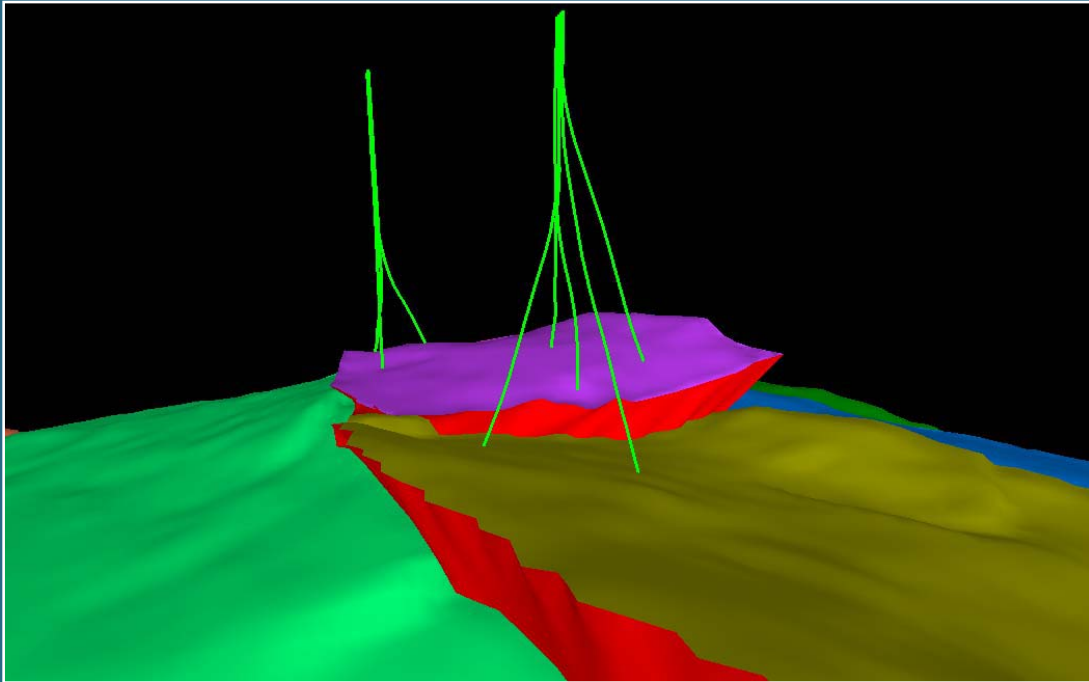


Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 1997



**Niedersächsisches Landesamt
für Bodenforschung, Hannover**

**Geowissenschaftliche
Gemeinschaftsaufgaben**



Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben

**Erdöl und Erdgas
in der
Bundesrepublik Deutschland
1997**

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

Niedersächsisches Landesamt
für Bodenforschung, Hannover

Geological Survey of Lower Saxony

TITELBILD:

Digitales 3D-Modell der Erdgaslagerstätte Schneeren-Husum (ca. 40 km nordwestlich von Hannover) mit Blick in Richtung Norden. Störungsflächen sind in rot dargestellt. Die übrigen Farben repräsentieren die Oberfläche des Karbon in den unterschiedlichen tektonischen Blöcken. Der geringmächtige basale Zechstein und der Salzstock Husum, unter dem sich die Lagerstätte befindet, sowie das mesozoische Deckgebirge wurden für die Darstellung abgedeckt.

Im Hintergrund sind die Pfade der drei Husum-Bohrungen (BEB Erdgas und Erdöl GmbH und Preussag Energie GmbH), im Vordergrund die Pfade der fünf Schneeren- bzw. Schneeren-West-Bohrungen (Preussag Energie GmbH) abgebildet.

(Quelle: Preussag Energie GmbH)

ISBN 3-510-95821-7
ISSN 1430-9106



Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung
- Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben -
Unterabteilung Geologie der Kohlenwasserstoffe, Geochemie

Stilleweg 2
D-30655 Hannover
Telefon: (0511) 643-0
Telefax: (0511) 643-3665

Vorwort

Die Zukunft der Kohlenwasserstoffproduktion in Deutschland hängt wesentlich von Explorationserfolgen ab. Nur wenn es gelingt, die geförderten Mengen durch neue Funde zu ersetzen, kann unabhängig von globalen Preisschwankungen die inländische Förderung gesichert werden.

Seit Jahren ist die deutsche Erdgas-Reservenbilanz trotz einer jährlichen Gasproduktion von ca. 20 Mrd. m³ unverändert positiv. Hierzu trugen im wesentlichen mehrere Funde in der Nähe bereits bekannter Erdgasfelder sowie Neubewertungen bereits länger in Produktion befindlicher Lagerstätten bei. Der letzte große Erdgasfund gelang 1992 in Völkersen.

In den vorangegangenen Ausgaben der vorliegenden Publikation wurde die Menge der in Deutschland noch zu findenden Erdgasreserven mit 300 Mrd. m³ quantifiziert. Diese Angabe beruhte auf Informationen, die bei den in Deutschland tätigen Explorationsfirmen erhoben worden sind. Seit dieser Erhebung hat sich die Landschaft der erteilten Aufsuchungsgebiete jedoch bereits zweimal gewandelt:

Bis 1994 wurden fast ganz Süddeutschland und nahezu der gesamte Anteil am Festlandsockel der Nordsee als Aufsuchungsgebiet zurückgegeben. Die Erdgasexploration beschränkte sich ausschließlich auf Niedersachsen.

Zwischen 1994 und 1997 wurden jedoch in Bayern und in der Nordsee neue große Aufsuchungsgebiete verliehen. In der Nordsee einschließlich der Wattgebiete vor der Küste werden noch Möglichkeiten sowohl für Erdgas wie auch für Erdöl gesehen, die in den nächsten Jahren untersucht werden. Die Entwicklung des Feldes Mittelplate ist dabei das wohl aussichtsreichste Vorhaben, das zusätzliches Explorationspotential aufweist.

Die neuen Entwicklungen machen eine aktuelle Erhebung der in Deutschland noch zu findenden Kohlenwasserstoff-Reserven erforderlich. Im vorliegenden Heft werden noch einmal unverändert die Zahlen aus dem Vorjahr genannt, die 300 Mrd. m³ Erdgas und 15 Mio. t Erdöl als noch nicht entdecktes Potential ausweisen. Die revidierten Zahlen werden im nächsten Jahr vorgelegt.

Inhaltsverzeichnis

Verzeichnis der Tabellen	6
Verzeichnis der Anlagen	7
Zusammenfassung	9
Summary	10
1 Bohraktivität	11
1.1 Aufschlußbohrungen	11
1.2 Bohrergebnisse	13
1.3 Bohrmeterleistung	15
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen	17
2 Geophysik	19
3 Erdöl- und Erdgasproduktion	21
3.1 Erdöl	21
3.2 Erdgas	25
4 Erdöl- und Erdgasreserven	29
4.1 Reservendefinitionen für Kohlenwasserstoffe	29
4.2 Erdölreserven am 1.1.1998	30
4.3 Erdgasreserven am 1.1.1998	31
5 Untertage-Erdgasspeicherung	35
Anlagen 1-24: Übersichtskarten, Zusammenstellungen, Statistik	

Verzeichnis der Tabellen

- Tab. 1: Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 1997.
- Tab. 2: Übersicht der Feldesentwicklungsbohrungen des Jahres 1997.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung der Jahre 1992-1997, aufgeteilt nach Bohrungskategorien.
- Tab. 4: Verteilung der Bohrmeterleistung des Jahres 1997 auf die Explorationsgebiete.
- Tab. 5: Verteilung der Bohrmeterleistung des Jahres 1997 auf die Bundesländer.
- Tab. 6: Seismische und gravimetrische Messungen des Jahres 1997.
- Tab. 7: Aufteilung der Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion 1997 nach Bundesländern.
- Tab. 8: Erdöl- und Erdölgasförderung in Deutschland von 1993 bis 1997.
- Tab. 9: Erdölförderung und Erdölgasförderung 1997.
- Tab. 10: Verteilung der Erdölförderung 1995 bis 1997 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 11: Jahresförderungen 1996 und 1997 der förderstärksten Erdölfelder in Deutschland.
- Tab. 12: Rohgas- und Erdölgasförderung in Deutschland von 1993 bis 1997.
- Tab. 13: Erdgasförderung 1997.
- Tab. 14: Verteilung der Erdgasförderung 1995 bis 1997 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 15: Jahresförderungen 1996 und 1997 der förderstärksten Erdgasfelder in Deutschland.
- Tab. 16: Erdölreserven nach Gebieten per 1.1.1998.
- Tab. 17: Erdölreserven nach Bundesländern per 1.1.1998.
- Tab. 18: Erdgasreserven nach Gebieten per 1.1.1998 (Rohgas).
- Tab. 19: Erdgasreserven nach Bundesländern per 1.1.1998 (Rohgas).
- Tab. 20: Erdgasreserven nach Gebieten per 1.1.1998 (Reingas).
- Tab. 21: Erdgasreserven nach Bundesländern per 1.1.1998 (Reingas).
- Tab. 22: Erdgasspeicher in der Bundesrepublik Deutschland - Porenspeicher -.
- Tab. 23: Erdgasspeicher in der Bundesrepublik Deutschland - Kavernenspeicher -.
- Tab. 24: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Verzeichnis der Anlagen

- 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: Karte der deutschen Nordsee mit Lage der Erlaubnisgebiete.
- Anl. 6: Verzeichnis der Erdöl- und Erdgas-Erlaubnisgebiete in der deutschen Nordsee.
- Anl. 7: Aufstellung der deutschen Nordseebohrungen.
- Anl. 8: Karte der Erdöl- und Erdgas-Erlaubnisfelder.
- Anl. 9: Verzeichnis der Erdöl- und Erdgas-Erlaubnisfelder.
- Anl. 10: Übersichtskarte der 3D-seismischen Meßgebiete.
- Anl. 11: Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945 - 1997.
- Anl. 12: Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 1997.
- Anl. 13: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 1997.
- Anl. 14: Stratigraphische Tabelle (Keuper bis Quartär) der produzierenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten in NW-Deutschland.
- Anl. 15: Stratigraphische Tabelle (Karbon bis Buntsandstein) der Erdgaslagerstätten in NW-Deutschland.
- Anl. 16: Stratigraphische Tabelle der Erdöl- und Erdgaslagerstätten im Oberrheintal und Alpenvorland.
- Anl. 17: Stratigraphische Tabelle der Erdöl- und Erdgaslagerstätten in Ostdeutschland.
- Anl. 18: Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten und nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 19: Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten und nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 20: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1947 - 1998 bzw. von 1960 - 1998.
- Anl. 21: Erdöl in der Bundesrepublik Deutschland, kum. Produktion, Reserven, Ressourcen.
- Anl. 22: Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland, kum. Produktion, Reserven, Ressourcen.
- Anl. 23: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.
- Anl. 24: Entwicklung der Arbeitsgas-Kapazität in den Untertagespeichern in Deutschland.

Zusammenfassung

Im Jahre 1997 ist die Aufsuchungstätigkeit nach Erdgas und Erdöl auf dem deutschen Festland gemessen an der Anzahl der Explorationsbohrungen und dem Umfang der geophysikalischen Feldmessungen (Seismik, Gravimetrie) dem Trend des Vorjahres folgend zurückgegangen. Demgegenüber standen umfangreiche seismische Untersuchungen in der Nordsee.

Mit den vier beendeten Aufschlußbohrungen des Jahres konnten keine Fündigkeiten erzielt werden. Jedoch wurden alle fünf beendeten Teilfeldsuchbohrungen gasfündig, vier im Rotliegend des Weser-Elbe-Gebietes und eine im Oberkarbon des nördlichen Münsterlandes. Darüber hinaus wurden 23 Erweiterungs- und Produktionsbohrungen fündig.

Gegenüber dem Vorjahr ist die Bohrleistung um etwa 10 000 auf nunmehr 83 338 m zurückgegangen. Auf die Kategorie der Explorationsbohrungen (Aufschluß- und Teilfeldsuchbohrungen) entfiel knapp die Hälfte der Bohrmeter. Ein bemerkenswert hoher Anteil von etwa einem Viertel der gesamten Bohrmeter des Jahres wurde zur Entwicklung bzw. Steigerung der Förderkapazitäten von Öllagerstätten abgeteuft. U.a. aufgrund der flacheren Teufen der Ölbohrungen und zahlreicher Ablenkungen von z.T. bereits produzierenden Ölsonden konnten trotz der verminderten Bohrleistung deutlich mehr Projekte gebohrt werden als im Vorjahr.

Der Umfang der 3D-Seismik fiel gegenüber 1996 um etwa 200 km² auf 262 km², da nur noch in kleineren bislang nicht überdeckten Restflächen der klassischen Erdgasfördergebiete und höffigsten Explorationsgebiete bzw. projektbezogen gemessen wurde. Demgegenüber war ein kräftiger Zuwachs im Bereich der 2D-Seismik um etwa 2000 km auf 2332 Profilkilometer zu verzeichnen, der auf die wiederbelebte Exploration in der Nordsee zurückzuführen ist.

Die Erdölförderung hat sich mit 2,82 Mio. t ungefähr auf dem Niveau des Vorjahres gehalten. Die förderstärksten Lagerstätten waren das Feld Mittelplate vor der Küste Schleswig-Holsteins mit 550 000 t/a und das Feld Rühle im Emsland mit 430 000 t/a. Die Reserven gingen in etwa entsprechend der Förderung auf 52,6 Mio. t zurück.

Die Erdgasförderung hat gegenüber 1996 witterungsbedingt geringfügig abgenommen und betrug 22,5 Mrd. m³(V_n)/a (natürlicher Brennwert). Die förderstärksten Lagerstätten waren das Feld Söhlingen mit 1,7 Mrd. m³(V_n)/a und das Feld Salzwedel-Peckensen mit 1,5 Mrd. m³(V_n)/a. Die Förderung konnte zu einem großen Teil durch neue Reserven ausgeglichen werden. Zum Stichtag am 1. Januar 1998 betrugen die Reserven 378 Mrd. m³(V_n).

Auf dem Sektor der Untertage-Erdgasspeicher (ehem. Lagerstätten, Aquifere und Salzkavernen) setzte sich auch im Jahre 1997 der Wachstumstrend fort. Gegenüber dem Vorjahr stieg das Arbeitsgasvolumen in 23 Porenspeicher- und 15 Kavernenspeicher-Betrieben um etwa 1,3 Mrd. m³(V_n) auf 15,4 Mrd. m³(V_n) an. Weitere ca. 7,1 Mrd. m³(V_n) Arbeitsgas sind in neuen Projekten oder durch Erweiterung bestehender Projekte in Planung oder Bau. Nach heutigem Planungsstand werden künftig 22,5 Mrd. m³(V_n) Arbeitsgas als Ausgleichspuffer für saisonale und tageszeitliche Bedarfsschwankungen in Deutschland zur Verfügung stehen.

Summary

In 1997, exploration for oil and gas in onshore Germany further slowed down compared to the previous years. Both the number of exploration wells and the geophysical activity (seismic and gravimetric field surveys) decreased. In contrast, extensive seismic measurements were conducted in the German sector of the North Sea.

Only four new-field wildcats were completed which were all dry. However, all the five new-pool tests completed in 1997 found gas in commercial quantities: four in the Lower Permian Rotliegend of the Elbe-Weser area and one in the Upper Carboniferous of the northern Münsterland. In addition, 23 extension and production wells found oil or gas.

The total drilled meters decreased by about 10 000 m to 83 338 m. Exploration wells (new-field wildcats and new-pool tests) accounted for about half of the total. A remarkable share of about one fourth of the total drilled meters comes from oil wells drilled to further develop existing fields and to accelerate oil production. Also the number of oil wells drilled in 1997 was distinctly higher than in previous years.

The area surveyed by 3D seismics decreased by about 200 km² to 262 km². This is mainly due to the fact that the gas-prospective part of Northwest Germany has almost completely been covered by previous 3D surveys. On the other hand, 2D seismic measurements increased by about 2000 km to 2332 line-km, which can be attributed to the revived interest of the oil industry in oil and gas prospects in the German North Sea.

Oil production amounted to 2.82×10^6 t which is approximately the same level as in 1996. The most prolific oil fields are Mittelplate in Schleswig-Holstein, which produced 550 000 t, and Rühle west of the Ems river with a production of about 430 000 t in 1997. The recoverable oil reserves decreased to 52.6×10^6 t.

Due to the mild winter, gas production slightly decreased to 22.5×10^9 m³ (raw gas). The most important gas fields are Söhlingen and Salzwedel-Peckensen, which in 1997 produced 1.7×10^9 m³ and 1.5×10^9 m³, respectively. As a result of new discoveries and revised assessments of existing fields, the total of recoverable gas reserves as of 31.12.1997 (378×10^9 m³) was only insignificantly lower than that of the preceding year.

Underground gas storage in depleted oil or gas fields, in aquifer structures and salt caverns continued to play a very important role in Germany. The total working gas capacity of the 38 existing storage plants increased by 1.3×10^9 m³ to 15.4×10^9 m³. An additional capacity of 7.1×10^9 m³ is under construction or in the planning stage.

1 Bohraktivität

1.1 Aufschlußbohrungen

Die Aufschlußbohrstätigkeit beschränkte sich im Jahre 1997 auf Nordwestdeutschland. Es wurden lediglich vier Projekte begonnen bzw. aus dem Vorjahr fortgeführt. Explorationsziele waren das Rotliegend in der Nordhannover-Provinz, das Rotliegend und der Mittlere Buntsandstein in Ostfriesland sowie der Dogger im Jade-Westholstein-Trog. Wirtschaftliche Fündigkeiten konnten mit diesen Projekten bisher nicht erzielt werden, jedoch waren noch nicht alle endgültig abgeschlossen.

Nördlich der Elbe

Mit der Aufschlußbohrung **Dieksand 1** (RWE-DEA¹) sollte im küstennahen Bereich vor Friedrichskoog die Geologie an der Ostflanke des Salzstockes Büsum erkundet werden. Wesentliches Ziel lag in der Bestimmung der Salzstockgrenze, die auf der Grundlage der bis dato verfügbaren 2D-Flachwasserseismik nicht hinreichend genau festzulegen war. Die Bohrung wurde vom Festland aus gerichtet gebohrt und erreichte ihre Endteufe von 3660 m etwa 2,5 km westlich des Ansatzpunktes in Rotliegend-Salzen des Salzstockes Büsum. Die geologische Ablenkung **Dieksand 1a** hatte zum Ziel, den Dogger an der Salzstockflanke nach potentiellen Trägern und deren möglicher Ölführung zu untersuchen. Es wurde eine ähnliche geologische Situation erwartet wie auf der gegenüberliegenden Seite des Salzstockes, die dort zur Bildung der Lagerstätte Mittelplate geführt hatte. Die Bohrung wurde bei 1262 m abgelenkt und schloß unterhalb der Kreide entsprechend dem Profil der Dieksand 1, aber etwa 1 km weiter östlich und 300 m tiefer, erneut das Hutgestein des Salzstockes auf. Die Bohrung erreichte bei 2604,6 m ihre Endteufe im Salzstock und hatte ihr Ziel damit nicht erreicht. Das Bohrloch wurde teilverfüllt. Nach Auswertung der neuen 3D-Seismik soll über eine mögliche weitere Ablenkung entschieden werden.

