

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 1999



**Niedersächsisches Landesamt
für Bodenforschung, Hannover**



Niedersächsisches Landesamt
für Bodenforschung, Hannover

Geological Survey of Lower Saxony

**Erdöl und Erdgas
in der
Bundesrepublik Deutschland
1999**

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

Hannover 2000

TITELBILD:

Das Projekt A6/B4 ist das erste Offshore-Erdgasfeld, das im Bereich des deutschen Festlandssockels der deutschen Nordsee rund 300 Kilometer vor der deutschen Küste entwickelt wird. Das Betreiberkonsortium, in dem die Wintershall AG mit 40,45 Prozent, die BASF Aktiengesellschaft mit 12 Prozent, die BEB Erdgas und Erdöl GmbH mit 40,45 und die RWE-DEA AG mit 7,1 Prozent beteiligt sind, investiert dafür rund 400 Millionen Mark. Operator ist die Wintershall AG.

Erwartet wird eine Fördermenge von 3,3 Millionen Kubikmeter Erdgas pro Tag - das sind jährlich rund 1,2 Milliarden Kubikmeter. In Abhängigkeit von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wird die Förderdauer bis zu 16 Jahre betragen.

Das Bild zeigt die Bohrhubsel "Transocean Nordic", mit deren Hilfe zunächst drei Produktionsbohrungen abgeteuft wurden. Die Produktionsbohrungen erstrecken sich auf eine Länge von bis zu 4000 Metern. Zwei dieser Bohrungen bohrten bis annähernd 1000 Meter horizontal in die Erdgaslagerstätte. Mit der eigentlichen Förderung des Erdgases soll im Oktober 2000 begonnen werden. Im Vordergrund des Bildes ist das Jacket der Förderplattform A6-A zu sehen.

(Quelle: Wintershall AG, Foto mit freundlicher Genehmigung von Bob Fleumer Aerial Photography B.V.)

ISBN 3-510-95857-8
ISSN 1430-9106



Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung
Referat Kohlenwasserstoffgeologie

Stilleweg 2

D-30655 Hannover

Telefon: (0511) 643-3502

Telefax: (0511) 643-3667

Vorwort

Die inländische Erdöl- und Erdgasindustrie mußte sich auch 1999 bei zunächst fallenden Erlösen in einem schwierigen globalen Umfeld behaupten. Um die Konkurrenzfähigkeit im internationalen Wettbewerb sicherzustellen, wurden weitere unwirtschaftlich gewordene Erdölfelder und Bohrungen stillgelegt.

Die in der zweiten Jahreshälfte einsetzende Erholung der Erlöse führte bisher nicht zu einem Anstieg in der Explorationstätigkeit. Erstmals seit Beginn der industriellen Kohlenwasserstoffgewinnung wurde keine neue Explorationsbohrung (A3) begonnen.

Die Entwicklung des Erdölfeldes Mittelplate/Dieksand verläuft sehr erfreulich: Zusätzlich zu den bereits bestehenden vier Horizontalbohrungen ist für das Jahr 2000 eine fünfte Bohrung geplant, durch die die jährliche Ölproduktion aus dem Feld auf 1,8 Millionen Tonnen gesteigert werden soll. Mit den technisch aufwendigen Horizontalbohrungen liegt das Konsortium RWE-DEA/Wintershall weltweit in der Spitzengruppe für extrem abgelenkte Bohrungen mit großen horizontalen Entfernungen.

Die Erdgassuche beschränkt sich seit einigen Jahren auf das Gebiet im Dreieck zwischen Hannover, Bremen und Hamburg. Diese Region wird von allen Experten zur Zeit als die aussichtsreichste eingeschätzt, obwohl hier bereits ein Großteil der höffigen Strukturen untersucht worden ist. Der Erkundungsgrad in dieser Region ist bereits relativ hoch. Neue Konzepte und technologische Entwicklungen zur Erschließung bereits nachgewiesener Gasmengen in schlecht permeablen Speichergesteinen bieten hier noch Potential.

Die nachgewiesenen inländischen Erdgasreserven von mehr als 360 Milliarden Kubikmetern haben bei konstanter Förderung von etwa 22 Milliarden Kubikmetern pro Jahr eine statische Reichweite von mehr als 16 Jahren. Diese relativ große Reichweite und die enge Einbindung des deutschen Marktes in das zentraleuropäische Erdgasverbundsystem wirken sich möglicherweise nicht positiv auf neue Explorationsprojekte aus, wohl aber auf den weiteren Umbau ausgeförderter Felder in Untertagegasspeicher. Insbesondere auf diesem Sektor zeichnet sich eine weitere Steigerung der Aktivitäten der in Deutschland tätigen Unternehmen ab.

Eine kürzlich abgeschlossene Untersuchung zur Energieeffizienz der inländischen Erdöl- und Erdgasproduktion hat gezeigt, daß für Exploration und Exploitation einschließlich der abschließenden Feldesberäumung

weniger als ein Prozent der gewonnenen Energie eingesetzt werden muß. Die Relation zwischen Aufwand und Gewinn zeigt, daß die Nutzung der inländischen Öl- und Gasreserven nicht nur vertretbar, sondern außerordentlich sinnvoll ist: Kein anderer Energieträger weist einen ähnlich günstigen Wert auf.

Die vorliegende Publikation über Erdöl und Erdgas in Deutschland wurde vom Niedersächsischen Landesamt für Bodenforschung (NLfB) bisher im Rahmen der Geowissenschaftlichen Gemeinschaftsaufgaben (GGA) herausgegeben. Nach einer Reorganisation ist das Referat Kohlenwasserstoffgeologie der Abteilung 3 des Niedersächsischen Landesamtes für Bodenforschung angegliedert worden. Aufgrund vertraglicher Vereinbarungen werden die Aufgaben der Kohlenwasserstoffgeologie auch künftig für fast alle Bundesländer mit Erdöl- und Erdgasvorkommen gemeinsam vom NLfB wahrgenommen. Die beteiligten Länder sind: Bayern, Berlin, Brandenburg, Hessen, Niedersachsen, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein; mit weiteren Ländern wird zur Zeit verhandelt.

Organisation und Aufgaben des NLfB sind im Internet unter www.nlfb.de dargestellt. Auf den Seiten des Referates Kohlenwasserstoffgeologie (N3.06) ist eine digitale Version der vorliegenden Publikation aufzurufen, die durch ein Kennwort geschützt ist. Den Erwerbern der Publikation wird das Kennwort auf Anfrage mitgeteilt. Von der Resonanz auf dieses Angebot wird es abhängen, ob zukünftig der Erdöljahresbericht nur noch auf diesem Wege publiziert wird.

Inhaltsverzeichnis

Verzeichnis der Tabellen	6
Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen	7
Zusammenfassung	9
Summary	10
1 Bohraktivität	11
1.1 Explorationsbohrungen	11
1.1.1 Aufschlußbohrungen	11
1.1.2 Teilfeldsuchbohrungen	12
1.2 Bohrergebnisse	14
1.3 Bohrmeterleistung	16
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen	18
2 Geophysik	21
3 Konzessionswesen	25
4 Erdöl- und Erdgasproduktion	31
4.1 Erdöl	32
4.2 Erdgas	35
5 Erdöl- und Erdgasreserven	39
5.1 Reservendefinitionen für Kohlenwasserstoffe	39
5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2000	40
5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2000	41
6 Untertage-Erdgasspeicherung	43

Anlagen 1-17: Übersichtskarten, Zusammenstellungen, Statistik

Verzeichnis der Tabellen

- Tab. 1: Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 1999.
- Tab. 2: Übersicht der Feldesentwicklungsbohrungen und CBM-Bohrungen des Jahres 1999.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung der Jahre 1994 bis 1999, aufgeteilt nach Bohrungskategorien.
- Tab. 4: Verteilung der Bohrmeterleistung des Jahres 1999 auf die Bundesländer.
- Tab. 5: Verteilung der Bohrmeterleistung des Jahres 1999 auf die Explorationsgebiete.
- Tab. 6: Seismische, gravimetrische und geomagnetische Messungen des Jahres 1999.
- Tab. 7: Verzeichnis der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl- und Erdgas.
- Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion 1999.
- Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung in Deutschland von 1995 bis 1999.
- Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung 1999.
- Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 1997 bis 1999 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 12: Jahresförderungen 1998 und 1999 der förderstärksten Erdölfelder in Deutschland.
- Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung in Deutschland von 1995 bis 1999.
- Tab. 14: Erdgasförderung 1999.
- Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung 1997 bis 1999 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 16: Jahresförderungen 1999 der förderstärksten Erdgasfelder in Deutschland.
- Tab. 17: Erdölreserven nach Gebieten per 1. Jan. 2000.
- Tab. 18: Erdölreserven nach Bundesländern per 1. Jan. 2000.
- Tab. 19: Erdgasreserven nach Gebieten per 1. Jan. 2000 (Rohgas).
- Tab. 20: Erdgasreserven nach Bundesländern per 1. Jan. 2000 (Rohgas).
- Tab. 21: Erdgasreserven nach Gebieten per 1. Jan. 2000 (Reingas).
- Tab. 22: Erdgasreserven nach Bundesländern per 1. Jan. 2000 (Reingas).
- Tab. 23: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch.
- Tab. 24: Bezugsquellen zur Deckung des Erdgasaufkommens.
- 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 1999.
- Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.
- Abb. 3: Übersichtskarte der mit 3D-Seismik überdeckten Flächen.
- Abb. 4: Karte 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 - 1999.
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 1999.
- 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 und nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 12: Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten und nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 13: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland von 1947 bis 2000 bzw. von 1960 bis 2000.
- Anl. 14: Erdöl in der 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 Exploration der deutschen Erdöl- und Erdgasindustrie war bedingt durch den Ölpreisverfall von einem Einbruch in der Bohrtätigkeit gekennzeichnet. Wohl erstmalig in der Explorationsgeschichte wurde für die Suche von neuen Lagerstätten keine Aufschlußbohrung gebohrt. Auch auf dem Sektor der Teilfeldsuchbohrungen, die neben den Aufschlußbohrungen für die Erschließung neuer Vorräte von Bedeutung sind, war ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen.

Die Anzahl der laufenden Bohrvorhaben hat sich gegenüber 1998 von 55 auf 33 verringert. Durchweg positiv waren die Ergebnisse der Bohrprojekte. Alle endgültig bewerteten Bohrungen waren fündig. Neben vier gasfündigen Explorationsbohrungen waren elf Bohrungen in der Feldesentwicklung öl- bzw. gasfündig. In der Nordsee hat die Entwicklung des ersten deutschen Offshore-Erdgasfeldes begonnen.

Hatte sich die Bohrleistung im Vorjahr noch leicht erholt, so schlugen die Auswirkungen des Ölpreisverfalles in 1999 vollends durch. Mit etwas mehr als 68 000 Bohrmeter wurde fast der niedrigste Stand seit 1945 erreicht. Auf die Kategorie der Explorationsbohrungen (Aufschluß- und Teilfeldsuchbohrungen) entfiel weniger als ein Viertel der Bohrmeter. In den zwei vorangegangenen Jahren war dieser Anteil von fast der Hälfte bereits auf ein Drittel abgesunken.

Der Umfang der 3D-Seismik blieb mit 460 km² auf dem Niveau des Vorjahres. Gemessen wurde in vier Surveys, u.a. in Süddeutschland und in der Nordsee. Der Hauptanteil der Offshore-Surveys lag allerdings im dänischen Teil der Nordsee. Mit knapp 2000 km² hat sich die Fläche der gravimetrischen Messungen fast vervierfacht. Die Fläche der geomagnetischen Messungen ist von rund 1800 km² auf etwa 1500 km² gesunken. 2D-Seismik wurde in 1999 nicht gemessen.

Die Erdölförderung betrug 2,74 Mio. t und lag damit ungefähr 5 % unter dem Vorjahreswert. Das Feld Mittelplate vor der Westküste Schleswig-Holsteins mit rund 820 000 t/a und das Feld Rühle im Emsland mit rund 370 000 t/a waren die förderstärksten Lagerstätten. Aufgrund der Neubewertung einer Lagerstätte sowie neu zu berücksichtigender Mengen konnten die Reserven auf 51,9 Mio. t angehoben werden.

Die Erdgasförderung ist gegenüber 1998 um etwa 2 % auf 22,3 Mrd. m³ (natürlicher Brennwert) gestiegen. Da ehemalige Teilfelder zusammengelegt wurden, ist nunmehr Rotenburg-Taaken mit 3,1 Mrd. m³/a das förderstärkste Feld, gefolgt von Goldenstedt/Visbek mit 2,2 Mrd. m³/a. Die Produktion konnte nur knapp zur Hälfte durch neue Reserven ausgeglichen werden. Die Reserven sanken um 12 Mrd. m³ auf 363,5 Mrd. m³.

Auf dem Sektor der Untertage-Erdgasspeicher hielt der Wachstumstrend für das verfügbare Arbeitsgasvolumen an. Das Arbeitsgasvolumen der 23 Porenspeicher und 16 Kavernenspeicher-Betriebe ist gegenüber dem Vorjahr deutlich um etwa 2,2 Mrd. m³ auf 18,3 Mrd. m³ gestiegen. Die aktuelle Planung sieht weitere 4,6 Mrd. m³ Arbeitsgas vor.

Summary

Due to the sharp decline in prices in early 1999 the exploration for oil and gas in Germany was reduced significantly throughout the year. For the first time since the beginning of industrial exploration no wildcat was begun. New-pool tests which may reveal new reserves in the vicinity of known fields were drilled to a lesser extent, too.

The number of wells decreased from 55 to 33 if compared to 1998. All wells to which a final result was assigned were successful. These were 4 gas discoveries of exploration wells of the previous year and 11 wells in field developments which found commercial quantities of oil or gas. In the North Sea the development of the first off-shore gas field commenced.

Only 68 000 m were drilled in 1998, the lowest level since 1945. Only one quarter of the meters drilled are assigned to exploration wells; in previous years this share amounted approximately to 50 %.

3D seismic was acquired in four surveys covering an area of 460 km² which corresponds to the level in the previous year. The surveys are located in Southern Germany and the North Sea. The greater share of the off-shore surveys was in the Danish sector of the North Sea. 2,000 km² of gravimetric measurements and 1,500 km² of geomagnetic measurements were undertaken. No 2D seismic was acquired in 1999.

The oil production was 5 % less than in 1998 and amounted to 2.74 million metric tons. The fields with the highest productions were Mittelplate (820,000 t/a) in the tidal flats West of Schleswig Holstein and Rühle (370,000 t/a) in the West of Lower Saxony. The remaining proven reserves increased to 51.9 million tons mainly due to a re-assessment of one field.

The gas production rose by 2 % to 22.3 billion m³ (natural gas quality). After an equalisation of fields which were formerly reckoned to be separated from each other the field Rotenburg-Taaken North of Hannover is the most productive field with 3.1 billion m³ followed by Goldenstedt/Visbek with a production of 2.2 billion m³. Only half of the annual production could be compensated by re-assessment of new reserves. Thus, the remaining proven reserves decreased by 12 billion m³ to 363.5 billion m³.

The underground storage of gas kept on to increase if the working gas capacity is considered. 23 facilities of aquifer storages and in depleted fields exist in Germany and another 16 plants which operate salt caverns. The working gas capacity increased by 2.2 billion m³ to 18.3 billion m³. Additional storage facilities of 4.6 billion m³ are under planning.

1 Bohraktivität

1.1 Explorationsbohrungen

Das Jahr 1999 war durch einen starken Einbruch in der Bohraktivität gekennzeichnet. Die Gründe für diesen Einbruch sind einerseits im Ölpreisverfall des Jahres 1998 aber auch in der Firmenpolitik vor allem der größeren Erdölgesellschaften zu suchen.

Wie üblich, wenn weniger Finanzmittel zur Verfügung stehen, war vor allem die risikoreichere Explorationsbohrfähigkeit betroffen. Wohl erstmalig in der Explorationsgeschichte Deutschlands wurde im Jahr 1999 keine Aufschlußbohrung gebohrt. Aufschlußbohrungen haben das Ziel, neue Erdöl- oder Erdgasfelder zu erschließen (zur Klassifikation der Bohrungen s. Abschnitt 1.4). In der laufenden Statistik werden noch zwei Aufschlußbohrungen geführt, die schon vor 1999 ihre Endteufe erreicht hatten, aber bislang ohne Ergebnis geblieben sind (Tab.1). Neben den Aufschlußbohrungen sind für die Erschließung neuer Vorräte die Teilfeldsuchbohrungen von großer Bedeutung. Die Anzahl der neuen Teilfeldsuchbohrungen ist gegenüber 1998 von fünf auf drei gesunken.

Wieder blieb die Bohraktivität der Exploration auf Nordwestdeutschland und hier auf Niedersachsen beschränkt (Anl. 2). Ziele der Exploration waren die klassischen Erdgasprovinzen mit den bekannten Trägerhorizonten: das Staßfurt-Karbonat des Oldenburg-Hochs sowie das Rotliegend in der Nordhannover-Provinz. Da nur Teilfeldsuchbohrungen gebohrt wurden, lagen die Bohrungen natürlich in der Peripherie der produzierenden Lagerstätten. Eine der neuen Teilfeldsuchbohrungen erzielte eine wirtschaftliche Fündigkeit. Drei weitere Teilfeldsuchbohrungen, die schon vor 1999 ihre Endteufe erreicht hatten, wurden ebenfalls gasföndig bewertet (Tab.1). Im folgenden sollen Ziele und Ergebnisse der laufenden Projekte kurz dargestellt werden.

1.1.1 Aufschlußbohrungen

Gebiet Elbe-Weser (West)

Bereits 1993 war an der Westflanke des südlichen Schneverdingen-Grabens die Bohrung **Walsrode-Ost Z1** (MEEG¹) 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. Danach betrug die stabilisierte Rate ca. 2100 m³/h bei geringem Kopffließdruck. In 1999 wurden keine Arbeiten an der Bohrung vorgenommen. Das Ergebnis der Bohrung steht noch aus.

¹ Auftraggeber bzw. federführende Firma, Abkürzungen s. Tab. 2

1.1.2 Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Elbe-Weser (West)

Mit der Bohrung **Bleckmar Z1** (RWE-DEA) wurde die Exploration am Südrand des Rotliegend-Fairways vorangetrieben. Die Bohrung untersuchte die Rotliegend-Sandsteine der Elbe- und Havel-Subgruppe im Becklingen-Graben südlich des 1987 entdeckten Gasvorkommens Wardböhlen. Auf der Grundlage der neuen 3D-Seismik aus den Jahren 1995 bis 1997 konnte ein tektonischer Block definiert werden, der mit dieser Bohrung erschlossen werden sollte. Danach ist dieser Block durch eine westnordwestlich streichende, vermutlich synsedimentär angelegte Störung von dem Gasvorkommen Wardböhlen getrennt. Diese westnordwestlich streichenden Störungen werden von vielen Fachleuten mit einem rotliegendzeitlichen Wrench-System in Verbindung gebracht und sind im nordwestdeutschen Rotliegend vielfach für eine dynamische Trennung von Lagerstättenteilen verantwortlich. Das aus der Seismik abgeleitete strukturelle Modell konnte durch die Bohrungsergebnisse weitgehend bestätigt werden. Das Rotliegend wurde knapp 15 m höher als erwartet angetroffen. Ihre Endteufe erreichte die weit nach Südwesten abgelenkte Bohrung bei 5280 m in den Vulkaniten des Rotliegend. Der Träger des Rotliegend, ein mäßig poröser Sandstein, der vom NLFB in die Havel-Subgruppe gestellt wird, wurde unter initialen Druckverhältnissen gasführend angetroffen. Bei einer annähernd stabilisierten Rate von 20 000 m³/h während eines Fördertestes erreichte der Kopffließdruck etwa 210 bar. Da die Testergebnisse zum Jahresende 1999 noch nicht vollständig ausgewertet waren, blieb die Bohrung noch ohne Ergebnis.

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 Wümme-Grabens südlich des Gasfeldes Völkersen gasführend nachzuweisen. Die Bohrung hatte bereits in 1998 begonnen, ihre Endteufe von 5366 m in den Sandsteinen der Havel-Subgruppe aber in 1999 erreicht. Die mäßig porösen Sandsteine der Dethlingen-Formation wurden gasführend angetroffen, doch ließen die Tests bei unterschiedlichen Raten keine Stabilisierung der Drücke erkennen. Eine wirtschaftliche Förderung dieser Bohrung ist nicht zu erwarten. Das Ergebnis und die Entscheidung über die weiteren Maßnahmen an der Bohrung stehen noch aus.

Gebiet Weser-Ems

An der Nordflanke des Gasfeldes Bahrenborstel wurde die Bohrung **Bahrenborstel Z13** (MEEG) abgeteuft. Die Bohrung sollte das Staßfurt-Karbonat auf einer Hochscholle untersuchen, die erst im Laufe der jüngsten Seismikauswertungen identifiziert wurde. Die nähere Region zeichnet sich durch eine komplexe und auch mittels Seismik schwer zu fassende Tektonik mit z.T. abgescherten allochthonen Schollen aus, die häufig aus einem Verbund von Basalanhydrit, Staßfurt-Karbonat und Werra-Anhydrit bestehen und in den Salzen des Zechstein schwimmen. Entsprechend sind auch Bereiche vorhanden, in denen der basale Zechstein inklusive des Staßfurt-Karbonats im autochthonen Verband fehlt, sogenannte "Glatzen" oder "bald highs". Eine dieser "Glatzen" wurde durch die Bohrung Bahrenborstel Z10 nur etwa 500 m nordwestlich erbohrt. Nach früheren Interpretationen erstreckte sich diese "Glatze" auch über den Bereich der neu identifizierten autochthonen Scholle. Die Bohrung traf das Staßfurt-Karbonat wie erwartet und auch gasführend an. Es war geplant, den Träger mit einem annähernd horizontal verlaufenden Bohrloch auf einer Länge von ca.

600 m aufzuschließen. Bedingt durch eine Störung verließ die Bohrung nach einer Strecke von ca. 40 m den Träger wieder. Deshalb wurde die Bohrung zur Bahrenborstel Z13a abgelenkt. Die Ablenkung erbohrte nach etwa 30 m abermals eine Störung und anschließend einen Anhydrit, der dem Werra-Anhydrit zugeordnet werden konnte. Da das Ziel nicht erreicht wurde und eine wirtschaftliche Förderung bei dieser kurzen aufgeschlossenen Strecke nicht zu erwarten war, wurde die Bohrung erneut abgelenkt. Mit der Ablenkung Bahrenborstel Z13b konnte das Staßfurt-Karbonat auf einer Länge von etwa 430 m nahezu horizontal aufgeschlossen werden. Die Bohrung wurde komplettiert und für Testarbeiten vorbereitet.

Die Bohrung **Buchhorst Z13** (MEEG) untersuchte südlich der Feldergruppe Buchhorst-Barenburg eine bisher nicht aufgeschlossene allochthone Zechstein-Scholle, in der das Staßfurt-Karbonat gasführend erwartet wurde. Die Bohrung hatte ihre Endteufe von 3023 m schon in 1998 erreicht. Das Staßfurt-Karbonat war gasführend und unter initialen Druckbedingungen angetroffen worden. Bei einem Produktionstest förderte die Bohrung mit einer Rate von 25 000 m³/h bei 287 bar Kopffließdruck. Die Bohrung ist damit gasfündig.

Mit der Bohrung **Dötlingen-Ost Z1** (BEB) sollten neue Reserven im Staßfurt-Karbonat einer ungetesteten tektonischen Scholle erschlossen werden. Die Scholle liegt auf dem gleichen Strukturzug wie das in 1965 entdeckte Zechstein-Gasfeld Dötlingen im Nordwesten und die nicht fündige Bohrung Wildeshausen Z1 aus dem Jahre 1968 im Südosten. Die Entfernung zu dem Gasfeld Dötlingen beträgt etwa 1,5 km und die zu der Bohrung Wildeshausen Z1 etwa 5 km. Aufgrund technischer Probleme mußte die Bohrung einmal abgelenkt werden. Die Ablenkung erreichte das Staßfurt-Karbonat nur wenig tiefer als prognostiziert und durchteufte es in einem Winkel von etwa 75° zur Vertikalen. Der Träger wurde auf einer Strecke von etwa 170 m in vorwiegend guter lithofazieller Ausbildung aufgeschlossen und ist über die gesamte Mächtigkeit gasführend. Während eines Gestängetestes auf den oberen Abschnitt des Trägers konnte wasserfreies Gas gefördert werden. Mit 265 bar wurde ein deutlich abgesenkter Lagerstättendruck angetroffen, der auf eine dynamische Verbindung zum Gasfeld Dötlingen schließen läßt. Die Bohrung ist gasfündig im Staßfurt-Karbonat.

Bereits in 1995 war mit der Bohrung **Düste Z9** (Wintershall) westlich des Gasfeldes Düste, in dem der Mittlere Buntsandstein in Förderung steht, auf das Karbon mit Nebenziel Mittlerer Buntsandstein gebohrt worden. Die Speicher des Mittleren Buntsandstein und des Oberkarbon sind gasführend. Teste auf die Oberkarbon-Sandsteine ließen auf äußerst geringe Permeabilitäten schließen. Zur Verbesserung des Gaszuflusses wurden Frac-Behandlungen durchgeführt. In 1999 wurde die Bohrung für gasfündig im Oberkarbon erklärt.

