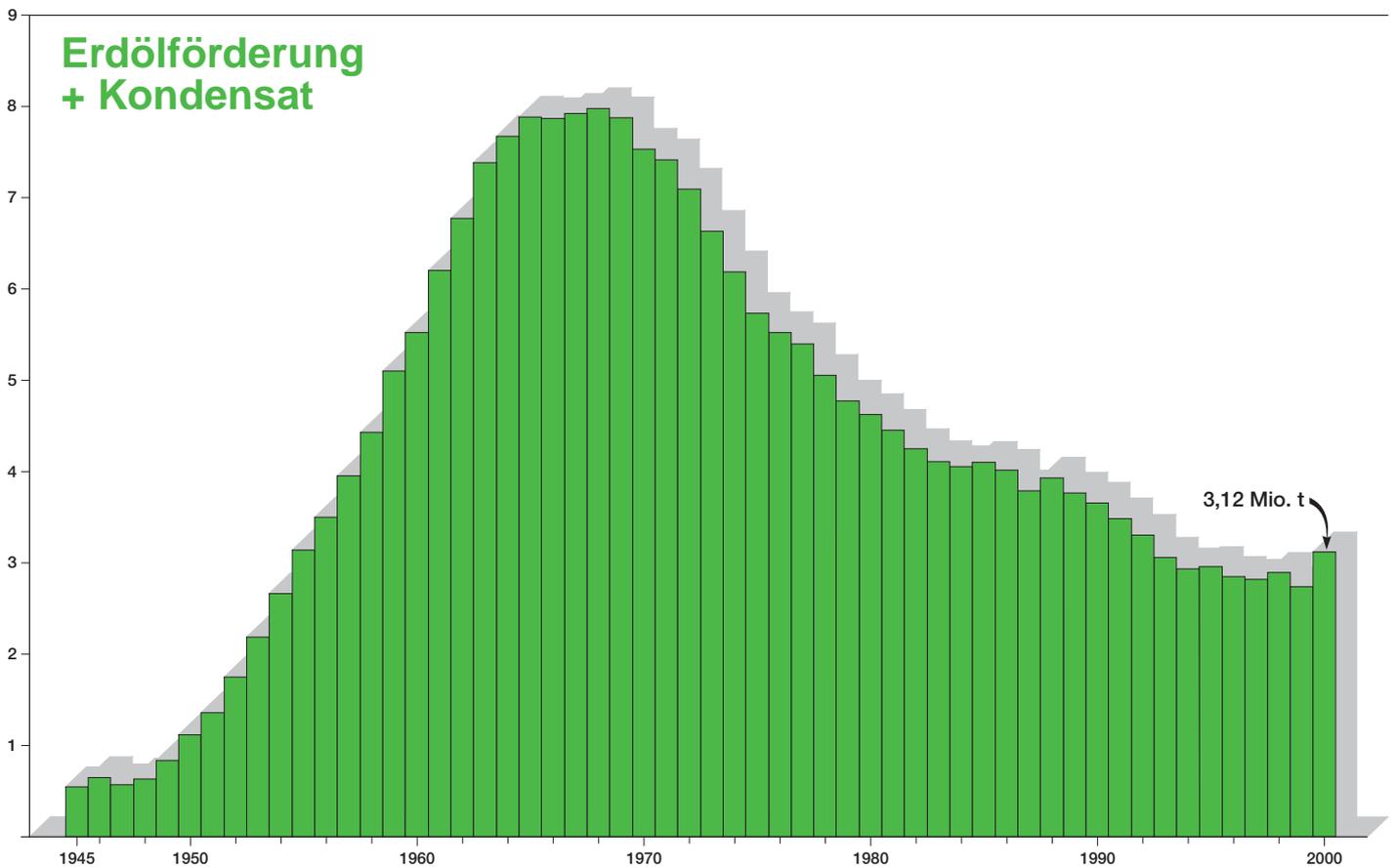


Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

Anzahl

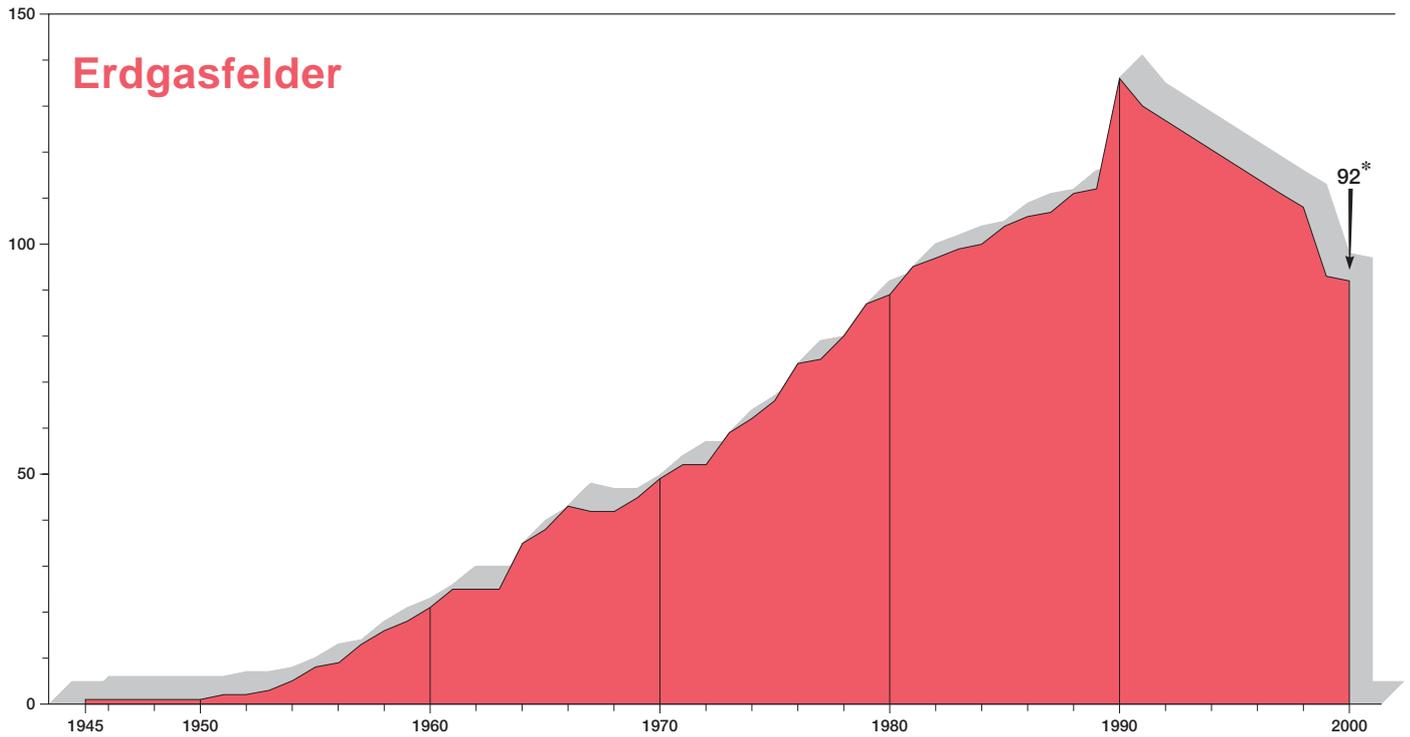


Mio. t



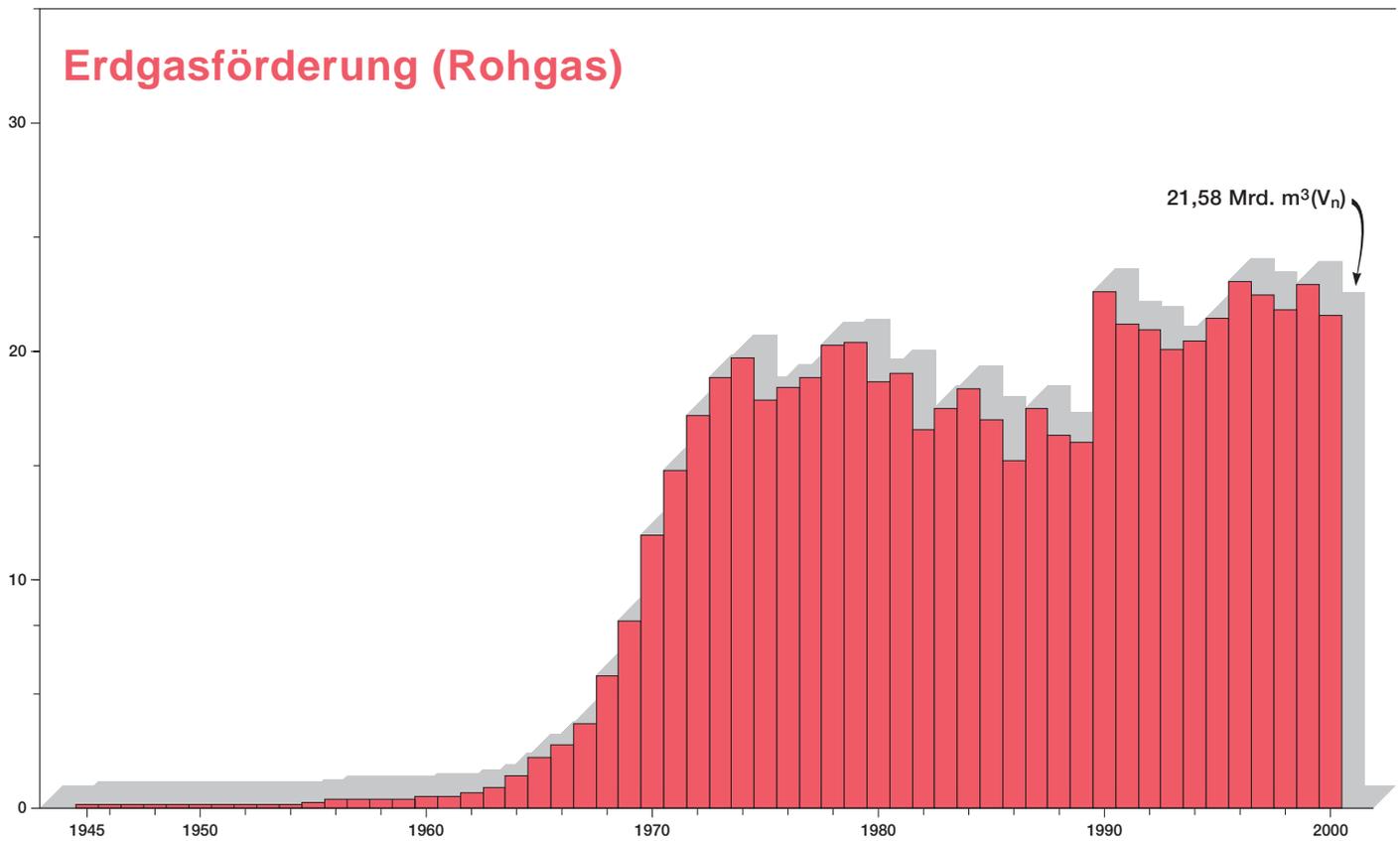
Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2000.

Anzahl



\*) ab 1999 neue Zuordnung der Erdgasfelder bzw. Teilfelder

Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)



Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2000.