Elbe-Weser (West)

Bereits Ende 1996 wurde die Aufschlußbohrung **Krusenhausen T3** (MEEG) etwa 11 km südöstlich des Rotliegend-Gasfeldes Walsrode an der Westflanke der Salzstruktur Böstlingen auf eine Antiklinale über einer Überschiebung im Mittleren Buntsandstein abgeteuft. Auf dieser Struktur hatte schon die Bohrung Krusenhausen T2a deutlich strukturtiefer starke Gasanzeichen im Mittleren Buntsandstein. Hauptziel war der Solling-Sandstein, dessen Mächtigkeit und Porosität aus der Bohrung Krusenhausen Z1 bekannt waren. In der Bohrung Krusenhausen T2a war der Solling-Sandstein tektonisch bedingt ausgefallen. Die Bohrung Krusenhausen T3 erreichte den Mittleren Buntsandstein erwartungsgemäß strukturiert, doch war der Zielhorizont wiederum störungsbedingt ausgefallen. Die Sandsteine in der Volpriehausen-Folge wurden gasführend angetroffen. Allerdings ließ die geringe Nettomächtigkeit keine wirtschaftliche Förderung erwarten, so daß die Bohrung aufgegeben und verfüllt wurde.

An der Westflanke des südlichen Schneverdingen-Grabens wurde 1993 die Aufschlußbohrung **Walsrode-Ost Z1** (MEEG) abgeteuft. Der Wustrow- und der Havel-Sandstein des Rot-

liegend wurden zwar gasführend angetroffen, ließen aber aufgrund ihrer schlechten Speichereigenschaften keine wirtschaftliche Förderung zu. Die Bohrung soll in 1998 abgelenkt werden.

Ebenfalls im südlichen Schneverdingen-Graben wurden mit der Aufschlußbohrung **Wissels-horst Z1** (Preussag) die Sandsteine des Rotliegend hinsichtlich Gasführung und Speicherfähigkeit untersucht. Die auf Top Rotliegend bezogen etwa 1,5 km nordwestlich stehende Aufschlußbohrung Höllnwald Z1 des Jahres 1988 hatte für diesen Teil des Schneverdingen-Grabens schon eine Gasführung in den Rotliegend-Sandsteinen nachgewiesen, wurde aber aufgrund der geringen Permeabilitäten der Speichergesteine als nicht fündig aufgegeben und verfüllt. Die Bohrung Wisselshorst Z1 erreichte ihre Endteufe von 5144,3 m in einem Fanglomerat, das vermutlich der Havel-Subgruppe zuzuordnen ist. Ein Test auf den vorwiegend äolischen Wustrow- und Elbe/Havel-Sandstein brachte eine stabilisierte Gaszuflußrate von etwa $2000 \text{ m}^3(V_n)/\text{h}$. Die Bewertung des Testergebnisses ist aufgrund technischer Probleme während des Testverlaufes nicht möglich. Das Ergebnis der Bohrung steht noch aus. Es wurde von den beteiligten Firmen entschieden, eine Frac-Behandlung durchzuführen.

Weser-Ems

Etwa 2 km östlich des Rotliegend-Gasfeldes Greetsiel/Uttum wurde die Aufschlußbohrung **Eilsum T1** (BEB) abgeteuft. Als ein neues Explorationsziel im ostfriesischen Raum wurden die Sandsteine des Mittleren Buntsandstein auf ihre Gasführung untersucht. Diese bilden nach Interpretation der Seismik eine Roll-over-Struktur an der Ostflanke einer Salzmauer, die über der Lagerstätte Greetsiel/Uttum in nördlicher Richtung verläuft. Primäres Ziel der Bohrung war ein als Solling-Sandstein angesprochener Horizont, für den nach der Loginterpretation der 3,5 km südlich gelegenen Bohrung Uttum Z1 gute bis sehr gute Speichereigenschaften zu erwarten waren. Der Zielhorizont wurde zwar in strukturhoher Position erreicht, zeigte aber schlechte Speichereigenschaften und war vollständig verwässert. Die Bohrung wurde ohne weitere Tests verfüllt.

Bereits in 1989/90 wurde mit der Aufschlußbohrung **Holtorf Z1** (Wintershall) östlich des Gasfeldes Wöstendöllen auf eine Hochlage des Staßfurt-Karbonats mit Nebenziel Oberkarbon gebohrt. Tests auf die Oberkarbon-Sandsteine brachten nur geringe Gaszuflüsse. Es wird eine Ablenkung erwogen. Die Bohrung blieb weiterhin ohne endgültiges Ergebnis.

Die Aufschlußbohrung **Simonswolde Z1** (MEEG) stand zu Beginn des Jahres 1997 in der Oberkreide. Die Bohrung sollte die Sandsteine des Rotliegend auf einem nördlich streichenden und nach Osten gekippten Störungsblock gasführend erschließen. Primäre Zielhorizonte waren der Wustrow- und Ebstorf-Sandstein, für die in den etwa 9 km westlich gelegenen Gasfeldern Großes Meer und Uphuser Meer gute Mächtigkeiten und gute Speicherparameter nachgewiesen worden waren. Die Bohrung durchteufte ein in etwa zu erwartendes Rotliegend-Profil und wurde bei 4619,5 m im Oberkarbon eingestellt. Die Rotliegend-Sandsteine wurden mäßig bis gut porös und z.T. gasführend angetroffen. Tests auf die einzelnen Horizonte erbrachten jedoch nur im Wustrow-Sandstein geringe Gaszuflußraten, die aber keine wirtschaftliche Förderung erwarten ließen. Die Bohrung wurde somit als nicht fündig aufgegeben und verfüllt.

¹ Auftraggeber bzw. federführende Firma, Abkürzungen s. Anl. 9.

1.2 Bohrergebnisse

In 1997 waren 68 Bohrvorhaben in Bearbeitung, davon hatten fast die Hälfte (32 Vorhaben) die Aufsuchung bzw. Entwicklung von Öllagerstätten zum Ziel. Regionale Schwerpunkte der Ölbohrungen waren Schleswig-Holstein und das Westermisland. Das Spektrum der Bohrungen reichte von einer Extended-reach-Bohrung (Dieksand 2) über Horizontalbohrungen bis hin zu kleinen Reparaturablenkungen. Die Suche nach Gas konzentrierte sich auf die Bereiche der Rotliegend-Gasfelder in der Nordhannover-Provinz und in Ostfriesland.

Insgesamt wurden 28 Fündigkeiten erzielt. Darüber hinaus haben 11 weitere Vorhaben (Erkundung, Pilotlöcher, technische Ablenkungen produzierender Sonden, Wasserversenkung) ihr Ziel erreicht. 23 Bohrungen befanden sich zum Stichtag noch im Abteufen bzw. waren noch ohne Ergebnis, 7 gingen (z.T. technisch) fehl. In den Tabellen 1 und 2 sind die Explorations- und Feldesentwicklungsbohrungen mit ihren Ergebnissen zusammengestellt.

Mit den vier beendeten Aufschlußbohrungen konnten keine wirtschaftlichen Fündigkeiten erzielt werden, jedoch waren alle fünf endgültig bewerteten Teilfeldsuchbohrungen gasfündig. In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen erreichte die Fündigkeitsquote 100 %. Von den 23 fündigen Bohrungen mußte allerdings eine aus technischen Gründen aufgegeben werden. Die technischen Ablenkungen von fünf älteren Ölsonden haben den Träger wieder ölführend angetroffen und ihr Ziel damit erreicht.

Tab. 1: Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 1997. Bohrlokationen s. Anl. 2.

Name	Operator	Rechtswert	Hochwert	Status	Ziel/ Fundhorizont	ET in m	Horizont bei ET
Aufschlußbohrungen (A3)							
<i>Nördlich der Elbe</i>							
Dieksand 1	RWE-DEA	3490523	5987767	Ziel err.	Rotliegend	3660,0	Rotliegend
Dieksand 1a	RWE-DEA	3490523	5987767	fehl	Dogger	2604,6	Rotliegend
<i>Elbe-Weser (West)</i>							
Krusenhausen T3	MEEG	3544285	5851807	fehl	M. Buntsdst.	2130,0	M. Buntsdst.
Walsrode-Ost Z1 (2. Loch)*	MEEG	3543584	5860412	n.k.E.	Rotliegend	5189,9	Oberkarbon
Wisselshorst Z1	Preussag	3546574	5865255	n.k.E.	Rotliegend	5144,3	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Eilsum T1	BEB	2576949	5929297	fehl	M. Buntsdst.	2960,0	M. Buntsdst.
Holtorf Z1 (3. Loch)*	Wintershall	3467383	5854913	n.k.E.	Oberkarbon	4645,0	Oberkarbon
Simonswolde Z1	BEB	2594066	5916727	fehl	Rotliegend	4612,0	Oberkarbon
Teilfeldsuchbohrungen (A4)							
<i>Elbe-Weser (West)</i>							
Friedrichseck Z2a	BEB	3559194	5878315	gasfündig	Rotliegend	5288,0	Rotliegend
Idsingen Z1a (2. Loch)	BEB	3534173	5863170	gasfündig	Rotliegend	5745,0	Rotliegend
Mulmshorn Z6 (2. Loch)	BEB	3516453	5893095	gasfündig	Rotliegend	5770,0	Rotliegend
Osterheide Z1	RWE-DEA	3567732	5868890	n.k.E.	Rotliegend	5320,0	Rotliegend
Söhlingen Z12	MEEG	3539599	5885870	gasfündig	Rotliegend	5125,6	Rotliegend
Walsrode-Nord Z1	MEEG	3557944	5864948	bohrt	Rotliegend		
<i>Weser-Ems</i>							
Burgmoor Z2	BEB	3485841	5821547	n.k.E.	Straßfurt-Karb.	3260,0	Zechstein
Düste Z9 (2. Loch)*	Wintershall	3463866	5842136	n.k.E.	Oberkarbon	4895,0	Oberkarbon
<i>Westlich der Ems</i>							
Emlichheim Z15	Wintershall	2554752	5830981	bohrt	Oberkarbon		
<i>Niederrhein-Münsterland</i>							
Ochtrup Z4	Preussag	2576693	5789450	gasfündig	Oberkarbon	3000,0	Oberkarbon

Status mit Stand vom 31. Dez. 1997; *: Bohrung aus zurückliegenden Jahren; n.k.E.: noch kein Ergebnis.

Tab. 2: Übersicht der Feldesentwicklungsbohrungen des Jahres 1997.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Erweiterungsbohrungen (B1)			
<i>Elbe-Weser (West)</i>			
Bötersen Z9a	MEEG	Rotliegend	gasfündig
Gilkenheide Z2	BEB	Rotliegend	noch kein Ergebnis
Husum Z3 (3. Loch)	BEB	Oberkarbon	gasfündig
Völkersen-Nord Z2 (2. Loch)	RWE-DEA	Rotliegend	noch kein Ergebnis
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Dieksand 2	RWE-DEA	Dogger	bohrt
Mittelplate-A 3a (2. Loch)	RWE-DEA	Dogger	ölfündig
Mittelplate-A 8	RWE-DEA	Dogger	Ziel erreicht
Mittelplate-A 8a	RWE-DEA	Dogger	Ziel erreicht
Mittelplate-A 8b(2. Loch)	RWE-DEA	Dogger	ölfündig
Mittelplate-A 9	RWE-DEA	Dogger	fehl
Mittelplate-A 9a	RWE-DEA	Dogger	ölfündig
Schwedeneck-See-A 7a	RWE-DEA	Dogger	fehl
Schwedeneck-See-A 7b	RWE-DEA	Dogger	ölfündig, aus technischen Gründen aufgegeben
<i>Elbe-Weser (Ost)</i>			
Peckensen 193 (2. Loch)	EEG	Rotliegend	Ziel erreicht
<i>Elbe-Weser (West)</i>			
Eldingen 21a (3. Loch)	BEB	Lias	noch kein Ergebnis
Idsingen Z2	BEB	Rotliegend	gasfündig
Lüben 5a	BEB	Dogger	ölfündig
Ölheim-Süd 30	Preussag	Unterkreide	ölfündig
Rühme 72	BEB	Dogger	ölfündig
Rühme 73	BEB	Dogger	ölfündig
Schneeren Z3	Preussag	Oberkarbon	gasfündig
Schneeren-West Z2	Preussag	Oberkarbon	gasfündig
Völkersen Z3	RWE-DEA	Rotliegend	gasfündig
Völkersen Z4	RWE-DEA	Rotliegend	bohrt
Völkersen-Nord Z3	RWE-DEA	Rotliegend	bohrt
<i>Weser-Ems</i>			
Bramhar 61	Preussag	Bentheimer Sandstein	ölfündig
Brettorf Z2a	MEEG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Brinkholz Z3a	BEB	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Düste T3b (2. Loch)	Wintershall	M. Buntsandstein	noch kein Ergebnis
Goldenstedt Z19a	MEEG	Staßfurt-Karbonat	bohrt
Leer Z3a	Preussag	Rotliegend	noch kein Ergebnis
Päpsen Z1c*	Wintershall	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
Rehden 32a	Wintershall	Oberkarbon	noch kein Ergebnis
Schwefingen 2a	Preussag	Bentheimer Sandstein	ölfündig
Siedenburg Z23a (2. Loch)	MEEG	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
Wettrup 24*	Preussag	Bentheimer Sandstein	noch kein Ergebnis
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 55 (2. Loch)	Wintershall	Bentheimer Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 56 (2. Loch)	Wintershall	Bentheimer Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 67 (2. Loch)	Wintershall	Bentheimer Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 300 (Pilotloch)	Wintershall	Bentheimer Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 300a (2. Loch)	Wintershall	Bentheimer Sandstein	ölfündig
Georgsdorf 26A (2. Loch)	BEB	Bentheimer Sandstein	noch kein Ergebnis
Georgsdorf 108a	BEB	Bentheimer Sandstein	ölfündig
Georgsdorf 137a	BEB	Bentheimer Sandstein	bohrt
Rühlermoor 268a	Preussag	Bentheimer Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 326 (2. Loch)	Preussag	Bentheimer Sandstein	Ziel erreicht
Rühlermoor 662a	Preussag	Bentheimer Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 674a	Preussag	Bentheimer Sandstein	ölfündig
Rühlertwist 95 (2. Loch)	Wintershall	Bentheimer Sandstein	Ziel erreicht
Hilfsbohrungen (B3)			
<i>Elbe-Weser (West)</i>			
Walsrode H1	MEEG	Maastricht	Ziel erreicht

Status mit Stand vom 31. Dez. 1997; *: Bohrung aus zurückliegenden Jahren.

1.3 Bohrmeterleistung

Die Bohrleistung der Kohlenwasserstoffexploration und -produktion erreichte im zurückliegenden Jahr 83 338 m (Tab. 3 und Anl. 11). Obwohl sich der rückläufige Trend aus dem Vorjahr fortsetzte, gegenüber 1996 ging sie um etwa 10 000 m zurück, lag sie im Vergleich zum Mittel der vorangehenden fünf Jahre nur um 3500 m niedriger. Es wurde das Mittel der vorangehenden fünf Jahre zum Vergleich herangezogen, da über die letzten Jahre kein eindeutiger langfristiger Trend zu erkennen war und die jährlichen Schwankungen relativ groß waren.

Auf die Kategorie der Explorationsbohrungen (zur Klassifikation der Bohrungen s. folgenden Abschnitt) entfiel fast die Hälfte der Bohrmeter. Gegenüber den absoluten Zahlen des Vorjahres sind deutliche Veränderungen festzustellen. So stiegen die Bohrmeter der Aufschlußbohrungen (A3) von etwa 13 000 m auf etwa 17 000 m, die der Teilfeldsuchbohrungen (A4) fiel von etwa 29 000 m auf etwa 22 000 m (Tab. 3). Die Anteile an der Gesamtstrecke der Bohrmeter bewegen sich aber angesichts der Schwankungsbreiten nahe am fünfjährigen Mittel der zurückliegenden Jahre.

Innerhalb der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen hat sich das Verhältnis von Erweiterungsbohrungen (B1) zu Produktionsbohrungen (B2) stark zu Gunsten der Produktionsbohrungen verschoben (Tab. 3). Mehr als die Hälfte der Bohrmeter der Produktionsbohrungen bzw. etwa ein Viertel der gesamten Bohrmeter des Jahres wurden bei der Entwicklung von Öllagerstätten bzw. zur Steigerung der Förderkapazitäten von Öllagerstätten abgeteuft.

Der Schwerpunkt der Bohraktivität lag wie in der Vergangenheit in Niedersachsen und hier im Gebiet Elbe-Weser (Tab. 4 und 5), also im Bereich des Rotliegend-Gasgürtels. Allerdings ging der Anteil Niedersachsens von um die 90 % in den vergangenen Jahren auf etwa 75 % zurück. Bemerkenswert ist der auf Schleswig-Holstein entfallende Anteil von etwa 20 % an der Gesamtstrecke der Bohrmeter. Er ist wesentlich auf die verstärkten Aktivitäten in der Feldesentwicklung der Öllagerstätte Mittelplate zurückzuführen. Eine vergleichsweise geringe Bohraktivität war in den Ländern Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt zu verzeichnen.

Tab. 3: Bohrmeterleistung der Jahre 1992-1997, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen				Feldesentwicklungsbohrungen					
	m	%	A3 m	%	A4 m	%	B1 m	%	B2 m	%	B3 m	%
1992	81 389	100	24 752	30,4	33 369	41,0	18 171	22,3	3 717	4,6	1 380	1,7
1993	67 532	100	12 599	18,7	14 157	21,0	13 392	19,8	27 384	40,5	-	0,0
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
Mittelwert 1992-1996	86 852	100	18 617	21,1	22 006	25,4	17 422	20,5	27 643	31,7	1 164	1,3

Tab. 4: Verteilung der Bohrmeterleistung des Jahres 1997 auf die Explorationsgebiete.

Gebiet	Exploration		Feldesentwicklung			Summe	Anteil in %
	A3	A4	B1	B2	B3		
Nördlich der Elbe	5 003	-	-	11 246	-	16 248	19,5
Elbe-Weser (Ost)	-	-	-	252	-	252	0,3
Elbe-Weser (West)	5 144	12 713	6 851	14 280	954	39 943	47,9
Weser-Ems	6 516	3 260	-	7 073	-	16 849	20,2
Westlich der Ems	-	3 255	-	3 791	-	7 046	8,5
Niederrhein-Münsterland	-	3 000	-	-	-	3 000	3,6
Summe	16 663	22 228	6 851	36 642	954	83 338	100,0

Tab. 5: Verteilung der Bohrmeterleistung des Jahres 1997 auf die Bundesländer.