Östlich des Gasfeldes Hemmelte-Kneheim-Vahren hatte in 1998 die Bohrung **Kneheim Z4** (MEEG) das Staßfurt-Karbonat in einem durch Störungen vom Hauptfeld abgetrennten Bereich untersucht. Die Bohrung hatte das Staßfurt-Karbonat strukturhoch erreicht und es in einer annähernd horizontalen Bohrstrecke mit mehr als 500 m aufgeschlossen. Der Träger zeigte über die gesamte Mächtigkeit starke Gasanzeichen. In 1999 wurde ein Produktionstest durchgeführt. Die Testförderung brachte bei einem Kopffließdruck von 285 bar eine Rate von 25 000 m³/h. Die Bohrung ist damit im Staßfurt-Karbonat fündig.

1.2 Bohrergebnisse

Der Einbruch in der Bohraktivität (Kap. 1.1) wird u.a. in der Anzahl der Bohrvorhaben deutlich. Waren in 1998 noch 55 Bohrvorhaben einschließlich aller Pilotlöcher und geologischer Ablenkungen in Bearbeitung, waren es 1999 nur noch 33.

Ein neues Projekt ist die Entwicklung des ersten Erdgasfeldes im Entenschnabel des deutschen Sektors der Nordsee. Die Bohrarbeiten im bereits 1974 von der Deutschen Nordsee-Gruppe entdeckten Feld A6/B4 begannen im Herbst 1999. Bis zum Jahresende wurden zwei Pilotlöcher sowie eine horizontale Ablenkung erfolgreich fertiggestellt. Die restlichen Gasbohrungen verteilten sich auf die bekannten Erdgasprovinzen Nordhannover (Gebiet Elbe-Weser) und Süddoldenburg (Gebiet Weser-Ems). Zur Information wurde in Tabelle 2 eine Bohrung aufgenommen, die mit dem Ziel der Entgasung von Kohleflözen (coal bed methane (CBM)) im Saar-Nahe-Becken abgeteuft wurde. CBM-Bohrungen werden bei der Bohrmeterleistung und der Anzahl der Vorhaben nicht berücksichtigt.

Der Anteil der Ölprojekte ging von einem Drittel auf etwa ein Fünftel weiter zurück. Eine tragende Säule in der Entwicklung von Öllagerstätten ist die anhaltende Bohrkampagne im Feld Mittelplate vor der Westküste Schleswig-Holsteins. Hier wurden in 1999 neben zwei Bohrungen von der Plattform aus, die zwei Extended-Reach-Bohrungen Dieksand 3 und 4 von Land aus in die Lagerstätte gebohrt. Weitere Aktivitäten blieben auf das Feld Emlichheim im Westemsland beschränkt.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Explorations- und Feldesentwicklungsbohrungen mit ihren Ergebnissen zusammengestellt. Insgesamt wurden 15 Projekte öl- oder gasfündig. Erfolgreich waren auch fünf Pilotlöcher, Hilfsbohrungen und technische Ablenkungen produzierender Sonden. Elf Bohrungen hatten ihre Endteufe zum Stichtag noch nicht erreicht oder waren noch ohne Ergebnis, zwei gingen fehl.

Tab. 1: Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 1999. Bohrlokationen s. Anl. 2.

Name	Operator	Rechtswert	Hochwert	Status	Ziel/ Fundhorizont	ET in m	Horizont bei ET
Aufschlußbohrungen (A3)							
<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
Teilfeldsuchbohrungen (A4)							
<i>Elbe-Weser (West)</i>							
Bleckmar Z1	RWE-DEA	3562019	5855960	n.k.E.	Rotliegend	5280,0	Rotliegend
Lindhoop Z1	RWE-DEA	3519554	5868363	n.k.E.	Rotliegend	5366,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Bahrenborstel Z13	MEEG	3484157	5825817	fehl	Straßfurt-Karb.	3317,9	Zechstein
Bahrenborstel Z13a	MEEG	3484157	5825817	fehl	Straßfurt-Karb.	3568,0	Zechstein
Bahrenborstel Z13b	MEEG	3484157	5825817	n.k.E.	Straßfurt-Karb.	3639,0	Zechstein
Buchhorst Z13 (3. Loch)*	MEEG	3482713	5834296	gasfündig	Straßfurt-Karb.	3023,0	Zechstein
Dötlingen-Ost Z1 (2. Loch)	BEB	3458341	5863850	gasfündig	Straßfurt-Karb.	4267,0	Zechstein
Düste Z9 (2. Loch)*	Wintershall	3463866	5842136	gasfündig	Oberkarbon	4895,0	Oberkarbon
Kneheim Z4*	MEEG	3434153	5852277	gasfündig	Straßfurt-Karb.	4440,0	Zechstein

Status mit Stand vom 31. Dezember 1999; *: Endteufe vor 1999 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis.

Da keine Aufschlußbohrungen gebohrt wurden, konnten die Erfolge der Exploration nur durch Teilfeldsuchbohrungen erzielt werden. Alle vier endgültig bewerteten Projekte waren gasfündig (Kap. 1.1). In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen wurden 11 Bohrungen fündig. Damit erreichte die Fündigkeitsquote auch in dieser Kategorie 100 %. Die technische Ablenkung einer älteren Ölsonde hat den Träger wieder ölführend angetroffen und ihr Ziel damit erreicht.

Tab. 2: Übersicht der Feldesentwicklungsbohrungen und CBM-Bohrungen des Jahres 1999.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Erweiterungsbohrungen (B1)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 11a (2. Loch), horizontal	RWE-DEA	Dogger	ölfündig
<i>Elbe-Weser (West)</i>			
Munster Z6A	BEB	Rotliegend	noch kein Ergebnis
<i>Weser-Ems</i>			
Brinkholz Z4	BEB	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nordsee</i>			
Nordsee A6-A 1, Pilot	Wintershall	Malm	Ziel erreicht
Nordsee A6-A 2, Pilot	Wintershall	Malm	Ziel erreicht
Nordsee A6-A 2a, horizontal	Wintershall	Malm	gasfündig
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Dieksand 3	RWE-DEA	Dogger	ölfündig
Dieksand 4	RWE-DEA	Dogger	ölfündig
Mittelplate-A 12	RWE-DEA	Dogger	ölfündig
<i>Elbe-Weser (West)</i>			
Söhlingen Z8a	BEB	Rotliegend	gasfündig
Söhlingen Z13	MEEG	Rotliegend	gasfündig
Völkersen Z5	RWE-DEA	Rotliegend	bohrt
Völkersen-Nord Z3*	RWE-DEA	Rotliegend	gasfündig
Völkersen-Nord Z4 (3. Loch)	RWE-DEA	Rotliegend	gasfündig
Walsrode-West Z4	MEEG	Rotliegend	bohrt
<i>Weser-Ems</i>			
Päpsen Z1c*	Wintershall	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
Staffhorst Z6a	Wintershall	Staßfurt-Karbonat	bohrt
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 58 (2. Loch)	Wintershall	Bentheimer Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 301	Wintershall	Bentheimer Sandstein	ölfündig
Emlichheim 302	Wintershall	Bentheimer Sandstein	ölfündig
Hilfsbohrungen (B3)			
<i>Elbe-Weser (West)</i>			
Völkersen H1	RWE-DEA	Maastricht	Ziel erreicht
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 518	Wintershall	Bentheimer Sandstein	Ziel erreicht
CBM-Bohrungen			
<i>Saar-Nahe-Becken</i>			
Weiber 1	DSK	Oberkarbon	Ziel erreicht

BEB – BEB Erdgas und Erdöl GmbH

DSK – Deutsche Steinkohle AG

MEEG – Mobil Erdgas-Erdöl GmbH

Preussag – Preussag Energie GmbH

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

Wintershall – Wintershall AG

Status mit Stand vom 31. Dezember 1999;

*: Endteufe vor 1999 erreicht.

1.3 Bohrmeterleistung

Wie bereits in Kapitel 1.1 angesprochen war die Bohraktivität der deutschen Kohlenwasserstoffexploration und -produktion aufgrund des Ölpreisverfalles in 1998 durch einen starken Einbruch gekennzeichnet, der besonders die Exploration betroffen hat. Die Bohrleistung sank mit 68 231 m fast auf das niedrigste Niveau seit 1945, welches mit rund 67 500 m in 1993 erreicht wurde. Wird der Zeitraum der letzten fünf Jahre betrachtet, läßt sich abgesehen von einer leichten Erholung in 1997 ein stetiger Abwärtstrend erkennen (Abb. 1, Tab. 3). Dieser mittelfristige Trend dürfte sich aber nach gegenwärtigen Schätzungen schon im laufenden Jahr wieder umkehren. Ein langfristiger Trend ist nach wie vor kaum aus den vorliegenden Daten abzuleiten. Gegenüber dem willkürlich gewählten Mittel der vorangehenden fünf Jahre sank die Bohrleistung um 25 %.

Schon im vorangehenden Jahr war die Bohrleistung auf dem Sektor der Explorationsbohrungen drastisch um ca. 12 000 Bohrmeter oder etwa 30 % gefallen. In 1999 verringerte sich die Bohrleistung nochmals um ca. 12 000 Bohrmeter auf nunmehr etwa 15 000 Bohrmeter (Tab. 3). Dies bedeutet einen Rückgang um 45 %. Dieses Mal waren von dem Rückgang auch die Aktivitäten auf dem Sektor der Teilfeldsuchbohrungen betroffen (zur Klassifikation der Bohrungen siehe folgenden Abschnitt). Die Aktivitäten auf dem Sektor der Aufschlußbohrungen sind völlig zum Erliegen gekommen.

In der Kategorie der Feldesentwicklung sank die Bohrleistung gegenüber dem Vorjahr um etwa 10 % auf etwa 53 000 m. Der relative Anteil der Feldesentwicklung an der gesamten Bohrleistung stieg damit auf fast 80 % an. Vor allem bedingt durch die Entwicklung des Ölfeldes Mittelplate und einer verringerten Bohraktivität in der Gasproduktion stieg der Anteil der Ölbohrungen wieder auf über 40 % an.

Wie in der Vergangenheit lag der Schwerpunkt der Bohraktivität in Niedersachsen (Tab. 4). Allerdings ist der Anteil Niedersachsens von über 80 % zugunsten Schleswig-Holsteins und der Nordsee auf etwa 60 % zurückgegangen (Tab.5). Die Aktivitäten in Niedersachsen verteilen sich vornehmlich auf den Bereich des Rotliegend-Gasgürtels im Gebiet Elbe-Weser und auf das Zechstein-Gebiet Weser-Ems. In Schleswig-Holstein wurde ausschließlich im Feld Mittelplate gebohrt. Allein auf die beiden Extended-Reach-Bohrungen Dieksand 3 und 4 entfallen knapp 25 % der gesamten deutschen Bohrmeterleistung. In der Nordsee wurde mit der Entwicklung des Feldes A6/B4 begonnen (s. Begleittext zum Titelfoto und Kap. 1.2).

Tab. 3: Bohrmeterleistung der Jahre 1994 bis 1999, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen				Feldesentwicklungsbohrungen					
	m	%	A3		A4		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
1994	82 369	100	10 886	13,2	11 537	14,0	24 581	29,8	33 694	40,9	1 671	2,0
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
Mittelwert 1994-1998	90 913	100	15 468	19,0	21 421	22,5	15 049	17,7	37 750	39,6	1 225	1,2

Tab. 4: Verteilung der Bohrmeterleistung des Jahres 1999 auf die Bundesländer.

Bundesland	Exploration		Feldesentwicklung			Summe	Anteil in %
	A3	A4	B1	B2	B3		
Nordsee	-	-	-	6 673,0	-	6 673,0	9,8
Niedersachsen	-	15 007,4	6 302,0	17 615,1	1 343,1	40 267,6	59,0
Schleswig-Holstein	-	-	2 127,5	19 163,0	-	21 290,5	31,2
Summe	-	15 007,4	8 429,5	43 451,1	1 343,1	68 231,1	100,0

Tab. 5: Verteilung der Bohrmeterleistung des Jahres 1999 auf die Explorationsgebiete.

Gebiet	Exploration		Feldesentwicklung			Summe	Anteil in %
	A3	A4	B1	B2	B3		
Nordsee	-	-	-	6 673,0	-	6 673,0	9,8
nördlich der Elbe	-	-	2 127,5	19 163,0	-	21 290,5	31,2
Elbe-Weser (West)	-	5 466,0	1 182,0	15 448,0	1 300,0	23 396,0	34,3
Weser-Ems	-	9 541,4	5 120,0	150,0	-	14 811,4	21,7
westlich der Ems	-	-	-	2 017,1	43,1	2 060,2	3,0
Summe	-	15 007,4	8 429,5	43 451,1	1 343,1	68 231,1	100,0

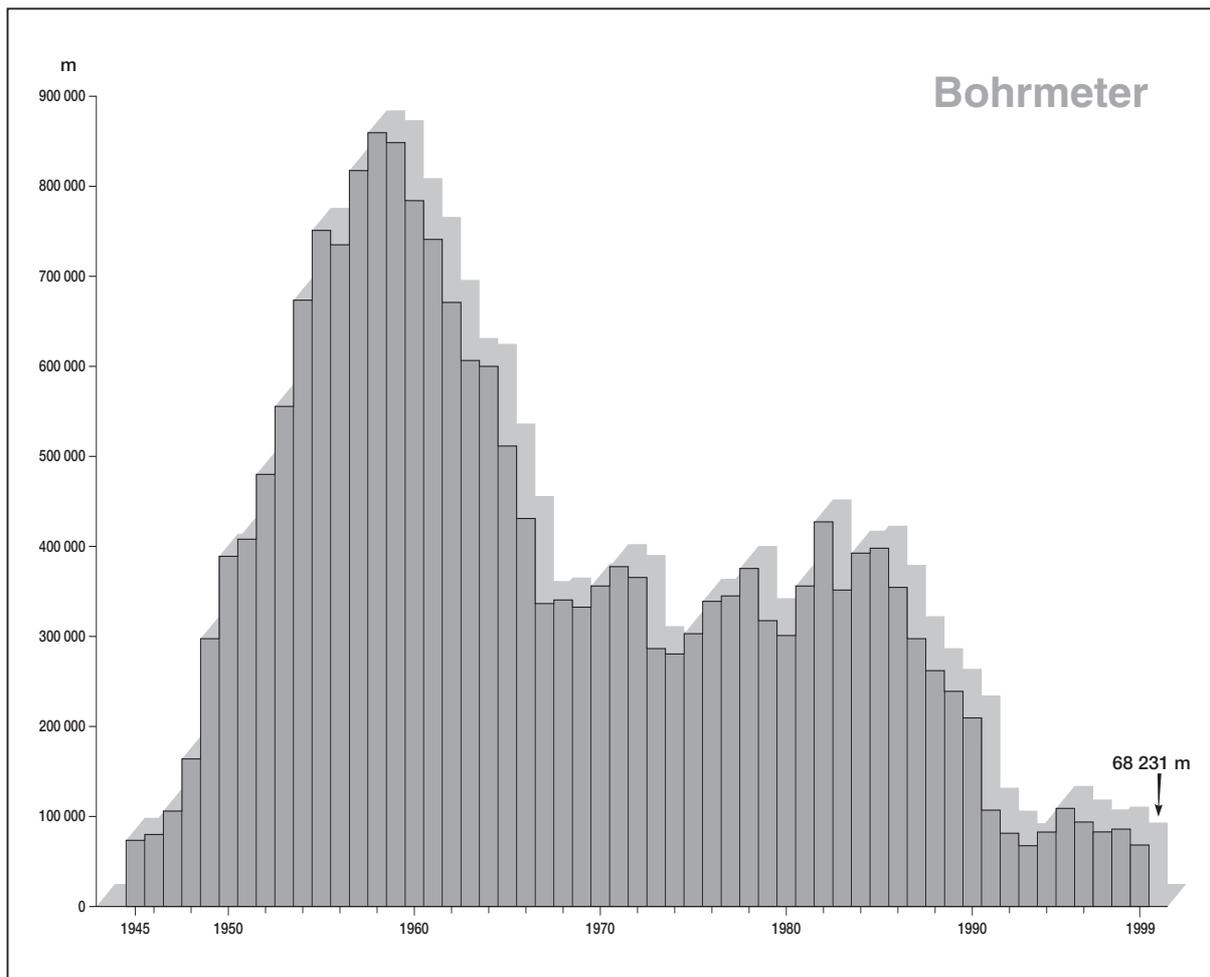


Abb. 1: Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 1999 (einschließlich DDR).

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 Numerierung 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 Numerierung 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.

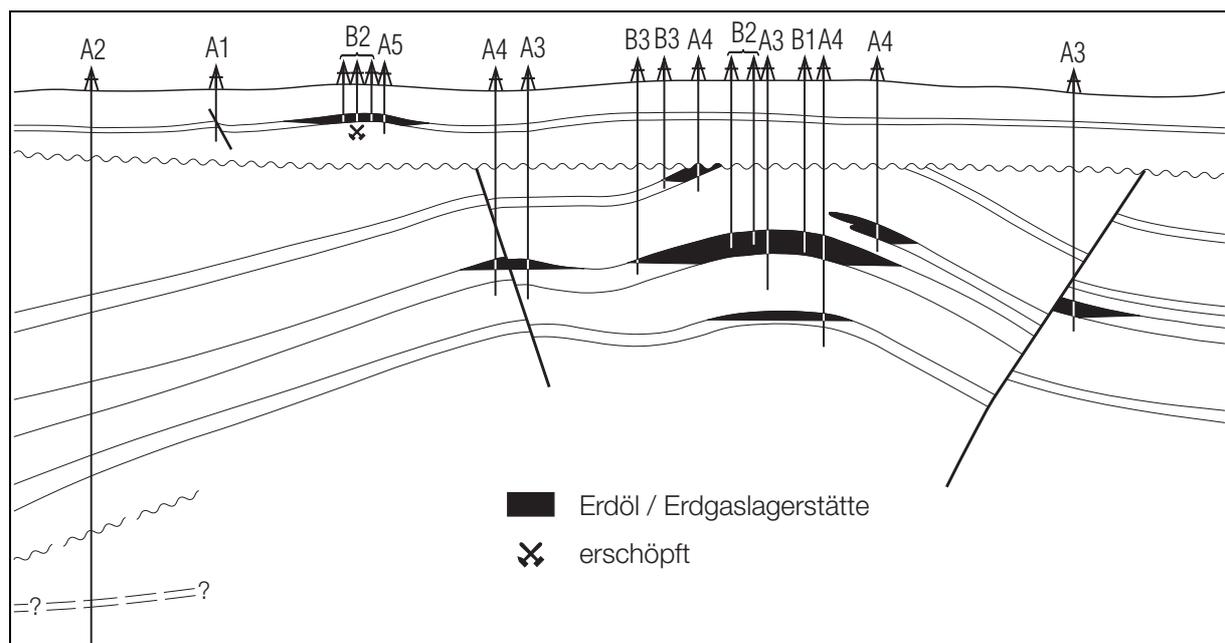


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

2 Geophysik

Auf dem Sektor der geophysikalischen Messungen haben sich die Einsparungen in der Exploration nicht in dem Maße ausgewirkt wie bei der Bohrtätigkeit. So wurden in 1999 bei der Suche nach Erdgas und Erdöl in Deutschland 460 km² 3D-Seismik gemessen. Zwar wurde keine 2D-Seismik durchgeführt doch wurden 1932 km² mit gravimetrischen und 1530 km² mit geomagnetischen Messungen überdeckt. In Tabelle 6 ist der Umfang der durchgeführten Messungen in den Förder- bzw. Explorationsgebieten zusammengestellt.

Mit 460 km² blieb der Umfang der 3D-Seismik etwa auf dem Niveau des Vorjahres. Zu der Gesamtfläche trugen u.a. zwei 3D-Surveys bei, mit deren Aufnahme bereits in 1998 begonnen wurde. Es handelt sich um Messungen in den Erlaubnissen Celle und Salzach-Inn. In Tabelle 6 sind die jeweiligen Anteile aus 1999 berücksichtigt. Die Lage der Meßgebiete ist in der Abbildung 3, die der Erlaubnisse in Abbildung 4 dargestellt. Die relativ kleine Fläche von 56 km² in der Nordsee resultiert aus zwei grenzüberschreitenden Surveys im "Entenschnabel", deren Hauptanteile im dänischen Sektor der Nordsee liegen. Für das laufende Jahr sind nach Kenntnisstand des NLFb onshore keine und im deutschen Sektor der Nordsee nur Messungen in kleinerem Umfang vorgesehen.

Nachdem der Umfang der 2D-Seismik mit etwa 4600 Profilkilometern in 1998 ein Maximum erreicht hatte – ein ähnlich hoher Wert wurde letztmalig in 1990 erreicht –, ist er in 1999 auf Null zurückgegangen. Die hohe Anzahl der Profilkilometer in den zwei vorangegangenen Jahren war auf die Vergabe neuer Erlaubnisse im deutschen Sektor der Nordsee und die damit verbundenen und inzwischen abgearbeiteten Meßprogramme zurückzuführen. Für das Jahr 2000 sind keine umfangreicheren Messungen zu erwarten.

Tab. 6: Seismische, gravimetrische und geomagnetische Messungen des Jahres 1999 (nach Angaben der explorierenden Gesellschaften und des Bergamtes Meppen).

Gebiet	3D-Seismik [km ²]	2D-Seismik [km]	Gravimetrie [Meßpunkte/km ²]	Geomagnetik [Meßpunkte/km ²]
Deutsche Ostsee	-	-	-	-
Deutsche Nordsee	56	-	-	-
Nördlich der Elbe	-	-	-	-
Zwischen Oder/Neiße und Elbe	-	-	-	-
Zwischen Elbe und Weser (Ost)	-	-	-	-
Zwischen Elbe und Weser (West)	239	-	11624 / 1433	-
Zwischen Weser und Ems / Emsmündung	-	-	2812 / 499	-
Westlich der Ems	-	-	-	-
Thüringer Becken	-	-	-	-
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-	-
Oberheintal	-	-	-	-
Alpenvorland	166	-	-	-
Sonstige	-	-	-	- / 1530*
Summe	460	-	14436 / 1932	- / 1530

*Aeromagnetik: Profilkilometer in Fläche umgerechnet

Vergleichsweise große Flächen wurden mit gravimetrischen Surveys überdeckt. Mit einer Fläche von 1932 km² und 14436 Meßpunkten stieg der Umfang gegenüber 1998 (518 km² mit 2087 Meßpunkten) stark an. Die gravimetrischen Messungen werden als Eingabedaten für die dreidimensionale Modellierung verwendet mit deren Hilfe Lage und Form von Salzstöcken bestimmt wird. Die genaue Lage und Form von Salzstöcken ist bei der Verarbeitung und Auswertung seismischer Messungen von großer Bedeutung. Die gravimetrischen Surveys wurden in den Konzessionen Achim, Dethlingen, Groothusen, Hildesheim, Sellien-Süd und Wietze gemessen.

Im Bereich der Elbe- und Wesermündung wurden in den Erlaubnisgebieten Cuxhaven, Dithmarschen und Heide die hochauflösenden aeromagnetischen Messungen fortgesetzt. Da große Teile dieser Gebiete im Nationalpark Wattenmeer liegen, werden seismische Messungen, die normalerweise bei der Suche nach Kohlenwasserstoffen zur Vorerkundung eingesetzt werden, aus ökologischen Gründen nur sehr eingeschränkt zugelassen. Um in der Exploration des Jade-Westholstein-Troges, der nach Einschätzung des NLFB noch über ein beträchtliches Potential verfügt, voranzukommen, kam diese in der Kohlenwasserstoffexploration eher ungewöhnliche Methode zum Einsatz. In 1999 wurden im Rahmen dieses Surveys 1530 km² überflogen; das entspricht etwa 5200 Profilkilometern. In der Tabelle 6 sind die Messungen regional unter Sonstige plaziert, da sie verschiedene Gebiete überdecken. Der Wert des Vorjahres in Höhe von 462 km² muß auf 1433 km² korrigiert werden.