Erdöl - und Erdgaslagerstätten in NW - Deutschland		Nordsee		Gebiet nördlich der Elbe		Gebiet zwischen Elbe und Weser										Gebiet zwischen Weser und Ems										Gebiet westlich der Ems														
		Nordsee A6/B4		Mittelplate	Reitbrook	Eddesse - Nord	Eldingen	Hankensbüttel	Knesebeck	Lehrte	Leiferde	Lüben	Nienhagen	Olheim - Süd	Örrel - S./Wesend.- N.	Rühme	Sinstorf	Thörse	Vorhop	Wittingen - Südost	Barenburg	Bockstedt	Börger / Werlte	Bramberge	Düste	Groß Lessen	Hemmelle - West	Liener - Garen	Lönigen	Matrum	Siedenburg	Sögel	Sulingen - Valendis	Vechta	Voigtei	Wehrbleck / - Ost	Adorf	Emlichheim	Georgsdorf	Meppen
Stratigraphie																																								
Tertiär	Quartär	Holozän / Pleistozän																																						
	Jung-Alt	Pliozän																																						
		Miozän																																						
		Oligozän <small>Neuengammer Gassand</small>																																						
		Eozän																																						
Paleozän																																								
Kreide	Obere	Maastricht	•																																					
		Campan	•																																					
		Santon	•																																					
		Coniac	•																																					
		Turon	•																																					
		Cenoman	•																																					
	Untere	Alb	•																																					
		Apt	•																																					
		Barrême	•																																					
		Hauterive	•																																					
		Valangin	•																																					
		„Wealden“	•																																					
	Jura	Malm	Serpulit	•																																				
			Münder Mergel	•																																				
Eimbeckh. Plattenkalk			•																																					
Gigas - Schichten			•																																					
„Kimmeridge“			•																																					
Oxfordium		•																																						
Dogger		Callovium	•																																					
		Bathonium	•																																					
		Bajocium	•																																					
		Alennium	•																																					
Lias	Ob. Toarcium	•																																						
	Unt. Toarcium	•																																						
	Pliensbachium	•																																						
	Sinemurium	•																																						
	Hettangium	•																																						
Trias	Keuper	Oberrhät	•																																					
		Mittlrhät	•																																					
		Unterrhät	•																																					
		Mittl. Keuper	•																																					
		Unt. Keuper	•																																					

Stratigraphische Tabelle (Keuper bis Quartär) der produzierenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten in NW-Deutschland (Horizonte z.T. nicht mehr in Produktion).

Erdgaslagerstätten in NW Deutschland (in Produktion)		Gebiet zwischen Elbe und Weser (West)																				Gebiet zwischen Weser und Ems																				Gebiet westlich der Ems										⑩
		Stratigraphie																				Stratigraphie																				Stratigraphie										
Trias	Buntsandstein	Oberer																																																		
		Mittlerer	Solling - Folge	Solling - Sandstein																																																
			Hardegsen - Folge	Hardegsen - Sandstein																																																
			Defurth - Folge	Defurth - Sdst. Oberb. Unterb.																																																
	Unterer	Volpriehausen - Folge	Avicula - Sandstein																																																	
Perm	Rotliegend	Zechstein	Ohre - Serie bis Bröckelschiefer																																																	
			Aller - Serie																																																	
			Leine - Serie	Plattendolomit																																																
			Staufurt - Serie	Staufurtkarbonat																																																
			Werra - Serie	Zechsteinkalk																																																
Karbon	U. Ober -	Dinant	Stefan																																																	
			Westfal D - A																																																	
			Namur																																																	
			Dinant																																																	

Erdgaslagerstätten in NW Deutschland (nicht mehr in Produktion)		Gebiet zwischen Elbe und Weser										Gebiet zwischen Weser und Ems										Gebiet westlich der Ems										
		Stratigraphie										Stratigraphie										Stratigraphie										
Trias	Buntsandstein	Oberer																														
		Mittlerer	Solling - Folge	Solling - Sandstein																												
			Hardegsen - Folge	Hardegsen - Sandstein																												
			Defurth - Folge	Defurth - Sdst. Oberb. Unterb.																												
	Unterer	Volpriehausen - Folge	Avicula - Sandstein																													
Perm	Rotliegend	Zechstein	Ohre - Serie bis Bröckelschiefer																													
			Aller - Serie																													
			Leine - Serie	Plattendolomit																												
			Staufurt - Serie	Staufurtkarbonat																												
			Werra - Serie	Zechsteinkalk																												
Karbon	U. Ober -	Dinant	Stefan																													
			Westfal D - A																													
			Namur																													
			Dinant																													

\* Trägerhorizonte (zum Teil nicht mehr in Förderung)

1 "Rotliegend-Basissandstein"