Gebiet	Exploration		Feldesentwicklung			Summe	Anteil in %
	A3	A4	B1	B2	B3		
Niedersachsen	11 660	19 228	6 851	25 144	954	63 837	76,6
Nordrhein-Westfalen	-	3 000	-	-	-	3 000	3,6
Sachsen-Anhalt	-	-	-	252	-	252	0,3
Schleswig-Holstein	5 003	-	-	11 246	-	16 248	19,5
Summe	16 663	22 228	6 851	36 642	954	83 338	100,0

1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen

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

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

2 Geophysik

Im Jahr 1997 wurden in Deutschland bei der Suche nach Erdgas und Erdöl 2332 Profilkilometer 2D-Seismik und 262 km² 3D-Seismik gemessen. Gravimetrische Messungen wurden nicht durchgeführt. Die Tabelle 6 gibt einen Überblick über den Umfang der durchgeführten Messungen in den Förder- bzw. Explorationsgebieten.

Nachdem Mitte der 80er bis Mitte der 90er Jahre der größte Teil der klassischen Erdgasfördergebiete und der höffigsten Erdgasexplorationsgebiete systematisch mit 3D-seismischen Messungen überdeckt worden ist, wurden in den Folgejahren nur noch die verbliebenen Lücken geschlossen und projektbezogene Messungen durchgeführt. Demzufolge setzte sich der rückläufige Trend im Umfang der 3D-Seismik fort (262 km² gegenüber 444 km² in 1996). Einen Überblick über die Lage der Meßgebiete gibt Anlage 10.

Demgegenüber war ein kräftiger Zuwachs im Bereich der 2D-Seismik zu verzeichnen (2332 Profilkilometer gegenüber 224 Profilkilometer in 1996). Dieser Zuwachs ist auf das wiederbelebte Interesse an der Erdöl- und Erdgasexploration in der Nordsee zurückzuführen, das sich auch in der Vergabe von neuen Erlaubnissen mit zahlreichen Blöcken und Teilblöcken widerspiegelt (Anl. 5 und 6). Auf dem Festland wurden nur untergeordnet 2D-seismische Messungen durchgeführt.

Tab. 6: Seismische und gravimetrische Messungen des Jahres 1997 (nach Angaben der explorierenden Gesellschaften und des Bergamtes Meppen).

Gebiet	2D-Seismik [km]	3D-Seismik [km ²]	Gravimetrie [Truppmonate]
Deutsche Ostsee	-	-	-
Deutsche Nordsee	2211	-	-
Nördlich der Elbe	-	85	-
Zwischen Oder/Neiße und Elbe	-	-	-
Zwischen Elbe und Weser (Ost)	-	-	-
Zwischen Elbe und Weser (West)	96	177	-
Zwischen Weser und Ems / Emsmündung	25	-	-
Westlich der Ems	-	-	-
Thüringer Becken	-	-	-
Niederrhein-Münsterland	-	-	-
Saar-Nahe-Trog	-	-	-
Oberrheintal	-	-	-
Alpenvorland	-	-	-
Sonstige	-	-	-
Summe	2332	262	-

3 Erdöl- und Erdgasproduktion

Nach aktuellen Schätzungen (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Wochenbericht 5/98, Berlin) betrug das Erdöl- und Erdgas-Aufkommen (Importe und heimische Förderung) in Deutschland im Jahre 1997 rd. 134 Mio. t (Vorjahr 135,5 Mio. t) bzw. rd. 102 Mrd. m³(V_n) (Vorjahr: 104,7 Mrd. m³(V_n), Reingas-Zahlen¹). Ein Teil dieses Aufkommens wird durch die Förderung aus heimischen Lagerstätten gedeckt. Beim Öl betrug dieser Anteil rd. 2 %, beim Naturgas rd. 20 % (Erdgas und Erdölgas). Eine Aufstellung der relevanten Produktionsdaten für beide Rohstoffe zeigt die nach Bundesländern gegliederte Tabelle 7. Der Schwerpunkt der Eigenproduktion lag beim Erdöl zu rd. 67 % und beim Erdgas zu rd. 88 % in Niedersachsen (Fördergebiete Elbe-Weser (West), Weser-Ems/Emsmündung und westlich der Ems).

Tab. 7: Aufteilung der Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion 1997 nach Bundesländern.

Bundesland	Erdöl (incl. Kondensat)		Rohgas		Erdölgas		Naturgas (Rohgas und Erdölgas)	
	[t]	(%)	[m ³ (V _n)]	(%)	[m ³ (V _n)]	(%)	[m ³ (V _n)]	(%)
Baden-Württemberg	4.202	0,15	4.006.150	0,02	1.000.072	0,70	5.006.222	0,02
Bayern	46.043	1,63	15.203.446	0,07	4.082.048	2,88	19.285.494	0,09
Brandenburg	11.686	0,41	0	0,00	1.704.192	1,20	1.704.192	0,01
Hamburg	25.121	0,89	0	0,00	13.686.566	9,64	13.686.566	0,06
Hessen	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Mecklenburg-Vorpommern	13.208	0,47	0	0,00	4.333.656	3,05	4.333.656	0,02
Niedersachsen	1.894.559	67,17	19.746.174.311	87,87	102.665.773	72,31	19.848.840.084	87,77
Nordrhein-Westfalen	705	0,03	17.001.000	0,08	0	0,00	17.001.000	0,08
Rheinland-Pfalz	145.325	5,15	0	0,00	4.261.489	3,00	4.261.489	0,02
Schleswig-Holstein	679.549	24,09	0	0,00	10.240.700	7,21	10.240.700	0,05
Sachsen-Anhalt	0	0,00	2.564.213.744	11,41	0	0,00	2.564.213.744	11,34
Thüringen	0	0,00	126.230.449	0,56	0	0,00	126.230.449	0,56
Summe	2.820.398	100,00	22.472.829.100	100,00	141.974.496	100,00	22.614.803.596	100,00

3.1 Erdöl

Die Anzahl von produktiven Erdölfeldern reduzierte sich auf 66 (Tabelle 8), die Anzahl der Förderbohrungen nahm durch die Außerbetriebnahme unwirtschaftlicher Sonden weiter ab. Derzeit sind rd. 1370 Erdölsonden in Förderung, von denen sich 85 % in Niedersachsen befinden. Die Entwicklung der letzten 10 Jahre verdeutlicht, daß sich nach Abschluß der Verfüllungskampagnen seit Ende der 80er Jahre die Förderung nunmehr auf wirtschaftliche Kernfelder stützt und eine Verlangsamung des Förderabfalles eingetreten ist, die im wesentlichen auf die Entwicklung der Lagerstätte Mittelplate in Schleswig-Holstein zurückzuführen ist.

¹ Erläuterung der Begriffe Rohgas und Reingas siehe Kapitel 4.1.

Tab. 8: Erdöl- und Erdölgasförderung in Deutschland von 1993 bis 1997.

Jahr	Erdöl/Kondensat in Tonnen	Erdölgas in m ³ (V _n)	in Betrieb	
			Erdöl- Felder	Fördersonden
1993	3.055.901	199.623.335	94	1.998
1994	2.946.290	187.304.714	84	1.940
1995	2.958.794	165.777.582	75	1.517
1996	2.851.925	153.041.494	71	1.434
1997	2.820.398	141.974.496	66	1.369

Die Jahresförderung von 2,82 Mio. t lag in der Größenordnung von 1996 (Tab. 8, Anl. 12 und 18). Eine Übersicht der Förderung für alle derzeit in Betrieb befindlichen deutschen Lagerstätten ist nach Fördergebieten in Tabelle 9 dargestellt.

Tabellen 10 und 11 zeigen, wie sich die Produktion auf die einzelnen Fördergebiete verteilte und welches die zehn förderstärksten Felder waren. Das Gebiet nördlich der Elbe stellt mit der relativ jungen Lagerstätte Mittelplate (seit 1980) das förderstärkste Feld. Hervorzuheben ist, daß Mittelplate ca. 20 % der deutschen Produktion mit nur 8 Fördersonden erbringt. Für 1998 wird eine Förderung von ca. 800 000 t geplant, die zu einer weiteren Steigerung des Förderanteils des Feldes führen wird. Die auf Platz 2 bis 6 liegenden Lagerstätten befinden sich im Gebiet westlich der Ems bzw. im westlichsten Teil des Gebietes Weser-Ems (Bramberge). In den Lagerstätten Rühle (Rühlermoor, Rühlerwist) sowie Georgsdorf und Emlichheim wurden zur Steigerung der Ausbeute sog. Tertiärmaßnahmen (Thermalprojekte, Dampf- oder Heißwasserfluten) fortgesetzt. Die Mehrförderung aus 9 Projekten betrug mit rd. 437 000 t etwa 15,5 % der Gesamtförderung in Deutschland. Die in fast 25 Jahren aus allen deutschen Tertiärprojekten, einschließlich der beendeten chemischen Flutprojekte in Niedersachsen, erzielte Mehrförderung von über 9 Mio. t zeigt, daß sich unter wirtschaftlich und lagerstättentechnisch günstigen Bedingungen erhebliche Mengen von Öl zusätzlich mobilisieren lassen.

Tab. 10: Verteilung der Erdölförderung 1995 bis 1997 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	Erdölförderung							
	1995		1996		1997		kumulativ	
	[t]	(%)	[t]	(%)	[t]	(%)	[t]	(%)
Nördlich der Elbe	638.993	21,6	666.747	23,4	691.775	24,5	28.853.475	11,7
Zwischen Oder/Neiße und Elbe	52.540	1,8	29.262	1,0	24.894	0,9	2.893.653	1,2
Zwischen Elbe und Weser (Ost)	0	0,0	0	0,0	0	0,0	20.885	0,0
Zwischen Elbe und Weser (West)	417.432	14,1	388.174	13,6	376.648	13,4	73.987.240	30,1
Zwischen Weser und Ems	584.840	19,8	535.514	18,8	537.007	19,0	53.924.097	21,9
Westlich der Ems	1.050.698	35,5	1.011.038	35,5	993.800	35,2	70.011.620	28,5
Thüringer Becken	0	0,0	0	0,0	0	0,0	49.353	0,0
Niederrhein-Münsterland	501	0,0	643	0,0	705	0,0	3.822	0,0
Oberrrheintal	142.842	4,8	162.351	5,7	145.325	5,2	6.705.377	2,7
Alpenvorland	70.948	2,4	58.196	2,0	50.245	1,8	9.504.167	3,9
Summe	2.958.794	100,0	2.851.925	100,0	2.820.398	100,0	245.953.690	100,0

Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung 1997 *)

Land	Gebiet / Lagerstätte	Fundjahr	Operator	Förderung				Förder- bohrungen in 1997
				Erdöl in t		Erdölgas in m³(Vn)		
				1997	kumulativ	1997	kumulativ	
1 Deutsche Ostsee								
2 Deutsche Nordsee								
3 Nördlich der Elbe								
SH	Boostedt	1952	RWE-DEA	11.565	2.691.063	205.200	51.729.200	13
SH	Mittelpplate	1980	RWE-DEA	551.688	3.274.876	8.397.700	49.152.700	8
SH	Plön-Ost	1958	RWE-DEA	12.676	7.232.963	381.100	238.825.400	8
SH	Preetz	1962	RWE-DEA	11.518	1.733.481	164.300	29.716.300	10
HH	Reitbrook			12.226	5.730.485	13.466.874	726.620.020	17
HH	Allermöhe	1979	Preussag	1.440	78.516	25.648	1.281.654	1
HH	Reitbrook-Alt	1937	Preussag	3.048	2.437.752	13.302.570	675.292.479	11
HH	Reitbrook-West	1960	Preussag	7.738	3.214.217	138.656	50.045.887	5
SH	Schwedeneck-See	1978	RWE-DEA	92.102	3.257.326	1.092.400	29.343.600	15
	aus aufgegebenen Vorkommen				4.933.282		528.103.602	
	Summe Gebiet			691.775	28.853.475	23.707.574	1.653.490.822	71
4 Zwischen Oder/Neiße und Elbe								
BB	Atterwasch / Guben	1968	EEG	1.144	60.483	350.913	98.100.310	1
BB	Breslack-NE	1989	EEG	6.163	81.825	157.560	5.355.975	1
BB	Kietz	1987	EEG	1.038	9.502	371.261	4.339.261	1
MV	Kirchdorf / Mesekenhagen	1988	EEG	4.130	77.308	1.127.020	19.411.097	2
MV	Lütow	1965	EEG	9.078	1.259.957	3.206.636	629.956.161	8
BB	Ratzdorf	1988	EEG	1.257	69.613	176.800	4.589.432	1
BB	Steinsdorf	1986	EEG	966	22.773	374.808	11.436.659	1
BB	Steinsdorf-N1 / N2	1990	EEG	177	42.271	93.750	6.254.250	1
BB	Wellmitz	1981	EEG	941	60.498	179.100	8.293.230	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				1.209.423		479.288.632	
	Summe Gebiet			24.894	2.893.653	6.037.848	1.267.025.007	17
5 Zwischen Elbe und Weser (Ost)								
	aus aufgegebenen Vorkommen				20.885			
6 Zwischen Elbe und Weser (West)								
NI	Ahrensheide	1964	MEEG	14.495	1.429.637	0	4.296.795	15
NI	Eddesse (-Nord)	1876	Preussag	2.486	822.351	51.666	15.938.275	15
NI	Eldingen	1949	BEB	28.700	3.107.016	454.605	25.493.997	24
NI	Hankensbüttel			94.347	14.294.099	1.869.257	351.596.136	32
NI	Mitte, Nord, Ost (Pool)	1954	BEB	50.126	2.355.573	644.220	37.464.879	11
NI	Süd	1954	RWE-DEA	44.221	11.938.526	1.225.037	314.131.257	21
NI	Hohne	1951	RWE-DEA	12.601	5.842.355	435.942	111.860.966	6
NI	Knesebeck (Vorhop-)	1958	Preussag	36.972	3.102.265	374.402	24.471.970	22
NI	Lehrte			2.096	326.250	133.216	11.380.388	9
NI	Höver	1956	Preussag	2.096	326.250	133.216	11.380.388	9
NI	Leiferde	1956	RWE-DEA	8.606	2.909.500	412.336	126.375.781	11
NI	Lüben			43.703	2.010.982	258.843	11.135.520	15
NI	Bodenteich	1960	BEB	1.368	59.849	1.590	228.992	1
NI	Lüben / Lüben-West	1955	BEB	42.335	1.951.133	257.253	10.906.528	14
NI	Nienhagen			13.457	6.234.506	92.714	21.659.345	14
NI	Dachtmissen	1959	BEB	1.515	171.452	9.994	2.521.034	5
NI	Hänigsen	1927	MEEG	5.074	2.456.640	57.846	16.762.198	0
NI	Nienhagen, Elwerath	1861	BEB	6.868	3.606.414	24.874	2.376.113	9
NI	Ölheim-Süd			20.154	1.294.543	10.100.547	46.291.616	23
NI	Ölheim-Süd, Rhät	1960	Preussag	127	31.197	2.558	779.943	1
NI	Ölheim-Süd, Unterkreide	1968	Preussag	20.028	1.263.346	10.097.989	45.511.673	22
NI	Örrel-Süd / Wesendorf-Nord			8.018	1.779.413	63.954	15.047.553	12
NI	Örrel-Süd	1954	RWE-DEA	4.234	950.722	33.765	7.822.312	9
NI	Örrel-Süd (Westscholle)	1954	RWE-DEA	3.784	828.691	30.189	7.225.241	3
NI	Rühme	1954	BEB	37.616	1.705.710	371.546	16.517.973	43
NI/HH	Sinstorf	1960	Preussag	15.073	2.867.981	256.800	51.548.180	5
NI	Thönse *	1952	BEB	3.880	153.493	0	0	*
NI	Vorhop	1952	Preussag	25.674	2.619.845	1.760.259	134.331.681	24
NI	Wesendorf / Wesendorf-Süd	1943	RWE-DEA	5.914	2.090.509	230.720	67.015.549	3
NI	Wittingen-Südost	1970	Preussag	83	66.428	0	1.048.152	1
NI	Kondensat aus der Erdgasförderung			2.772	22.204			
	aus aufgegebenen Vorkommen				21.308.153		1.007.989.370	
	Summe Gebiet			376.648	73.987.240	16.866.807	2.043.999.247	274
7 Zwischen Weser und Ems								
NI	Barenburg	1953	BEB	71.150	6.337.675	2.883.161	476.972.278	34
NI	Bockstedt	1954	Wintershall	25.507	3.265.909	937.045	56.627.960	16
NI	Börger / Werlte	1977	Preussag	739	122.223	29.700	6.083.667	1
NI	Bramberge			258.684	16.858.412	16.358.200	850.049.050	53
NI	Bramhar	1957	Preussag	198.627	12.631.665	12.869.583	664.617.763	40
NI	Osterbrock	1958	Preussag	18.696	1.183.895	679.263	52.382.550	3
NI	Wettrup	1958	Preussag	41.361	3.042.852	2.809.354	133.048.737	10
NI	Düste			31.143	6.020.585	921.779	191.961.430	47
NI	Aldorf	1952	Wintershall	7.014	2.365.584	257.461	118.773.390	16
NI	Düste-Valendis	1954	Wintershall	9.499	1.656.085	337.403	27.594.296	23
NI	Wietingsmoor	1954	BEB	14.630	1.998.916	326.915	45.593.744	8