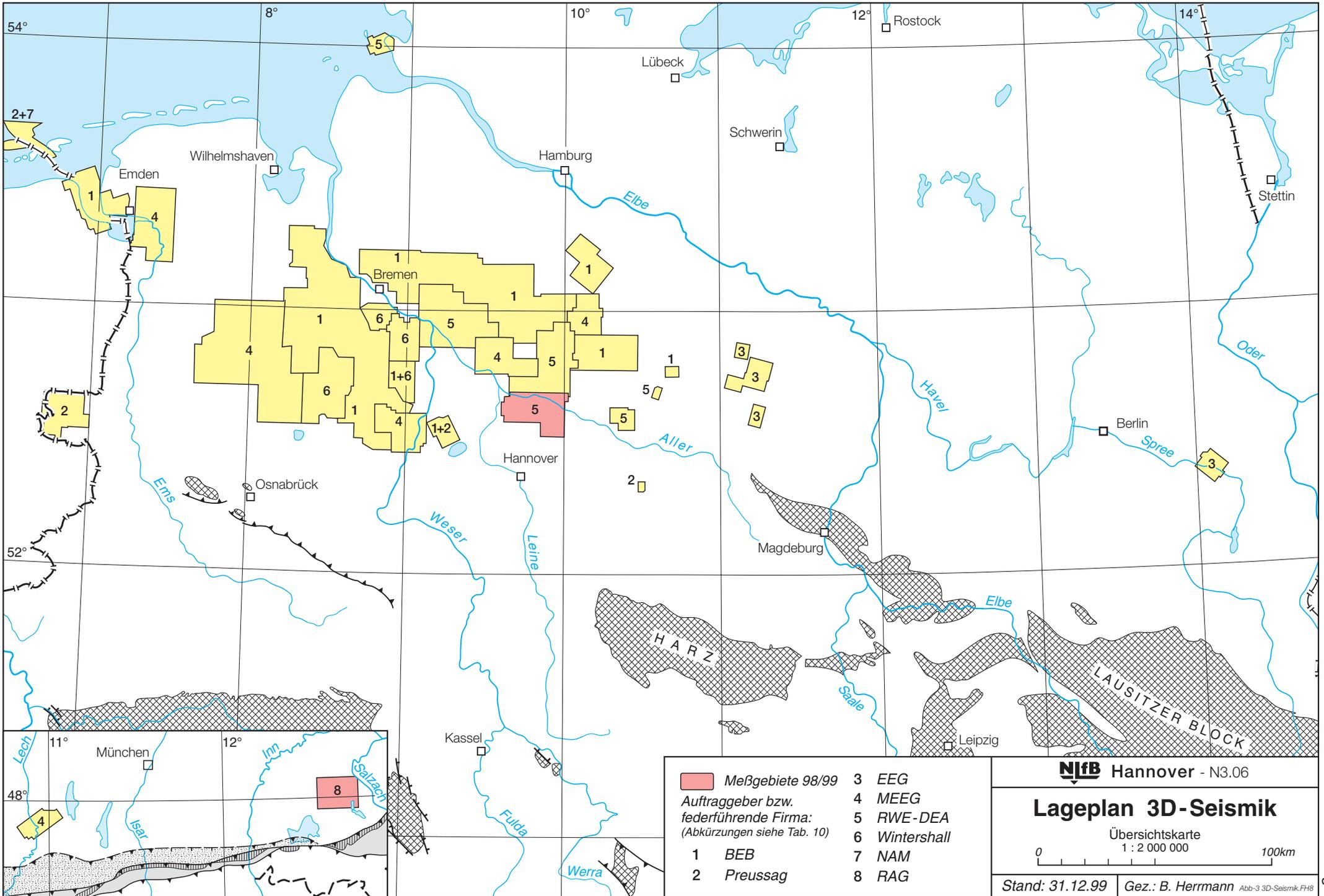


Abbildung 3

3 Konzessionswesen

Entsprechend dem allgemeinen Rückgang in der inländischen Exploration hat sich der Abwärtstrend in der vergebenen Konzessionsfläche fortgesetzt. So sind in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Brandenburg in 1999 diverse Erlaubnisse abgelaufen oder wurden aufgehoben. Neue Erlaubnisgebiete wurden dort nicht vergeben. In den übrigen Bundesländern gab es keine Veränderungen. Im Detail ergaben sich gegenüber 1998 folgende Veränderungen (vgl. Abb. 4):

Abgelaufen sind bzw. aufgehoben wurden die Erlaubnisse:

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
013	Barkholt*	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
111	Meyenburg	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
113	Adolphsdorf	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
133	Schaphusen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
141	Bremen	Gewerkschaft Brassert Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
284	Winsen*	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
329	Vorhop	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
97002	Sellien-Süd*	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
97006	Wettenbostel	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
4	Lingula	Conoco & DSK & Ruhrgas	Nordrhein-Westfalen
2	Potsdam	EEG – Erdgas Erdöl GmbH	Brandenburg
3	Prenzlau	EEG – Erdgas Erdöl GmbH	Brandenburg

Quelle: zuständige Bergverwaltungen. Nr. entsprechend Abb. 4. *: abgelaufen zum 31. Dezember 1999.

In dem deutschen Sektor der Nordsee gab es keine Veränderungen in der vergebenen Erlaubnisfläche. Zwar waren einige Erlaubnisse in 1999 abgelaufen, doch es wurden in allen Fällen Verlängerungen beantragt.

In Tabelle 7 sind die Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen mit Stand vom 31. Dezember 1999 zusammengestellt. In den Übersichtskarten der Abbildungen 4 und 5 ist die Lage der Erlaubnisfelder dargestellt.

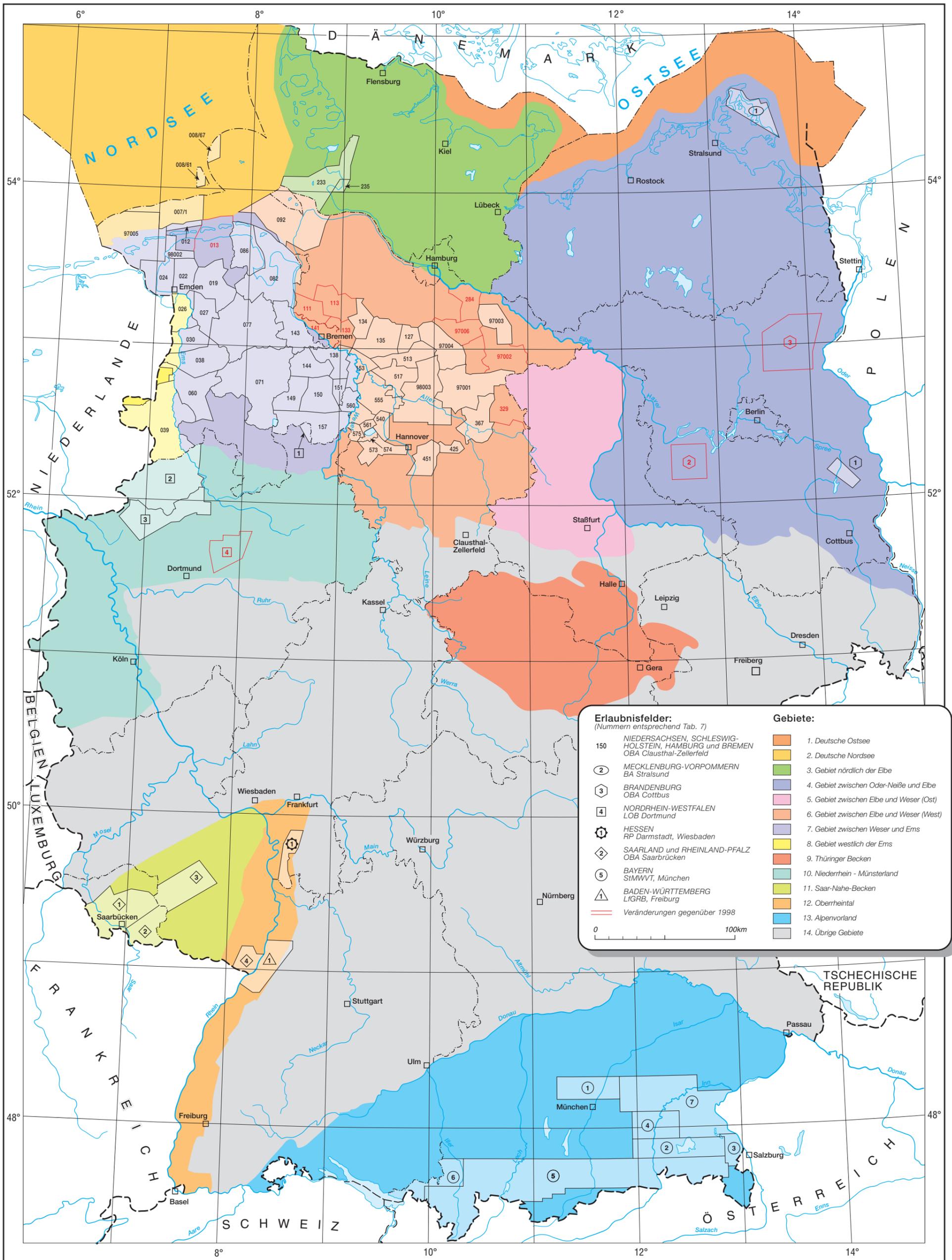
Tab. 7: Verzeichnis der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl- und Erdgas (Quelle: zuständige Bergverwaltungen).

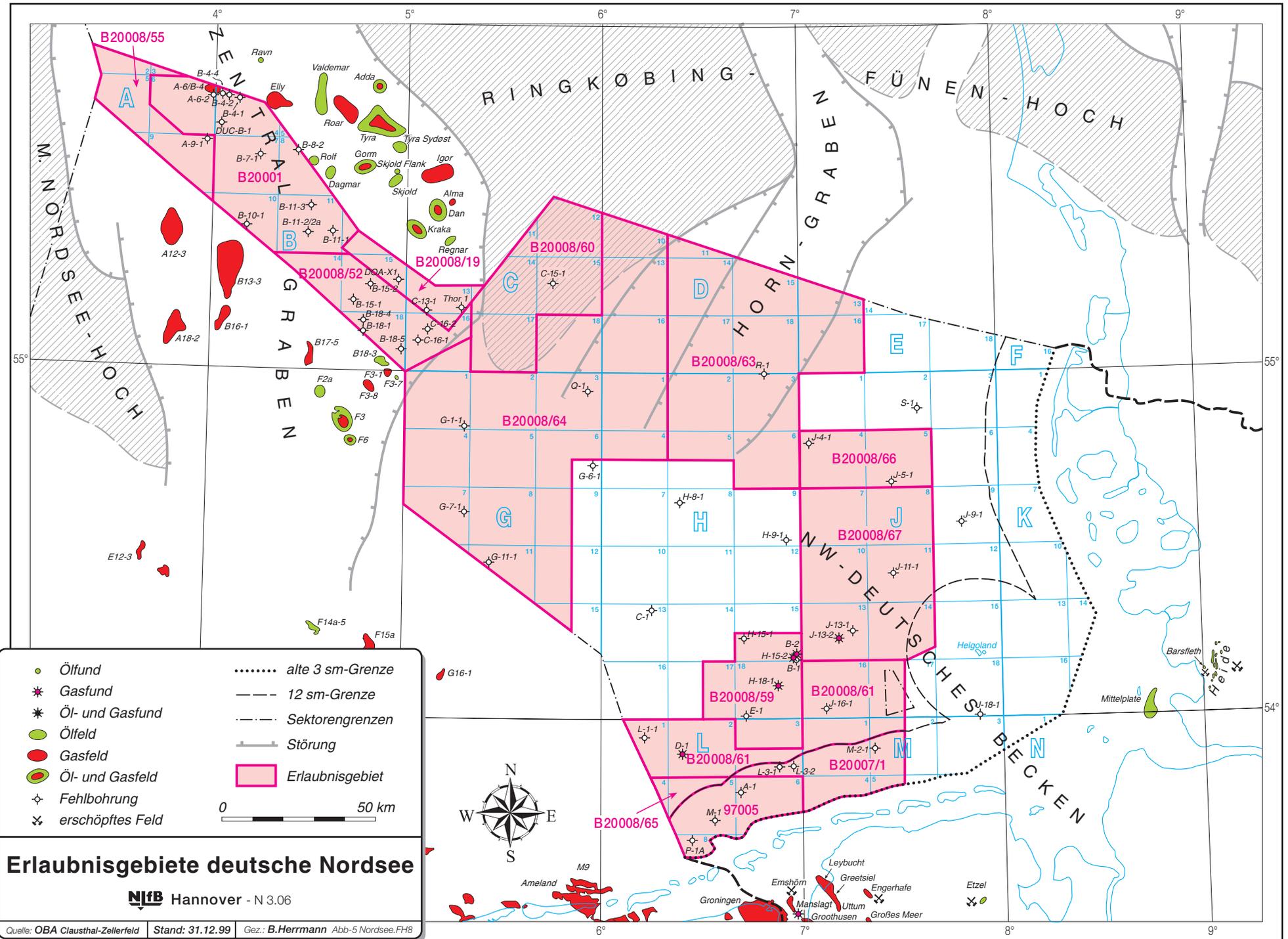
Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Oberbergamt in Clausthal-Zellerfeld			
012	Westdorf	RWE-DEA AG	Niedersachsen
019	Strackholt	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
022	Bedekaspel	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
024	Groothusen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
026	Jemgum	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
027	Leer	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
030	Wildes Moor	Wintershall AG	Niedersachsen
038	Hümmling	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
039	Lingen	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
060	Wettrup	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
071	Münsterland	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
077	Oldenburg	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
082	Jade-Weser	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
086	Jeverland	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
092	Cuxhaven	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
127	Schneverdingen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
134	Taaken	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
135	Rotenburg	RWE-DEA AG	Niedersachsen
138	Achim	Wintershall AG	Niedersachsen

Fortsetzung Tab. 7

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
143	Delmenhorst-Elsfleth	Gew. Brassert Erdgas u. Erdöl GmbH	Niedersachsen
144	Harpstedt	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
149	Ridderade	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
451	Lehrte	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
513	Hamwiede	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
517	Ahrensheide	Mobil Erdgas-Erdöl 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
561	Schneeren	Preussag Energie 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
97002	Sellien-Süd	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
97003	Dahlenburg	RWE-DEA AG	Niedersachsen
97004	Dethlingen-Erweiterung I	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
97005	Borkum	Preussag & Mobil	Niedersachsen
98002	Norderland	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
98003	Celle	RWE-DEA AG	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.	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 & NOPEC International ASA	Nordsee
20008/65	L4, L5	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Nordsee
20008/66	J4, J5	North Sea Oil Company Ltd.	Nordsee
20008/67	J7, J8, J10, J11, J13, J14	North Sea Oil Company Ltd.	Nordsee
Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie			
1	München	RWE-DEA AG	Bayern
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
Landesoberbergamt Nordrhein-Westfalen			
1	Westfalen-Ost	Wintershall AG	Nordrhein-Westfalen
2	Münsterland-West	Preussag Energie GmbH	Nordrhein-Westfalen
3	Raesfeld	Resources International Corp.	Nordrhein-Westfalen
Oberbergamt für das Saarland und Rheinland-Pfalz			
1	Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler	Deutsche Steinkohle AG	Saarland
2	Bliesgau	Deutsche Steinkohle AG	Saarland
3	Bergland	Resources International Corp.	Rheinland-Pfalz
4	Kandel	FlowTex Technologie GmbH	Rheinland-Pfalz
Oberbergamt des Landes Brandenburg			
1	Beeskow 1	EEG – Erdgas-Erdöl GmbH	Brandenburg
Bergamt Stralsund			
1	Bergen	EEG – Erdgas-Erdöl GmbH	Mecklenburg-Vorpommern
Regierungspräsidium Darmstadt, Abteilung Staatliches Umweltamt Wiesbaden			
1	Darmstadt	RWE-DEA AG	Hessen
Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau Baden-Württemberg			
1	Karlsruhe	FlowTex Technologie GmbH	Baden-Württemberg

Erdöl- und Erdgaserlaubnisfelder





Erlaubnisgebiete deutsche Nordsee

NfB Hannover - N 3.06

Quelle: OBA Clausthal-Zellerfeld Stand: 31.12.99 Gez.: B.Herrmann Abb-5 Nordsee.FH8

Abbildung 5

4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Während die Erdgasförderung in Deutschland um rd. 5 % höher lag als im Jahr 1998, war die Erdölförderung um ca. 5 % rückläufig. Die Aktivitäten beim Erdgas waren geprägt durch eine zurückhaltende Exploration, beim Erdöl durch eine Fortsetzung der Verfüllungs- und Rationalisierungsmaßnahmen in den Feldern sowie durch das Erlösniveau, dessen niedrigster Stand am Jahresanfang zu gedämpften Aktivitäten bei der Feldesentwicklung führte. Die Erlöse waren durch stark steigende Spotnotierungen für Rohöl gekennzeichnet (Jahresbeginn: rd. 10 US \$/barrel, Jahresende über 25 US \$/barrel, Durchschnitt rd. 17,5 US \$/barrel), wobei der Preis für Erdöl „frei deutsche Grenze“ im Dezember 1999 gegenüber 1998 um mehr als 180 % auf 365 DM/t zulegte. Die Erdölproduktion deckte ca. 2 % des Erdölaufkommens von rd. 130 Mio. t, beim Erdgas betrug dieser Anteil rd. 21 % des Aufkommens von 104 Mrd. m³(V_n) (H_o = 9,77 kWh/m³ (V_n)).

Der Schwerpunkt der heimischen Erdölförderung lag zu rd. 60 % in Niedersachsen und zu 33 % in Schleswig-Holstein. Die Anzahl der Fördersonden nahm weiter ab, da Felder in Brandenburg (5), Niedersachsen (4) und Schleswig-Holstein (2) aus wirtschaftlichen Gründen eingeschlossen wurden. Technologisch besonders hervorzuheben sind 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 sollen. Der Anteil Schleswig-Holsteins stieg in den vergangenen Jahren durch die Feldesentwicklung Mittelplate deutlich an.

In der Erdgasförderung dominierte Niedersachsen mit einem Anteil von über 91 % in den Fördergebieten Elbe-Weser, Weser-Ems/Emsmündung und westlich der Ems. Bei der Zählung der Felder, die eine scheinbare Abnahme der produzierenden Felder von 108 auf 93 zeigt (Tab. 13), ist zu beachten, daß das NLfB ab dem Jahr 1999 eine Neuaufteilung vorgenommen hat. Dabei wurden Teilfelder, die bisher als eigenständige Einheiten geführt wurden, nach geologischen Gesichtspunkten zusammengefaßt (z.B.: Walsrode, Walsrode-West

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion 1999.

Bundesland	Erdöl (inkl. Kondensat)		Rohgas		Erdölgas		Naturgas (Rohgas und Erdölgas)	
	[t]	(%)	[m ³ (V _n)]	(%)	[m ³ (V _n)]	(%)	[m ³ (V _n)]	(%)
Baden-Württemberg	0	0	0	0,00	0	0	0	0,00
Bayern	40.239	1,47	3.214.100	0,01	3.659.962	2,63	6.874.062	0,03
Brandenburg	4.363	0,16	0	0	1.267.592	0,91	1.267.592	0,01
Hamburg	33.189	1,21	0	0	22.031.534	15,82	22.031.534	0,10
Hessen	0	0	0	0	0	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	11.963	0,44	0	0	3.352.713	2,41	3.352.713	0,01
Niedersachsen	1.655.493	60,42	20.864.290.272	90,98	93.269.379	66,99	20.957.559.651	90,83
Nordrhein-Westfalen	1110	0,04	25.808.000	0,11	0	0	25.808.000	0,11
Rheinland-Pfalz	92.103	3,36	0	0	2.774.706	1,99	2.774.706	0,01
Schleswig-Holstein	901.614	32,90	0	0	12.870.728	9,24	12.870.728	0,06
Sachsen-Anhalt	0	0	1.987.955.568	8,67	0	0	1.987.955.568	8,62
Thüringen	0	0	51.729.274	0,23	0	0	51.729.274	0,22
Summe	2.740.074	100	22.932.997.214	100	139.226.614	100	23.072.223.828	100

und Idsingen zusammengefaßt zu Walsrode/Idsingen). Diese Zusammenlegung kommt den natürlichen Gegebenheiten näher. Zudem wird ein internationaler Vergleich der Größe von Lagerstätten ermöglicht.

Erwähnenswert ist die Entwicklung des ersten deutschen Offshore-Erdgasfeldes in den Blöcken A6/B4 des sog. Entenschnabels der deutschen Nordsee. Die Förderung soll in 2000 aufgenommen werden.

4.1 Erdöl

Tabelle 9 zeigt, daß die Anzahl von produktiven Erdölfeldern gegenüber 1998 weiter auf 49 Felder abgenommen hat und sich gleichzeitig die Anzahl der Förderbohrungen durch Außerbetriebnahme unwirtschaftlicher Sonden um rd. 50 Sonden auf ca. 1250 Förderbohrungen reduziert hat. Damit setzte sich der Trend der letzten Jahre fort, bei dem sich die Erdölförderung auf wirtschaftliche Kernfelder stützt (ca. 83% der Erdölförderung wird aus 13 Lagerstätten gewonnen) und die Zahl produzierender Felder abnimmt.

Mit 2,74 Mio. t sank die Jahresförderung um ca. 5 % gegenüber dem Vorjahreswert (Tab. 9, Anl. 5 und 11). 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 1980 produzierende Feld Mittelplate im Gebiet nördlich der Elbe stellt weiterhin das förderstärkste Feld dar. Hervorzuheben ist, daß Mittelplate 30 % der deutschen Produktion mit nur 11 Förderbohrungen erbringt. Durch Erhöhung der Ausbeute in einzelnen Formationsabschnitten, konnte eine Fördersteigerung auf derzeit ca. 824 000 t/a mit einer durchschnittlichen Förderrate von etwa 200 t/d je Bohrung erzielt werden. Weitere Bohrungen, von der Förderinsel sowie vom Festland aus, sollen die Kapazität des Feldes auf 1,5 Mio. t/a steigern.

Die auf den Positionen 2 bis 5 liegenden Lagerstätten befinden sich im Gebiet westlich der Ems bzw. im westlichsten Teil des Gebietes Weser-Ems. Die Produktion in Rühle erfolgte aus 215 Bohrungen mit einer durchschnittlichen Förderrate von ca. 3 t/d je Bohrung, die in Bramberge aus 50 Bohrungen mit durchschnittlich je 15 t/d.

In den Lagerstätten Rühle, mit den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist, sowie Georgsdorf und Emlichheim wurden zur Steigerung der Ausbeute sog. Tertiärmaßnahmen (Thermalprojekte: Dampf- oder Heiß-/Warmwasserfluten) fortgeführt. Die Mehrförderung in 1999 betrug aus 10 Projekten mit rd. 414 000 t etwa 15 % der Gesamtförderung in Deutschland.

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung in Deutschland von 1995 bis 1999.

Jahr	Erdöl/Kondensat in Mio. t	Erdölgas in Mio. m ³ (V _n)	in Betrieb	
			Felder	Fördersonden
1995	2,959	165,778	75	1.517
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

Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung 1999 *)

Land	Gebiet / Lagerstätte	Fundjahr	Operator	Förderung				Förder- sonden in 1999
				Erdöl in t 1999	kumulativ	Erdölgas in m³(V _n) 1999	kumulativ	
1 Deutsche Ostsee								
2 Deutsche Nordsee								
3 Nördlich der Elbe								
SH	Mittelplate	1980	RWE-DEA	823.446	4.878.700	11.873.428	72.130.377	11
SH	Plön-Ost	1958	RWE-DEA	5.072	7.249.375	105.700	239.271.500	7
HH	Reitbrook			22.761	5.775.532	21.852.354	769.917.963	11
HH	Allermöhe	1979	Preussag	1.312	81.257	23.328	1.330.543	1
HH	Reitbrook-Alt	1937	Preussag	15.128	2.466.579	21.715.934	718.299.457	5
HH	Reitbrook-West	1960	Preussag	6.321	3.227.696	113.092	50.287.963	5
SH	Schwedeneck-See	1978	RWE-DEA	73.096	3.411.086	891.600	31.218.400	14
	aus aufgegebenen Vorkommen				9.368.289		609.695.512	
	Summe Gebiet			924.375	30.682.982	34.723.082	1.722.233.752	43
4 Zwischen Oder/Neiße und Elbe								
BB	Kietz	1987	EEG	4.363	14.295	1.267.592	5.741.353	2
MV	Lütow	1965	EEG	8.533	1.277.552	2.456.863	632.636.369	8
MV	Mesekenhagen / Kirchdorf	1988	EEG	3.430	84.664	895.850	21.293.397	2
	aus aufgegebenen Vorkommen				1.553.991		613.929.038	
	Summe Gebiet			16.326	2.930.502	4.620.305	1.273.600.157	12
5 Zwischen Elbe und Weser (Ost)								
	aus aufgegebenen Vorkommen				20.885			
6 Zwischen Elbe und Weser (West)								
NI	Ahrensheide	1964	MEEG	8.610	1.449.820	0	4.296.795	11
NI	Eddesse (-Nord)	1876	Preussag	2.749	827.688	32.944	15.997.671	15
NI	Eldingen	1949	BEB	21.484	3.152.973	345.373	26.289.042	24
NI	Hankensbüttel			74.127	14.452.746	1.451.636	354.738.554	34
NI	Mitte, Nord, Ost (Pool)	1954	BEB	40.530	2.441.369	545.380	38.565.938	11
NI	Süd	1954	RWE-DEA	33.597	12.011.377	906.256	316.172.616	23
NI	Knesebeck (Vorhop-)	1958	Preussag	25.181	3.156.062	260.790	25.042.349	24
NI	Lehrte			2.152	330.173	97.230	11.550.834	9
NI	Höver	1956	Preussag	2.152	330.173	97.230	11.550.834	9
NI	Leiferde	1956	RWE-DEA	3.008	2.918.475	241.862	126.911.177	6
NI	Lüben			42.089	2.089.674	248.994	11.596.609	14
NI	Bodenteich	1960	BEB	1.402	62.538	1.586	232.311	1
NI	Lüben / Lüben-West	1955	BEB	40.687	2.027.136	247.408	11.364.298	13
NI	Nienhagen			5.200	3.617.489	22.371	2.414.931	10
NI	Nienhagen, Elwerath	1861	BEB	5.200	3.617.489	22.371	2.414.931	10
NI	Ölheim-Süd			22.231	1.340.195	1.051.098	48.441.665	21
NI	Ölheim-Süd, Rhät	1960	Preussag	7	31.533	217	787.340	0
NI	Ölheim-Süd, Unterkreide	1968	Preussag	22.224	1.308.663	1.050.881	47.654.325	21
NI	Rühme	1954	BEB	43.996	1.795.026	273.282	17.160.032	42
NI/HH	Sinstorf			12.189	2.893.797	209.445	51.988.925	5
NI/HH	Groß Hamburg	1960	Preussag	4.389	1.892.274	75.400	33.865.496	1
NI/HH	Meckelfeld-West	1960	Preussag	6.440	693.240	110.681	12.552.156	3
NI/HH	Sottorf-Ost	1960	Preussag	1.360	308.282	23.364	5.571.273	1
NI	Thönse *	1952	BEB	5.067	162.534	0	0	*
NI	Vorhop	1952	Preussag	22.216	2.665.601	2.187.975	138.825.759	24
NI	Wittingen-Südost	1970	Preussag	1.281	69.835	0	1.048.152	1
NI	Kondensat aus der Erdgasförderung			4.139	29.095			
	aus aufgegebenen Vorkommen				33.566.477		1.196.254.905	
	Summe Gebiet			295.718	74.517.660	6.423.000	2.032.557.400	240
7 Zwischen Weser und Ems								
NI	Barenburg	1953	BEB	54.207	6.456.951	2.378.971	482.021.472	34
NI	Bockstedt	1954	Wintershall	32.078	3.328.171	859.721	58.404.395	17
NI	Börger / Werite	1977	Preussag	482	123.249	21.300	6.129.367	1
NI	Bramberge			267.036	17.396.114	18.769.600	888.469.250	50
NI	Bramhar	1957	Preussag	220.581	13.057.960	14.766.147	695.056.256	37
NI	Osterbrock	1958	Preussag	18.852	1.229.280	1.277.706	54.932.376	3
NI	Wettrup	1958	Preussag	27.603	3.108.875	2.725.747	138.480.618	10
NI	Düste			26.127	6.076.300	792.159	193.503.298	48
NI	Aldorf	1952	Wintershall	5.549	2.378.811	153.647	119.165.199	16
NI	Düste-Valendis	1954	Wintershall	8.583	1.673.345	235.235	28.082.843	24
NI	Wietingsmoor	1954	BEB	11.995	2.024.144	403.277	46.255.256	8