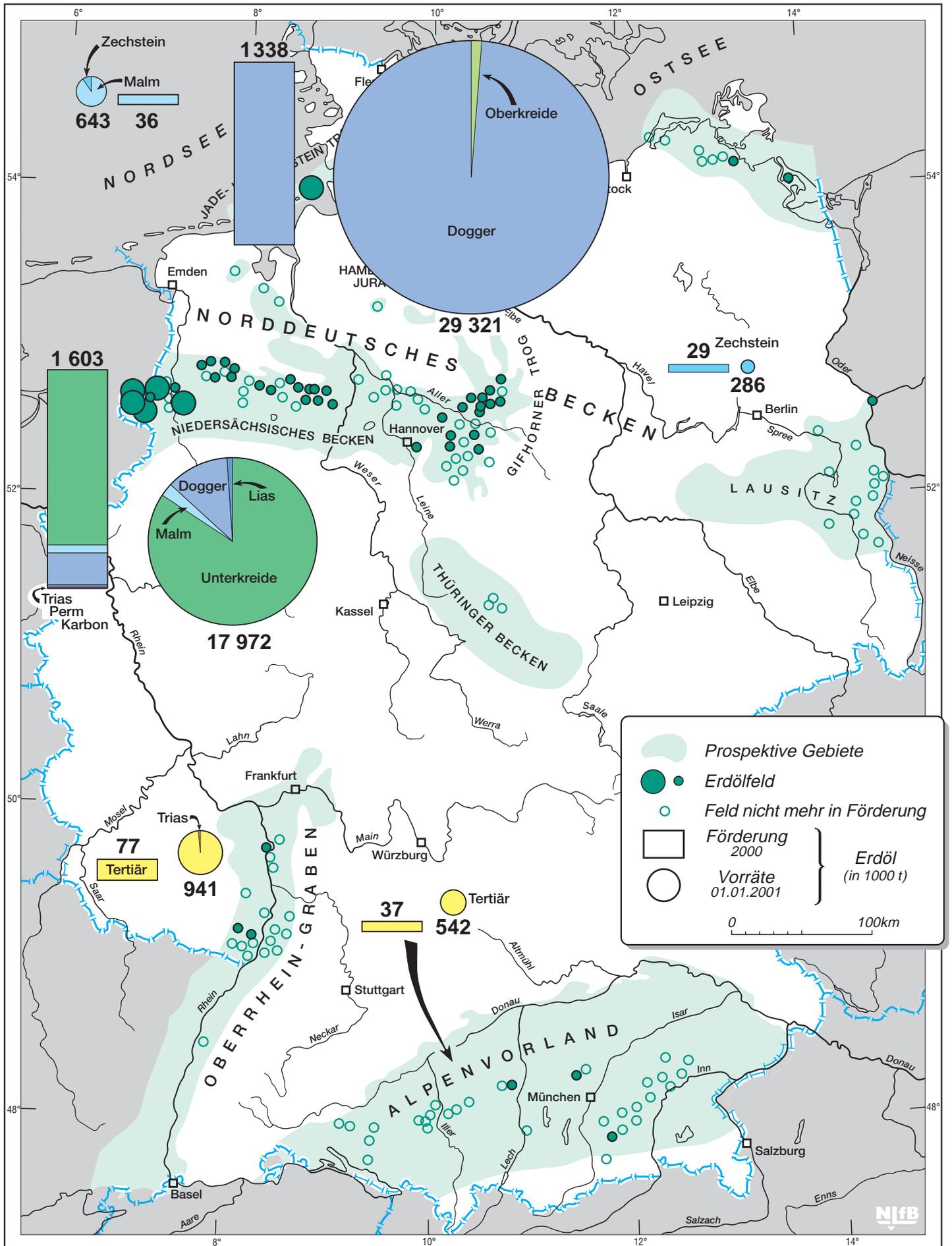
② Deutsche Nordsee

⑩ Niederrhein-Münsterland

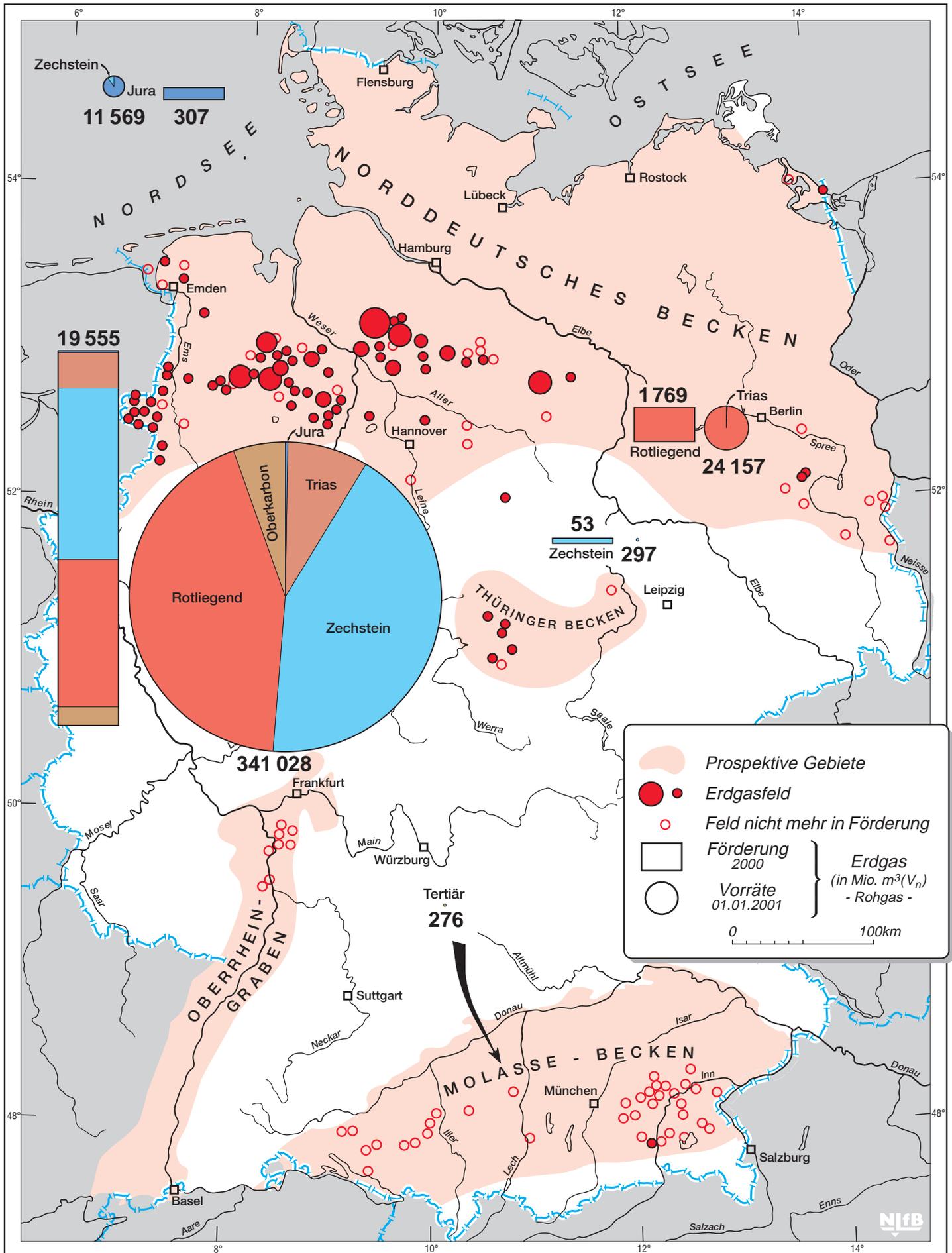
Stratigraphische Tabelle (Karbon bis Buntsandstein)  
der Erdgaslagerstätten in NW - Deutschland.