Land	Gebiet / Lagerstätte	Fundjahr	Operator	Förderung				Förder- bohrungen in 1997
				Erdöl in t		Erdölgas in m³(Vn)		
				1997	kumulativ	1997	kumulativ	
Fortsetzung Gebiet 7: Zwischen Weser und Ems								
NI	Groß Lessen	1969	BEB	24.448	3.205.927	1.280.930	77.488.514	5
NI	Hemmelte-West	1951	MEEG	7.710	2.208.839	888.466	215.177.830	15
NI	Liener-Garen	1953	MEEG	1.037	107.924	39.390	6.797.193	3
NI	Löningen			8.994	593.180	2.535.456	297.377.461	7
NI	Löningen	1959	MEEG	4.281	444.008	1.754.228	276.804.735	4
NI	Löningen-West	1961	MEEG	4.713	149.172	781.228	20.572.726	3
NI	Matrum	1982	MEEG	6.080	141.941	536.777	11.212.119	4
NI	Ostenwalde	1953	Preussag	110	456.342	2.400	12.574.659	1
NI	Siedenburg	1957	MEEG	11.828	977.965	884.180	58.995.425	15
NI	Sögel	1983	Preussag	969	21.693	47.700	1.106.411	2
NI	Sulingen-Valendis	1973	BEB	12.363	912.519	500.025	19.390.818	8
NI	Vechta			15.878	2.324.412	4.690.344	582.284.585	19
NI	Hagen	1957	MEEG	760	130.195	16.743	10.430.469	1
NI	Harne	1956	MEEG	660	340.565	33.256	51.148.507	1
NI	Schledehausen	1957	MEEG	969	33.590	17.854	798.196	1
NI	Welppe	1957	MEEG	13.489	1.820.062	4.622.491	519.907.413	16
NI	Voigtei / Voigtei-Süd	1953	MEEG	40.422	3.807.250	7.318.946	301.528.174	68
NI	Wehrbleck / Wehrbleck-Ost	1957	BEB	17.365	2.507.162	1.694.429	269.604.340	13
NI	Kondensat aus der Erdgasförderung			2.580	105.707			
	aus aufgegebenen Vorkommen				3.948.432		285.196.546	
	Summe Gebiet			537.007	53.924.097	41.548.928	3.720.428.460	311
8 Westlich der Ems								
NI	Adorf	1948	Preussag	21.096	1.479.562	902.988	50.403.457	11
NI	Emlichheim	1944	Wintershall	165.948	7.792.873	2.511.220	65.990.313	88
NI	Georgsdorf	1944	BEB	172.388	16.729.948	13.654.000	1.600.536.000	174
NI	Lingen (-Dalum)	1942	BEB	58	2.372.154	9.000	597.885.500	1
NI	Meppen			128.636	2.523.730	6.051.700	114.597.800	24
NI	Meppen	1960	BEB	100.294	1.932.258	4.639.868	86.317.477	18
NI	Schwefingen	1960	BEB	28.342	591.472	1.411.832	28.280.323	6
NI	Rühle			427.358	28.876.609	14.689.828	1.078.593.024	225
NI	Rühlermoor-Valendis	1949	BEB	381.022	23.750.696	12.986.900	994.029.600	182
NI	Rühkertswist-Valendis/-Malm	1949	Wintershall	46.336	5.125.913	1.702.928	84.563.424	43
NI	Scheerhorn	1949	Preussag	73.748	8.144.892	6.569.994	458.259.247	62
NI	Varloh	1984	BEB	1.334	74.756	81.000	12.962.300	4
NI	Kondensat aus der Erdgasförderung			3.234	319.736			
	aus aufgegebenen Vorkommen				1.697.360		420.817.331	
	Summe Gebiet			993.800	70.011.620	44.469.730	4.400.044.972	589
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	705	3.822			*
	Summe Gebiet			705	3.822			*
11 Saar-Nahe-Trog								
12 Oberrheintal								
RP	Eich / Königsgarten	1959	BEB	101.000	996.391	2.453.821	21.444.802	12
RP	Landau	1955	Wintershall	42.254	4.040.382	727.739	8.867.140	84
RP	Rülzheim	1984	Wintershall	2.071	25.424	1.079.929	6.870.437	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				1.643.180		32.009.857	
	Summe Gebiet			145.325	6.705.377	4.261.489	69.192.236	97
13 Alpenvorland								
BY	Aitingen			32.805	962.012	2.791.248	63.429.523	3
BY	Aitingen	1976	Wintershall	31.566	928.340	2.791.248	63.429.523	3
BY	Aitingen (Erdölgas-Kondensat)	1976	Wintershall	1.239	33.672	0	0	0
BY	Darching			6.615	90.134	1.290.800	16.949.200	1
BY	Holzkirchen	1969	RWE-DEA	6.615	90.134	1.290.800	16.949.200	1
BW	Fronhofen-Ilmensee			772	362.102	355.593	169.947.060	1
BW	Fronhofen	1965	Preussag	772	362.102	355.593	169.947.060	1
BY	Hebertshausen	1982	RWE-DEA	5.498	92.566	0	1	2
BY	Hofolding	1980	MEEG	1.011	212.577	0	0	1
BW	Pfullendorf-Ostrach			3.096	390.958	644.479	116.342.418	2
BW	Ostrach	1962	BEB	1.766	199.854	76.314	32.181.726	1
BW	Pfullendorf	1962	BEB	1.330	191.104	568.165	84.160.692	1
BY	Leichtöl (Gasspeicher)			83	10.501			
BW	Kondensat aus der Erdgasförderung			365	141.767			
	aus aufgegebenen Vorkommen				7.241.551		2.073.071.034	
	Summe Gebiet			50.245	9.504.167	5.082.120	2.439.739.236	10

Tab. 11: Jahresförderungen 1996 und 1997 der förderstärksten Erdölfelder in Deutschland.

Land	Lagerstätte	Erdölförderung						Förder- sonden in 1997
		1996 [t]	(%) *	1997 [t]	(%)*	kumulativ [t]	(%) *	
SH	Mittelplate	486.812	17,1	551.688	19,6	3.274.876	1,3	8
NI	Rühle	424.644	14,9	427.358	15,2	29.879.086	12,1	225
NI	Bramberge	247.196	8,7	258.684	9,2	16.858.412	6,9	53
NI	Georgsdorf	189.820	6,7	172.388	6,1	16.729.948	6,8	174
NI	Emlichheim	168.181	5,9	165.948	5,9	7.792.873	3,2	88
NI	Meppen	122.414	4,3	128.636	4,6	2.523.730	1,0	24
RP	Eich / Königsgarten	115.299	4,0	101.000	3,6	996.391	0,4	12
NI	Hankensbüttel	98.798	3,5	94.347	3,3	14.294.099	5,8	32
SH	Schwedeneck-See	108.912	3,8	92.102	3,3	3.257.326	1,3	15
NI	Barenburg	73.074	2,6	71.150	2,5	6.337.675	2,6	34

*Anteil an der Gesamtförderung in Deutschland

Die Förderung aus deutschen Lagerstätten stammt zu rd. 53 % aus Sandsteinen der Unterkreide, die z.B. in den größten Feldern Barenburg, Bramberge, Emlichheim, Georgsdorf, Rühlermoor und Rühlertwist vorkommen. Etwa 35 % werden aus Sandsteinen des Dogger, der nördlich der Elbe und zwischen Elbe und Weser (West) ölführend ist, produziert (Anl. 18).

3.2 Erdgas

Bei den Erdgasfeldern waren 1997 111 Erdgaslagerstätten in Produktion, wobei die Erdgasproduktion mit rd. 22,5 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas¹ bzw. rd. 20,4 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Reingas¹ witterungsbedingt leicht unter dem Vorjahresniveau lag (Tab. 12, Anl. 13 und 19). Die Anzahl der produktiven Felder reduzierte sich von 121 auf 111, die der Förderbohrungen von 633 auf 563. Dies ist besonders auf die Außerbetriebnahme von Sonden in Feldern des Gebietes Elbe-Weser (Ost) sowie auf die Aufgabe ganzer Felder in Süddeutschland zurückzuführen. Auch die Erdölgasproduktion verringerte sich weiter, bedingt durch den Förderabfall der Öllagerstätten. Tabelle 12 zeigt die Entwicklung der Naturgasförderung der letzten 5 Jahre.

Als neues Erdgasfeld wurde die im Jahre 1996 entdeckte Lagerstätte Idsingen im Gebiet zwischen Elbe-Weser (West) in Betrieb genommen. Tabelle 13 zeigt eine Aufstellung aller zur Zeit produzierenden Erdgasfelder, einschließlich vorhandener Teilfelder.

Tab.12: Rohgas- und Erdölgasförderung in Deutschland von 1993 bis 1997.

Jahr	Rohgas [$\text{m}^3(\text{V}_n)$]	Förderung		in Betrieb	
		Erdölgas [$\text{m}^3(\text{V}_n)$]	Gesamt (Naturgas) [$\text{m}^3(\text{V}_n)$]	Erdgas- Felder	Fördersonden
1993	20.167.113.520	199.623.335	20.366.736.855	127	647
1994	20.441.896.009	187.304.714	20.629.200.723	120	604
1995	21.448.738.669	165.777.582	21.614.516.251	122	606
1996	23.057.691.976	153.041.494	23.210.733.470	121	633
1997	22.472.829.100	141.974.496	22.614.803.596	111	563

¹ Erläuterung der Begriffe Rohgas und Reingas siehe Kapitel 4.1.

Wie beim Erdöl lag die überwiegende Zahl der Erdgasfelder (82 %) und -bohrungen (60 %) in Niedersachsen in den Gebieten Elbe-Weser (West), Weser-Ems und westlich der Ems (Tab. 13 und 14).

Tab. 14: Verteilung der Erdgasförderung 1995 bis 1997 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	Erdgasförderung (Rohgas)					
	1995		1996		1997	
	1000 m ³ (V _n)	(%)	1000 m ³ (V _n)	(%)	1000 m ³ (V _n)	(%)
Zwischen Elbe und Weser (Ost)	2.924.254	13,63	3.088.428	13,39	2.564.214	11,41
Zwischen Elbe und Weser (West)	7.516.636	35,04	8.946.909	38,80	8.654.169	38,51
Zwischen Weser und Ems	10.339.643	48,21	10.316.339	44,74	10.677.170	47,51
Westlich der Ems	504.623	2,35	515.588	2,24	414.835	1,85
Thüringer Becken	80.621	0,38	133.590	0,58	126.230	0,56
Niederrhein-Münsterland	12.233	0,06	16.640	0,07	17.001	0,08
Ober rheintal	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Alpenvorland	70.729	0,33	40.198	0,17	19.210	0,09
Summe	21.448.739	100,00	23.057.692	100,00	22.472.829	100,00

Tabelle 15 zeigt die jährliche und kumulative Förderung der zehn förderstärksten Lagerstätten. Wie im Vorjahr lagen die Felder Söhlingen/Söhlingen-Ost und Salzwedel-Peckensen 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 als Söhlingen aufweist. Die Bedeutung der zehn Felder wird darin deutlich, daß diese über 50 % der deutschen Rohgasförderung und ca. 40 % der verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Reserven Deutschlands stellen.

Tab. 15: Jahresförderungen 1996 und 1997 der förderstärksten Erdgasfelder in Deutschland.

Land	Lagerstätte	Erdgasförderung (Rohgas)						Förder- sonden in 1997
		1996		1997		kumulativ		
		in 1000 m³(V _n)	(%) *	in 1000 m³(V _n)	(%) *	in 1000 m³(V _n)	(%) *	
NI	Söhlingen / Söhlingen-Ost	1.943.238	8,4	1.675.470	7,5	18.893.356	2,6	17
ST	Salzwedel-Peckensen	1.728.518	7,5	1.530.130	6,8	135.949.716	18,9	89
NI	Visbek	941.913	4,1	1.300.763	5,8	27.778.759	3,9	11
NI	Hemmelte-Zechstein	1.074.980	4,7	1.267.737	5,6	9.236.218	1,3	6
NI	Siedenburg / Staffhorst	1.052.993	4,6	1.236.532	5,5	50.557.990	7,0	21
NI	Bötersen	1.293.261	5,6	1.138.984	5,1	4.393.453	0,6	7
NI	Hemsbünde	977.583	4,2	876.909	3,9	6.436.070	0,9	5
NI	Mulmshorn / Borchel	682.483	3,0	876.596	3,9	3.650.314	0,5	7
NI	Goldenstedt-Oythe	850.610	3,7	849.488	3,8	9.613.617	1,3	14
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	554.129	2,4	790.401	3,5	1.697.058	0,2	4

*Anteil an der Gesamtförderung in Deutschland

Die Erdölgasförderung stellt mit rd. 142 Mio. m³(V_n) weniger als 1 % der heimischen Naturgasproduktion. Erdölgas fällt als Begleitgas bei der Erdölproduktion an und war ursprünglich entweder im Öl gelöst oder als Gaskappe über einer Öllagerstätte ausgebildet.

Die deutsche Erdgasförderung stammte zu rd. 40 % aus dem Zechstein und zu rd. 48 % aus dem Rotliegendes des Perm, ca. 10 % wurden aus Sandsteinen der Trias und des Karbon produziert (Anl. 19).

Tabelle 13

Erdgasförderung 1997 (Rohgas ohne Erdölgas)

Land	Gebiet / Lagerstätte	Fundjahr	Operator	Förderung Rohgas in m³(V _a)		Förder- bohrungen in 1997
				1997	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	Altensalzwedel	1976	EEG	210.199.069	8.665.342.940	16
ST	Großer Fallstein	1961	EEG	5.149.485	201.991.603	2
ST	Heidelberg-Mellin	1971	EEG	449.475.551	31.283.405.461	56
ST	Mellin-Süd	1971	EEG	24.046.302	343.159.937	1
ST	Riebau	1972	EEG	167.136.324	12.300.275.631	12
ST	Salzwedel-Peckensen	1968	EEG	1.530.130.132	135.949.716.245	89
ST	Sanne	1981	EEG	3.756.129	261.062.276	1
ST	Wenze	1971	EEG	1.171.000	182.126.000	1
ST	Winkelstedt	1971	EEG	159.362.735	3.338.101.294	12
ST	Zethlingen	1971	EEG	13.787.017	834.738.959	2
ST	aus aufgegebenen Vorkommen					
ST	Summe Gebiet			2.564.213.744	193.359.920.346	192
6 Zwischen Elbe und Weser (West)						
NI	Bahnsen	1969	Wintershall	257.510	137.003.240	1
NI	Becklingen *	1985	RWE-DEA	53.195.127	765.869.958	1
NI	Bötersen *			1.138.983.754	4.393.452.791	7
NI	Bötersen (BEB Anteil)	1987	BEB	726.905.953	3.084.830.689	4
NI	Bötersen (RWE-DEA Anteil)	1991	RWE-DEA	412.077.801	1.308.622.102	3
NI	Drellingen	1978	Wintershall	4.896.560	240.850.741	1
NI	Einloh *	1988	MEEG	16.783.172	196.812.442	1
NI	Friedrichseck *	1990	BEB	153.042.103	1.145.551.864	2
NI	Grauen *	1982	BEB	68.824.943	1.013.541.047	1
NI	Halmern / Munster-SW / Wietzendorf *			424.004.948	5.063.946.156	2
NI	Munster-SW	1978	BEB	424.004.948	5.063.946.156	2
NI	Hamwiede *			66.915.831	1.305.761.104	3
NI	Hamwiede (Rotliegend)	1978	BEB	0	45.821.270	0
NI	Hamwiede (Karbon)	1978	BEB	66.915.831	1.259.939.834	3
NI	Hemsbünde *	1986	RWE-DEA	876.909.407	6.436.069.922	5
NI	Höhnsmoor *	1988	RWE-DEA	88.753.817	767.202.886	1
NI	Husum	1986	BEB	364.098.818	2.025.823.987	2
NI	Idsingen	1996	BEB	41.927.533	41.927.533	1
NI	Imbrock	1995	BEB	90.969.858	175.988.585	2
NI	Mulmshorn / Borchel *			876.595.795	3.650.314.359	7
NI	Borchel	1985	BEB	150.031.886	933.139.722	1
NI	Mulmshorn	1984	BEB	726.563.909	2.717.174.637	6
NI	Munster / Lintzel			28.729.442	6.021.679.302	2
NI	Munster	1973	BEB	26.633.820	5.774.448.051	1
NI	Lintzel	1984	BEB	2.095.622	247.231.251	1
NI	Munsterlager / Alvern *			105.495.234	225.796.727	1
NI	Alvern	1996	BEB	105.495.234	120.035.083	1
NI	Munsterlager	1978	BEB	0	105.761.644	0
NI	Munster-Nord *	1977	BEB	269.704.572	2.259.576.017	1
NI	Ostervesede *	1983	MEEG	9.249.266	92.260.055	1
NI	Preyersmühle-Hastedt / Worth *			163.717.664	1.072.519.915	2
NI	Preyersmühle-Hastedt	1984	BEB	15.805.771	298.230.461	1
NI	Worth	1988	Preussag	147.911.893	774.289.454	1
NI	Schmarbeck *	1971	BEB	68.684.464	2.171.917.471	2
NI	Schneeren / Schneeren-West			153.644.600	595.669.100	3
NI	Schneeren	1991	Preussag	142.869.400	558.696.500	2
NI	Schneeren-West	1991	Preussag	10.775.200	36.972.600	1
NI	Schneeren-Ost	1991	Preussag	62.050.600	200.156.000	1
NI	Söhlingen *			1.675.470.236	18.893.356.005	17
NI	Söhlingen	1980	MEEG	945.523.374	11.789.804.203	10
NI	Söhlingen-Ost	1981	BEB	729.946.862	7.103.551.802	7
NI	Soltau *	1984	BEB	356.095.306	2.692.941.417	5
NI	Taaken *			218.035.257	2.289.586.715	2
NI	Bornkamp	1987	BEB	3.291.742	191.323.547	0
NI	Taaken	1982	BEB	214.743.515	2.098.263.168	2
NI	Thönse *	1952	BEB	75.323.061	2.802.193.186	8
NI	Völkersen / Völkersen-Nord *			790.401.120	1.697.057.858	4
NI	Völkersen	1992	RWE-DEA	641.276.266	1.324.053.113	3
NI	Völkersen-Nord	1993	RWE-DEA	149.124.854	373.004.745	1
NI	Walsrode *	1980	MEEG	143.424.517	351.835.886	3
NI	Walsrode-West *	1990	MEEG	102.661.072	921.254.950	2
NI	Wardböhmen *	1987	RWE-DEA	57.921.373	503.247.996	1
NI	Westerholz / Langenhörn *			107.401.996	1.516.250.561	2
NI	Langenhörn	1987	RWE-DEA	33.398.771	642.293.721	1
NI	Westerholz	1985	RWE-DEA	74.003.225	873.956.840	1
NI	aus aufgegebenen Vorkommen				14.202.483.314	
NI	Summe Gebiet			8.654.168.956	85.869.899.090	94