Land	Gebiet / Lagerstätte	Fundjahr	Operator	Förderung				Förder- sonden in 1999
				Erdöl in t 1999	kumulativ	Erdölgas in m³(V _n) 1999	kumulativ	
Fortsetzung Gebiet 7: Zwischen Weser und Ems								
NI	Groß Lessen	1969	BEB	19.634	3.247.405	1.070.295	79.729.251	5
NI	Hemmelte-West	1951	MEEG	6.415	2.222.621	581.047	216.510.561	13
NI	Liener-Garen	1953	MEEG	884	100.905	36.343	6.868.658	3
NI	Löningen			7.674	609.408	3.627.503	303.533.804	6
NI	Löningen	1959	MEEG	3.470	451.592	2.775.734	281.291.405	3
NI	Löningen-West	1961	MEEG	4.203	157.816	851.769	22.242.399	3
NI	Matrum	1982	MEEG	4.803	152.116	753.101	12.447.463	4
NI	Siedenburg	1957	MEEG	9.365	997.922	374.555	60.171.968	15
NI	Sögel	1983	Preussag	794	23.425	38.500	1.191.411	2
NI	Sulingen-Valendis	1973	BEB	9.625	932.485	459.156	20.312.617	8
NI	Vechta			11.451	2.349.100	3.285.692	589.360.656	16
NI	Hagen	1957	MEEG	792	131.660	52.124	10.498.696	1
NI	Harne	1956	MEEG	188	341.156	22.972	51.207.485	1
NI	Schledehausen	1957	MEEG	247	34.578	6.004	819.702	1
NI	Weipe	1957	MEEG	10.224	1.841.705	3.204.592	526.834.773	13
NI	Voigtei / Voigtei-Süd	1953	MEEG	41.553	3.882.555	8.378.360	317.706.338	68
NI	Wehrbleck / Wehrbleck-Ost	1957	BEB	15.212	2.538.919	1.545.006	272.714.324	13
NI	Kondensat aus der Erdgasförderung			1.651	109.555			0
	aus aufgegebenen Vorkommen				4.425.061		315.317.854	
	Summe Gebiet			508.989	54.972.261	42.971.309	3.824.392.687	303
8 Westlich der Ems								
NI	Adorf	1948	Preussag	19.388	1.518.407	762.900	51.912.592	13
NI	Emlichheim	1944	Wintershall	161.443	8.099.228	2.216.765	70.432.222	83
NI	Georgsdorf	1944	BEB	169.324	17.075.376	16.098.000	1.635.135.000	167
NI	Meppen / M.-Schwefingen	1960	BEB	76.635	2.701.029	3.690.900	123.037.500	22
NI	Rühle			366.061	29.626.423	16.194.245	1.101.373.183	215
NI	Rühlermoor-Valendis	1949	BEB	329.870	24.445.191	14.670.800	1.022.293.800	182
NI	Rühlermoor-Valendis-Malm	1949	Wintershall	36.191	5.181.232	1.523.445	79.079.383	33
NI	Scheerhorn	1949	Preussag	65.636	8.281.950	5.091.440	469.306.502	64
NI	Kondensat aus der Erdgasförderung			2.727	325.664			
	aus aufgegebenen Vorkommen				4.169.749		1.040.525.817	
	Summe Gebiet			861.214	71.797.826	44.054.250	4.491.722.816	564
9 Thüringer Becken								
TH	aus aufgegebenen Vorkommen				49.353		20.069.000	
	Summe Gebiet				49.353		20.069.000	
10 Niederrhein-Münsterland								
NW	Ochtrup *	1990	Preussag	1.110	5.777			*
	Summe Gebiet			1.110	5.777			
11 Saar-Nahe-Trog								
12 Oberrheinland								
RP	Eich / Königsgarten	1959	BEB	53.995	1.128.775	1.290.851	24.629.472	12
RP	Landau	1955	Wintershall	36.319	4.115.895	658.374	10.179.497	70
RP	Rülzheim	1984	Wintershall	1.789	28.759	825.481	8.460.753	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			0	1.643.169	0	36.228.316	0
	Summe Gebiet			92.103	6.916.598	2.774.706	79.498.038	83
13 Alpenvorland								
BY	Aitingen			29.319	1.022.038	2.379.762	68.206.800	3
BY	Aitingen	1976	Wintershall	28.701	987.097	2.379.762	68.206.800	3
BY	Aitingen (Erdölgas-Kondensat)	1976	Wintershall	618	34.941	0	0	0
BY	Darching			6.560	103.591	1.280.200	19.575.300	1
BY	Holzkirchen	1969	RWE-DEA	6.560	103.591	1.280.200	19.575.300	1
BY	Hebertshausen	1982	RWE-DEA	4.188	101.295	0	1	2
BY	Leichtöl (Gasspeicher)			172	8.545			
	aus aufgegebenen Vorkommen				8.338.295		2.359.431.422	
	Summe Gebiet			40.239	9.573.764	3.659.962	2.447.213.523	6
49 ** Summe				2.740.074	251.467.620	139.226.614	15.891.287.373	1.251

Erläuterungen

aus aufgegebenen Vorkommen =
nicht mehr in Förderung befindliche Lagerstätten

* Erdgasfeld mit Kondensatproduktion
(die Rohgasmengen sind in der
Tabelle Erdgasförderung 1999 aufgeführt,
dsgl. die Zahl der Sonden)

** Anzahl der Erdölfelder,
die 1999 in Betrieb waren

*) 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
Operator	
BEB	BEB Erdgas und Erdöl GmbH
EEG	EEG - Erdgas Erdöl GmbH
MEEG	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH
Preussag	Preussag Energie GmbH
RWE-DEA	RWE-DEA AG für Mineralöl und Chemie
Wintershall	Wintershall AG

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 1997 bis 1999 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	Erdölförderung							
	1997		1998		1999		kumulativ	
	[1000 t]	(%)	[1000 t]	(%)	[1000 t]	(%)	[1000 t]	(%)
Nördlich der Elbe	691,775	24,5	905,133	31,3	924,375	33,7	30.682,982	12,2
Zwischen Oder/Neiße und Elbe	24,894	0,9	20,524	0,7	16,326	0,6	2.930,502	1,2
Zwischen Elbe und Weser (Ost)	0	0	0	0,0	0	0	20,885	0,0
Zwischen Elbe und Weser (West)	376,648	13,4	326,511	11,3	295,718	10,8	74.517,660	29,6
Zwischen Weser und Ems	537,007	19	539,213	18,6	508,989	18,6	54.972,261	21,9
Westlich der Ems	993,800	35,2	940,949	32,5	861,214	31,4	71.797,826	28,6
Thüringer Becken	0	0	0	0,0	0	0	49,365	0,0
Niederrhein-Münsterland	0,705	0	0,845	0,0	1,110	0,0	5,777	0,0
Oberrhhein	145,325	5,2	119,127	4,1	92,103	3,4	6.916,598	2,8
Alpenvorland	50,245	1,8	42,224	1,5	40,239	1,5	9.573,764	3,8
Summe	2.820,398	100	2.894,526	100,0	2.740,074	100	251.467,620	100

Tab. 12: Jahresförderungen 1998 und 1999 der förderstärksten Erdölfelder in Deutschland.

Land	Lagerstätte	Erdölförderung						Förder- sonden in 1999
		1998		1999		kumulativ		
		[1000 t]	(%)*	[1000 t]	(%)*	[1000 t]	(%)*	
SH	Mittelplate	780.378	27,0	823.446	30,1	4,878.700	1,9	11
NI	Rühle	409.437	14,1	366.061	13,4	30,654.584	12,2	215
NI	Bramberge	270.666	9,4	267.036	9,7	17,396.114	6,9	50
NI	Georgsdorf	176.104	6,1	169.324	6,2	17,075.376	6,8	167
NI	Emlichheim	160.982	5,6	161.443	5,9	8,099.228	3,2	83
NI	Meppen	100.554	3,5	76.635	2,8	2,700.919	1,1	22
NI	Hankensbüttel	84.520	2,9	74.127	2,7	14,452.746	5,7	34
SH	Schwedeneck-See	80.664	2,8	73.096	2,7	3,411.086	1,4	14
NI	Scheerhorn	71.423	2,5	65.636	2,4	8,281.950	3,3	64
NI	Barenburg	65.069	2,2	54.207	2,0	6,456.951	2,6	34

*Anteil an der Gesamtförderung in Deutschland

Die Erdölförderung aus deutschen Lagerstätten stammt zu rd. 48 % aus Sandsteinen der Unterkreide, z.B. in den Feldern Barenburg, Bramberge, Emlichheim, Georgsdorf, Rühlermoor und Rühlertwist. Etwa 42 % werden aus Sandsteinen des Dogger, der nördlich der Elbe (z.B. in Mittelplate) und zwischen Elbe und Weser (West) ölführend ist, produziert (Anl. 11).

4.2 Erdgas

Ende des Jahres 1999 waren nach der neuen Zuordnung des NLfB insgesamt 93 Erdgaslagerstätten mit rd. 550 Sonden in Betrieb (Tab. 13, Anl. 6).

Die Erdgasförderung lag mit 22,3 Mrd. m³(V_n) Rohgas (natürlicher Brennwert) bzw. rd. 21,1 Mrd. m³(V_n) Reingas leicht über dem Vorjahresniveau. Tabelle 13 zeigt die Entwicklung der Naturgasförderung der letzten 5 Jahre.

Als neues Erdgas-Teilfeld wurde Bleckmar (Becklingen/Wardböhlen) aufgenommen. Tabelle 14 zeigt eine Aufstellung aller zur Zeit in Produktion stehenden Erdgasfelder, einschließlich vorhandener Teilfelder. Wie beim Erdöl lag die überwiegende Zahl der produzie-

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung in Deutschland von 1995 bis 1999.

Jahr	Erdgasförderung (Rohgas)			in Betrieb	
	Erdgas [Mio. m ³ (V _n)]	Erdölgas [Mio. m ³ (V _n)]	Gesamt (Naturgas) [Mio. m ³ (V _n)]	Felder	Erdgas- Förderquellen
1995	21.448,739	165,778	21.614,516	122	606
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

* ab 1999 neue Zuordnung bei den Erdgasfeldern bzw. Teilfeldern

renden Erdgasfelder (89 %) und fördernden Erdgassonden (62 %) in Niedersachsen mit den Gebieten Elbe-Weser (West), Weser-Ems und westlich der Ems (Tab. 14 und 15).

Tabelle 16 zeigt die Jahresförderung 1999 und kumulative Produktion der zehn förderstärksten Lagerstätten (neue Zuordnung). Die Felder Rotenburg-Taaken, Goldenstedt/Visbek und Söhlingen lagen vor Salzwedel-Peckensen (Elbe-Weser, Ost) an der Spitze. Bei den mit natürlichem Brennwert angegebenen Rohgaszahlen 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. 43 % aus dem Zechstein und zu rd. 46 % aus dem Rotliegend des Perm; ca. 12 % wurden aus Sandsteinen des Jura, der Trias und des Karbon produziert (Anl. 12).

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung 1997 bis 1999 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	Erdgasförderung (Rohgas)					
	1997		1998		1999	
	[1000 m ³ (V _n)]	(%)	[1000 m ³ (V _n)]	(%)	[1000 m ³ (V _n)]	(%)
Zwischen Elbe und Weser (Ost)	2.564.214	11,41	2.302.931	10,55	1.987.956	8,67
Zwischen Elbe und Weser (West)	8.654.169	38,51	8.209.512	37,62	9.110.011	39,72
Zwischen Weser und Ems	10.677.170	47,51	10.830.421	49,63	11.416.873	49,78
Westlich der Ems	414.835	1,85	360.083	1,65	337.407	1,47
Thüringer Becken	126.230	0,56	90.808	0,42	51.729	0,23
Niederrhein-Münsterland	17.001	0,08	20.355	0,09	25.808	0,11
Alpenvorland	19.210	0,09	9.670	0,04	3.214	0,01
Summe	22.472.829	100	21.823.780	100	22.932.997	100

Tab. 16: Jahresförderungen 1999 der förderstärksten Erdgasfelder in Deutschland.

Land	Lagerstätte	Formation	Erdgasförderung (Rohgas)				Förder- sonden in 1999
			1999		kumulativ		
			[1000 m ³ (V _n)]	(%) *	[1000 m ³ (V _n)]	(%) *	
NI	Rotenburg-Taaken	Rotliegend	3.137.544	13,7	26.410.963	3,5	28
NI	Goldenstedt/Visbek	Zechstein	2.200.871	9,6	38.680.611	5,1	17
NI	Söhlingen	Rotliegend	2.018.225	8,8	23.760.271	3,1	19
ST	Salzwedel	Rotliegend	1.961.798	8,6	196.952.672	25,7	171
NI	Hemmelte/Kneheim/Vahren	Zechstein	1.860.046	8,1	18.311.907	2,4	9
NI	Hengstlage	Buntsandstein	1.356.677	5,9	55.061.587	7,2	14
NI	Siedenburg-West/Hesterberg	Zechstein	982.242	4,3	16.346.830	2,1	7
NI	Walsrode/Idsingen	Rotliegend	941.962	4,1	2.658.518	0,3	7
NI	Dethlingen	Rotliegend	882.716	3,8	16.865.711	2,2	9
NI	Varnhorn/Quaadmoor/Rechterfeld/ ...	Zechstein	746.041	3,3	16.450.623	2,1	13

*Anteil an der Gesamtförderung in Deutschland

Tabelle 14

Erdgasförderung 1999 (Rohgas ohne Erdölgas, ab 1999 neue Zuordnung der Erdgasfelder bzw. Teilfelder)

Land	Gebiet / Lagerstätte	Fundjahr	Operator	Förderung Rohgas in m³(V ₁)		Förder-sonden in 1999
				1999	kumulativ	
1 Deutsche Ostsee						
2 Deutsche Nordsee						
3 Nördlich der Elbe						
HH	aus aufgegebenen Vorkommen				231.000.000	
	Summe Gebiet				231.000.000	
4 Zwischen Oder / Neiße und Elbe						
MV	Heringsdorf	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				947.602.968	
5 Zwischen Elbe und Weser (Ost)						
ST	Großer Fallstein	1961	EEG	20.419.260	245.623.743	2
ST	Salzwedel			1.961.798.231	196.952.671.752	171
ST	Allensalzwedel	1976	EEG	90.717.067	8.922.878.989	13
ST	Heidberg-Mellin	1971	EEG	367.102.639	32.037.730.931	48
ST	Mellin-Süd	1971	EEG	6.961.875	6.961.875	1
ST	Riebau	1972	EEG	189.211.191	12.682.047.615	14
ST	Salzwedel-Peckensen	1968	EEG	1.220.188.373	138.565.882.175	83
ST	Winkelstedt	1971	EEG	80.609.500	3.532.818.928	10
ST	Zethlingen	1971	EEG	7.007.586	849.566.603	2
ST	Sanne	1981	EEG	5.738.077	270.385.125	1
ST	aus aufgegebenen Vorkommen				182.126.000	
ST	Summe Gebiet			1.987.955.568	197.650.806.620	174
6 Zwischen Elbe und Weser (West)						
NI	Alvern / Munsterlager			2.829.661	293.526.904	1
NI	Alvern	1996	BEB	0	183.484.027	0
NI	Munsterlager	1978	BEB	2.829.661	110.042.877	1
NI	Bahnsen	1969	Wintershall	206.360	137.431.670	1
NI	Becklingen / Wardböhmen *			97.055.528	1.456.338.357	2
NI	Becklingen *	1985	RWE-DEA	57.072.437	867.361.354	1
NI	Bleckmar	1999	RWE-DEA	0	0	NEU
NI	Wardböhmen *	1987	RWE-DEA	39.983.091	588.977.003	1
NI	Dethlingen *			882.715.520	16.865.711.470	9
NI	Munster *	1973	BEB	97.174.370	5.974.786.450	2
NI	Munster-Nord *	1977	BEB	321.187.390	2.761.892.116	2
NI	Munster-SW *	1978	BEB	351.273.419	5.779.840.312	2
NI	Osterheide	1998	RWE-DEA	57.707.998	58.631.212	1
NI	Schmarbeck *	1971	BEB	55.372.343	2.290.561.380	2
NI	Dreilingen	1978	Wintershall	3.111.120	248.699.961	1
NI	Einloh *	1988	MEEG	13.138.364	219.875.645	1
NI	Hamwiede *			69.391.246	1.410.110.213	3
NI	Hamwiede (Karbon)	1978	BEB	69.391.246	1.410.110.213	3
NI	Husum / Schneeren			602.033.356	4.028.304.013	7
NI	Husum (Karbon)	1986	BEB	428.475.956	2.895.863.013	3
NI	Schneeren (Karbon)	1991	Preussag	72.889.900	720.325.200	3
NI	Schneeren-West (Karbon)	1991	Preussag	78.259.200	322.548.600	1
NI	Imbrock	1995	BEB	118.611.628	412.906.617	2
NI	Ostervesede *	1983	MEEG	8.317.240	109.251.696	1
NI	Rotenburg-Taaken *			3.137.544.491	26.410.963.219	28
NI	Borchel *	1984	BEB	152.680.929	1.276.949.528	1
NI	Bornkamp *	1987	BEB	7.242.083	203.826.035	1
NI	Böttersen (BEB Anteil) *	1987	BEB	534.254.018	4.214.285.041	5
NI	Böttersen (RWE-DEA Anteil) *	1991	RWE-DEA	413.523.726	1.995.430.817	3
NI	Hemsbünde *	1986	RWE-DEA	970.899.761	8.294.160.026	6
NI	Höhsmoor *	1988	RWE-DEA	69.503.317	909.373.582	1
NI	Langenhörn *	1987	RWE-DEA	38.277.305	710.482.074	1
NI	Mulshorn (Z1 - Z5) *	1984	BEB	349.934.427	3.213.759.506	3
NI	Mulshorn Z3a *	1996	BEB	131.667.306	588.477.740	1
NI	Mulshorn Z6 *	1996	BEB	96.851.814	186.987.184	1
NI	Preyersmühle-Hastedt *	1984	BEB	10.187.833	320.595.128	1
NI	Taaken *	1982	BEB	199.728.073	2.499.263.225	2
NI	Westerholz *	1985	RWE-DEA	31.286.468	955.174.072	1
NI	Worth *	1988	BEB	131.507.431	1.042.199.261	1
NI	Schneeren-Ost (Zechstein)	1991	Preussag	22.408.300	89.567.200	2
NI	Söhlingen *			2.018.224.517	23.760.271.483	19
NI	Grauen *	1982	BEB	54.172.095	1.128.543.746	1
NI	Söhlingen *	1980	MEEG	1.432.051.256	14.358.634.735	11
NI	Söhlingen-Ost *	1981	BEB	532.001.166	8.273.093.002	7
NI	Soltau / Friedrichseck *			317.770.583	4.604.694.266	6
NI	Soltau *	1984	BEB	98.600.193	3.013.184.405	3
NI	Friedrichseck *	1990	BEB	219.170.390	1.591.509.861	3
NI	Thönse (Jura) *	1952	BEB	55.956.986	1.946.343.731	6
NI	Thönse (Keuper) *	1952	BEB	36.959.414	1.019.532.471	2
NI	Völkersen / Völkersen-Nord *			721.582.036	2.936.647.306	7
NI	Völkersen *	1992	RWE-DEA	581.826.298	2.326.354.242	4
NI	Völkersen-Nord *	1993	RWE-DEA	139.755.738	610.293.064	3
NI	Walsrode / Idsingen *			941.962.062	2.658.517.587	7
NI	Idsingen	1996	BEB	306.593.582	546.266.398	2
NI	Walsrode *	1980	MEEG	444.346.360	943.591.528	3
NI	Walsrode-West *	1990	MEEG	191.022.120	1.168.659.661	2
NI	Weissenmoor *	1997	RWE-DEA	82.600.712	177.710.824	1
NI	aus aufgegebenen Vorkommen				14.495.726.583	
NI	Summe Gebiet			9.110.010.824	103.192.564.016	106

Land	Gebiet / Lagerstätte	Fundjahr	Operator	Förderung Rohgas in m³(V ₁)		Förder-sonden in 1999
				1999	kumulativ	
7 Zwischen Weser und Ems						
NI	Apeldorn	1964	Preussag	140.538.900	3.883.652.260	3
NI	Bahrenborstel / Uchte			65.651.302	2.541.041.812	3
NI	Bahrenborstel (Buntsandstein)	1962	MEEG	57.982.809	2.333.318.298	2
NI	Uchte (Buntsandstein)	1981	MEEG	7.668.493	207.723.514	1
NI	Bahrenborstel (Zechstein)	1962	MEEG	107.954.537	3.064.184.912	3
NI	Barrien (Buntsandstein)	1964	Wintershall	169.597.760	11.405.750.724	7
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt	1977	BEB	356.206.598	6.573.836.650	5
NI	Brettorf (Zechstein)	1977	BEB	36.074.760	1.048.035.079	1
NI	Brinkholz (Zechstein)	1982	BEB	252.847.716	1.957.681.922	2
NI	Neerstedt (Zechstein)	1981	BEB	67.284.122	3.568.121.649	2
NI	Buchhorst / Barenburg			56.101.990	4.105.474.560	4
NI	Buchhorst (Buntsandstein)	1959	MEEG	52.061.758	3.794.972.563	3
NI	Barenburg (Buntsandstein)	1961	MEEG	4.040.232	310.501.997	1
NI	Buchhorst / Barenburg			203.452.814	14.774.010.327	6
NI	Buchhorst (Zechstein)	1959	MEEG	69.477.711	6.869.500.181	3
NI	Barenburg (Zechstein)	1961	MEEG	133.975.103	7.904.510.146	3
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	BEB	109.737.466	7.614.366.717	4
NI	Cappeln (Karbon)	1970	BEB	9.054.105	267.334.143	1
NI	Deblinghausen (Zechstein)	1958	MEEG	60.785.701	1.971.194.649	1
NI	Dötlingen (Zechstein)	1965	BEB	233.630.911	14.344.995.019	4
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Wintershall	21.909.100	663.929.869	5
NI	Düste (Karbon)	1996	Wintershall	5.149.270	20.787.110	1
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	BEB	17.615.494	1.164.020.698	2
NI	Goldenstedt / Visbek *			2.200.870.680	38.680.610.891	17
NI	Goldenstedt (Zechstein)	1959	BEB	910.447.152	8.351.426.865	7
NI	Visbek (Zechstein)	1963	BEB	1.290.423.528	30.329.184.026	10
NI	Goldenstedt / Oythe *			77.421.556	1.953.105.204	4
NI	Goldenstedt (Karbon) *	1959	BEB	60.208.844	1.479.871.652	3
NI	Oythe (Karbon)	1968	BEB	17.212.712	473.233.552	1
NI	Groothusen (Rotliegend) *	1965	BEB	20.000	7.347.098.042	0
NI	Großes Meer (Rotliegend) *	1978	BEB	13.281.900	339.298.500	1
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	BEB	2.786.952	198.021.583	1
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren			1.860.046.218	18.311.907.379	9
NI	Hemmelte (Zechstein)	1980	BEB	1.646.265.346	12.578.458.220	6
NI	Kneheim (Zechstein)	1985	BEB	163.081.989	1.917.152.994	2
NI	Vahren (Zechstein)	1981	BEB	50.698.883	3.816.296.165	1
NI	Hengstlage *			1.356.677.178	55.061.586.674	14
NI	Hengstlage (Buntsandstein)	1963	BEB	1.186.089.554	51.417.429.655	11
NI	Hengstlage-Nord (Buntsandstein) *	1969	BEB	170.587.624	3.644.157.019	3
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer *			283.208.092	21.636.964.093	12
NI	Hengstlage-Nord (Zechstein) *	1969	BEB	98.034.323	8.371.702.505	3
NI	Sage (Zechstein) *	1970	BEB	17.139.888	1.393.077.233	1
NI	Sagermeer (Zechstein) *	1968	BEB	95.016.470	10.852.129.199	6
NI	Sagermeer-Süd (Zechstein) *	1973	BEB	25.232.954	970.423.259	1
NI	Sagermeer-Süd-West (Zechstein)	1998	BEB	47.784.457	49.631.897	1
NI	Klosterseele / Kirchseele / Ortholz			664.411.724	5.968.548.567	3
NI	Klosterseele (Zechstein)	1985	BEB	20.750	771.479.318	0
NI	Kirchseele (Zechstein)	1985	BEB	664.390.974	5.197.069.249	3
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	BEB	6.148.840	94.662.866	1
NI	Leer (Rotliegend) *	1984	Preussag	61.498.300	142.570.200	1
NI	Lönningen-Südost / Menslage			12.809.574	2.220.710.741	2
NI	Lönningen-Südost (Jura) *	1960	BEB	134.434	1.125.008.738	1
NI	Menslage (Jura) *	1960	BEB	12.675.140	1.095.702.003	1
NI	Lön.-West / Holte / Menslage-West.			20.271.256	327.451.910	5
NI	Lönningen-West (Jura) *	1961	BEB	14.244.175	256.406.649	2
NI	Holte (Jura) *	1961	BEB	3.019.500	47.659.060	2
NI	Menslage-Westrum (Jura) *	1961	BEB	3.007.581	23.386.201	1
NI	Manslagt (Rotliegend) *	1990	BEB	63.493.030	1.057.614.112	1
NI	Neubuchhausen (Zechstein)	1993	MEEG	44.707.166	362.295.898	1
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Wintershall	22.630.180	2.399.637.244	11
NI	Rehden (Zechstein)	1952	Wintershall	17.390.570	5.809.552.274	1
NI	Rehden (Karbon)	1952	Wintershall	64.788.040	8.053.945.260	6
NI	Siedenburg / Staffhorst			131.087.768	10.821.071.804	10
NI	Siedenburg (Buntsandstein)	1963	MEEG	70.366.498	9.764.594.064	8
NI	Staffhorst (Buntsandstein)	1964	Wintershall			

5 Erdöl- und Erdgasreserven

5.1 Reservendefinitionen

In Anlehnung an internationale Standards (SPE/WPC, 1997 & UN/ECE, 1997) werden Erdöl- und Erdgasreserven vom NLFb für Deutschland als sichere (proven) und wahrscheinliche (probable) Reserven für einzelne Lagerstätten erfaßt und im vorliegenden Bericht zusammenfassend veröffentlicht.