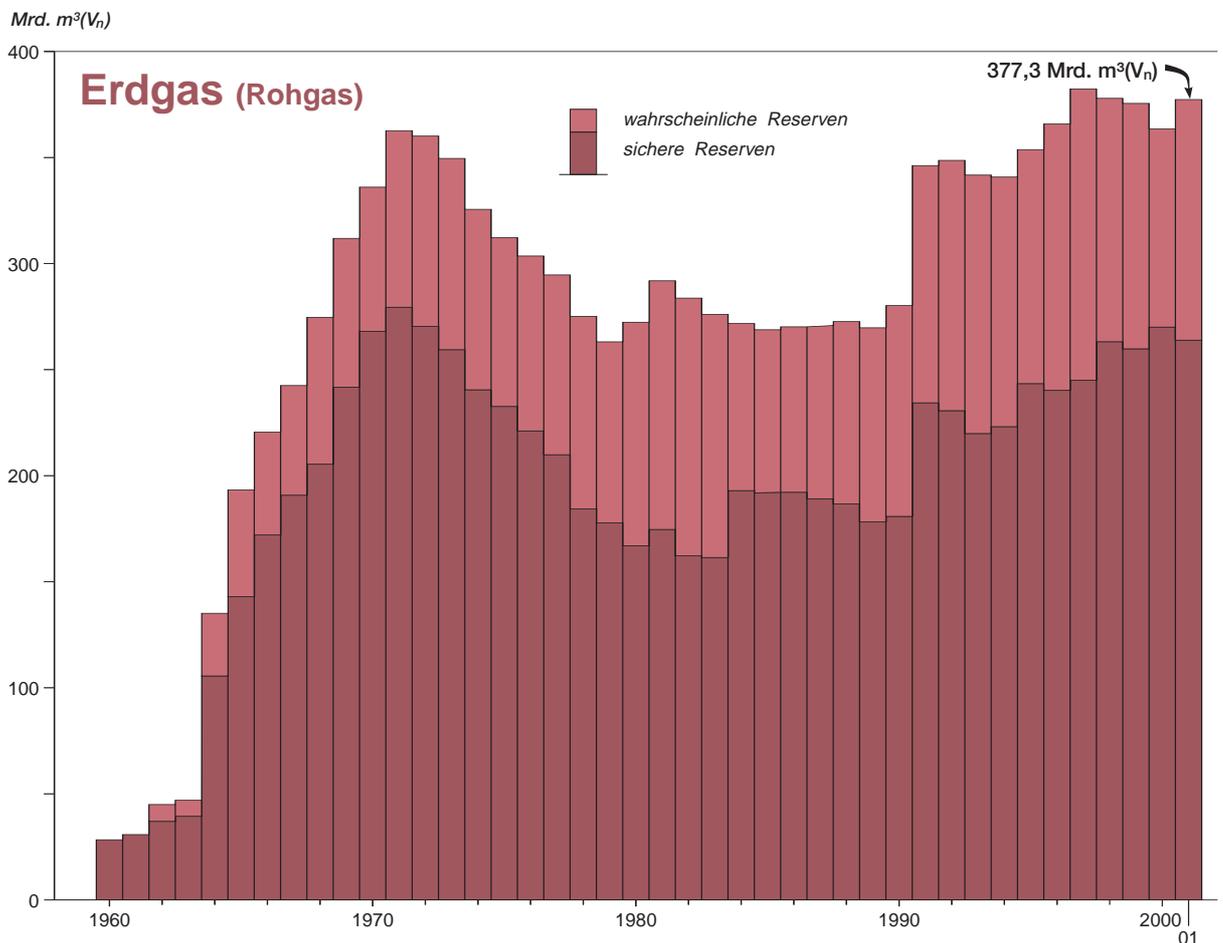
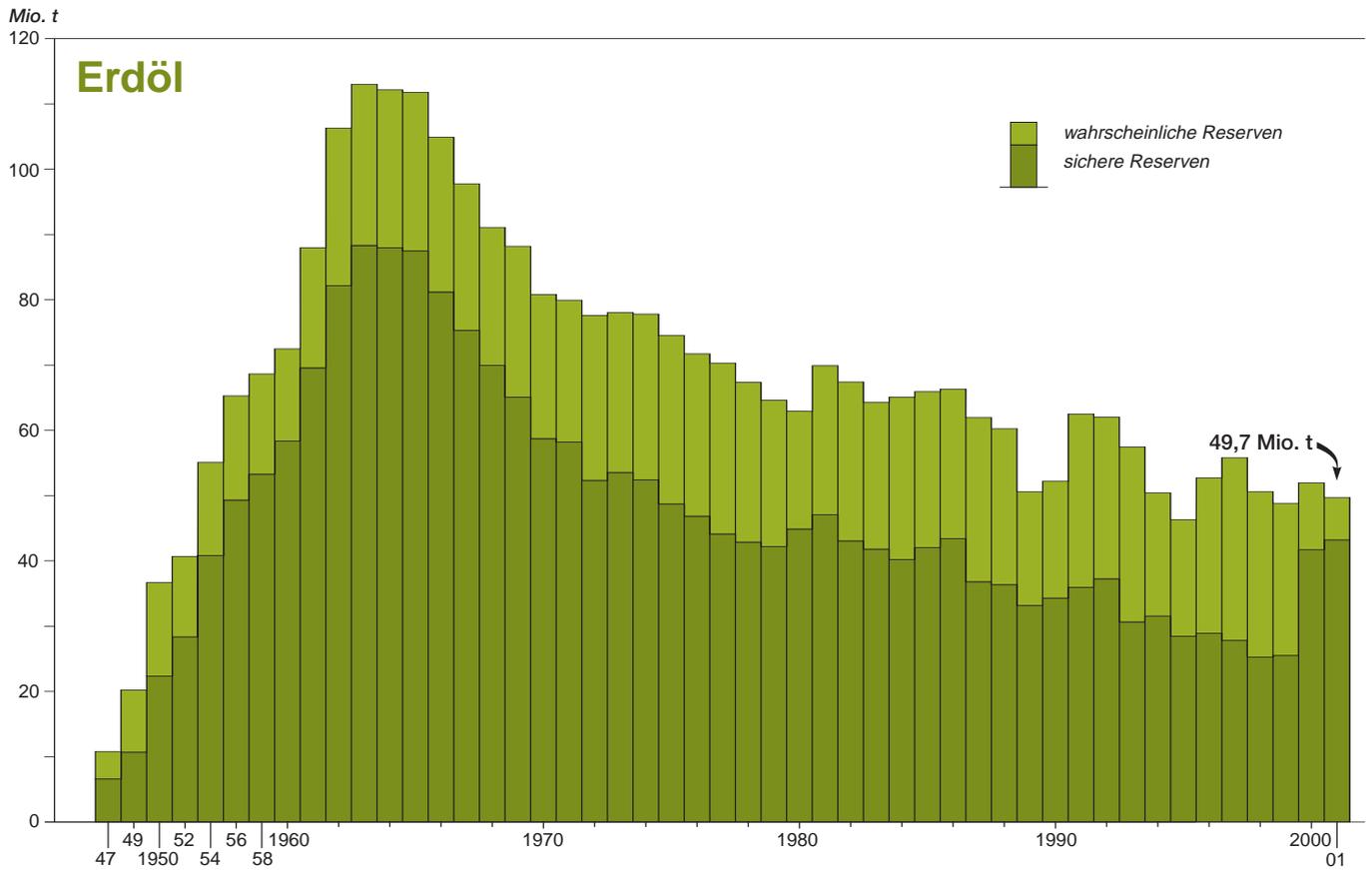


Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.



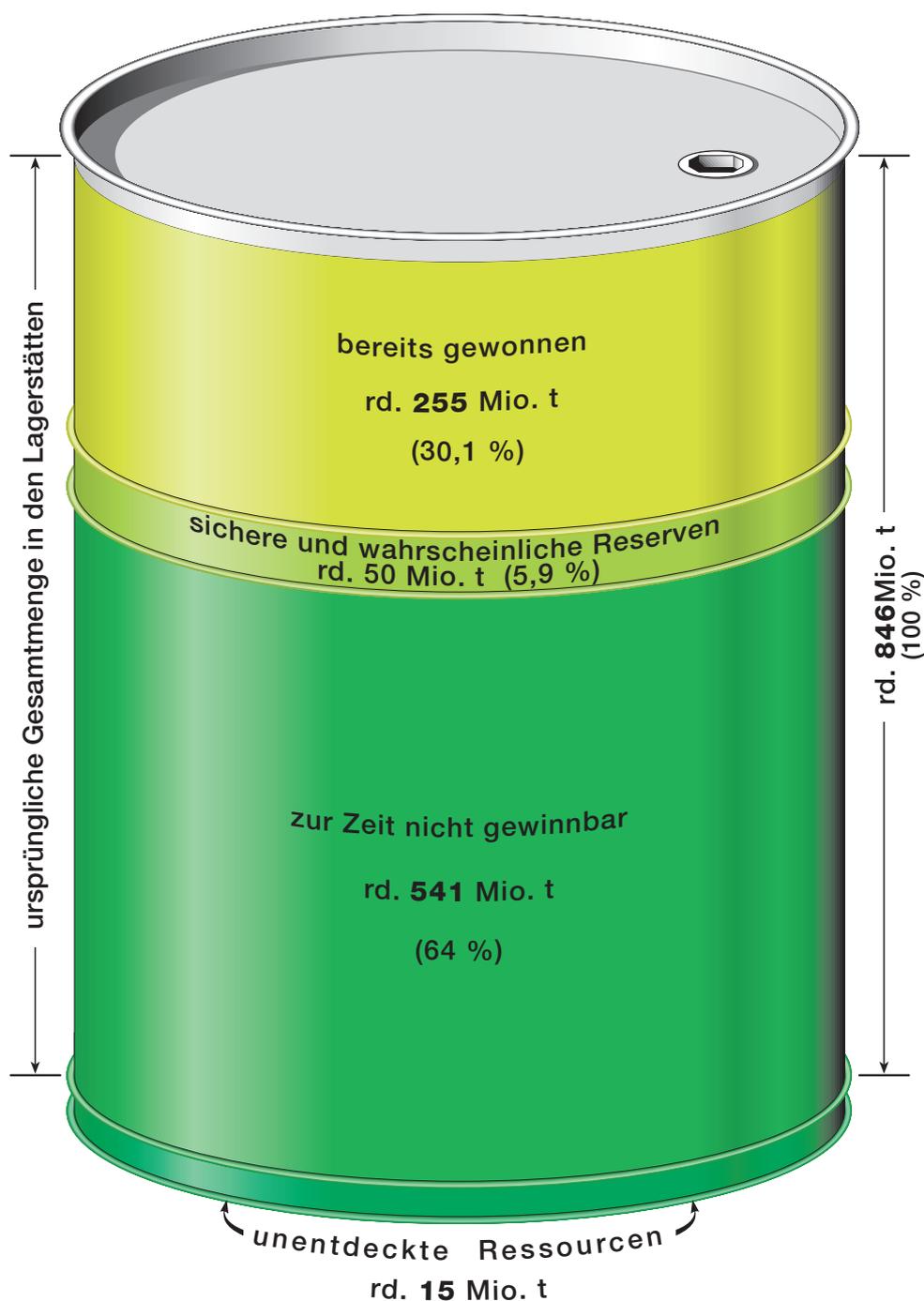
Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