Land	Gebiet / Lagerstätte	Fundjahr	Operator	Förderung Rohgas in m³ (V _a)		Förder- bohrungen in 1997
				1997	kumulativ	
7 Zwischen Weser und Ems						
NI	Ahlhorn	1972	BEB	8.260.351	611.177.191	1
NI	Apeldorn	1964	Preussag	140.885.400	3.597.481.060	3
NI	Bahrenborstel			135.000.090	5.090.708.242	5
NI	Bahrenborstel (Buntsandstein)	1962	MEEG	12.316.488	2.249.824.057	2
NI	Bahrenborstel (Zechstein)	1962	MEEG	122.683.602	2.840.884.185	3
NI	Barenburg			184.158.743	7.909.949.126	4
NI	Barenburg (Buntsandstein)	1961	MEEG	2.677.506	303.717.481	1
NI	Barenburg (Zechstein)	1961	MEEG	181.481.237	7.606.231.645	3
NI	Barrien	1964	Wintershall	187.118.330	11.094.807.814	8
NI	Brettorf	1977	BEB	42.171.755	979.874.011	1
NI	Brinkholz	1982	BEB	154.272.410	1.428.857.143	2
NI	Buchhorst			114.146.188	10.418.069.953	6
NI	Buchhorst (Buntsandstein)	1959	MEEG	37.925.812	3.704.338.374	3
NI	Buchhorst (Zechstein)	1959	MEEG	76.220.376	6.713.731.579	3
NI	Burgmoor	1993	MEEG	173.529.800	673.638.970	1
NI	Cappeln			148.367.913	7.627.767.291	5
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	BEB	139.411.044	7.377.731.450	4
NI	Cappeln (Karbon)	1970	BEB	8.956.869	250.035.841	1
NI	Cloppenburg	1971	BEB	13.700	345.023.065	1
NI	Deblinghausen	1958	MEEG	71.069.349	1.847.477.022	1
NI	Dötlingen (Zechstein)	1965	BEB	248.663.076	13.888.587.674	5
NI	Düste			21.184.550	634.639.219	6
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Wintershall	12.624.410	624.648.199	5
NI	Düste (Karbon)	1996	Wintershall	8.560.140	9.991.020	1
NI	Goldenstedt-Oythe *			849.487.692	9.613.617.182	14
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	BEB	23.011.495	1.123.433.816	2
NI	Goldenstedt (Zechstein)	1959	BEB	743.564.572	6.689.383.717	8
NI	Goldenstedt (Karbon)	1959	BEB	64.877.383	1.363.143.968	3
NI	Oythe (Karbon)	1968	BEB	18.034.242	437.655.681	1
NI	Greetsiel *	1972	BEB	38.616.881	1.492.217.546	1
NI	Groothusen *	1965	BEB	76.305.263	7.326.110.585	2
NI	Großes Meer *	1978	BEB	9.363.100	314.837.500	1
NI	Hemmelte-Buntsandstein	1964	BEB	3.380.119	192.333.719	1
NI	Hemmelte-Zechstein	1980	BEB	1.267.737.189	9.236.218.065	6
NI	Hengstlage	1963	BEB	751.781.926	52.943.278.729	14
NI	Hengstlage-Nord *	1969	BEB	132.062.697	8.155.559.660	4
NI	Hesterberg	1967	MEEG	301.019.410	4.554.817.521	2
NI	Kirchhatten	1970	BEB	0	1.784.425.794	0
NI	Klosterseele / Kirchseele			674.627.974	4.627.892.466	4
NI	Klosterseele	1985	BEB	528.133.677	3.870.018.919	3
NI	Kirchseele	1985	BEB	146.494.297	757.873.547	1
NI	Kneheim			141.625.128	1.684.384.876	3
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	BEB	6.403.477	82.736.875	1
NI	Kneheim (Zechstein)	1985	BEB	135.221.651	1.601.648.001	2
NI	Leer *	1984	Preussag	9.049.200	29.373.500	1
NI	Leybucht *	1976	Preussag	9.734.600	505.977.182	1
NI	Löningen *			45.349.570	2.471.065.648	7
NI	Löningen-Südost, Menslage	1960	BEB	13.331.690	2.192.098.967	2
NI	Lön.-West, Holte, Menslage-Westrum	1961	MEEG	32.017.880	278.966.681	5
NI	Manslagt *	1990	BEB	149.327.074	888.320.978	1
NI	Neerstedt	1981	BEB	211.295.440	3.392.942.434	3
NI	Neubbruchhausen	1993	MEEG	196.727.269	212.741.192	1
NI	Ortholz	1987	BEB	0	1.075.233.945	0
NI	Quaadmoor	1969	BEB	126.619.664	1.939.272.177	2
NI	Rechterfeld	1988	BEB	48.567.951	272.003.360	1
NI	Rehden			187.981.300	15.742.455.406	22
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Wintershall	21.938.060	2.354.309.194	12
NI	Rehden (Zechstein)	1952	Wintershall	66.896.770	5.473.299.782	1
NI	Rehden (Karbon)	1952	Wintershall	99.146.470	7.914.846.430	9
NI	Sage *	1970	BEB	20.721.719	1.356.602.613	1
NI	Sagermeer (Zechstein) *	1968	BEB	133.343.186	10.645.818.291	6
NI	Sagermeer-Süd *	1973	BEB	24.705.594	918.922.878	1
NI	Siedenburg / Staffhorst			1.236.531.758	50.557.990.321	21
NI	Siedenburg (Buntsandstein)	1963	MEEG	61.299.107	9.647.026.810	8
NI	Siedenburg-Ost / -West (Zechstein)	1963	MEEG	1.036.800.221	28.619.633.443	8
NI	Staffhorst (Buntsandstein)	1964	Wintershall	74.024.450	931.918.210	2
NI	Staffhorst / Borstel (Zechstein)	1964	Wintershall	64.407.980	11.359.411.858	3
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen *	1973	Wintershall	0	641.845.340	0
NI	Uchte			309.200.536	3.250.589.494	4
NI	Uchte (Buntsandstein)	1981	MEEG	6.644.075	193.307.451	1
NI	Uchte (Zechstein)	1981	MEEG	302.556.461	3.057.282.043	3
NI	Uphuser Meer *	1981	Preussag	9.001.600	107.541.000	1
NI	Uttum *	1970	BEB	29.306.770	774.220.978	1
NI	Vahren	1981	BEB	93.667.931	3.710.615.840	1
NI	Varenesch *	1993	BEB	12.080.248	52.936.614	1
NI	Varnhorn (Zechstein)	1968	BEB	318.532.096	9.357.162.335	6
NI	Visbek (Zechstein)	1963	BEB	1.300.762.553	27.686.614.571	11
NI	Wietingsmoor			118.132.581	3.348.416.454	3
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	MEEG	115.549.081	2.932.190.229	2
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	MEEG	2.583.500	416.226.225	1
NI	Wöstendöllen	1974	BEB	211.682.274	3.465.298.236	4
NI	aus aufgegebenen Vorkommen				69.417.012.555	
NI	Summe Gebiet			10.677.169.948	379.894.724.766	201

4 Erdöl- und Erdgasreserven

4.1 Reservendefinition für Kohlenwasserstoffe

Erdöl- und Erdgasreserven werden in Deutschland als sichere und wahrscheinliche Reserven erfaßt und veröffentlicht. Sie werden nach international angestrebter Nomenklatur folgendermaßen definiert:

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 Reserven-Kategorien hängen nach dieser Definition unmittelbar von den Erlösen für Erdöl und Erdgas ab. Die Wirtschaftlichkeit einer Förderung von Erdöl und Erdgas ist solange gegeben, wie die sog. "Vollkosten" erwirtschaftet werden. Hierzu gehören neben den Förderkosten auch die Personal-, Kapital- und sonstigen Kosten. Kriterium für die Wirtschaftlichkeitsgrenze einer Lagerstätte ist beim Erdöl die Reinölräte in Tonnen/Tag bzw. die Sonden-Verwässerung in %, beim Erdgas die Tagesrate in $\text{m}^3(V_n)/\text{Tag}$. Steigen Öl- und Gaspreis, folgt eine niedrigere Grenzrate von Bohrungen und eine höhere Lebensdauer des jeweiligen Feldes. Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Reserven sowie die Abgrenzung zwischen beiden unterliegen damit einem ständigen Wechsel und sind als dynamische Größen zu betrachten. Zu einer Reservenangabe gehört immer der Stichtag einer Bewertung (z.B. 01.01.1998).

Für den Vergleich von Reservenzahlen ist beim Erdgas zu beachten, ob sie als Rohgaswert oder Reingaswert angegeben sind. Die Rohgaszahl entspricht dem aus der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert, welcher in Deutschland zwischen 4 und 12 $\text{kWh}/\text{m}^3(V_n)$ schwanken kann. Die Reingaszahl ist eher eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach dem Energieinhalt verkauft wird. Eine Umrechnung dieser Größe in andere Energie-Äquivalente für Energiebilanzen (kWh, Petajoule, Steinkohlen- oder Öleinheiten) ist möglich, wenn alle Rohgaszahlen auf einen Brennwert von z.B. 9,77 $\text{kWh}/\text{m}^3(V_n)$ (sog. Groningen-Bezugswert) normiert sind. Erdgase, deren natürlicher Brennwert unter diesem Zahlenwert liegt, haben damit einen entsprechend niedrigeren Reingaswert. Zu einer Reservenangabe in Reingasqualität gehört beim Erdgas neben dem Stichtag folglich auch die Angabe über den Energieinhalt bzw. über einen Bezugswert. Das NLFb gibt die Reserven sowohl für Rohgas als auch Reingas an, damit beide für lagerstättentechnische und energiewirtschaftliche Fragestellungen genutzt werden können.

Eine Änderung der ursprünglichen Reserven einer Lagerstätte kann u.a. durch eine positive Feldesentwicklung (Nachweis einer größeren Drainagefläche oder zusätzlicher Teilschollen

durch neue Bohrungen), Neubewertung des Druck- und Förderverhaltens und durch integrierte Feldesstudien (Neubewertung des Gasinhaltes, Endausbeute durch technische Maßnahmen wie Kompression) begründet sein.

4.2 Erdölreserven am 01.01.1998

Bei Berücksichtigung einer Jahresproduktion von 2,82 Mio. t wurden die Reserven mit 52,6 Mio. t auf dem Niveau des Vorjahres ermittelt. Die Reservenerhöhung der letzten beiden Jahre (Anl. 20) ist im wesentlichen auf die Neubewertung des Feldes Mittelplate zurückzuführen. Der Hauptanteil der Reserven liegt derzeit mit rd. 51 % in Schleswig-Holstein (Mittelplate) und rd. 44 % in Niedersachsen. Die in Tabelle 11 genannten zehn förderstärksten Felder stellen rd. 85 % der verbleibenden Reserven.

Tabellen 16 und 17 zeigen die Aufteilung der Förderung sowie die verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Reserven per 01.01.1998 nach Fördergebieten und Bundesländern. Anlage 18 verdeutlicht, daß die Unterkreide in Niedersachsen und der Dogger in Schleswig-Holstein zu den herausragenden Formationen zählen. Auf die verbleibenden Reserven der Bundesrepublik bezogen, haben sie einen Anteil von 36 % bzw. 57 %.

Tab. 16: Erdölreserven nach Gebieten per 1.1.1998 (in Millionen Tonnen).

Gebiete	1. 1. 1997			1997 Prod.	1. 1. 1998		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Nördlich der Elbe	6,936	21,352	28,288	0,692	6,070	21,354	27,424
Oder/Neiße-Elbe	0,386	---	0,386	0,025	0,464	---	0,464
Elbe-Weser (Ost)	---	---	---	---	---	---	---
Elbe-Weser (West)	3,570	0,816	4,386	0,376	2,961	0,596	3,557
Weser-Ems	4,731	1,776	6,507	0,537	4,443	1,707	6,150
Westlich der Ems	10,779	3,743	14,523	0,994	10,023	3,517	13,540
Niederrhein-Münsterland	---	---	---	0,001	---	---	---
Oberrrheintal	1,123	0,110	1,233	0,145	0,975	0,070	1,045
Alpenvorland	0,285	0,147	0,432	0,050	0,326	0,050	0,376
Summe	27,811	27,944	55,755	2,820	25,262	27,294	52,556

Tab. 17: Erdölreserven nach Bundesländern per 1.1.1998 (in Millionen Tonnen).

Bundesländer	1. 1. 1997			1997 Prod.	1. 1. 1998		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Schleswig-Holstein	6,841	21,000	27,841	0,680	5,989	21,000	26,989
Hamburg	0,143	0,373	0,516	0,025	0,141	0,375	0,516
Niedersachsen	19,033	6,313	25,347	1,894	17,367	5,799	23,166
Nordrhein-Westfalen	---	---	---	0,001	---	---	---
Hessen	---	---	---	---	---	---	---
Rheinland-Pfalz	1,123	0,110	1,233	0,145	0,975	0,070	1,045
Baden-Württemberg	0,010	0,007	0,017	0,004	---	---	---
Bayern	0,275	0,140	0,415	0,046	0,326	0,050	0,376
Mecklenburg-Vorpommern	0,111	---	0,111	0,013	0,089	---	0,089
Brandenburg	0,275	---	0,275	0,012	0,375	---	0,375
Summe	27,811	27,944	55,755	2,820	25,262	27,294	52,556

Anlage 21 zeigt eine Volumenbilanz für die geförderten, verbleibenden und z.Z. nicht gewinnbaren Ölmengen. Nach heutigem Stand sind rd. 36 % des ursprünglichen initialen Ölvolumens förderbar.

4.3 Erdgasreserven am 01.01.1998

Bezogen auf den natürlichen Brennwert (Rohgas) betrugen die Erdgasreserven rd. 377,9 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ und lagen damit unter Berücksichtigung einer Fördermenge von rd. 22,5 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ rd. 18,1 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ höher als im Vorjahr.

Dieser Reservenzuwachs ist durch die Erfolge der fündigen Bohrungen sowie Neubewertungen von Lagerstätten begründet. Er setzt den Trend der Reservenerhöhungen der letzten Jahre beim Erdgas fort. Dabei spielen neben lagerstättentechnischen und geologischen Einflußfaktoren bei älteren Feldern zunehmend auch Fragen der Auslastung und Erneuerung von Betriebsanlagen (z.B. für die Erdgasreinigung von Sauergas) eine entscheidende Rolle. Ein weiterer Gesichtspunkt für die Lebensdauer von Gasfeldern ist die bei niedrigem Lagerstättendruck erforderliche Kompression des Gases auf Pipelinedruck und die mit ihr verbundenen Investitionen. Beispiele¹ für moderne Feldesentwicklungskonzepte zeigen, daß durch eine Kombination von lagerstättentechnischen (zusätzliche Bohrungen) und technischen Maßnahmen (Kompression) eine beträchtliche Steigerung der Endausbeute um 20 % erzielt werden kann.

Tabellen 18 und 19 sowie Anlage 19 zeigen die Rohgasförderung und -reserven (natürlicher Brennwert) nach Gebieten, Ländern und Formationen. Niedersachsen stellt mit rd. 90 % der Rohgasförderung und der Reserven das führende Bundesland zur Deckung der inländischen Erdgasversorgung dar. Mit rd. 130 Erdgas- und Erdölfeldern wird es auch in Zukunft über einige Jahrzehnte einen Versorgungsbeitrag liefern. Bei der diesjährigen Reservenschätzung ist die Erhöhung der sicheren Reserven und gleichzeitig eine Reduzierung der wahrscheinlichen Reserven in den Gebieten Elbe-Weser (West) und Weser-Ems hervorzuheben. Dieses ist u.a. auf die oben genannten fündigen Bohrungen und Neubewertungen zurückzuführen.

Tabellen 20 und 21 zeigen die Reingasförderung und -reserven nach Gebieten und Ländern. Die auf den Energieinhalt von $9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ normierten Reserven (vgl. Kap. 4.1) betrugen am 01.01.1998 rd. 340,1 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$. Bei Berücksichtigung einer Jahresförderung von ca. 20,1 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Erdgas in Reingasqualität bedeutet dieses gegenüber dem Vorjahr einen rechnerischen Zuwachs von 18,3 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$.

¹ MÜLLER, T., BRAUCKMANN, F. & BAUMEISTER, R. (1997): Optimierung der Ausbeute einer Erdgaslagerstätte unter Anwendung des Area Development Plan (ADP)-Konzeptes am Beispiel Hemmelte-Kneheim-Vahren. - Beitrag in Heft 13 der Veröffentlichungen der Niedersächsischen Akademie der Geowissenschaften „Die niedersächsische Erdöl- und Erdgasindustrie im Umbruch“, 113 S., 104 Abb., 17 Tab., Hannover.

Tab. 18: Erdgasreserven nach Gebieten per 1.1.1998 (in Mrd. m³(V_n) Rohgas).

Gebiete	1. 1. 1997			1997 Prod.	1. 1. 1998		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	---	11,500	11,500	---	---	11,500	11,500
Oder/Neiße-Elbe	---	---	---	---	---	---	---
Elbe-Weser (Ost)	31,286	---	31,286	2,564	29,255	---	29,255
Elbe-Weser (West)	84,818	70,115	154,933	8,654	96,907	56,065	152,972
Weser-Ems	125,238	54,283	179,521	10,677	133,822	46,120	179,942
Westlich der Ems	2,347	0,867	3,214	0,415	1,669	0,951	2,620
Thüringer Becken	0,797	---	0,797	0,126	0,671	---	0,671
Niederrhein-Münsterland	0,186	0,490	0,676	0,017	0,539	0,070	0,609
Alpenvorland	0,345	---	0,345	0,019	0,286	---	0,286
Summe	245,018	137,255	382,273	22,473	263,149	114,706	377,854

Tab.19: Erdgasreserven nach Bundesländern per 1.1.1998 (in Mrd. m³(V_n) Rohgas).

Bundesländer	1. 1. 1997			1997 Prod.	1. 1. 1998		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	---	11,500	11,500	---	---	11,500	11,500
Niedersachsen	212,403	125,265	337,668	19,746	232,398	103,136	335,534
Nordrhein-Westfalen	0,186	0,490	0,676	0,017	0,539	0,070	0,609
Baden-Württemberg	0,044	---	0,044	0,004	---	---	---
Bayern	0,301	---	0,301	0,015	0,286	---	0,286
Mecklenburg-Vorpomm.	---	---	---	---	---	---	---
Brandenburg	---	---	---	---	---	---	---
Sachsen-Anhalt	31,286	---	31,286	2,564	29,255	---	29,255
Thüringen	0,797	---	0,797	0,126	0,671	---	0,671
Summe	245,018	137,255	382,273	22,473	263,149	114,706	377,854

Tab. 20: Erdgasreserven nach Gebieten per 1.1.1998 (in Mrd. m³(V_n) Reingas (9,7692 kWh/m³(V_n)).

Gebiete	1. 1. 1997			1997 Prod.	1. 1. 1998		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	---	13,655	13,655	---	---	13,655	13,655
Oder/Neiße-Elbe	---	---	---	---	---	---	---
Elbe-Weser (Ost)	11,851	---	11,851	0,942	11,132	---	11,132
Elbe-Weser (West)	86,614	70,840	157,454	8,751	99,349	56,798	156,147
Weser-Ems	107,220	46,847	154,067	9,833	115,407	39,728	155,134
Westlich der Ems	2,422	0,842	3,264	0,435	1,707	0,933	2,640
Thüringer Becken	0,483	---	0,483	0,079	0,405	---	0,405
Niederrhein-Münsterland	0,216	0,569	0,785	0,020	0,626	0,081	0,707
Alpenvorland	0,485	---	0,485	0,022	0,322	---	0,322
Summe	209,291	132,753	342,044	20,082	228,947	111,195	340,142

Tab. 21: Erdgasreserven nach Bundesländern per 1.1.1998 (in Mrd. m³(V_n) Reingas (9,7692 kWh/m³(V_n)).

Bundesländer	1. 1. 1997			1997 Prod.	1. 1. 1998		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	---	13,655	13,655	---	---	13,655	13,655
Niedersachsen	196,256	118,529	314,785	19,019	216,462	97,459	313,921
Nordrhein-Westfalen	0,216	0,569	0,785	0,020	0,626	0,081	0,707
Baden-Württemberg	0,146	---	0,146	0,005	---	---	---
Bayern	0,339	---	0,339	0,017	0,322	---	0,322
Mecklenburg-Vorpomm.	---	---	---	---	---	---	---
Brandenburg	---	---	---	---	---	---	---
Sachsen-Anhalt	11,851	---	11,851	0,942	11,132	---	11,132
Thüringen	0,483	---	0,483	0,079	0,405	---	0,405
Summe	209,291	132,753	342,044	20,082	228,947	111,195	340,142

Anlage 22 verdeutlicht, daß die bereits gewonnene Erdgasmenge und die verbleibenden Reserven aus heutiger Sicht zu einer Endausbeute von rd. 78 % des initialen Gasinhaltes führen werden.