Reservenzahlen werden beim Erdgas in der deutschen Förderindustrie häufig lagerstätten-technisch als "Rohgaswert" oder gaswirtschaftlich als sog. "Reingaswert" angegeben. Die Rohgaszahl entspricht dem aus der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert, welcher von Lagerstätte zu Lagerstätte in Deutschland zwischen 4 und 12 kWh/m³(V_n) schwanken kann. Die Reingaszahl ist eher eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt verkauft wird. Die Angaben in diesem Reservenbericht beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H_o mit 9,77 kWh/m³(V_n), der in der Förderindustrie früher als „Groningen-Brennwert“ bezeichnet wurde. Daneben ist für Erdgase auch ein Bezugswert H_o von 11,5 kWh/m³(V_n) gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Der Wert H_o gilt als grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft. Beim Vergleich der Energieinhalte von verschiedenen Energieträgern (Kohle, Erdöl, Erdgas etc.) wird üblicherweise der untere Heizwert H_u als Bezugsgröße verwendet. Zu einer Produktionszahl bzw. einer Reservenangabe gehört beim Erdgas, neben dem Stichtag, folglich auch die Angabe über den Energieinhalt bzw. über einen Bezugswert. Das NLFb berichtet in Anlehnung an die sechs Fördergesellschaften und den Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (W.E.G.) die verbleibenden Reserven sowohl für Rohgas als auch in Reingasqualität (9,77 kWh/m³(V_n)), damit die Angaben für lagerstättentechnische und energiewirtschaftliche Fragestellungen genutzt werden können.

Weitere Angaben zu Umrechnungsfaktoren für alle Energieträger sowie zu Bezugsgrößen wie H_o findet man u.a. unter <http://www.bmwi.de/download/energie/umrechnungsfaktoren>. Informationen zur deutschen und internationalen Erdöl- und Erdgaswirtschaft findet man unter: <http://www.bawi.de> (Seite: Aufgabenfelder/Energie).

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 damit unmittelbar von den Erlösen für Erdöl und Erdgas ab. Die - schwierige - langfristige Prognose dieser Erlöse ist entscheidend für die Lebensdauer der Felder und damit für die verbleibenden Reserven. Je früher ein Feld aufgegeben wird, um so geringer sind zu einem bestimmten Stichtag (z.B. 1. Jan. 2000) die verbleibenden Reserven und umgekehrt. Die Wirtschaftlichkeitsgrenze einer Lagerstätte wird beim Erdöl z.B. durch die Förderrate in Tonnen/Tag oder die Sondenverwässerung in %, (Wasseranteil an der Gesamtproduktion) bestimmt. Beim Erdgas entscheidet u.a. die Förderrate in m³/Tag über die Wirtschaftlichkeit einer Sonde. 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 gleichzeitig und umgekehrt. 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 damit einem ständigen Wechsel und sind als dynamische Größen zu betrachten. Eine Reservenermittlung bezieht sich damit immer auf einen Stichtag an dem bestimmte Annahmen für die künftigen Erlöse angenommen wurden (z.B. 1. Jan. 2000).

5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2000

Anlagen 11 und 13, sowie die Tabellen 17 und 18 zeigen die Aufteilung der Förderung und die verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven per 1. Januar 2000 nach Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen.

Tab. 17: Erdölreserven nach Gebieten per 1. Jan. 2000 (in Millionen Tonnen).

Gebiete	1. Jan. 1999			1999 Prod.	1. Jan. 2000		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	0	0	0	0	0,606	0,294	0,900
Nördlich der Elbe	7,890	18,554	26,444	0,924	24,993	6,330	30,323
Oder/Neiße-Elbe	0,445	0	0,445	0,016	0,414	0	0,414
Elbe-Weser (West)	2,581	0,182	2,763	0,297	2,183	0,130	2,313
Weser-Ems	3,998	1,722	5,720	0,509	3,426	1,685	5,111
Westlich der Ems	9,414	2,654	12,068	0,861	9,204	2,700	11,904
Niederrhein-Münsterland	0	0	0	0,001	0	0	0
Oberrheintal	0,882	0,077	0,959	0,092	0,601	0,060	0,661
Alpenvorland	0,290	0,050	0,340	0,040	0,261	0,050	0,311
Summe	25,500	23,239	48,739	2,740	41,688	10,249	51,937

Tab. 18: Erdölreserven nach Bundesländern per 1. Jan. 2000 (in Millionen Tonnen).

Bundesländer	1. Jan. 1999			1999 Prod.	1. Jan. 2000		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	0	0	0	0	0,606	0,294	0,900
Schleswig-Holstein	7,828	18,200	26,028	0,902	24,930	5,000	29,930
Hamburg	0,110	0,375	0,485	0,033	0,114	0,330	0,444
Niedersachsen	15,945	4,537	20,482	1,656	14,762	4,515	19,277
Nordrhein-Westfalen	0	0	0	0,001	0	0	0
Rheinland-Pfalz	0,882	0,077	0,959	0,092	0,601	0,060	0,661
Bayern	0,290	0,050	0,340	0,040	0,261	0,050	0,311
Mecklenburg-Vorpommern	0,076	0	0,076	0,012	0,064	0	0,064
Brandenburg	0,369	0	0,369	0,004	0,350	0	0,350
Summe	25,500	23,239	48,739	2,740	41,688	10,249	51,937

Trotz einer Jahresproduktion von 2,7 Mio. t lagen die Reserven mit 51,9 Mio. t um 3,2 Mio. t höher als im Vorjahr. Ursache für diesen Reservenanstieg ist wesentlich die Neubewertung der Lagerstätte Mittelplate, deren Drainagegebiet durch neue, fründige Bohrungen (Mittelplate/Dieksand, siehe Kapitel 2) erweitert wurde. Als neue Reserven wurden auch erhebliche Kondensatmengen für die geplante Erdgasförderung des Nordsee-Gasfeldes A6/B4 sowie

der neue Erdgas/Erdölfund Ringe Z1 gemeldet. Weitere Reservenerhöhungen erfolgten für die Struktur Rühle (Emsland). Der Hauptanteil der Reserven liegt derzeit mit rd. 58 % in Schleswig-Holstein (Mittelplate) und rd. 40 % in Niedersachsen.

Das Feld Mittelplate wird in Zukunft eine zunehmend herausragende Position einnehmen, da hier ein beträchtliches zusätzliches Förder- und Reservenpotential erwartet wird und ab Mitte 2000 durch die Mittelplate- und Dieksand-Bohrungen ausgebeutet werden soll.

Wichtigste Förderhorizonte für deutsches Erdöl sind Sandsteine der Unterkreide (Schwerölfelder im Emsland) und des Dogger (Lagerstätten östlich von Hannover und in Schleswig-Holstein, Anl. 11).

5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2000

Bezogen auf den natürlichen Brennwert (Rohgas) betragen die Erdgasreserven rd. 363,5 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ und lagen damit rd. 12 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ niedriger als im Vorjahr. Die Produktion von 22,9 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ konnte durch neue Reserven fündiger Bohrungen sowie durch Neubewertungen von Lagerstätten also nur knapp zur Hälfte ausgeglichen werden.

Tabellen 19 und 20 sowie Anlagen 12 und 13 zeigen die Rohgasförderung und -reserven (natürlicher Brennwert) aufgeteilt nach Gebieten, Ländern und Formationen. Niedersachsen stellt mit rd. 91 % der Rohgasförderung und 90 % der Rohgasreserven das führende Bundesland zur Deckung der inländischen Erdgasversorgung dar.

Tab. 19: Erdgasreserven nach Gebieten per 1. Jan. 2000 (in Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas).

Gebiete	1. Jan. 1999			1999 Prod.	1. Jan. 2000		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	0	11,500	11,500	0	6,801	2,950	9,751
Elbe-Weser (Ost)	26,951	0	26,951	1,988	24,964	0	24,964
Elbe-Weser (West)	104,283	52,026	156,309	9,110	102,601	46,791	149,392
Weser-Ems	125,545	51,562	177,107	11,417	132,714	43,157	175,871
Westlich der Ems	1,473	0,517	1,990	0,337	1,440	0,500	1,940
Thüringer Becken	0,580	0	0,580	0,052	0,528	0	0,528
Niederrhein-Münsterland	0,509	0,080	0,589	0,026	0,471	0,057	0,528
Alpenvorland	0,519	0	0,519	0,003	0,510	0	0,510
Summe	259,861	115,685	375,546	22,933	270,028	93,455	363,483

Tab. 20: Erdgasreserven nach Bundesländern per 1. Jan. 2000 (in Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas).

Bundesländer	1. Jan. 1999			1999 Prod.	1. Jan. 2000		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	0	11,500	11,500	0	6,801	2,950	9,751
Niedersachsen	231,302	104,105	335,407	20,864	236,755	90,448	327,203
Nordrhein-Westfalen	0,509	0,080	0,589	0,026	0,471	0,057	0,528
Bayern	0,519	0	0,519	0,003	0,510	0	0,510
Sachsen-Anhalt	26,951	0	26,951	1,988	24,964	0	24,964
Thüringen	0,580	0	0,580	0,052	0,528	0	0,528
Summe	259,861	115,685	375,546	22,933	270,028	93,455	363,483

Die deutschen Erdgasreserven liegen zu rd. 40 % in Gesteinen des Zechstein (Perm) (Anl. 12). Dieser Träger hat überwiegend H_2S (Schwefelwasserstoff) als Begleitgas und erfordert besondere Förder- und Überwachungsmaßnahmen. Weitere 44 % der Reserven befinden sich in tiefer liegenden Schichten des Rotliegend (Perm) bei Teufen bis über 5000 m.

Tabellen 21 und 22 zeigen die Reingasförderung und -reserven aufgeteilt nach Gebieten und Bundesländern. Die auf den Energieinhalt von $9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ normierten Reserven betragen am 1. Jan. 2000 rd. $327,6 \text{ Mrd. m}^3(V_n)$. Die Reserven lagen damit um rd. $11 \text{ Mrd. m}^3(V_n)$ niedriger als im Vorjahr, welches dem Trend der o.a. Reservenabnahme auf Rohgasbasis (natürlicher Brennwert) entspricht.

Tab. 21: Erdgasreserven nach Gebieten per 1. Jan. 2000 (in Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Reingas ($9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$)).

Gebiete	1. Jan. 1999			1999 Prod.	1. Jan. 2000		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	0	13,655	13,655	0	8,281	3,592	11,873
Elbe-Weser (Ost)	10,284	0	10,284	0,727	9,555	0	9,555
Elbe-Weser (West)	107,420	52,720	160,140	9,197	105,671	47,356	153,028
Weser-Ems	107,429	43,583	151,012	10,757	113,465	36,042	149,508
Westlich der Ems	1,506	0,514	2,021	0,352	1,470	0,507	1,977
Thüringer Becken	0,341	0	0,341	0,032	0,309	0	0,309
Niederrhein-Münsterland	0,594	0,093	0,687	0,030	0,581	0,156	0,737
Alpenvorland	0,584	0	0,584	0,004	0,574	0	0,574
Summe	228,158	110,565	338,724	21,099	239,906	87,653	327,560

Tab. 22: Erdgasreserven nach Bundesländern per 1. Jan. 2000 (in Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Reingas ($9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$)).

Bundesländer	1. Jan. 1999			1999 Prod.	1. Jan. 2000		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	0	13,655	13,655	0	8,281	3,592	11,873
Niedersachsen	216,355	96,817	313,172	20,306	220,607	83,905	304,512
Nordrhein-Westfalen	0,594	0,093	0,687	0,030	0,581	0,156	0,737
Bayern	0,584	0	0,584	0,004	0,574	0	0,574
Sachsen-Anhalt	10,284	0	10,284	0,727	9,555	0	9,555
Thüringen	0,341	0	0,341	0,032	0,309	0	0,309
Summe	228,158	110,565	338,724	21,099	239,906	87,653	327,560

Die Produktions- und Reservenzahlen für Erdöl werden in den nächsten Jahren erlösabhängig von einem weiteren Rückbau der Erdölfelder infolge natürlicher Erschöpfung geprägt sein. Der Förderabfall der letzten 10 Jahre wird von der zu erwartenden Fördersteigerung in Mittelplate/Dieksand überkompensiert werden, wobei dann in Deutschland im Jahr 2000 eine Förderung von deutlich über 3 Mio. t erreicht werden könnte. Eine weitere Steigerung der heutigen Reserven ist bei positiver Ausbeute-Entwicklung dieser Lagerstätte nicht auszuschließen. Beim Erdgas wird auch in den nächsten Jahren ein Produktionsniveau im Bereich von $20 \text{ Mrd. m}^3(V_n)$ erwartet, wobei die ins Portfolio aufzunehmenden neuen Reserven für die Bundesrepublik Deutschland deutlich von den Erfolgen der Bohrtätigkeit geprägt sein werden. Inwieweit Neubewertungen von Lagerstätten auch in Zukunft zu einem Beitrag für Reservenerhöhungen führen werden, ist schwer abschätzbar. Alle Reservenzahlen werden besonders auch von den eingangs beschriebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Erlösen) abhängen, die erfahrungsgemäß schwierig zu prognostizieren sind.

Die im letzten Jahr gemeinsam mit dem W.E.G. erarbeitete Zahl für „unentdeckte Ressourcen und Produktion aus dichten Formationen“ von $50 \text{ bis } 150 \text{ Mrd. m}^3(V_n)$ wird fortgeschrieben. Auch hier sind riskante Prospekte, z.B. auf Erdgas aus dichten Formationen mit mittlerem und kleinen Reservenpotential, nur zu erwarten, wenn ein entsprechend hohes Erlösniveau über einen längeren Zeitraum existiert, das die Exploration dieser Reserven beflügelt.

6 Untertage-Erdgasspeicherung

Der Primärenergieverbrauch (PEV) in der Bundesrepublik Deutschland war gegenüber dem Vorjahr geringfügig niedriger (-2 %). Nach Berichten des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) (2000) zeigte sich beim Erdgasaufkommen (Importe plus Eigenförderung) trotz der besonders milden Witterung in den Wintermonaten ein Zuwachs von ca. 5 % und beim effektiven Erdgasverbrauch (Aufkommen minus (Exporte plus Speicheraufbau)) ein leicht steigender Trend (+0,5 %). Nach Einschätzung des DIW hätte der Zuwachs beim Verbrauch bei „normaler“ Witterung sogar rd. 3 % betragen. Die Anteile der Energieträger am PEV 1999 sind in Tab. 23 zusammengestellt.

Tab. 23: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch.

Energieträger	Anteile in %	
	1999	1998
Erdöl	39,4	40,0
Erdgas	21,3	20,8
Steinkohle	13,4	14,1
Braunkohle	10,3	10,5
Kernenergie	13,1	12,2
Wasser- und Windkraft	0,6	0,5
Sonstige	1,9	1,9

Erdgas steht an zweiter Stelle hinter dem Mineralöl. 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 den oben genannten 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 (PROGNOSE 2000).

Betrachtet man das derzeitige Erdgasaufkommen¹, ergibt sich für das Jahr 1999 folgendes Bild (DIW 2000, Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (W.E.G.) 2000 und NLFb): Die Erdgasversorgung Deutschlands wurde im Jahr 1999 durch rd. 21 Mrd. m³(V_n) inländischer Förderung aus 93 Erdgaslagerstätten und zu ca. 82 Mrd. m³(V_n) durch Importe aus 5 Ländern dargestellt (Tab. 24). Das Erdgasaufkommen stieg damit gegenüber dem Vorjahr um rd. 5 % auf ca. 103 Mrd. m³(V_n) an.

¹ alle Angaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H_o mit 9,77 kWh/m³(V_n). In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. Daneben ist in Statistiken auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m³(V_n) gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Bei der Angabe von Wärmegehalten für Erdgase wird gelegentlich auch der untere Heizwert H_u als Bezugsgröße verwendet. Die gebräuchlichen Umrechnungsfaktoren sowie weitere Angaben zu den Bezugsgrößen findet man u.a. unter <http://www.bmwi.de/download/energie/umrechnungsfaktoren>.

Tab. 24: Bezugsquellen zur Deckung des Erdgasaufkommens.

Bezugsland	Anteil in %	
	1999	1998
Deutschland	21	20
Niederlande	19	22
Norwegen	20	20
Rußland	35	35
Dänemark/Großbritannien	5	3

Die inländische Produktion von Erdgas unterliegt im Jahresverlauf nur begrenzten Schwankungen, da Erdgas-Aufbereitungsanlagen für bestimmte Förderkapazitäten ausgelegt sind und diese Mengen nicht beliebig nach oben oder unten verändert werden können. Die Importmengen sind im voraus vertraglich festgelegt und orientieren sich an den jahreszeitlich unterschiedlichen – in ihrer tatsächlich eintretenden Höhe nicht genau vorhersagbaren - Nachfragen der einzelnen Energieversorger nach Erdgas. In einer Großstadt wie etwa Berlin können Bedarfsspitzen im Winter das fünfzehnfache des Sommerbedarfes betragen. Die Lieferverträge verpflichten i.d.R. 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 temperaturabhängig großen saisonalen und tageszeitlichen Veränderungen unterliegt, ist zwischen Versorger und Verbraucher ein Ausgleichsvolumen durch Untertage-Erdgasspeicher eingerichtet, die 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 und Aquifere in Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland, bei denen Sandsteine als poröse Speicherhorizonte dominieren. Salz-Kavernenspeicher 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 Untertage-Erdgasspeichern wurden auch die Kavernen-Speicher für flüssige Kohlenwasserstoffe berücksichtigt.

Tabellen 28 bis 30 sowie Anlagen 16 und 17 zeigen den aktuellen Status für Betrieb, Planung und Bau von Untertagespeichern in Deutschland. Die für den Stichtag 31.12.1999 gültigen Angaben für die Untertage-Erdgasspeicher sowie die Speicher für flüssige Kohlenwasserstoffe beruhen auf den jährlichen Meldungen der jeweiligen Unternehmen 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 Gasvolumen bezeichnet. Das Kissengas bildet das Energiepolster eines Speichers und sichert hohe Entnahmeraten über einen möglichst langen Zeitraum. Das Arbeitsgasvolumen und die maximale Entnahmerate sind ein Maßstab für die Sicherheit der Energieversorgung,

da beide die o.g. Diskrepanz zwischen Angebot und saisonaler Nachfrage, aber auch strategische Risiken, wie z.B. den Ausfall eines Versorgers, abdecken müssen. Je länger eine Versorgung mit konstanter und hoher Rate erfolgen kann, desto leistungsfähiger und sicherer ist die Erdgasversorgung.

Für die deutschen Erdgasspeicher ergibt sich derzeit folgendes Gesamtbild:

Tab. 25: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung.

	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	12,5 Mrd. m ³ (V _n)	5,8 Mrd. m ³ (V _n)	18,3 Mrd. m ³ (V _n)
Maximale Entnahmerate/Tag	193,9 Mio. m ³ (V _n)	212,2 Mio. m ³ (V _n)	406,1 Mio. m ³ (V _n)
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases	65 Tage	27 Tage	45 Tage
Anzahl der Speicher "in Betrieb"	23	16	39
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau"	1,2 Mrd. m ³ (V _n)	3,4 Mrd. m ³ (V _n)	4,6 Mrd. m ³ (V _n)
Anzahl der Speicher (Planung und Bau)	3	14	17
Summe Arbeitsgas	13,7	9,3	23,0 Mrd. m ³ (V _n)

Stand: 31.12.1999

Im Jahr 1999 waren 23 Porenspeicher und 16 Kavernenspeicher mit 132 Einzelkavernen in Betrieb. Sie verfügten über ein maximales Arbeitsgasvolumen von 18,3 Mrd. m³(V_n), das um 2,2 Mrd. m³(V_n) deutlich gegenüber 1998 anstieg. Die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens zeigt Anlage 17. Sie verdeutlicht den Aufwärtstrend für Erdgas als „Wunschenergie Nr. 1“ auf dem Wärmemarkt. Hauptanteil am aktuellen Anstieg hat bei den Porenspeichern der Speicher Rehden (ehem. Gaslagerstätte) mit einer Zunahme von 1,4 Mrd. m³(V_n). Er ist damit nach wie vor einer der größten Speicher in Europa. Im Zuge des Speicheraufbaus wurden auch in den Speichern Berlin (Aquifer) sowie Uelsen (ehem. Gaslagerstätte) beim Arbeitsgasvolumen Anpassungen nach oben vorgenommen. Auch bei einigen anderen Speichern erfolgten Neubewertungen des Arbeitsgasvolumens, die ebenfalls eine Zunahme bewirkten. Bei den Kavernenspeichern war der Zuwachs mit rd. 0,2 Mrd. m³(V_n) nicht ganz so stark und betraf mehrere Speicher. Den größten Anteil hatte der Speicher Epe (Ruhrgas AG). Wie Tabelle 29 und Anlage 17 zeigen, reduzierte sich bei den geplanten oder in Bau befindlichen (erweiterten) Porenspeichern der Arbeitsgasanteil um rd. 2 Mrd. m³(V_n), weil bei den Speichern Rehden und Uelsen die letzten Baustufen realisiert wurden. Bei dem Speicherprojekt Breitbrunn/Eggstätt handelt es sich ebenfalls um eine Baustufe des laufenden Projektes, der Speicher Lehrte wird zur Zeit befüllt. Einziges neues Porenspeicherprojekt „in Planung“ ist derzeit der Speicher Albaching-Rechtmehring (Tab. 29). Das bis 1998 berichtete Projekt Golzow (Aquiferspeicher) wird nicht mehr in der Statistik geführt. Bei den geplanten oder erweiterten Kavernenspeichern blieb das Arbeitsgasvolumen in der Summe unverändert, innerhalb der einzelnen Projekte wurden aber leichte Veränderungen gemeldet. Neu aufgenommen ist eine Speichererweiterung in Nüttermoor. Sollten alle Projekte realisiert werden, könnte in den nächsten Jahren ein Anstieg des maximalen Arbeitsgasvolumens auf 23,0 Mrd. m³(V_n) (Vorjahr: 22,7 Mrd. m³(V_n)) in Deutschland möglich sein und zur Versor-

gungssicherheit beitragen. Dieser Trend geht konform mit dem Anstieg des Erdgasaufkommens.

Nach PFINGSTEN (2000) könnte dieser Anstieg wie folgt aussehen, wobei die Basis für die Importe kontrahierte Mengen und Vertragsverlängerungen sind:

Tab. 26: Prognostizierte Entwicklung des Erdgasaufkommens in Deutschland.

	Jahr 1999	Jahr 2010
Inlandsförderung	21 %	14 %
Niederlande	19 %	21 %
Norwegen	20 %	30 %
Rußland	35 %	31 %
Dänemark/Großbritannien	5 %	4 %
Erdgasaufkommen in Mrd. m ³ (V _n) ¹	rd. 103 ²	rd. 118

¹ Volumina bezogen auf 9,77 m³(V_n). ² vorläufige Zahl.

Die heimische Förderung wird aufgrund der positiven Reservenentwicklung der letzten Jahre dabei vermutlich höher ausfallen, wobei Gaspreise und Förderkosten die letztendliche Schlüsselgröße sein werden.

Bezieht man das heutige und künftig mögliche maximale Arbeitsgasvolumen auf das jeweilige Erdgasaufkommen, folgt ein Arbeitsgasanteil von 18 % heute und ca. 19 % im Jahr 2010. Im internationalen Vergleich liegt Deutschland mit diesem Wert auf dem Niveau der USA, einem Land mit einem weit entwickelten, weitestgehend liberalisierten Erdgasmarkt, bei der Anzahl der Speicher und dem maximalen Arbeitsgasvolumen auf Platz 3 (Tab. 27).

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

Land	Anzahl der Speicher (in Betrieb)	max. Arbeitsgasvolumen in Mrd. m ³ (V _n)
GUS	46	126
USA	393	94-102
Deutschland	39	18,3
Italien	9	15,1
Kanada	37	10,5-12,5
Frankreich	15	10,8
Andere*	31	18,0
Welt	570	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 Deutschland, GUS und Italien mit Stand 31.12.1999.