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



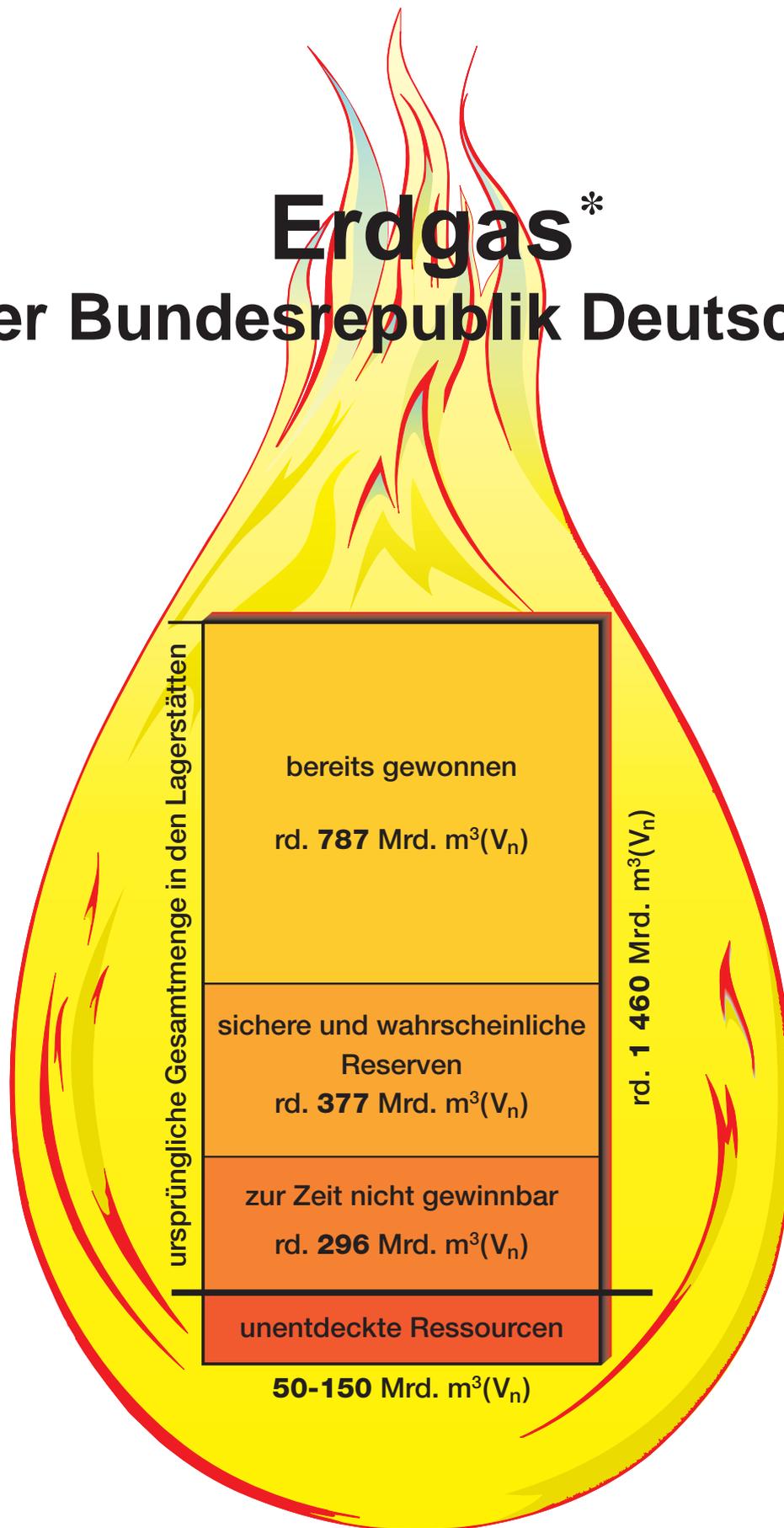
# Erdöl

## in der Bundesrepublik Deutschland

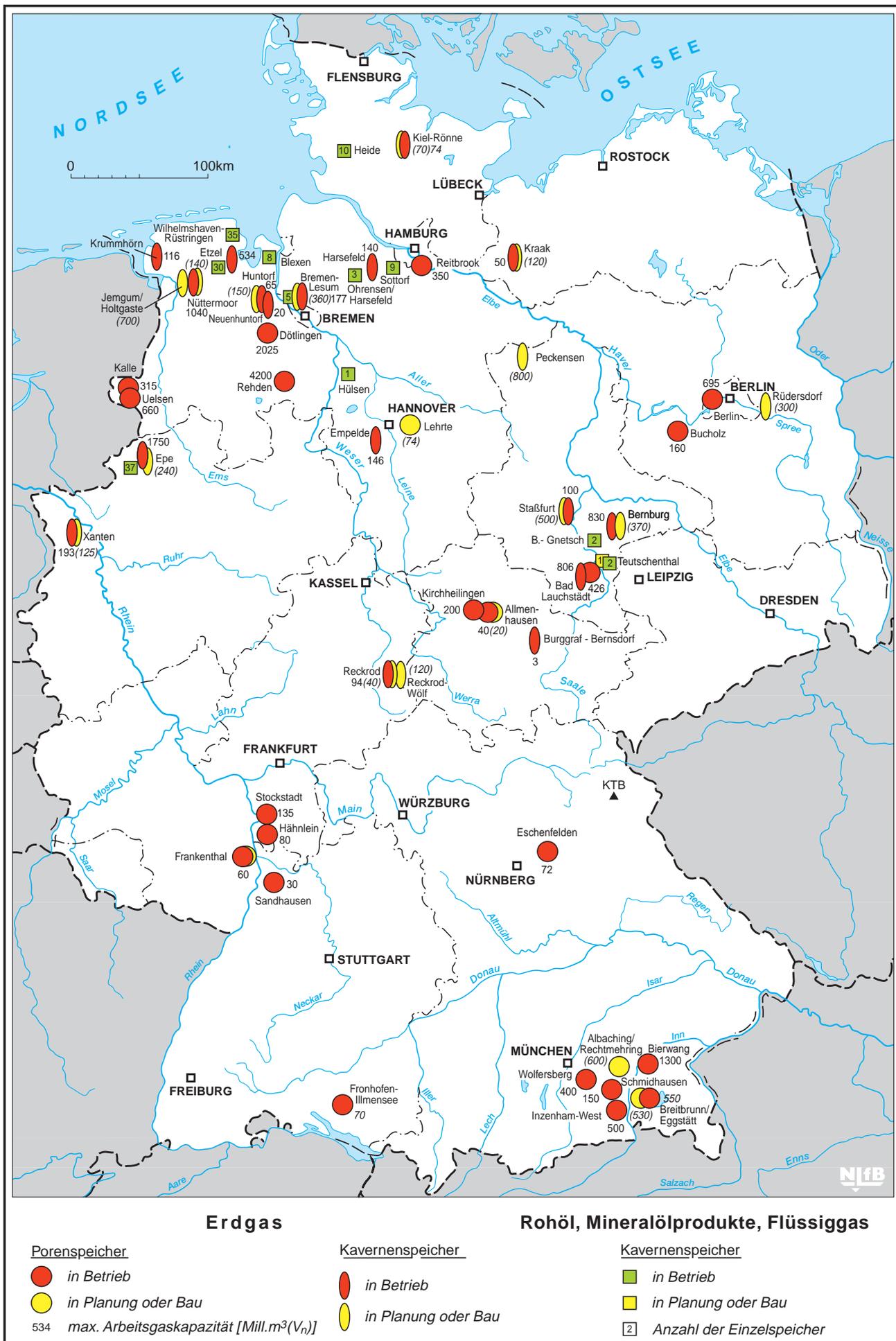


# Erdgas\*

## in der Bundesrepublik Deutschland



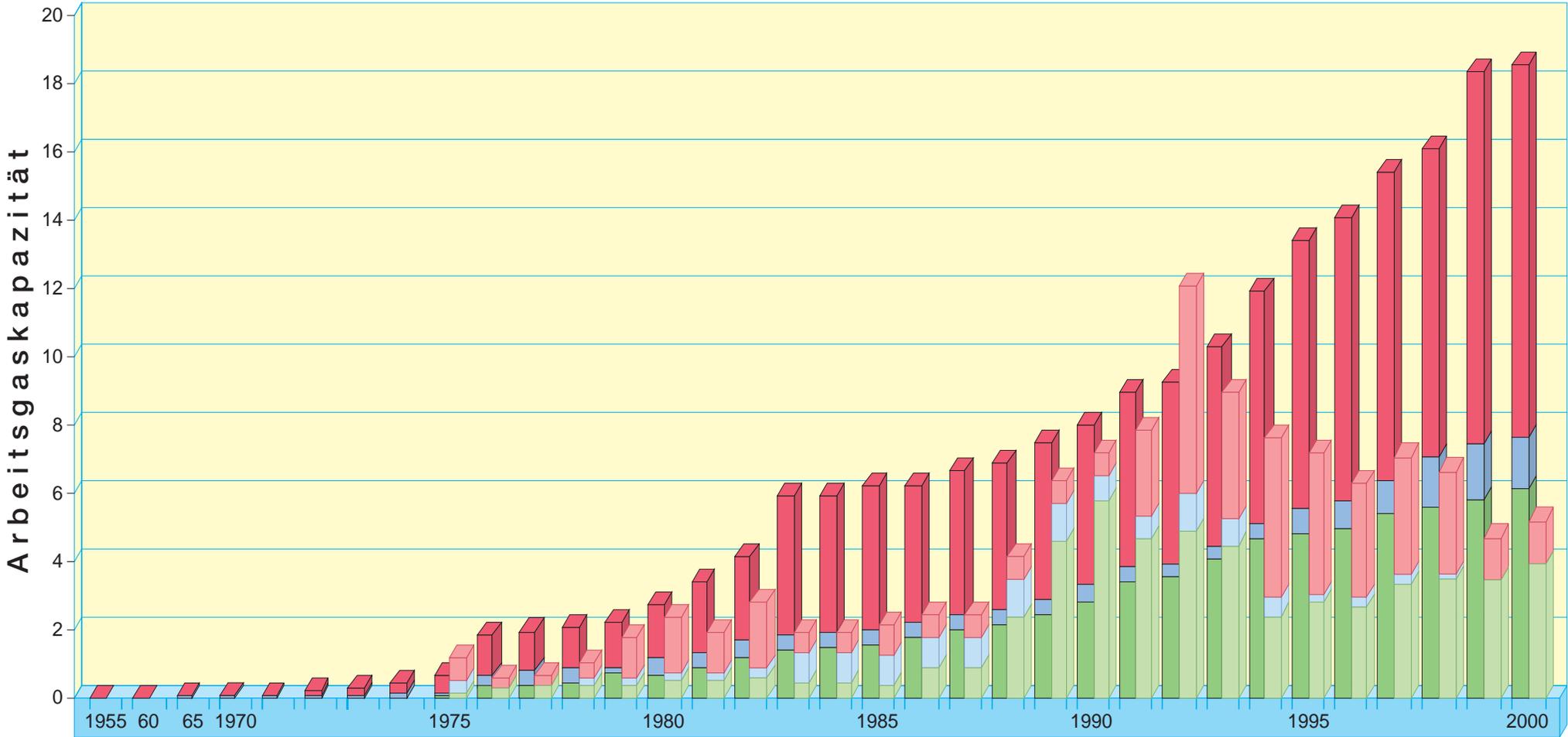
\* Rohgas (natürlicher Brennwert)



Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

# Maximale verfügbare Arbeitsgasmenge in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland von 1955 bis 2000

Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>)



		<i>Ehemalige Öl / Gas-Lagerstätten</i>	
			<i>Aquifer</i>
<i>Betrieb Planung</i>			

Quelle: Firmenmeldungen an das Niedersächsische Landesamt für Bodenforschung, Hannover; Berichte des OBA Clausthal-Zellerfeld; Bergbau-Jahrbücher, Glückauf-Verlag, Essen