5 Untertage-Erdgasspeicherung

Der Wachstumstrend des Energieträgers Erdgas (21 % Anteil am Primärenergieverbrauch, Quelle: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Wochenbericht 5/98, Berlin) setzte sich auch im Jahr 1997 fort und führte zu einer weiteren Zunahme des in Untertage-Erdgasspeichern zur Sicherung der Erdgasversorgung erforderlichen Arbeitsgasvolumens.

Die Erdgasversorgung Deutschlands stützte sich im Jahre 1997 auf rd. 20,5 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ inländische Jahresförderung aus 111 Erdgaslagerstätten und ca. 81,4 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Importe (Angaben in Reingas-Qualität mit $9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$). Der überwiegende Anteil des Aufkommens - rund 80 % - wird durch Ferngas-Gesellschaften über Leitungen aus dem Ausland importiert. Das Erdgasaufkommen verteilte sich im Jahre 1997 wie folgt (Quelle: DIW-Berlin, AG Energiebilanzen):

Deutschland	rd. 20 %
Niederlande	rd. 24 %
Norwegen	rd. 21 %
Rußland	rd. 32 %
andere (u.a. Dänemark)	rd. 3 %

Gegenüber dem Vorjahr war ein Rückgang der Lieferungen aus Rußland und den Niederlanden zugunsten der Lieferungen aus Norwegen zu verzeichnen. Der Anteil der heimischen Förderung blieb konstant.

Die inländische Produktion von Erdgas unterliegt im Jahresverlauf technisch bedingt begrenzten Schwankungen, da Erdgasanlagen nicht beliebig gefördert und eingeschlossen werden können. Auch die vertraglichen Importmengen unterliegen - wie die heimische Förderung - im Jahresverlauf relativ geringen Schwankungen. Das Erdgasangebot (Importe und Eigenförderung) ist damit vergleichsweise konstant. Da der Erdgasverbrauch temperaturabhängig großen saisonalen und tageszeitlichen Schwankungen unterliegt, muß zwischen Versorger und Verbraucher ein Puffervolumen vorhanden sein, daß die Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage deckt. Hierzu dienen Untertage-Erdgasspeicher, die prinzipiell in Poren- und Kavernenspeicher unterschieden werden. Sie werden in warmen Monaten bei reduzierter Gasnachfrage befüllt und in kalten Wintermonaten zur Deckung von Mehrbedarf entleert.

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 mächtiger Salinare des Zechsteins (Salzstöcke) besonders auf Norddeutschland beschränkt. Die geographische Lage aller deutschen Untertagespeicher zeigt Anlage 23. Als ergänzende Information wurden auch die Speicher für flüssige Kohlenwasserstoffe berücksichtigt.

Tabellen 22 bis 24 und Anlage 23 zeigen den Status für Betrieb, Planung und Bau von Untertagespeichern in Deutschland. Die Volumenangaben beziehen sich auf das maximal zugelassene Gesamtvolumen (Stichtag 31.12.1997), welches die Summe von Arbeitsgas- und Kissen-gasvolumen darstellt. Kissen-gas bildet das Energiepolster eines Speichers, gewährleistet eine Druckstützung und damit möglichst hohe und gleichmäßige Entnahmeraten. Es verbleibt in der Lagerstätte bis zu einer eventuellen Aufgabe des Speichers. Als Arbeitsgasvolumen wird das aktiv eingespeiste oder entnommene Gasvolumen bezeichnet. Das Arbeitsgasvolumen ist ein Maßstab für die Sicherheit der Energieversorgung, da es die o.g. Diskrepanz zwischen Angebot und saisonaler Nachfrage, aber auch strategische Risiken, wie z.B. den Ausfall eines Versorgers, abdecken muß. Je länger eine Versorgung mit konstanter Rate erfolgen kann, desto leistungsfähiger und sicherer ist die Erdgasversorgung.

Für die deutschen Erdgasspeicher ergibt sich folgendes Gesamtbild:

	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	10,0 Mrd. m ³ (V _n)	5,4 Mrd. m ³ (V _n)	15,4 Mrd. m ³ (V _n)
Anzahl der Speicher "in Betrieb"	23	15	38
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau"	3,7 Mrd. m ³ (V _n)	3,4 Mrd. m ³ (V _n)	7,1 Mrd. m ³ (V _n)
Anzahl neuer und erweiterter Speicher	6	13	19
Summe Arbeitsgas "Betrieb und Planung/Bau"	13,7	8,8	22,5 Mrd. m ³ (V _n)

Im Jahr 1997 waren in Deutschland danach 23 Porenspeicher und 15 Kavernenspeicher in Betrieb und verfügten über ein maximales Arbeitsgasvolumen von 15,4 Mrd. m³(V_n). Weitere ca. 7,1 Mrd. m³(V_n) Arbeitsgas sind in neuen Projekten oder durch Erweiterung bestehender Projekte in Planung oder Bau. Bei Realisierung aller Projekte werden künftig 22,5 Mrd. m³(V_n) als Arbeitsgas in Deutschland zur Verfügung stehen und zur Versorgungssicherheit beitragen.

Die historische Entwicklung des verfügbaren und geplanten Arbeitsgasvolumens (Anl. 24) zeigt eine stetige Zunahme des verfügbaren Arbeitsgasvolumens durch die Realisierung geplanter Projekte. Gegenüber dem Vorjahr stieg das Arbeitsgas um rd. 1,3 Mrd. m³(V_n) an. Für die geplanten Projekte erhöhte sich der Wert um rd. 0,8 Mrd. m³(V_n).

Bei den **Porenspeichern** ist die Zunahme des Arbeitsgases durch eine deutliche Erweiterung der bestehenden Speicher Berlin und Dötlingen sowie durch die Inbetriebnahme neuer Speicher wie Fronhofen-Illmensee und Uelsen begründet. Bei Fronhofen-Illmensee handelt es sich um eine ehemalige, weitestgehend ausgeförderte süddeutsche Erdöllagerstätte im Trigonodus-Dolomit, die nach vorausgegangenen Speicher-Eignungstesten für die Gasversorgung Süddeutschland GmbH als Speicher ausgebaut und Ende 1997 in Betrieb genommen wurde. Der Speicher besitzt ein vergleichsweise kleines Arbeitsgasvolumen. Aufgrund der natürlichen Klüftung des Trägers werden günstige Ein- und Ausspeichermengen erreicht (Daten s. Tab. 22). Die ehemalige Erdgaslagerstätte Uelsen im Emsland wurde nach Abteufen zusätzlicher Bohrungen im März 1997 in der ersten Baustufe in Betrieb genommen. Der Einpreßbetrieb zeigte

günstigere Raten als erwartet. Auch die Entnahme Ende 1997 verlief entsprechend positiv. Im Rahmen der zweiten Ausbaustufe wurden zusätzlich zu den bisherigen vier Speicherbohrungen zwei weitere Sonden abgeteuft. Der bis 1996 berichtete Aquiferspeicher Engelbostel wird nicht mehr als aktiver Speicher geführt, da er im Berichtsjahr plangemäß außer Betrieb genommen und mit dem Verfüllen der Sonden begonnen wurde. Im Speicher Breitbrunn-Eggstätt (ehem. Gaslagerstätte in Bayern) wurde die bisher über den Leitungsdruck erfolgte Einspeicherung mit der Inbetriebnahme der Verdichterstation fortgesetzt. Für die ehemalige Erdgaslagerstätte Rehden wurde mit dem Abteufen zusätzlicher Bohrungen die vierte Ausbaustufe begonnen. Der Speicher ist leistungsmäßig der derzeit größte in Deutschland und wird nach Endausbau einer der bedeutendsten Speicher Europas sein.

Tabelle 22 stellt die Daten für 6 geplante oder in Bau befindliche Porenspeicher dar. Neu aufgenommen wurde der Speicher Albaching-Rechtmehring in Bayern. Für die ausgeförderte Gaslagerstätte im klüftigen Lithothamnienkalk wurde im Jahre 1997 das Betriebsplanverfahren begonnen. In der ehemaligen Lagerstätte Lehrte erfolgten umfangreiche Abdichtungs- (Zementations-) und Kontroll-Arbeiten an ehemaligen Bohrungen. Die Maßnahmen sollen eine spätere Dichtheit des Speichers bei hohen Speicherdrücken sicherstellen. Die Angaben für die in den letzten Jahren in Betrieb genommenen ehemaligen Gaslagerstätten Breitbrunn-Eggstätt und Rehden sowie für den neuen Speicher Uelsen stellen zusätzliche Ausbaustufen dar.

Bei den **Erdgas-Kavernen** waren 15 Speicher mit einer Gesamtzahl von 128 Kavernen und einem Arbeitsgasvolumen von 5,4 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ in Betrieb. Durch Erweiterung eines Teils dieser bestehenden Betriebe sowie durch Planung neuer Speicherprojekte sollen 53 weitere Kavernen mit einem zusätzlichen Arbeitsgasvolumen von 3,3 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ geschaffen werden. Gegenüber der Meldung des Vorjahres ist ein Zuwachs an Arbeitsgasvolumen von rd. 1 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ eingetreten (Tab. 23 und Anl. 24).

Alle Kavernen in Nüßtermoor wurden soltechnisch abgeschlossen. Eine Kaverne befindet sich zur Zeit noch in der Gaserstbefüllung. In Kiel-Rönne erfolgte zum Ausbau der Sondenkompletierung die Flutung der Kaverne K 101. Die durchgeführte echometrische Vermessung zeigte eine hervorragende Konturtreue der fast 30 Jahre alten ersten Gaskaverne Deutschlands. Beim Speicherprojekt Reckrod erfolgte im Frühjahr 1998 das Ansolen der Bohrungen K 1 und K 2. Für 1998 ist das Abteufen weiterer Kavernenbohrungen in den Projekten Rüdersdorf und Huntorf, Kraak und Staßfurt vorgesehen. Im geplanten Gaskavernenspeicher Peckensen sind für 1998 soltechnische Versuche mit einer vorhandenen Bohrung geplant.

Bei Realisierung aller geplanten Projekte wird in Deutschland ein Arbeitsgasvolumen von 22,5 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ verfügbar sein. Dieses entspricht der Größenordnung der heutigen heimischen Erdgasförderung oder rd. 20 % des Erdgasaufkommens. Deutschland besitzt schon heute hinsichtlich der Flexibilität bei der Erdgasversorgung einen hohen Entwicklungsstand. Hinsichtlich des verfügbaren Arbeitsgasvolumens und der Anzahl von Erdgasspeichern ist Deutschland nach den USA und der GUS mit Frankreich und Kanada weltweit eine der führenden Nationen. Dieses gilt auch für den Einsatz hochwertiger Technologien bei der Erkundung der Speicherstruktur sowie für den Bau und Betrieb und die Überwachung der Speicher.

Die Möglichkeiten, weitere Untertagespeicher in Deutschland einzurichten, sind besonders in Norddeutschland günstig, da hier eine Anzahl von Erdgaslagerstätten und Salzstrukturen als Speicher in Frage kommen. Künftig werden bei steigendem Gasverbrauch und langfristig langsam abfallender heimischer Förderung Gasspeicher verstärkt Bedarfsspitzen abdecken müssen. Ob darüber hinaus eine zusätzliche Weiterentwicklung der Gasspeicherprojekte in Deutschland bei einer Liberalisierung des Gasmarktes in Europa (Stichwort: Spotmarkt für Erdgas) eintritt, wird besonders interessant zu verfolgen sein.

Neben den Gasspeichern waren in 1997 12 **Untertagespeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe** mit insgesamt 110 Kavernen und einem stillgelegten Bergwerk in Betrieb (Tab. 24, Anl. 23).

Tabelle 22

Erdgasspeicher in der Bundesrepublik Deutschland - Porenspeicher -								
1. in Betrieb								
Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe m	Speicherformation	max./zugel. Gesamt- volumen per 31.12.1997 Mio. m ³ (V _n)	max. Arbeits- gaskapazität per 31.12.1997 Mio. m ³ (V _n)	Kissengas Mio. m ³ (V _n)	max. Entnahmerate per 31.12.1997 1000 m ³ /h
Allmenhausen *	CONTIGAS Deutsche Energie-AG	Gaslagerstätte	350	Buntsandstein	220	30	190	24
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	Gaslagerstätte	rd. 800	Rotliegend	657	426	231	238
Berlin	Berliner Gaswerke AG	Aquifer	750-1 000	Buntsandstein	1 000	570	430	300
Bierwang	Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	1 560	Tertiär (Chatt)	2 457	1 300	1 157	1 200
Breitbrunn/Eggstätt	RWE-DEA AG, Mobil EE GmbH, Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	ca. 1 900	Tertiär (Chatt)	1 085	550	535	250
Buchholz	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	570-610	Buntsandstein	175	125	50	58
Dötlingen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Gaslagerstätte	2 650	Buntsandstein	4 225	2 025	2 200	840
Eschenfelden	Ruhrgas AG	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	96	130
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	600	Tertiär	162	55	107	100
Fronhofen	Preussag Energie GmbH für Gasversorgung Süddeutschland	Öllagerstätte	1 750-1 800	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	280
Kalle	Preussag Energie für VEW ENERGIE AG	Aquifer	2 100	Buntsandstein	630	315	315	300
Ketzin	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	rd. 230	Lias	271	135	136	79
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	Gaslagerstätte	rd. 900	Zechstein	234	170	64	187
Rehden	WINGAS GmbH	Gaslagerstätte	1 900-2 250	Zechstein	5 100	2 300	2 800	1 950
Reitbrook	Preussag Energie GmbH u. Mobil EE GmbH für Hamburger Gaswerke	Öllagerstätte mit Gaskappe	640-725	Oberkreide	451	283 (350 im Endausbau)	168	350
Sandhausen	Ruhrgas AG/Gasversorgung Süddeutschland	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45
Schmidhausen	Preussag Energie GmbH, BMI und BEB Erdgas und Erdöl GmbH für Stadtwerke München	Gaslagerstätte	1 000-1 100	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. 1 500	Buntsandstein	940	380	560	225
Wolfersberg	RWE-DEA AG für Bayerngas	Gaslagerstätte	2 930	Tertiär (Lithotham.-Kalk)	535	320	215	210
Summe in Betrieb					20 104	10 021	10 083	

*) Speicheraufbau noch nicht abgeschlossen

Tabelle 22 (Fortsetzung)

2. in Planung oder Bau							
Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe m	Speicher- formation	zusätzl. oder ge- plantes Spei- chervolumen per 31.12.1997 Mio. m ³ (V _n)	max. Arbeits- gaskapazität per 31.12.1997 Mio. m ³ (V _n)	Kissengas Mio. m ³ (V _n)
Albaching-Rechtmehring	Mobil EE GmbH	Gaslagerstätte	rd. 1 950	Lithothamnienkalk	1 350	600	750
Breitbrunn/Eggstätt	RWE-DEA AG, Mobil EE GmbH, Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	rd. 1 900	Tertiär (Chatt)	990	530	460
Golzow	VEW Energie AG/ FG Westfälische Ferngas AG/ GdF Gaz de France/ Erdöl-Erdgas Gommern GmbH	Aquifer	rd. 1 100	Buntsandstein	100-500	50-250	50-250
Lehrte/Hannover	Preussag Energie GmbH für Ferngas Salzgitter	Öllagerstätte	1 000-1 150	Dogger (Cornbrash)	120	74 (Endausbau)	46
Rehden	WINGAS GmbH	Gaslagerstätte	1 900-2 250	Zechstein	1 900	1 900	-- ¹⁾
Uelsen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Gaslagerstätte	rd. 1 500	Buntsandstein	420	370	50
Summe Planung/Bau					4 880-5 280	3 524-3 724	1 356-1 556
Summe Bundesrepublik					24 984-25 384	13 545-13 745	11 439-11 639

¹⁾ unter "1. in Betrieb" berücksichtigt

Stand 31.12.1997 Quelle: Betreiberfirmen

Tabelle 23

Erdgasspeicher in der Bundesrepublik Deutschland - Kavernenspeicher -							
1. in Betrieb							
Ort	Gesellschaft	Anzahl der Einzelspeicher	Speicher-formation	Teufe m	gesamtes Speicher-volumen per 31.12.1997 Mio. m ³ (V _n)	max. Arbeitsgas-kapazität per 31.12.1997 Mio. m ³ (V _n)	max. Entnahme-rate per 31.12.1997 1000 m ³ /h
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	15	Zechstein 2	780-950	753	661	833
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	27	Zechstein 2	500-700	855	755	1 250
Bremen-Lesum	Stadtwerke Bremen AG	2	Zechstein	1 090-1 320	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	1 300-1 800	201	164	300
Epe	Ruhrgas AG	32	Zechstein 1	1 090-1 420	2 218	1 528	1 500
Epe	Thyssengas GmbH	5	Zechstein 1	1 100-1 420	245	192	380
Etzel	IVG Logistik GmbH	9	Zechstein 2	900-1 100	890	500	1 310
Harsefeld	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	2	Zechstein	1 150-1450	186	140	300
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	4	Zechstein	650-850	120	60	350
Krummhörn	Ruhrgas AG	3	Zechstein 2	1 500-1 800	172	116	250
Nüstermoor	EWE Aktiengesellschaft	14	Zechstein	950-1 300	1 140	910	950
Rönne bei Kiel	Stadtwerke Kiel AG	2	Rotliegend	1 300-1 600	99	62	150
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH	1	Zechstein	400-560	26	22	100
Xanten	Thyssengas GmbH	8	Zechstein	1 000	225	195	280
Summe in Betrieb		128			7 233	5 389	

Tabelle 23 (Fortsetzung)

2. in Planung und Bau						
Ort	Gesellschaft	Anzahl der Einzelspeicher	Speicher-formation	Teufe m	Speicher- volumen zugelassen per 31.12.1997 Mio. m³(V_n)	max. Arbeits- gaskapazität per 31.12.1997 Mio. m³(V_n)
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	3	Zechstein 2	780-950	151	127
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	9	Zechstein 2	500-700	417	337
Bremen-Lesum	Mobil EE GmbH	3	Zechstein	1 250-1 750	ca. 100	ca. 70
Epe	Thyssengas GmbH	8	Zechstein 1	1 300	--	400
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	2	Zechstein	900-1 300	ca. 210	ca. 140
Jemgum/Holtgaste	Wintershall AG	10	Zechstein	1 000-1 300	ca. 1 000	ca. 700
Kraak	Hamburger Gaswerke GmbH	2	Zechstein	900-1 100	ca. 190	ca. 130
Nüttermoor	EWE Aktiengesellschaft	2	Zechstein	900-1 300	120	90
Peckensen	Erdöl-Erdgas Gommern GmbH	10	Zechstein	1 100-1 400	--	ca. 800
Reckrod	Gas Union GmbH	2	Zechstein 1	700-1 100	150	ca. 120
Reckrod-Wölf	Wintershall AG	2	Zechstein 1	700-1 100	ca. 150	ca. 120
Rüdersdorf	EWE Aktiengesellschaft	2	Zechstein	1 250-1 500	ca. 200	ca. 150
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH	1	Zechstein	850-1 100	ca. 200	ca. 170
Summe Planung/Bau		53			2 888*)	3 354
Summe Bundesrepublik		181			10 121*)	8 743