*: 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).

Auch bei der theoretischen Verfügbarkeit des Arbeitsgasvolumens von 45 Tagen nimmt Deutschland im weltweiten Vergleich einen Spitzenplatz ein. Theoretisch werden Porenspei-

cher als saisonale Grundlastspeicher und Kavernenspeicher besonders für Spitzenlastabdeckungen bei Minusgraden genutzt. Der tatsächliche Einsatz hängt von vielerlei Faktoren wie Liefer- und Abnahmeverträgen, Einbindung in das Ferngasnetz, Gaspreisen, Förderpotential heimischer Lagerstätten u.a. ab. Ein wichtiger Punkt bei Kavernenspeichern ist die optimierte Fahrweise bei der Befüllung und Entnahme und 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 spielen dagegen lagerstättentechnische Aspekte, wie Förderpotential der Sonden, Zufluß von Lagerstättenwasser u.a. eine tragende Rolle.

Betrachtet man die o.g. Zahlen und den in Anlage 17 dargestellten Trend der Entwicklung des Arbeitsgasvolumens, scheint sich in den letzten Jahren eine Sättigung abzuzeichnen, d.h. die Summe des existierenden und geplanten Speichervolumens ist nur unwesentlich angestiegen. Gleichzeitig hat aber das existierende Arbeitsgasvolumen durch die Realisierung geplanter Speicher stark zugenommen. Die künftige Entwicklung des verfügbaren Arbeitsgasvolumens hängt kaum von geologischen Gegebenheiten ab. Besonders in Norddeutschland existiert ein enormes zusätzliches Speicherpotential in nachnutzbaren Erdgaslagerstätten und Salzstöcken sowie – bei entsprechender Exploration – in Aquiferen. Die Entwicklung wird aber elementar von dem derzeit stattfindenden Umbruch auf dem Energiemarkt geprägt sein. Die Liberalisierung des Erdgasmarktes könnte dazu führen, daß die klassische Rolle der Erdgasspeicher – Abdeckung von saisonalen und tageszeitlichen Verbrauchsspitzen – stärker durch spekulative Gesichtspunkte und Fragen der Bezugsoptimierung geprägt wird. Von entscheidender Bedeutung wird sein, ob sich langfristig der Erdgaspreis vom Rohölpreis abkoppelt und diese Energieträger in den freien Wettbewerb treten. Im Falle einer Abkopplung wäre nicht auszuschließen, daß weiteres Speichervolumen unter spekulativen Aspekten eingerichtet würde. Sowohl das derzeit existierende Speicherpotential als auch die Diversifizierung des Erdgasbezuges auf mehrere Länder sind für die Frage einer strategischen Krisenvorsorge für Deutschland positiv zu bewerten.

Als ergänzende Information zu den Untertage-Erdgasspeichern sind in Anlage 16 die Lokationen und in Tabelle 30 die Kenndaten der im Jahr 1999 in Betrieb befindlichen 12 Untertagespeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe mit insgesamt 110 Kavernen und einem stillgelegten Bergwerk zusammengestellt. 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 Erdölbevorratungsverbandes (EBV) (1999), der als Körperschaft des öffentlichen Rechts die derzeit einzige Institution zur Krisenbevorratung darstellt, betrug die Vorratsmenge im Zeitraum 1998/1999 rd. 25 Mio. t Rohöl und Mineralölprodukte. Darüber hinaus existierten in der Vergangenheit Bundesrohölreserven von ca. 7,3 Mio. t, die im Kavernenspeicher Etzel eingelagert sind und gemäß Regierungsbeschluß vom Juli 1997 bis Anfang des Jahres 2001 veräußert 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) (2000): Wochenbericht 4-5/2000, Primärenergieverbrauch im Jahre 1999 rückläufig. - Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin.
- ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE (1999): Underground Storage in Europe and Central Asia, Survey 1996-1999. – United Nations, Geneva.
- ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (1999): Geschäftsbericht 1998/1999, Hamburg.
- PROGNOS (1999): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. - Studie im Auftrag des BMWi, Basel. (Kurzfassung erhältlich unter www.bmwi.de).
- 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.) (2000): Fakten und Trends. - Statistischer Monatsbericht, 12/1999, Hannover.

Erdgasspeicher in der Bundesrepublik Deutschland - Porenspeicher -								
1. in Betrieb								
Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe m	Speicherformation	max./zugel. Gesamt- volumen 31. Dez. 1999 Mio. m ³ (V _n)	max. Arbeits- gaskapa- zität per 31. Dez. 1999 Mio. m ³ (V _n)	Kissengas Mio. m ³ (V _n)	max. Entnahmerate 31. Dez. 1999 1000 m ³ /h
Allmenhausen	CONTIGAS Deutsche Energie-AG	Gaslagerstätte	350	Buntsandstein	258	30	228	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 EE 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	WGV	Aquifer	2100	Buntsandstein	630	315	315	400
Ketzin	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	rd. 230	Lias	271	135	136	79
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 u. Mobil EE 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, Mobil und BEB 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
Summe in Betrieb					22 668	12 543	10 125	

Tabelle 28 (Fortsetzung)

2. in Planung oder Bau							
Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe m	Speicher- formation	zusätzl. oder ge- plantes Speicher- volumen per 31. Dez. 1999 Mio. m ³ (V _n)	max. Arbeitsgas- kapazität per 31. Dez. 1999 Mio. m ³ (V _n)	Kissengas Mio. m ³ (V _n)
Albaching-Rechtmehring	Mobil EE GmbH	Gaslagerstätte	rd. 1950	Lithothamnienkalk	1350	600	750
Breitbrunn/Eggstätt	RWE-DEA AG, Mobil EE GmbH, RuhrGas AG	Gaslagerstätte	rd. 1900	Tertiär (Chatt)	990	530	460
Lehrte/Hannover	Preussag Energie GmbH für Ferngas Salzgitter	Öllagerstätte	1000-1150	Dogger (Cornbrash)	120	74 (Endausbau)	46
Summe Planung / Bau					2 460	1 204	1 256

Stand 31. Dez. 1999

Quelle: Betreiberfirmen

Tabelle 29

Erdgasspeicher in der Bundesrepublik Deutschland							
- Kavernenspeicher -							
1. in Betrieb							
Ort	Gesellschaft	Anzahl der Einzelspeicher	Speicherformation	Teufe m	gesamtes Speichervolumen per 31. Dez. 1999 Mio. m ³ (V _n)	max. Arbeitsgaskapazität per 31. Dez. 1999 Mio. m ³ (V _n)	max. Entnahmerate per 31. Dez. 1999 1000 m ³ /h
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	16	Zechstein 2	780-950	804	705	833
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	27	Zechstein 2	500-700	937	830	1250
Bremen-Lesum	Stadtwerke Bremen AG	2	Zechstein	1050-1350	97,5	81	130
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	186,5	149,6	300
Epe	Ruhrgas AG	32	Zechstein 1	1090-1420	2250	1600	2000
Epe	Thyssengas GmbH	5	Zechstein 1	1100-1420	245	192	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	1	Rotliegend	1400-1600	108	71	100
Krummhörn	Ruhrgas AG	3	Zechstein 2	1500-1800	172	116	250
Neuenhuntorf	EWE AG für Preussen Elektra AG	1	Zechstein	750-1000	32	20	100
Nüstermoor	EWE Aktiengesellschaft	16	Zechstein	950-1300	1300	1040	1000
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH	2	Zechstein	400-1130	81	68	220
Xanten	Thyssengas GmbH	8	Zechstein	1000	225	195	280
Summe in Betrieb		132			7 639	5 810	

Tabelle 29 (Fortsetzung)

2. in Planung und Bau						
Ort	Gesellschaft	Anzahl der Einzelspeicher	Speicherformation	Teufe m	Speicher volumen zugelassen per 31. Dez. 1999 Mio. m³(V_n)	max. Arbeits- gaskapazität per 31. Dez. 1999 Mio. m³(V_n)
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	2	Zechstein 2	780-950	96	81
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	9	Zechstein 2	500-700	407	328
Bremen-Lesum	Mobil EE GmbH	3	Zechstein	1250-1750	ca. 100	ca. 70
Epe	Thyssengas GmbH	4	Zechstein 1	1 300	--	197
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	2	Zechstein	1000-1400	ca. 200	ca. 120
Jemgum/Holtgaste	Wintershall AG	10	Zechstein	1000-1300	ca. 1000	ca. 700
Kiel-Rönne ¹	Stadtwerke Kiel AG	1	Rotliegend	1250-1326	ca. 5	ca. 3
Kraak	Hamburger Gaswerke GmbH	3	Zechstein	900-1 100	ca. 200	ca. 150
Nüttermoor	EWE Aktiengesellschaft	2	Zechstein	950-1300	ca. 210	ca. 140
Peckensen	EEG Erdöl Erdgas GmbH	10	Zechstein	1100-1400	5	ca. 800
Reckrod	Gas Union GmbH	2	Zechstein 1	700-1100	150	ca. 120
Reckrod-Wölf	Wintershall AG	2	Zechstein 1	700-1100	ca. 150	ca. 120
Rüdersdorf	EWE Aktiengesellschaft	4	Zechstein	ca. 900-1300	ca. 600	ca. 400
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH	3	Zechstein	850-1150	286	235
Summe Planung/Bau		57			3 409²	3 464

¹ Kaverne mit Sole geflutet, Sanierung der Verrohrung und Nachsolung im diskontinuierlichen Betrieb.

² ohne Speicher Epe
Stand 31. Dez. 1999

Quelle: Betreiberfirmen

Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas						
Ort	Gesellschaft	Speicher- typ	Teufe m	Anzahl d. Einzel- speicher	Füllung	Zustand per 31. Dez. 1999
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 Veba Oel AG	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		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	BSL-Olefinverbund GmbH	Salzlager- Kavernen	700-800	2 1	Ethylen	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
Summe Einzelspeicher				110		

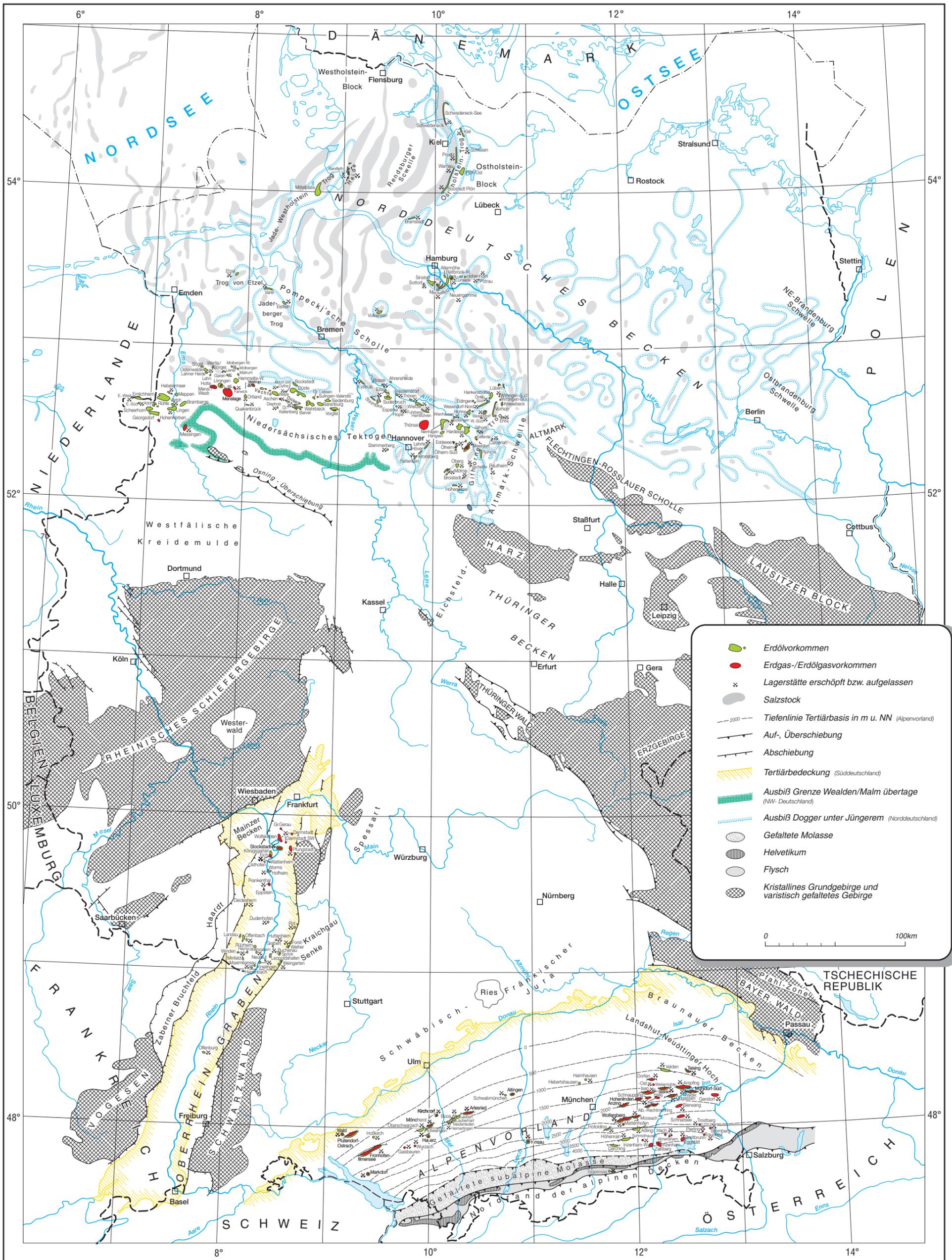
Stand 31. Dez. 1999

Quelle: Betreiberfirmen

Anlagen

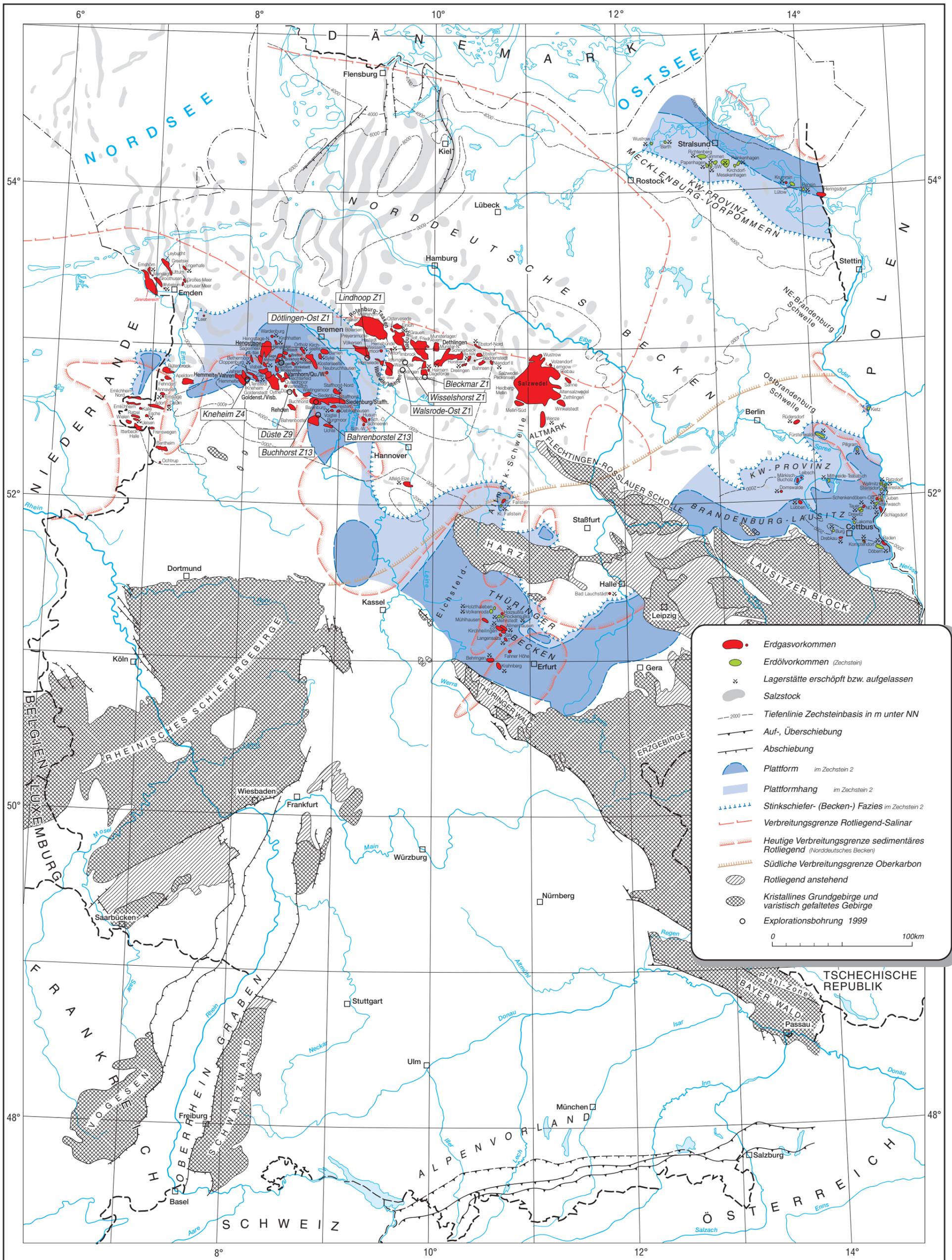
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



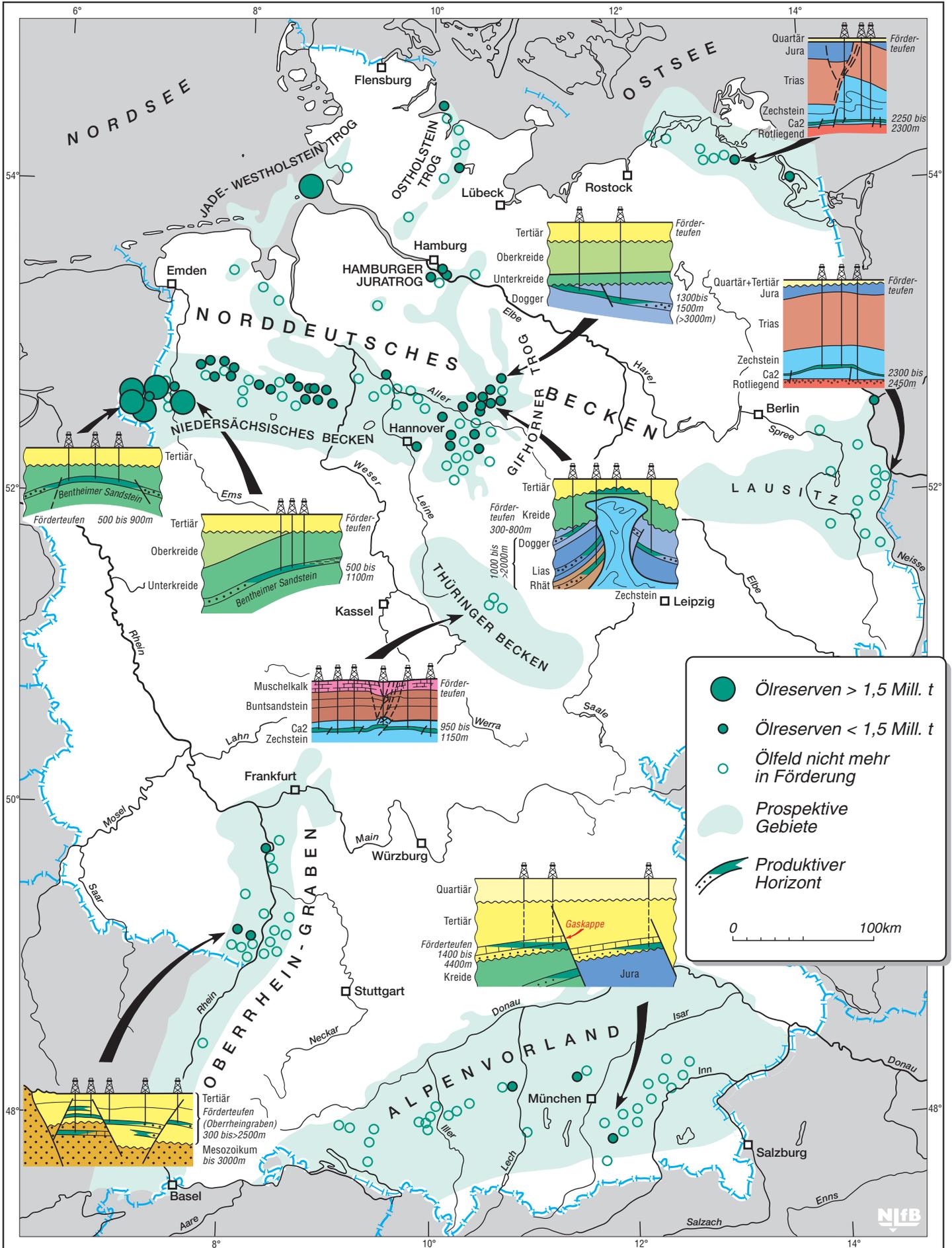
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