*) ohne die Speicher Epe und Peckensen

Stand 31.12.1997

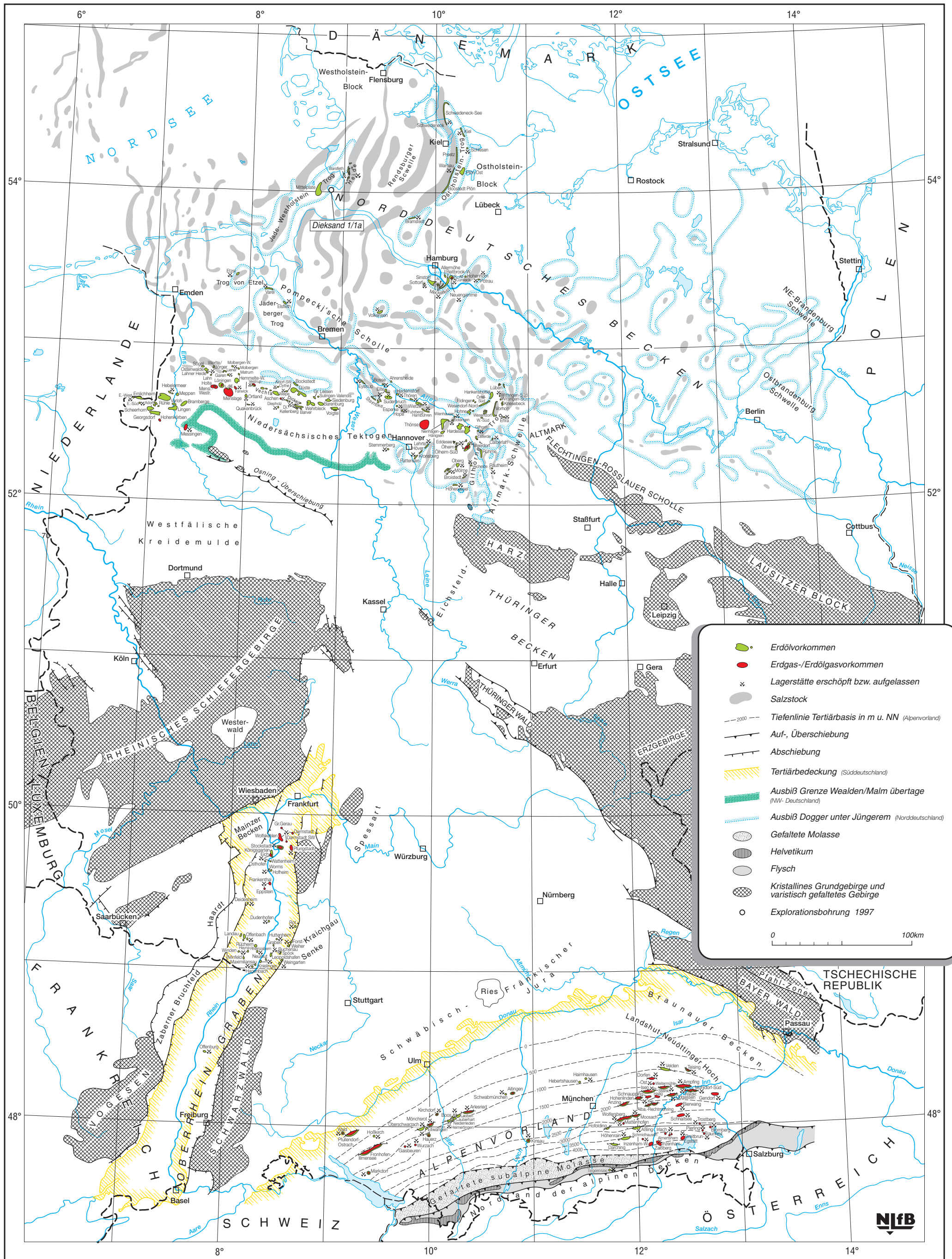
Quelle: Betreiberfirmen

Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas						
Ort	Gesellschaft	Speicher- typ	Teufe m	Anzahl d. Einzel- speicher	Füllung	Zustand per 31.12.1997
Bernburg- Gnetsch	Kali und Salz GmbH Werk Bernburg	Salzlager- Kavernen	510-680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	Untertage-Speicher- Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock- Kavernen	640-1 430	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	1 000-1 400	5	Rohöl	in Betrieb
Etzel	IVG Logistik GmbH	Salzstock- Kavernen	800-1 600	29 1	Rohöl, Rohöl	in Betrieb in Bau
Heide	Nord-West Kavernen GmbH (NWKG) für Erdölbevorra- tungsverband (EBV)	Salzstock- Kavernen	600-1 000	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	800-1 100	1 1 1	Ethylen Propylen EDC	in Betrieb in Betrieb in Betrieb
Sottorf	Nord-West Kavernen GmbH (NWKG) für Erdölbevorra- tungsverband (EBV)	Salzstock- Kavernen	600-1 200	9	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Teutschenthal	Buna-SOW-Leuna Olefinverbund (BSL)	Salzstock- Kavernen	700-800	2	Ethylen	in Betrieb
Wilhelmshaven- Rüstringen	Nord-West Kavernen GmbH (NWKG) für Erdölbevorra- tungsverband (EBV)	Salzstock- Kavernen	1 200-2 000	36	Rohöl, Mineralöl- produkte	in Betrieb
Summe Einzelspeicher				110		

Anlagen

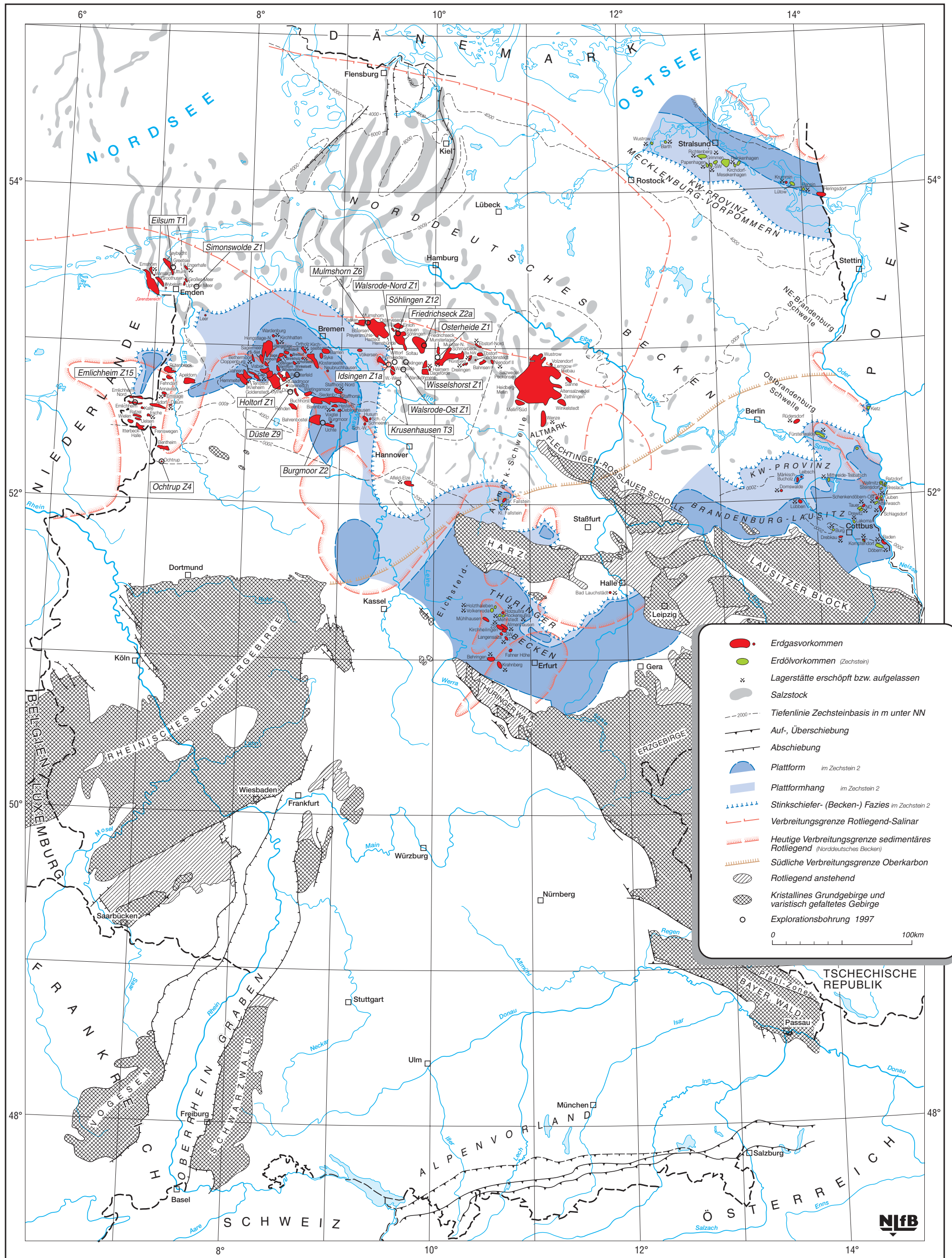
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

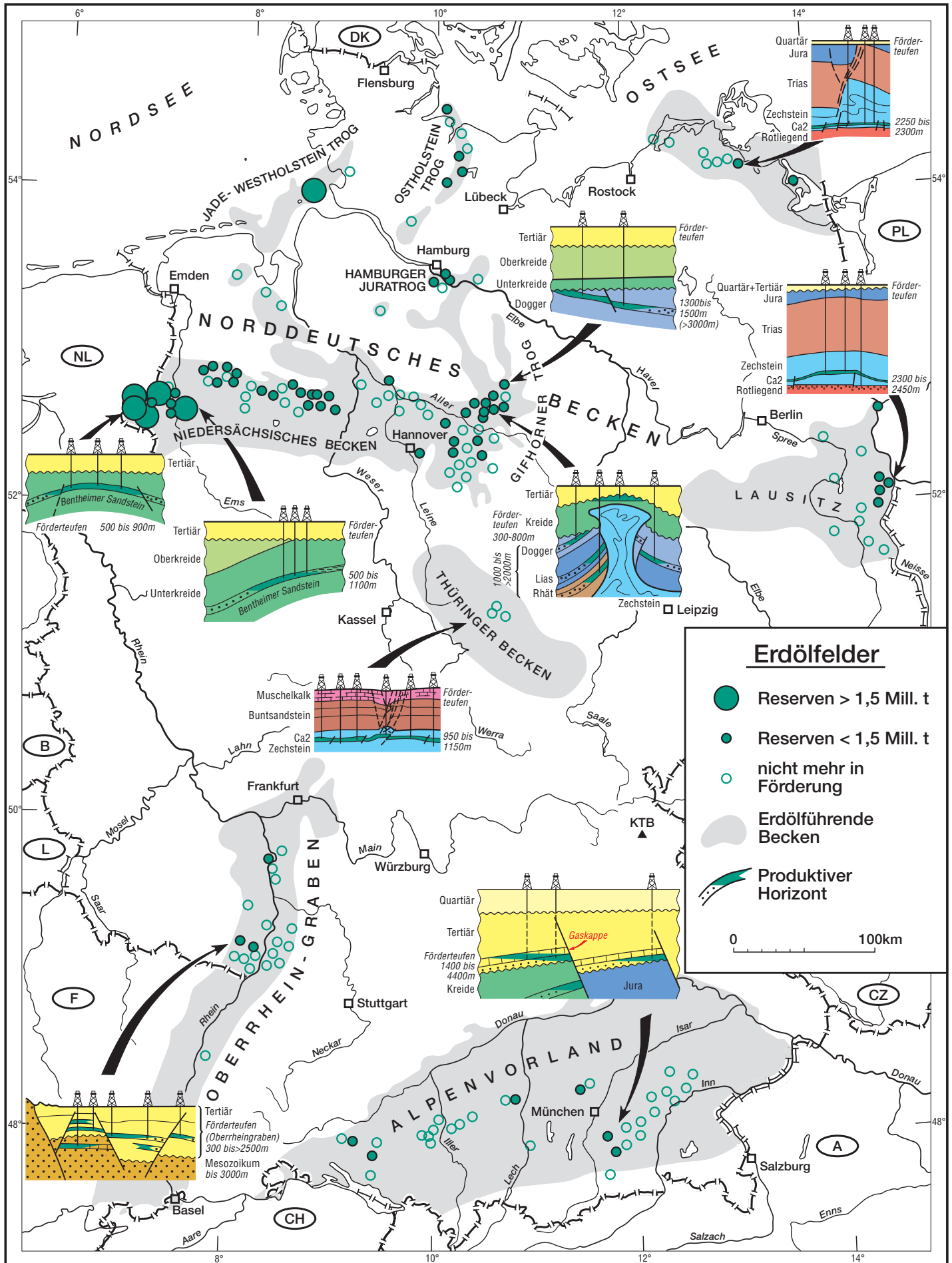
Rhät, Jura und Tertiär

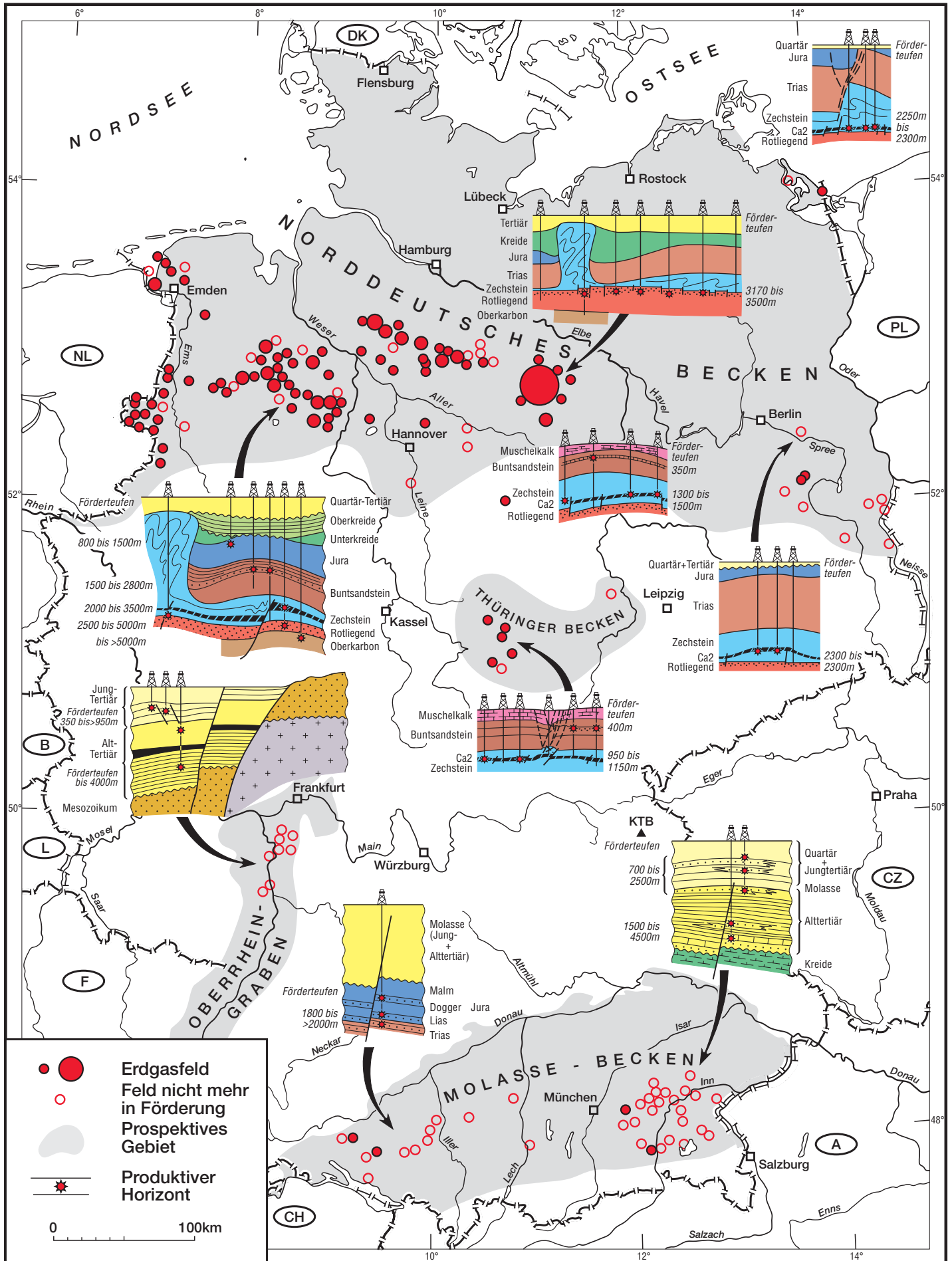


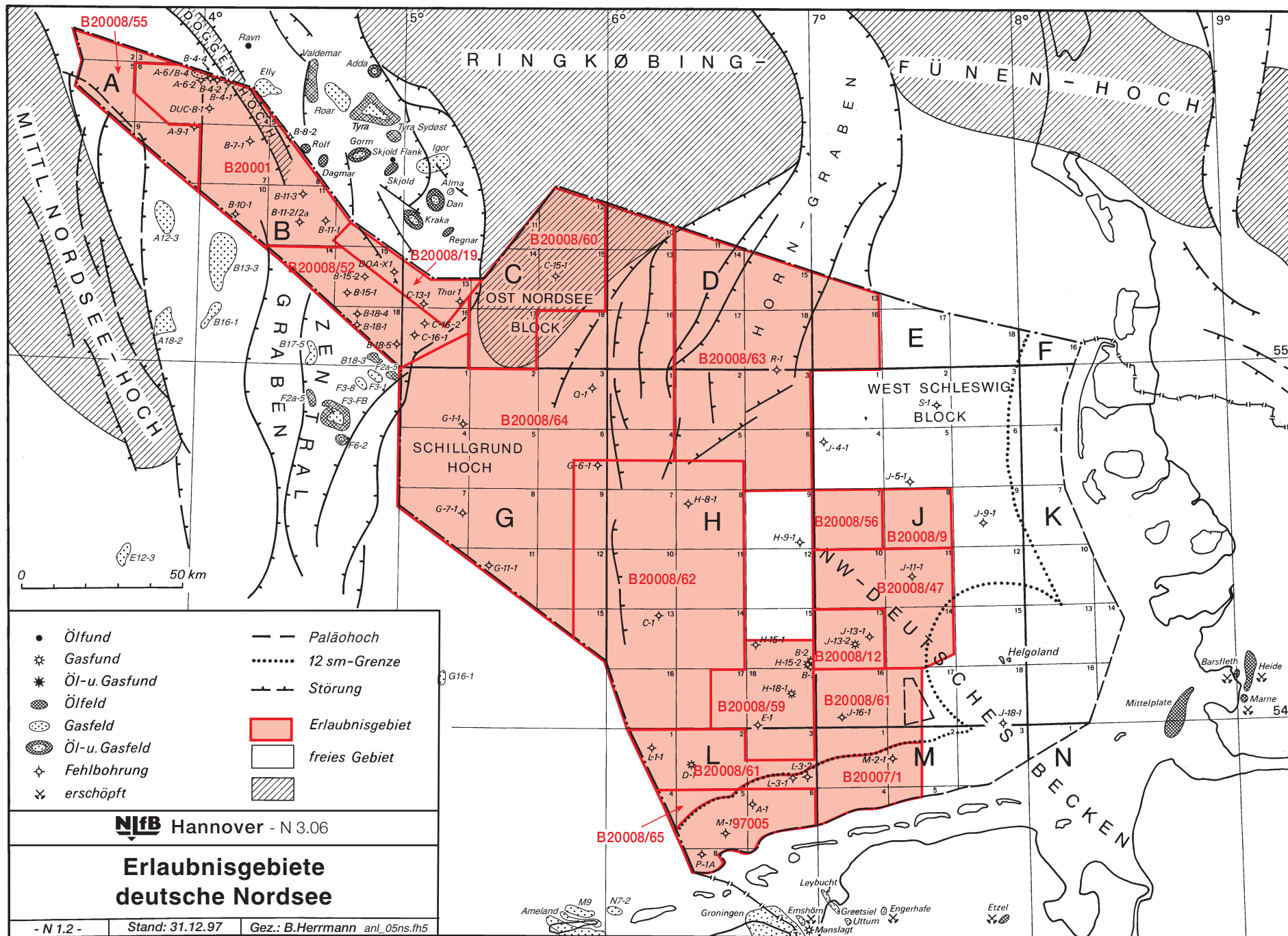
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein