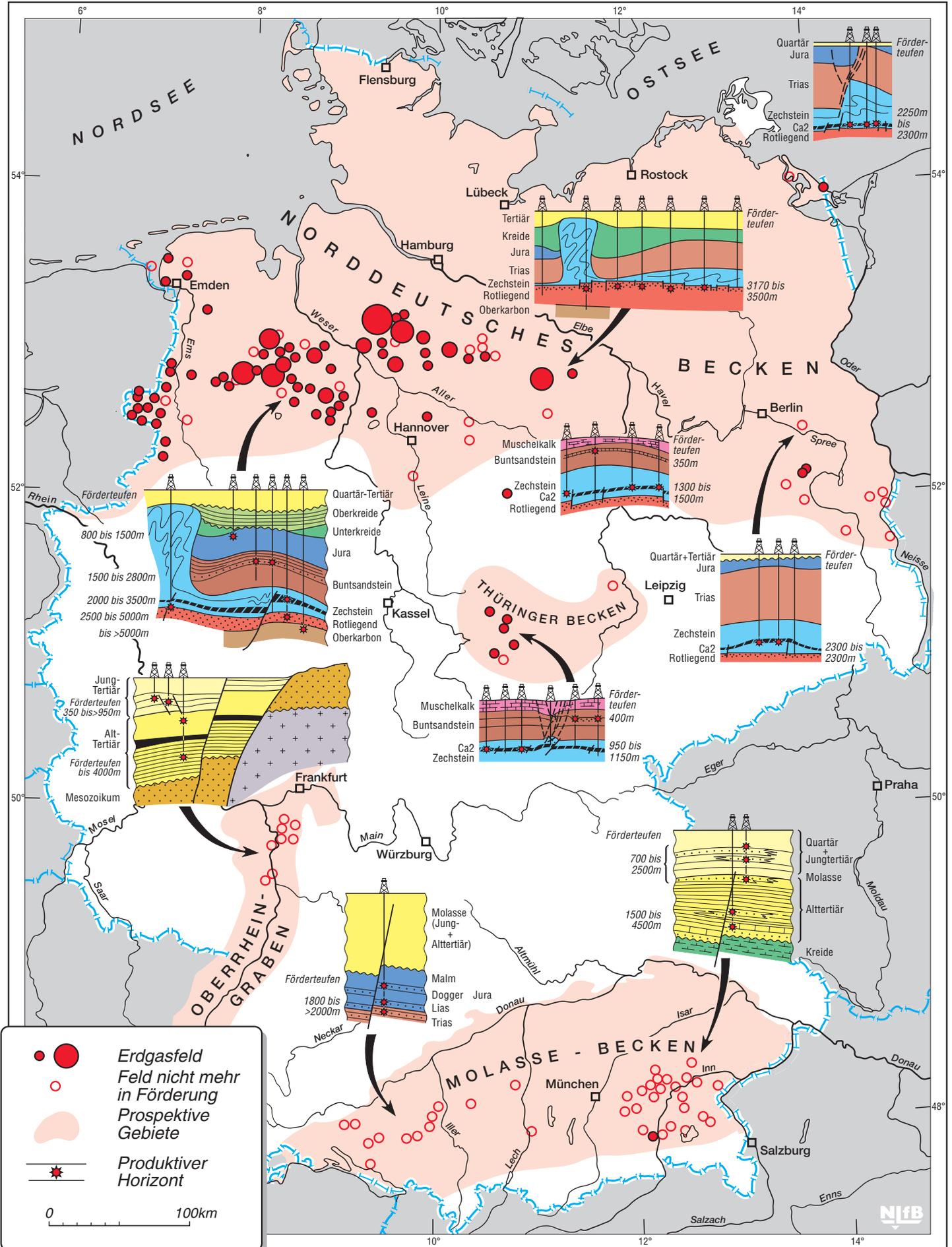
Paläozoikum und Buntsandstein



●	Erdgasvorkommen
●	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 1999

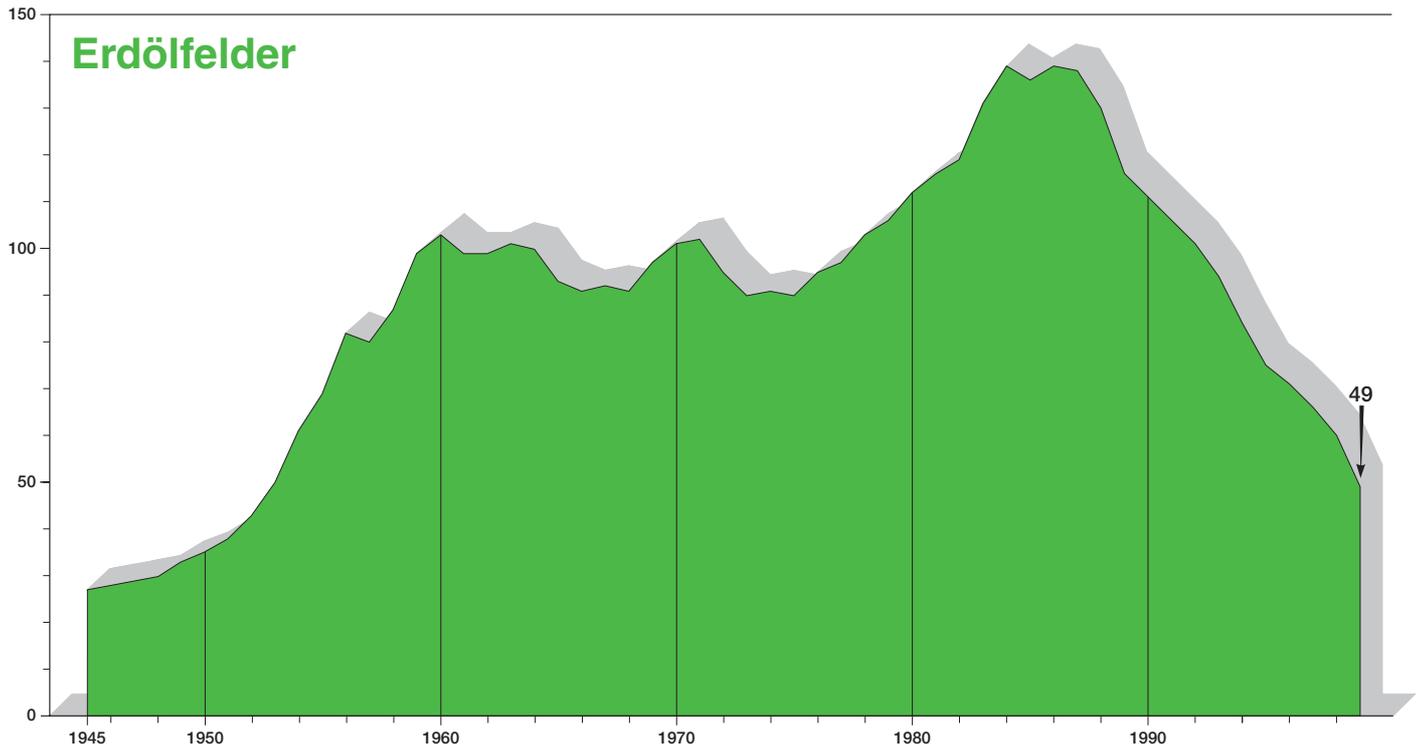
0 100km



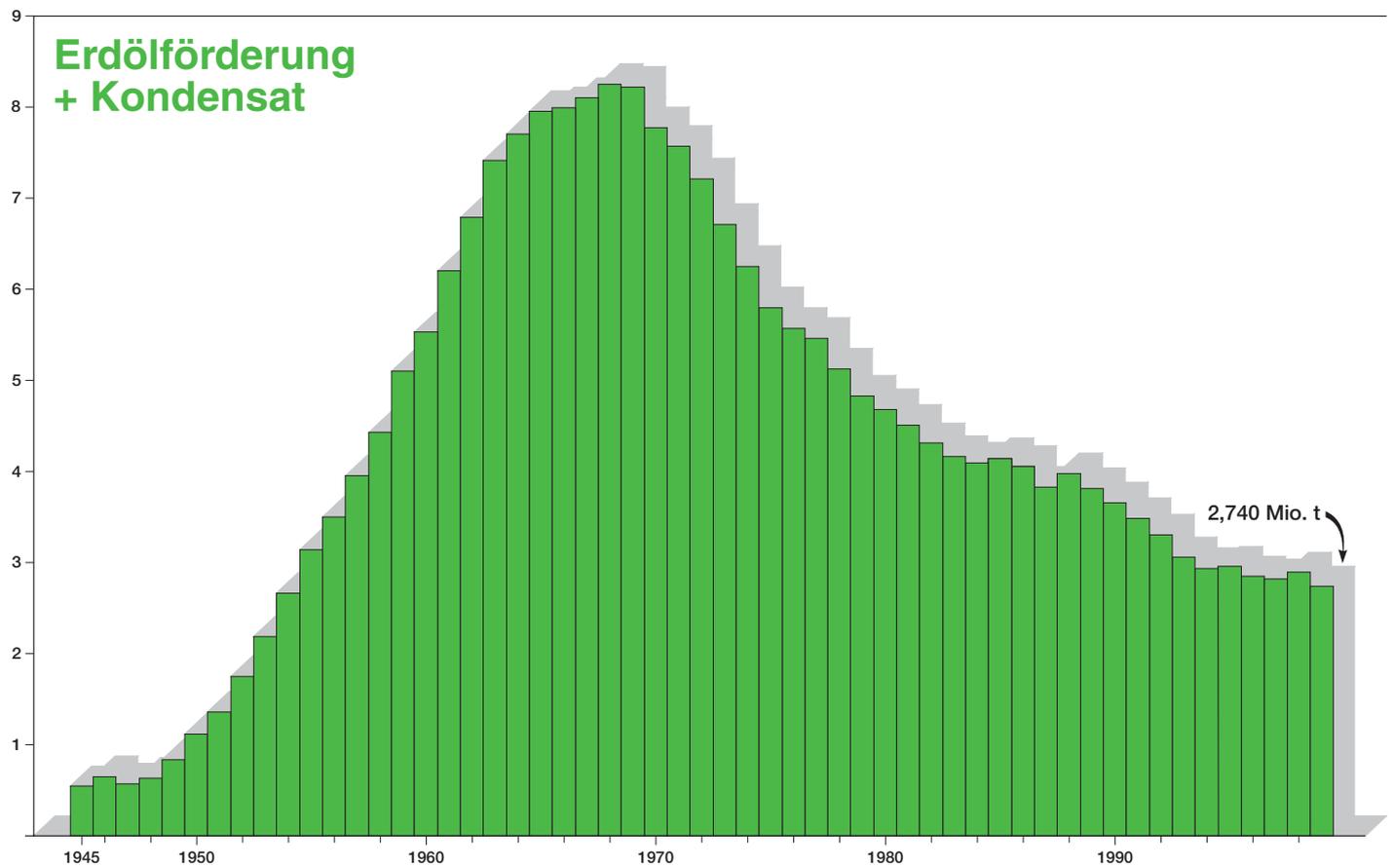


Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

Anzahl

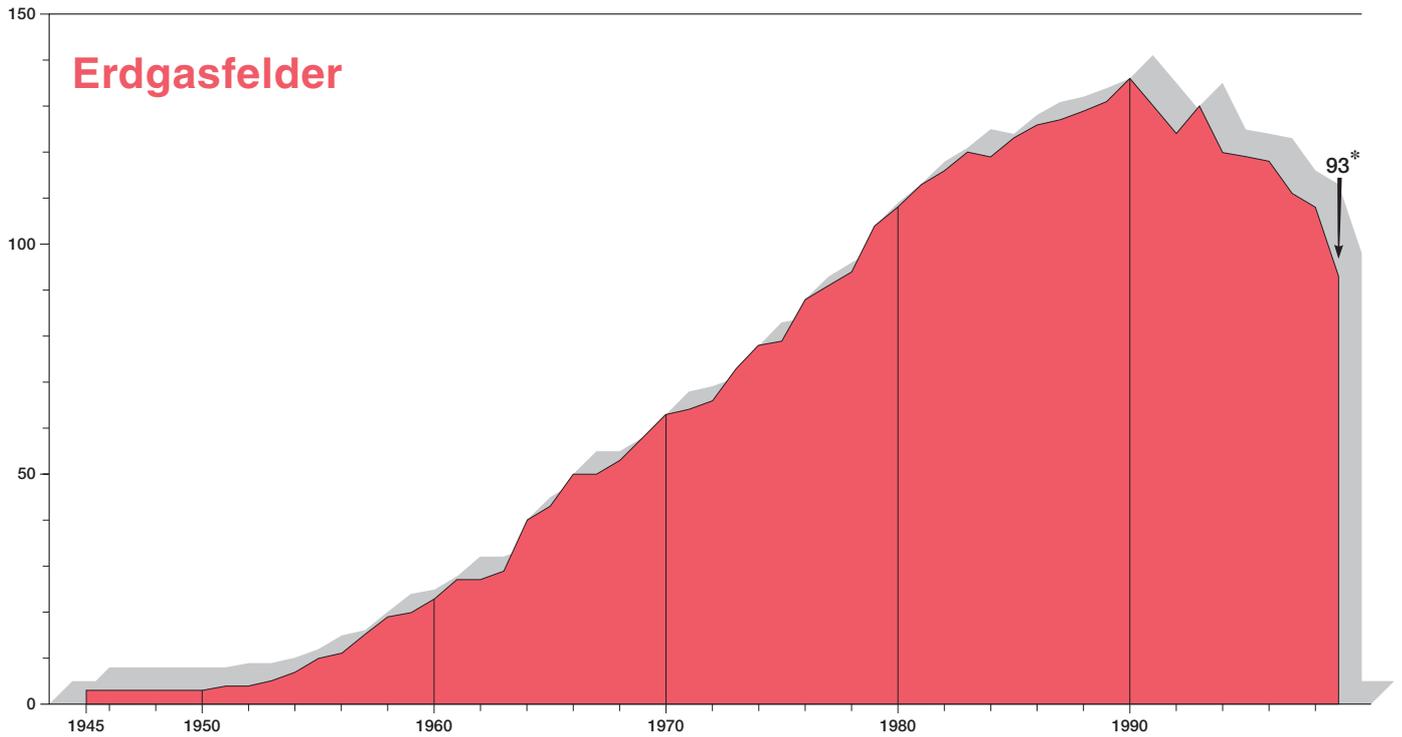


Mio. t



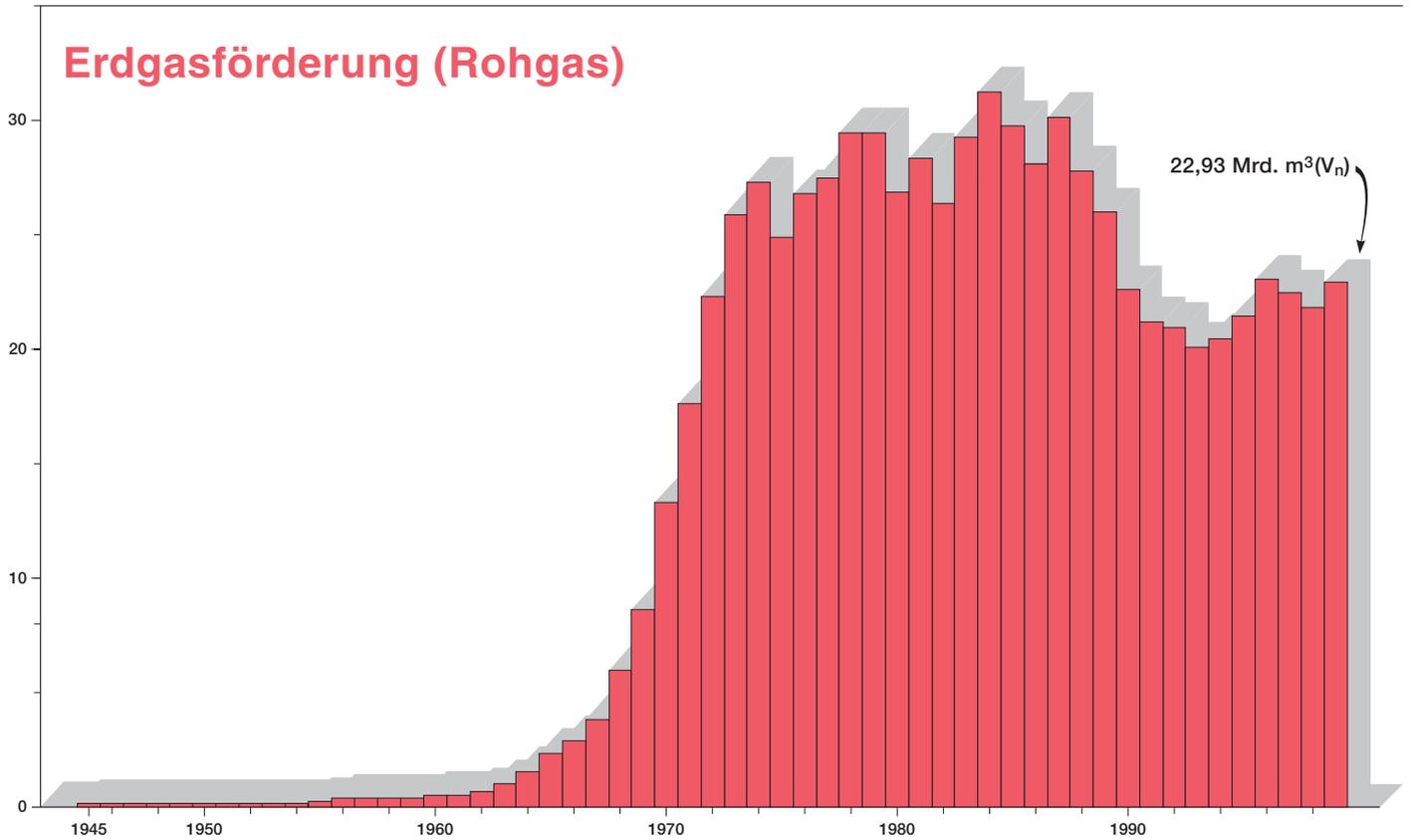
Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 1999 (einschließlich DDR).

Anzahl



*) ab 1999 neue Zuordnung der Erdgasfelder bzw. Teilfelder

Mrd. m³(V_n)



Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 1999 (einschließlich DDR).

Erdöl - und Erdgaslagerstätten in NW - Deutschland		Gebiet nördlich der Elbe				Gebiet zwischen Elbe und Weser												Gebiet zwischen Weser und Ems										Gebiet westlich der Ems														
		Mittelplate	Plön - Ost	Reitbrook	Schwedeneck - See	Ahrenshede	Ecdesse - Nord	Eldingen	Hankensbüttel	Knesebeck	Lehrte	Leifende	Lüben	Nienhagen	Ölheim - Süd	Örrei - S./Wesend. - N.	Rühme	Sinstorf	Thönse	Vorhop	Wittingen - Südost	Barenburg	Bockstedt	Börger / Werlte	Bramberge	Düste	Groß Lessen	Hemmelle - West	Liener - Garen	Löhningen	Matrum	Siedenburg	Sögel	Sulingen - Valendis	Vechta	Voigtel	Wehrbleck / - Ost	Adorf	Emlichheim	Georgsdorf	Hohenkörben	Meppen
Stratigraphie																																										
Tertiär	Quartär	Holozän / Pleistozän																																								
	Jung-Alt-	Pliozän Miozän Oligozän <i>Neuengammer Gassand</i> Eozän Paleozän																																								
Kreide	Obere	Maastricht	Mucr. Senon Reitbr.Sch.																																							
		Campan	Quadr. Senon																																							
		Santon	Granul. Senon																																							
		Coniac	Emscher																																							
		Turon																																								
		Cenoman																																								
	Untere	Alb																																								
		Apt	klüftige Kalke																																							
		Barrême																																								
		Hauterive	Sandstein																																							
		Valangin	Sandstein																																							
		„Wealden“	Sandstein, Lumach.																																							
	Jura	Malm	Serpulit	OM 6																																						
			Münder Mergel	Serpelkalk OM 5-3																																						
Eimbeckh. Plattenkalk			OM 2																																							
Gigas - Schichten			OM 1																																							
„Kimmeridge“			Sandstein																																							
Korallenoolith			oolith. Kalkstein																																							
Heersumer Schichten																																										
Dogger		Callovium	Macroc.-u.Omaten S. ε7/ ζ																																							
		Bathonium	Combr. Kalksandst. ε 6-1																																							
		Bajocium	Süderbrucher Sandst. δ Eislether Sandstein γ Limn. Sandst. in Holst																																							
	Alennium	beta Sandsteine β α																																								
Lias	Ob. Toarcium																																									
	Unt. Toarcium	Posidonienschiefer																																								
	Pliensbachium																																									
	Sinemurium																																									
	Hettangium	Sandstein																																								
Trias	Keuper	Oberrhät	Sandstein																																							
		Mittelhät	Sandstein																																							
		Unterrhät	Rhät (Ob.Keup.)																																							
		Mittl. Keuper	Schillsandstein																																							
		Unt. Keuper																																								

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

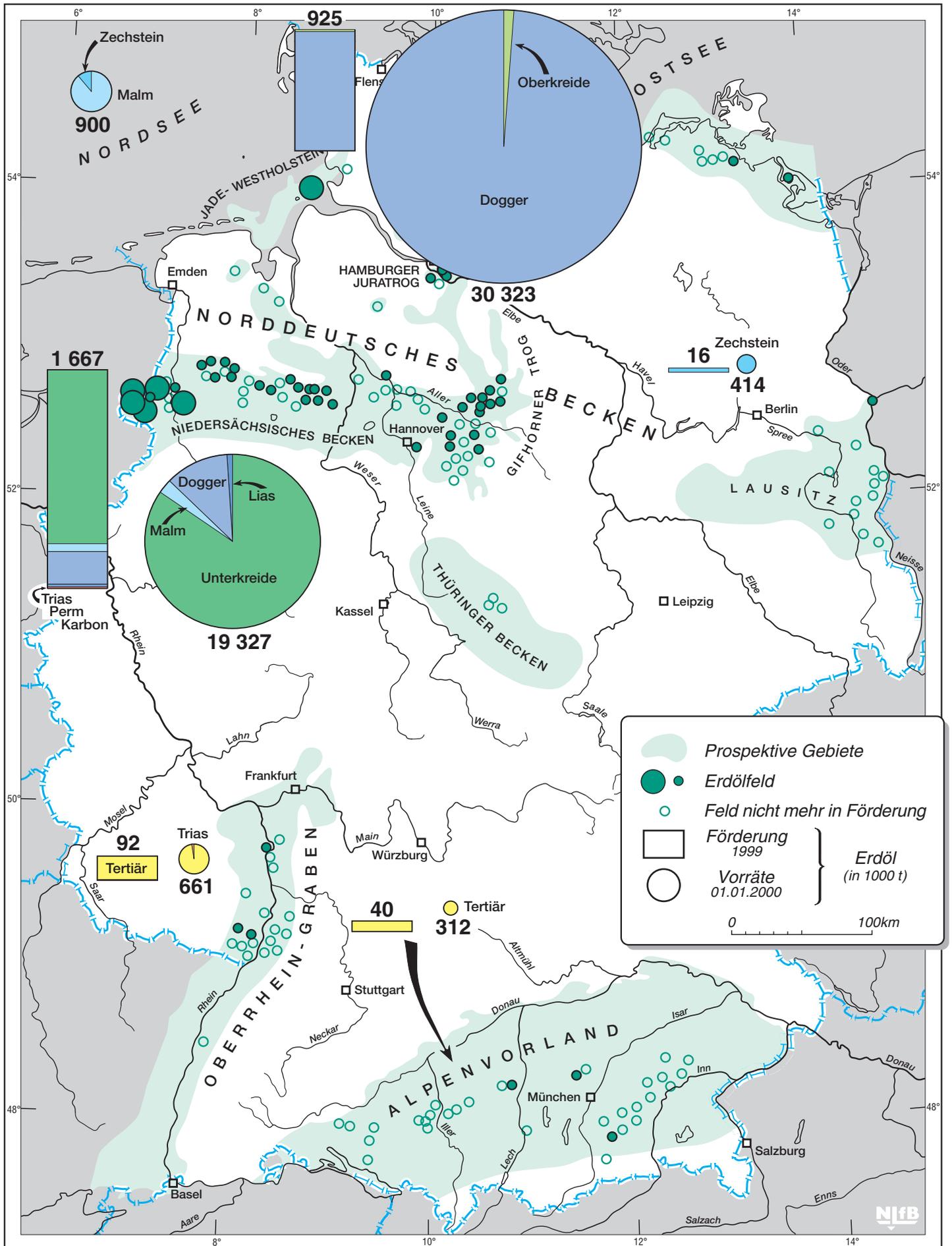
Erdgaslagerstätten in NW Deutschland (in Produktion)		Gebiet zwischen Elbe und Weser (West)														Gebiet zwischen Weser und Ems														Gebiet westlich der Ems										Ndrh.-Mü.																															
		Alvern / Münsterlager	Bahnsen	Becklingen / Wardb.	Dettingen	Dreilingen	Ernteln	Hammiede	Husum / Schneeren	Imbrock	Osteseede	Rotenburg-Taaken	Schneeren - Ost	Söhlingen	Soltau / Friedrichsbeck	Völkersen / Nord	Walsrode / Idsingen	Weissenmoor	Apeldorn	Bahrenborstel / Lichte	Bahrenborstel	Barnien	Bretdorf /	Brinkholz / Neerstedt	Buchthors/Barenburg	Capahn	Deblinghausen	Döllingen	Döse	Godensiedt	Goldensiedt / Visbek	Goldensiedt / Oyrthe	Groothusen	Großes Meer	Hemmelte	Kneheim / Vahren	Hengstlage	Hengstlage /	Sage / Sagermeier	Klosterseele / Kirchs.	Kneheim	Leer	Marslagt	Neubuchhausen	Rehden	Siedenburg / Staffhorst	Siedenburg- West / Hesterberg	Staffhorst - Nord	Uchte / Burgmoor	Uphuser Meer	Uthum / Greetstel /	Leybucht	Varenesch	Varnhom / Quaedm./	Recherfeld/Wösten	Wielingsmoor	Aldorf	Aldorf / Ringe	Annaveen	Berthelm	Emlichheim	Emlichheim - Nord /	Laanwald	Fehnorf	Frensweigen	Ittebeck-Halle	Ittebeck-Halle/Gefele	Kalle	Ratzel	Ringe	Rutenbrock
Stratigraphie																																																																							
Trias	Oberer																																																																						
	Mittlerer	Solling - Folge	Soling - Sandstein																																																																				
		Hardeggen - Folge	Hardeggen - Sandstein																																																																				
		Detfurth - Folge	Detfurth - Sdst.														Oberb. Unterb.																																																						
Unterer	Volpriehausen - Folge	Avicula - Sandstein																																																																					
Perm	Rotliegend	Ohre - Serie bis Bröckelschiefer																																																																					
		Aller - Serie																																																																					
		Leine - Serie	Plattendolomit																																																																				
		Staffurt - Serie	Staffurtkarbonat																																																																				
		Werra - Serie	Zechsteinkalk																																																																				
	Elbe - Subgruppe	Hannover - Fm.	Hedberg - bis Ebstorf - Sdst.																																																																				
Müritz - Subgr.	Dethlingen - Fm.	Dethlingen - Sandstein																																																																					
	Schneverdingen - Sandstein	Schneverdingen - Sandstein																																																																					
	Vulkanit	Vulkanit																																																																					
Karbon	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									
		Allfeld - Elze	Bahnsen - NW	Böckensiedt	Diagebüde	Ebstorf	Ebstorf - Nord	Hallern / Wietzenf.	Horsberg	Lengow	Lintzel	Niendorf - II	Volzendorf	Wittorf	Wüstow / West	Ahlhorn	Behr Moor	Borkum - Just	Cloppenburg	Döllingen (Barnsdst.)	Emshörn	Engenale	Grenzbereich Emsm.	Horsstedt	Kirchhatten	Ortholz	Päpsen	Syke	Tenstedt	Voigtel	Wegemfeld (Rehden)	Wardenburg	Winkelsiet	Wybeisurn	Dalum	Emslage	Esche	Uelsen	
Stratigraphie																																							
Trias	Oberer																																						
	Mittlerer	Solling - Folge	Soling - Sandstein																																				
		Hardeggen - Folge	Hardeggen - Sandstein																																				
		Detfurth - Folge	Detfurth - Sdst.														Oberb. Unterb.																						
Unterer	Volpriehausen - Folge	Avicula - Sandstein																																					
Perm	Rotliegend	Ohre - Serie bis Bröckelschiefer																																					
		Aller - Serie																																					
		Leine - Serie	Plattendolomit																																				
		Staffurt - Serie	Staffurtkarbonat																																				
		Werra - Serie	Zechsteinkalk																																				
	Elbe - Subgruppe	Hannover - Fm.	Hedberg - bis Ebstorf - Sdst.																																				
Müritz - Subgr.	Dethlingen - Fm.	Dethlingen - Sandstein																																					
	Schneverdingen - Sandstein	Schneverdingen - Sandstein																																					
	Vulkanit	Vulkanit																																					
Karbon	Stefan																																						
	Westfal D - A																																						
	Namur																																						
	Dinant																																						

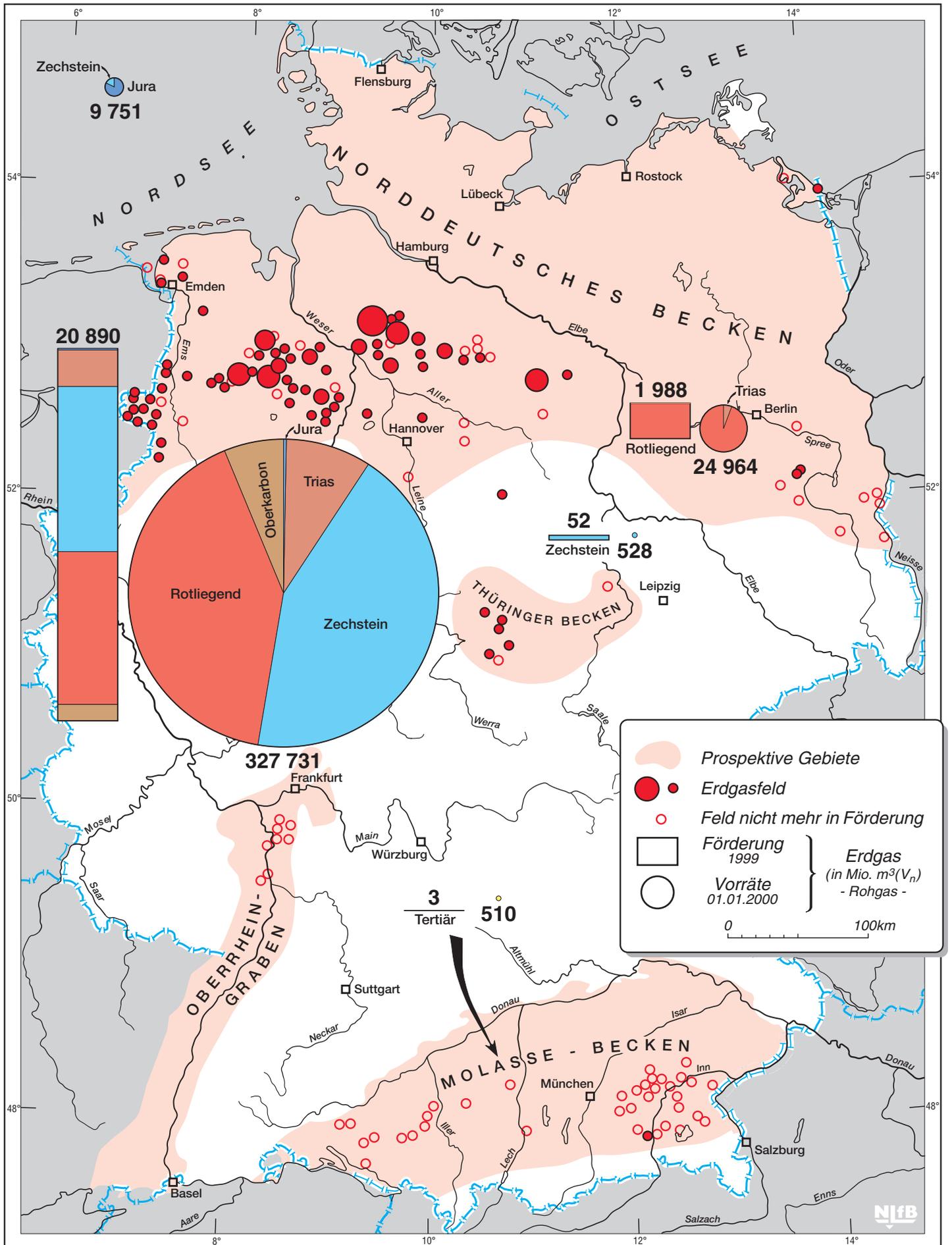
* Trägerhorizonte (zum Teil nicht mehr in Förderung)

1 "Rotliegend-Basissandstein"

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

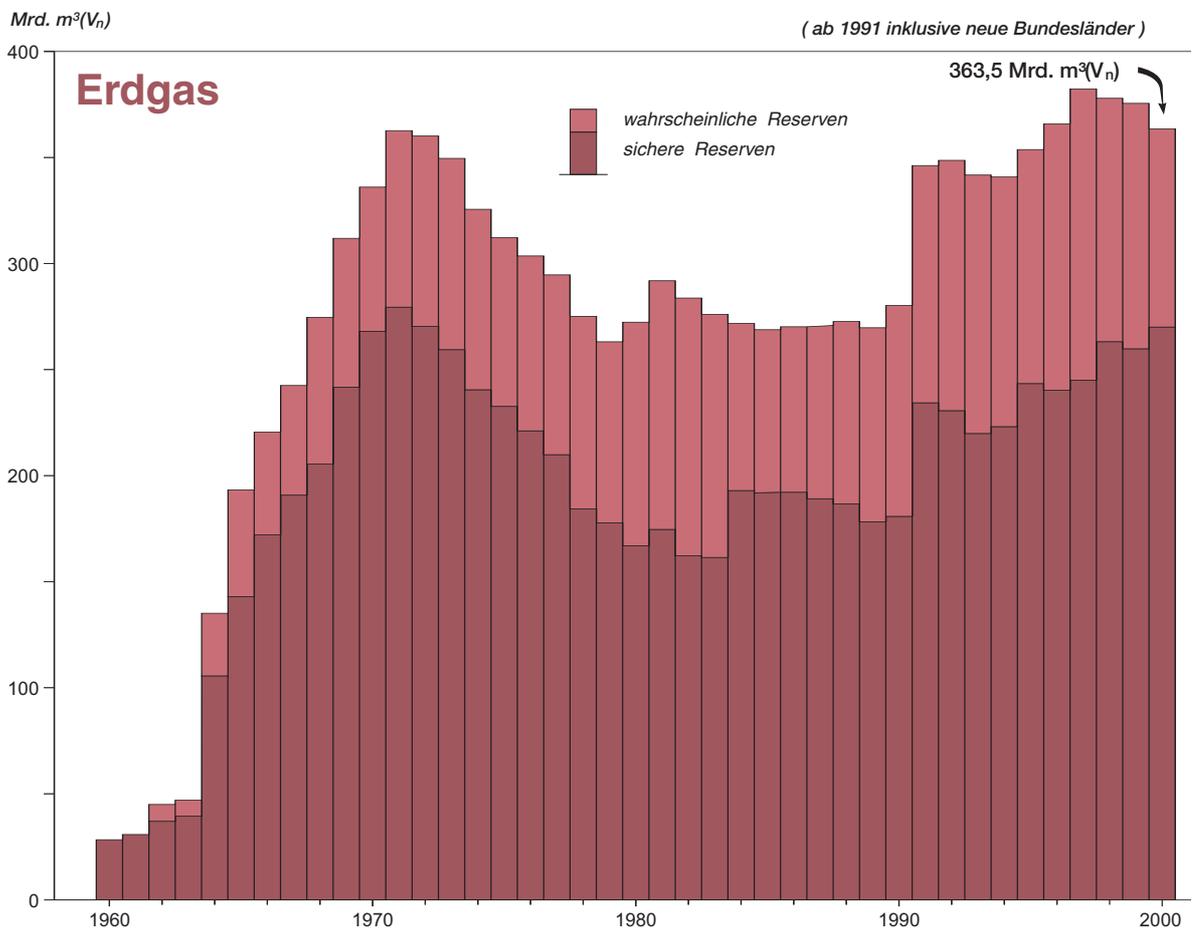
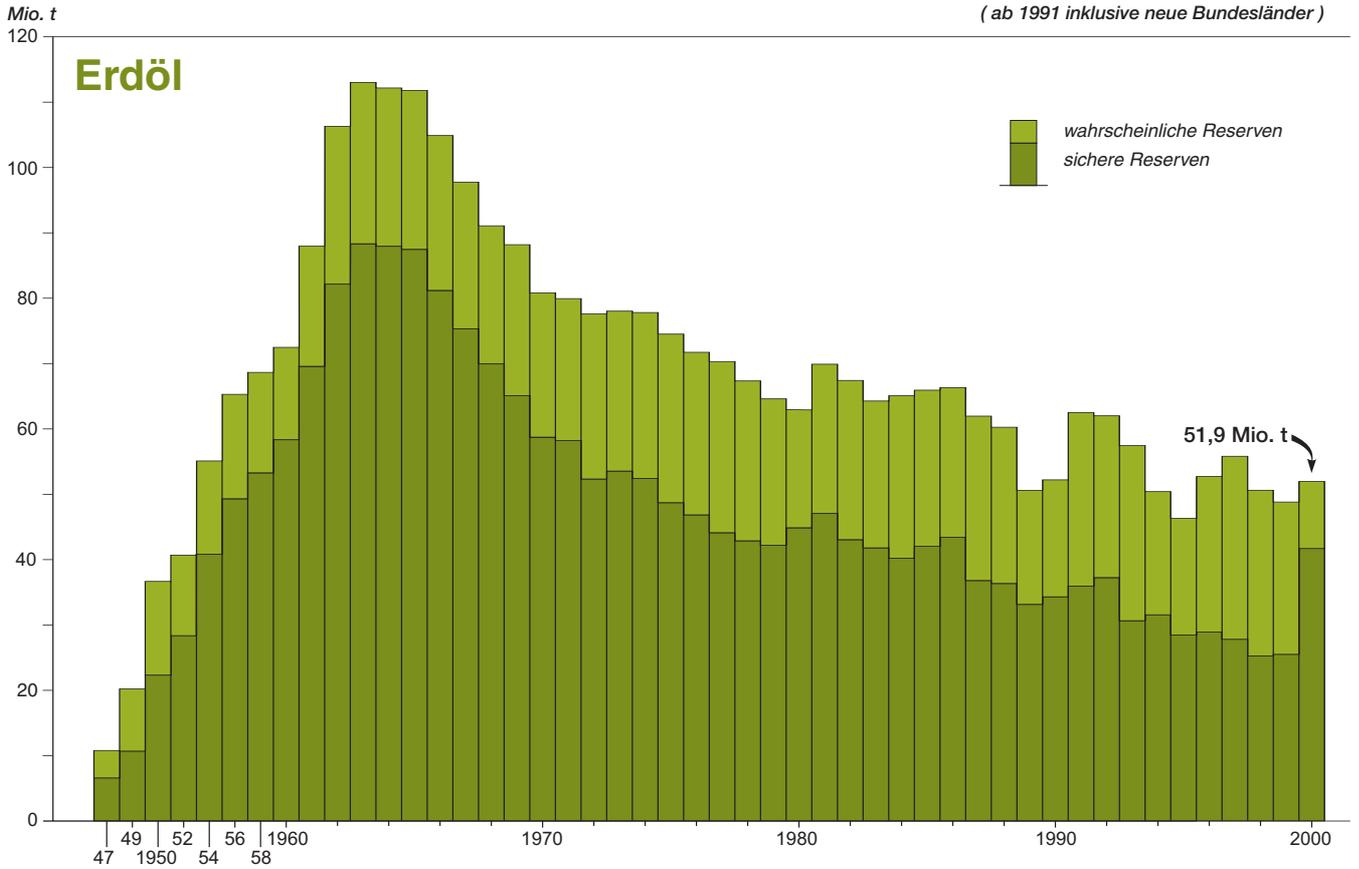


Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.



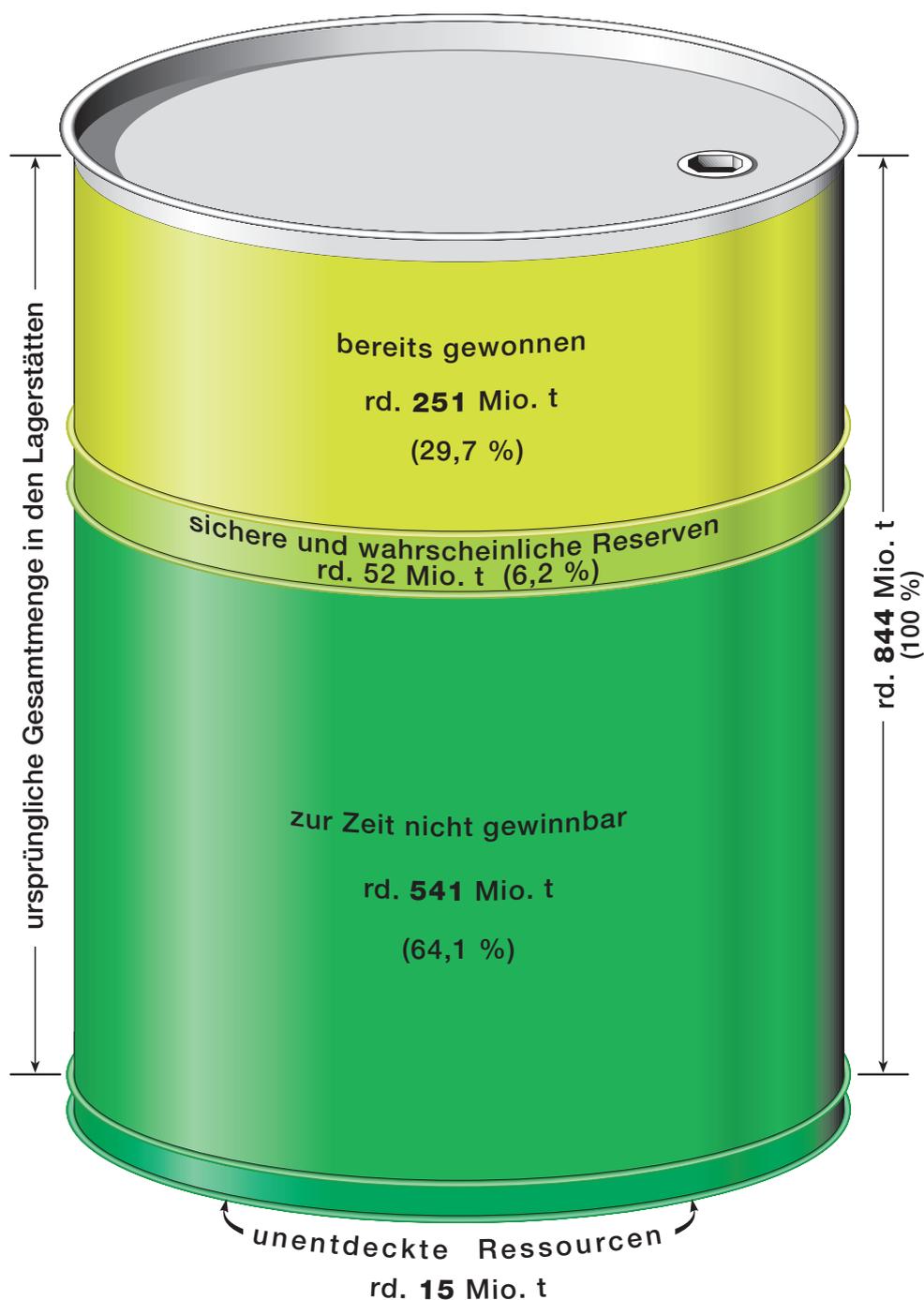
Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

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



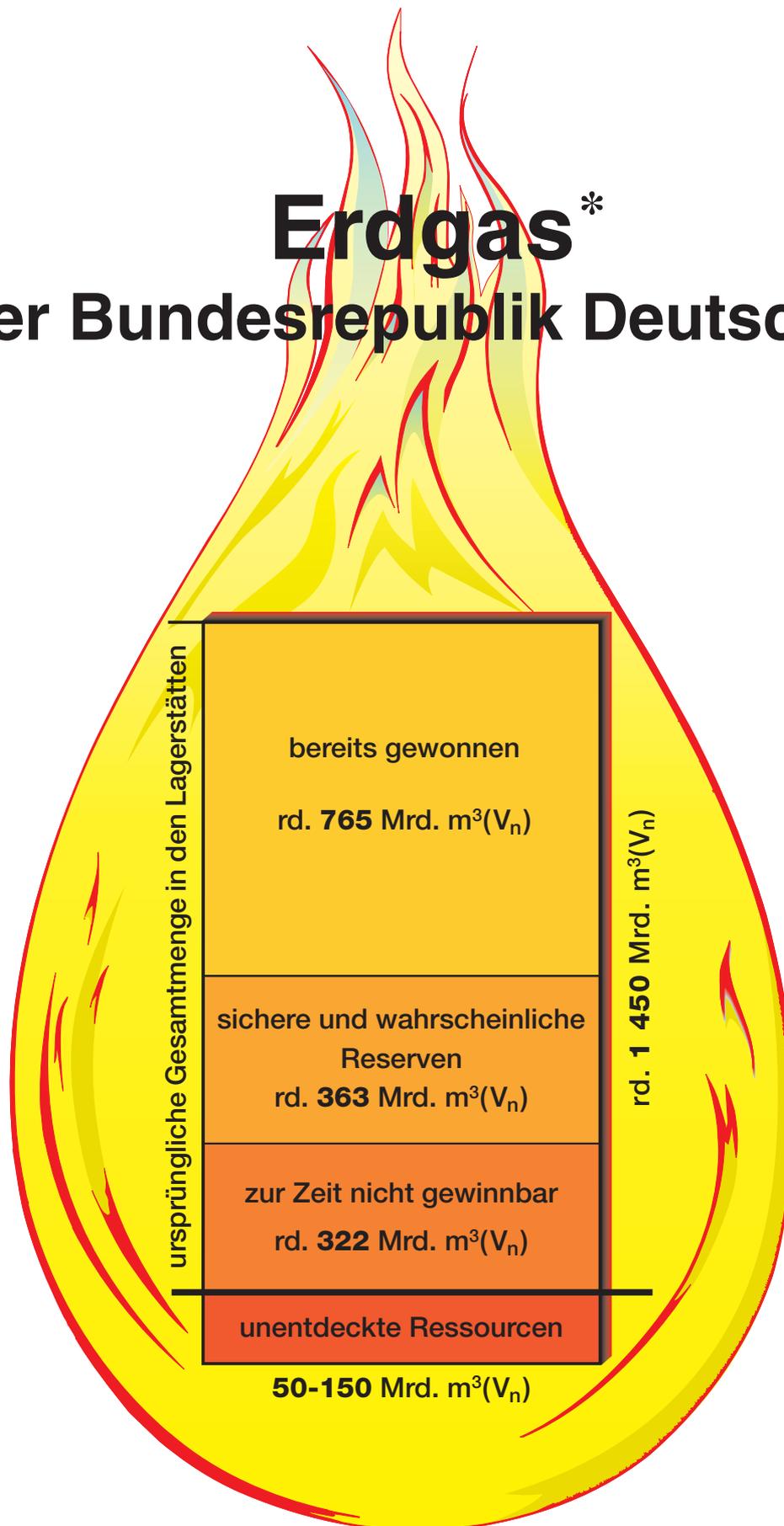
Erdöl

in der Bundesrepublik Deutschland

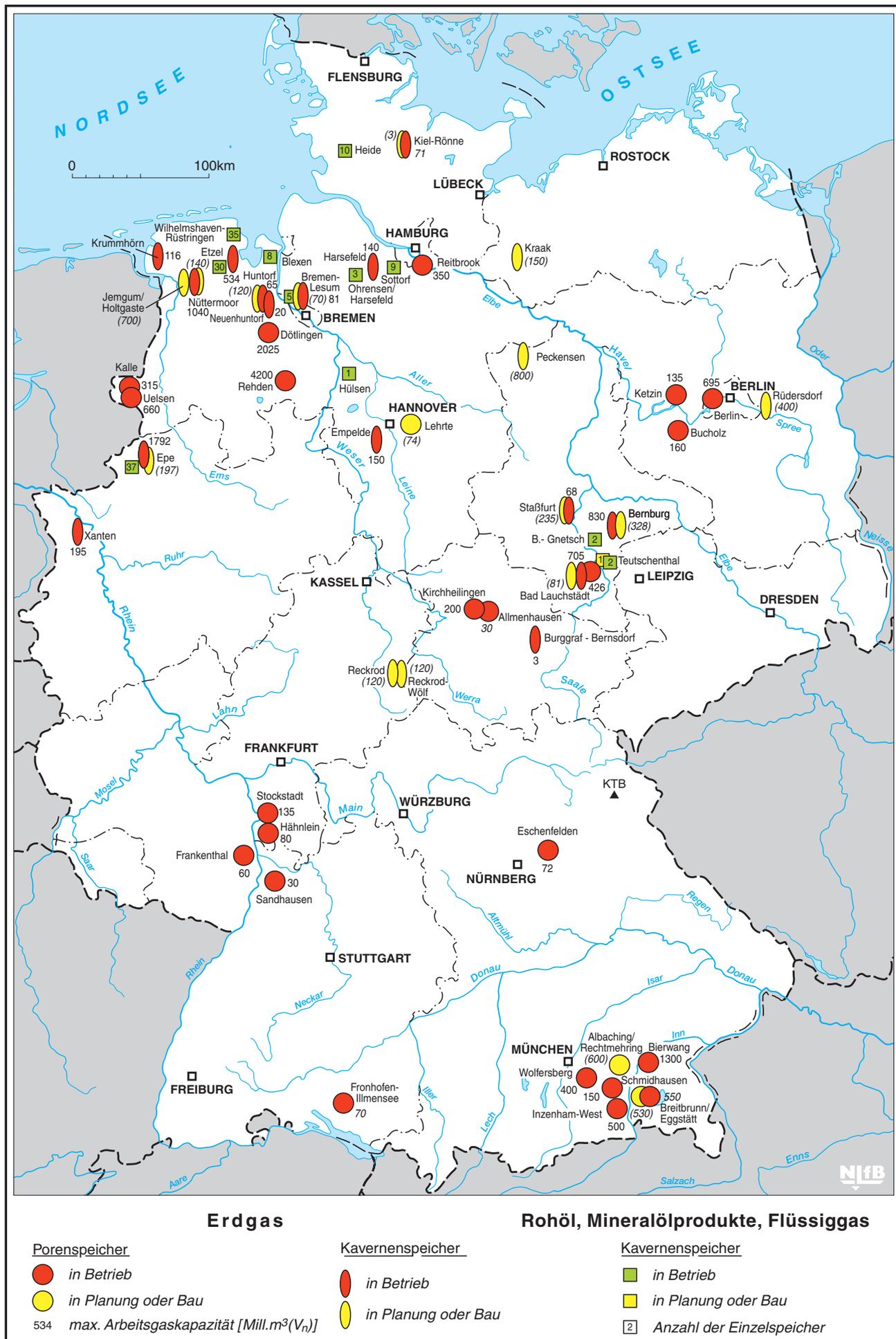


Erdgas*

in der Bundesrepublik Deutschland

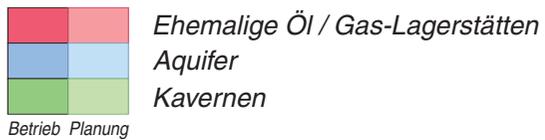
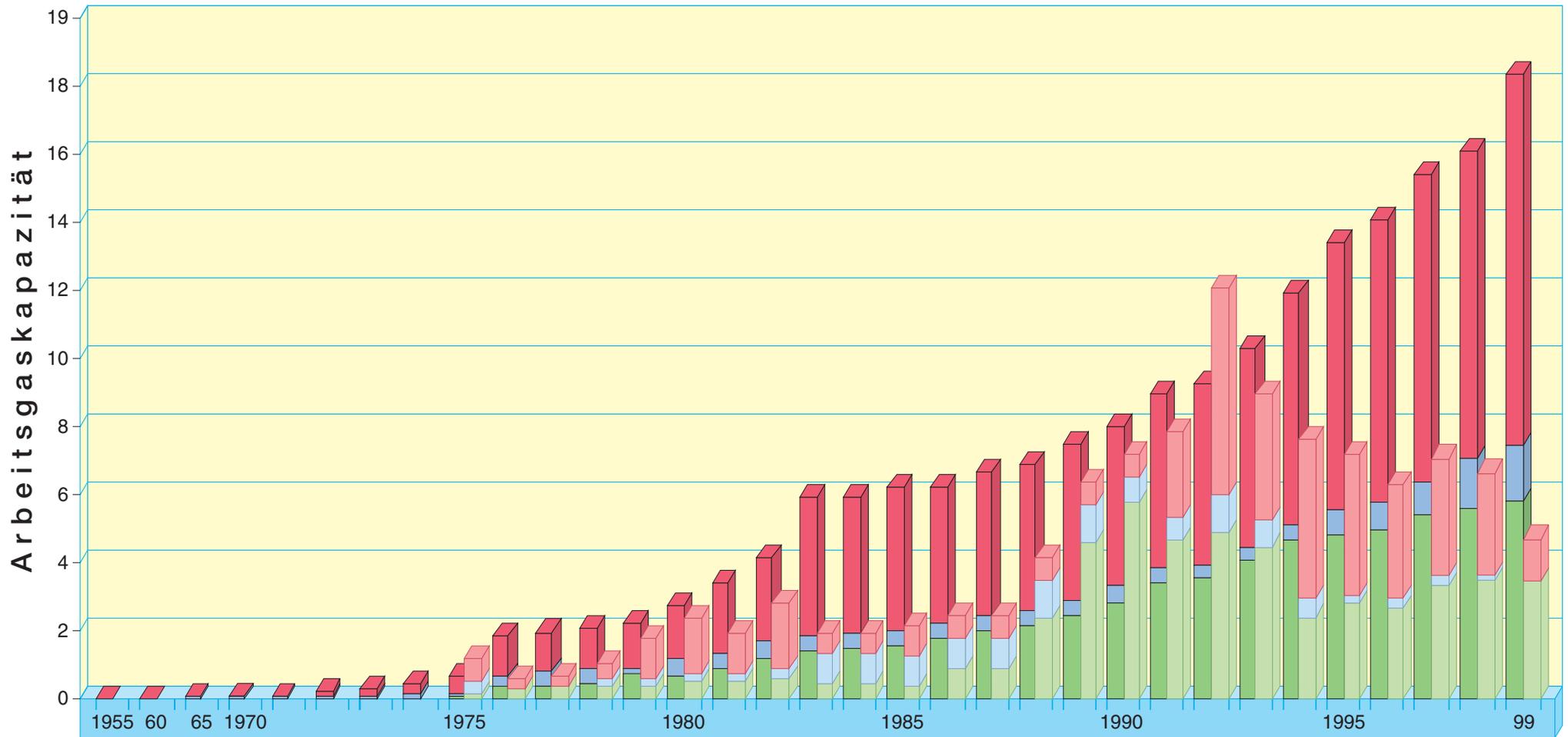


* Rohgas (natürlicher Brennwert)



Maximale verfügbare Arbeitsgasmenge in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland von 1955 bis 1999

Mrd. m³ (V_n)



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