Erlaubnisgebiete
im Bereich der deutschen Nordsee
(nach Oberbergamt in Clausthal-Zellerfeld)
- Stand 27. 01. 1998 -

OBA-Nr.	Erlaubnisgebiet	Erlaubnisinhaber
	Block/Teilblock	Gesellschaften
B 20 001	A6, B4, B5, B7, B8, B10, B11, B12	Deutsche Nordsee-Gruppe (DNG): Brigitta Erdgas und Erdöl GmbH Elwerath Erdgas und Erdöl GmbH Wintershall Aktiengesellschaft RWE-DEA AG für Mineralöl und Chemie BASF AG
B 20 007/1	L2K, L3K, M1K, M2K, M4K, M5K	RWE-DEA AG für Mineralöl und Chemie
B 20 008/9	J8	North Sea Oil Company Ltd.
B 20 008/12	J13	North Sea Oil Company Ltd.
B 20 008/19	B12, B15, C13, C14, C16	Maersk Öl und Gas GmbH
B 20 008/47	J10, J11, J14	North Sea Oil Company Ltd.
B 20 008/52	C16, C13, B14, B15, B18	Brigitta Erdgas und Erdöl GmbH
B 20 008/55	A2, A3, A5, A6, A8, A9, A12	Premier Oil BV Amerada Hess Ltd.
B 20 008/56	J7	North Sea Oil Company Ltd.
B 20 008/59	H15, H17, H18, L3	RWE-DEA AG für Mineralöl und Chemie
B 20 008/60	C11, C12, C14, C15, C17	Maersk Öl und Gas GmbH
B 20 008/61	L1, L2, L3, M1, M2, J16, J17	RWE-DEA AG für Mineralöl und Chemie
B 20 008/62	G6, G9, G12, G15, H4, H5, H7, H8, H10, H11, H13, H14, H16, H17	Brigitta Erdgas und Erdöl GmbH
B 20 008/63	D11, D12, D14, D15, D17, D18, E13, E16, H2, H3, H5, H6	Maersk Öl und Gas GmbH Deutsche Shell AG
B 20 008/64	C16, C18, D10, D13, D16, G1, G2, G3, G4, G5, G6, G7, G8, G9, G10, G11, G12, G15, H1, H4	PGS (Petroleum Geo-Services ASA) NOPEC International ASA
B 20 008/65	L4, L5	Brigitta Erdgas und Erdöl GmbH

Deutsche Nordseebohrungen

- Stand 31.12.1997 -

Bohrung	Konsortium (Operator)	Bohrzeit	Ergebnis	Endteufe bzw. Horizont	Koordinaten
A-1	DNG (Deilmann)	23.11.64 - 24.05.65	fehl	4 419,1 m Oberkarbon (Westfal)	53° 47' 26,484" 06° 41' 21,726"
A-6-1	DNG (BEB)	06.05. - 04.08.74	gasföndig im Zechst./Rotliegend	3 405,6 m Unterrotl./Oberkarbon	55° 48' 01,6" 03° 57' 39,6"
A-6-2	DNG (BEB)	15.12.75 - 17.02.76	fehl	3 510 m Unterrotl./Oberkarbon	55° 47' 14,5" 03° 59' 34,3"
A-6-3	DNG (BEB)	10.05. - 19.07.82	gasföndig	3 413 m Rotliegend-Vulkanit	55° 48' 12,441" 03° 59' 29,785"
A-9-1	DNG (BEB)	18.02. - 10.06.75	fehl	4 407 m Unterkarbon/Devon	55° 38' 57" 03° 57' 42"
B-1	DNG (DEA)	26.05. - 22.06.64	fehl, Stickstoff - Gasausbruch	2 925,2 m Zechstein	54° 10' 00,851" 06° 58' 04,706"
B-2	DNG (DEA)	15.08. - 19.12.64	fehl	4 660 m Oberkarbon (Stefan)	54° 11' 20" 06° 58' 08"
B-4-1	DNG (BEB)	08.05. - 18.06.77	fehl	3 109 m Kristallin	55° 46' 49,172" 04° 07' 27,477"
B-4-2	DNG (BEB)	01.10. - 02.12.85	fehl	3 190 m Unt. Buntsandstein	55° 47' 05" 04° 03' 50"
B-4-3	DNG (BEB)	19.05. - 01.08.88	gasföndig	2 925,0 m Rotliegend-Vulkanit	55° 47' 37,21" 04° 00' 10,26"
B-4-4	DNG (BEB)	26.04. - 06.06.92	fehl	3 430,0 m Rotliegend-Vulkanit	55° 47' 10,0" 04° 02' 43,0"
B-7-1	Amoco (Amoco)	05.02. - 05.04.83	fehl	3 231,1 m Obere Trias	55° 37' 44,25" 04° 13' 52,776"
B-8-2	DNG (BEB)	18.09. - 12.10.82	fehl	2 202 m Zechstein (Salzstock)	55° 38' 12,063" 04° 24' 48,233"
B-10-1	Amoco (Amoco)	13.07. - 29.08.77	fehl	3 188,2 m Unterkarbon (Visé)	55° 25' 12,4" 04° 10' 33,5"
B-11-1	DNG (BEB)	20.10.74 - 05.02.75	fehl	3 667,5 m Lias	55° 24' 24,2" 04° 37' 23,1"
B-11-2	DNG (BEB)	20.03. - 12.07.76	fehl	4 580 m Oberkarbon (?Westfal)	55° 23' 59,5" 04° 29' 08,6"
B-11-2a	DNG (BEB)	05.08. - 07.10.76	fehl (Ablenkung aus B-11-2)	4 536 m Oberkarbon (Namur)	
B-11-3	DNG (BEB)	23.01. - 27.02.82	fehl	2 220 m Zechstein (Salzstock)	55° 28' 48,79" 04° 30' 33,59"
B-15-1	BP/Gulf (BP)	18.06. - 03.07.77	fehl	1 565 m Zechstein	55° 12' 21,9" 04° 43' 34,7"
B-15-2	Gelsenberg (Gelsenberg)	26.10. - 19.12.85	fehl	3 400 m Kimmeridge	55° 15' 58" 04° 50' 38"
B-18-1	Brigitta (BEB)	20.06. - 31.07.75	fehl	3 127 m Mittl. Keuper	55° 06' 52,9" 04° 46' 51,27"
B-18-4	Brigitta (BEB)	16.03. - 21.04.82	fehl	2 440 m Malm	55° 09' 15,292" 04° 47' 56,587"

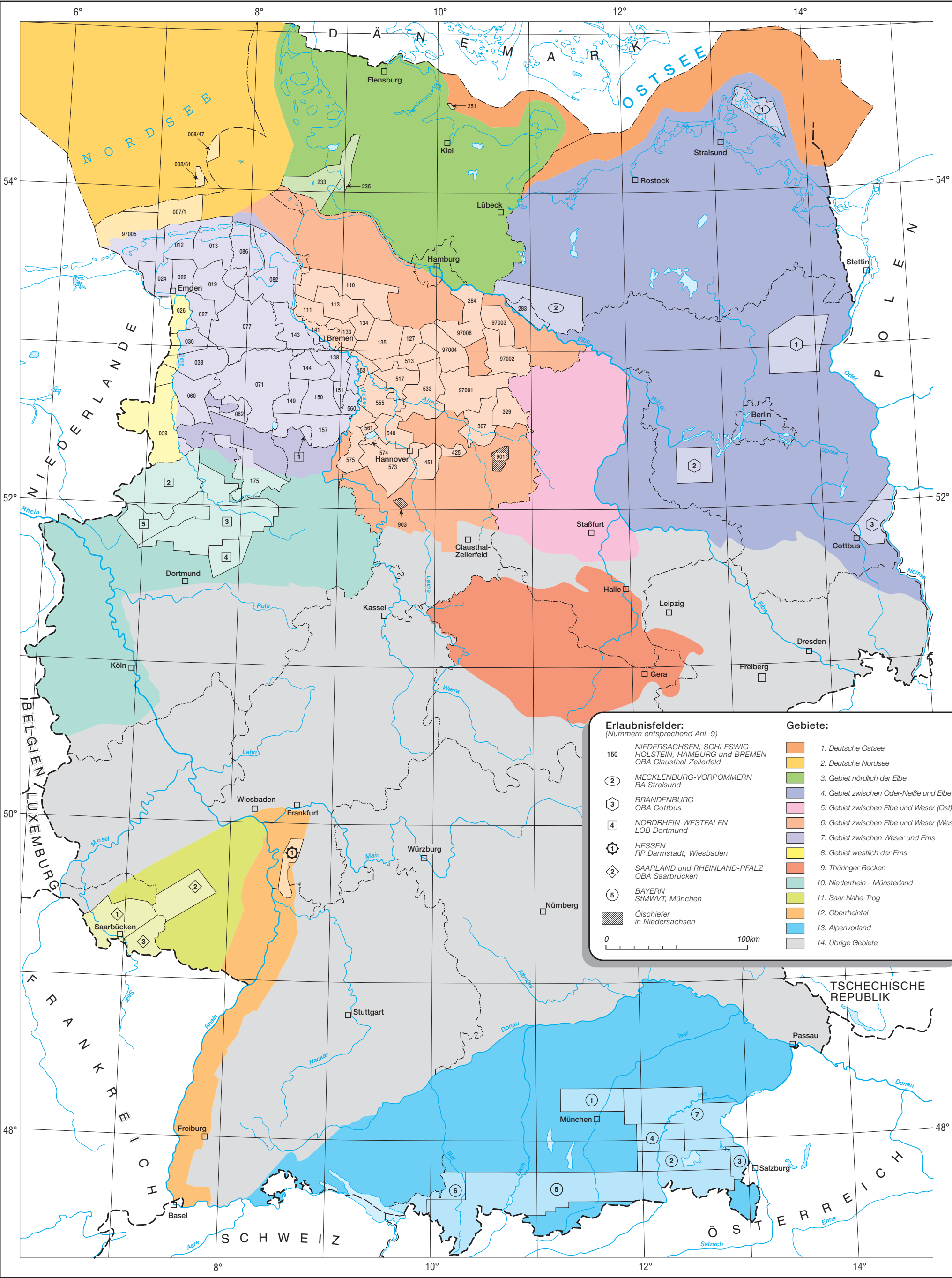
Anlage 7 (Fortsetzung)

Bohrung	Konsortium (Operator)	Bohrzeit	Ergebnis	Endteufe bzw. Horizont	Koordinaten
B-18-5	Brigitta (BEB)	17.10. - 04.12.84	fehl	3 130 m Lias	55° 05' 14,7" 04° 58' 04,6"
C-1	DNG (Elwerath)	01.02. - 02.09.65	fehl	4 347 m Oberkarbon	54° 18' 57,364" 06° 15' 00,969"
C-13-1	DNG/BP/DOK (BEB)	22.09. - 10.10.77	fehl	1 835 m Zechstein (Salzstock)	55° 10' 43,678" 05° 06' 16,789"
C-15-1	DNG (BEB)	28.06. - 07.09.77	fehl	3 522,3 m Devon (Old Red)	55° 15' 23,463" 05° 44' 29,682"
C-16-1	BP/Gulf (BP)	23.06. - 01.08.76	Ölanzeichen	3 656,4 m Mittl. Keuper	55° 05' 28,5" 05° 03' 38,3"
C-16-2	Gelsenberg (Gelsenberg)	10.09. - 12.09.82	fehl	371 m Tertiär	55° 07' 03,72" 05° 07' 20,44"
C-16-2A	Gelsenberg (Gelsenberg)	20.09. - 14.11.82	fehl (Ersatzbohrung)	3 623 m Mittl. Keuper	
D-1	DNG (DEA)	20.02. - 13.07.65	nicht wirtschaftlich gasfündig	4 471 m Oberkarbon (Westfal D/C)	53° 53' 58,704" 06° 24' 42,608"
DOA-1X (Knud)	DOK (Maersk)	12.02. - 05.03.76	fehl	2 742 m Keuper (Rhät)	55° 15' 59,3" 04° 56' 20,9"
DUC-B1	DUC (Gulf)	30.10.67 - 06.01.68	fehl	3 617 m Rotliegend	55° 42' 32" 04° 02' 09"
E-1	DNG (DEA)	06.08.65 - 04.01.66	fehl	4 801 m Oberkarbon (Westfal D/C)	54° 00' 40,511" 06° 43' 16,063"
G-1-1	DNG/Elf (BEB)	01.10.89 - 10.01.90	fehl	4 250,0 m Unterkarbon	54° 50' 12,046" 05° 18' 09,344"
G-6-1	Union Texas u.a. (Union Texas)	21.03. - 09.05.76	fehl	3 277 m Unt. Buntsandstein	54° 44' 08,6" 05° 57' 12,8"
G-7-1	Petroland (Tripco)	15.10. - 19.12.74	fehl	4 033 m Oberkarbon (Westfal A/B)	54° 35' 51,1" 05° 18' 11,9"
G-11-1	Brigitta/MEEG (BEB)	28.03. - 06.05.88	fehl	2 650,0 m Unt. Buntsandstein	54° 27' 06,915" 05° 26' 06,295"
H-8-1	Union Texas (Union Texas)	10.12.81 - 09.01.82	fehl	2 301,5 m ?Keuper	54° 37' 42" 06° 23' 35"
H-9-1	Kewanee u.a. (Kewanee)	20.02. - 10.03.77	fehl	1 966,5 m Unt. Buntsandstein	54° 31' 12,5" 06° 55' 32,5"
H-15-1	Atlantis u.a. (Mesa)	30.03. - 12.04.77	fehl	1 676,4 m Unt. Buntsandstein	54° 14' 05" 06° 42' 24,8"
H-15-2	NWK (Gelsenberg)	16.08. - 25.11.80	gasf., Wirtschaft- lichkeit unsicher	4 552 m Oberkarbon (?Stefan)	54° 10' 10" 06° 57' 56"
H-18-1	DNG/NWK (BEB)	07.12.82 - 26.03.83	nicht wirtschaftlich gasfündig	4 544 m Oberkarbon	54° 05' 52,3" 06° 52' 52,09"
J-4-1	Kewanee u.a. (Kewanee)	16.03. - 24.03.77	fehl	1 303 m Unt. Buntsandstein	54° 48' 09,6" 07° 02' 46,2"
J-5-1	Gelsenberg u.a. (Gelsenberg)	25.04. - 25.08.82	fehl	5 200 m Rotliegend-Vulkanit	54° 40' 53" 07° 27' 37"
J-9-1	Chieftain u.a. (Chieftain)	02.09. - 15.09.77	fehl	2 253 m Unt. Buntsandstein	54° 34' 06,9" 07° 48' 55,7"

Bohrung	Konsortium (Operator)	Bohrzeit	Ergebnis	Endteufe bzw. Horizont	Koordinaten
J-11-1	Marathon	04.06. - 10.11.81	fehl	5 463,3 m Oberkarbon (?Stefan)	54° 25' 02,684" 07° 27' 15,497"
J-13-1	Union Texas u.a. (Union Texas)	30.09.76 - 06.01.77	Gasanzeichen	5 061 m Rotliegend/Oberkarbon	54° 15' 15,1" 07° 15' 34,3"
J-13-2	Union Texas u.a. (Union Texas)	29.11.77 - 06.03.78	nicht wirtschaftlich gasfündig	4 800,6 m Oberkarbon (Stefan)	54° 14' 05,199" 07° 11' 15,79"
J-16-1	Placid	23.08. - 30.12.74	fehl	4 932,6 m Oberkarbon	54° 01' 53,9" 07° 07' 08,6"
J-18-1	Valmar u.a. (Austral Oil)	16.05.- 05.06.76	fehl	1 798,3 m Unt. Buntsandstein	54° 00' 30" 07° 53' 20"
L-1-1	DNG (BEB)	13.08. - 09.11.75	nicht wirtschaftlich gasfündig	4 200 m Oberkarbon	53° 56' 44,8" 06° 12' 53,4"
L-3-1	DNG (BEB)	15.02. - 27.04.77	fehl	4 399 m Oberkarbon	53° 51' 36,7" 06° 53' 10,1"
L-3-2	ARCO (ARCO)	16.09. - 20.11.91	Gasanzeichen	4 394,7 m Oberkarbon	53° 52' 16,736" 06° 57' 43,591"
M-1	DNG (Deilmann)	20.10.65 - 06.03.66	fehl	4 125,2 m Oberkarbon (Westfal C)	53° 42' 45,534" 06° 33' 49,514"
M-2-1	Placid	21.01. - 08.06.81	fehl	5 041,4 m Rotliegend	53° 54' 47,4" 07° 21' 21,5"
P-1	DNG (Elwerath)	18.12. - 23.12.65	fehl	923 m Oberkreide	
P-1A	DNG (Elwerath)	13.01. - 10.04.66	fehl	3 932 m Oberkarbon	53° 39' 16,506" 06° 27' 12,118"
Q-1	DNG (Elwerath)	01.05. - 23.08.66	fehl	3 835 m Kristallin	54° 57' 14" 05° 56' 06"
R-1	DNG (Elwerath)	18.09. - 19.10.66	fehl	3 001 m Muschelkalk	55° 00' 00" 06° 49' 15"
S-1	DNG (Elwerath)	31.10.66 - 11.05.67	fehl	4 882 m Rotliegend-Vulkanit	54° 53' 52" 07° 35' 38"
Thor 1	DOK (Maersk)	29.10. - 26.12.82	fehl	3 544,8 m Obere Trias	55° 09' 24,8" 05° 15' 46,39"

Amoco = Amoco (U.K.) Exploration Company, Großbritannien
 ARCO = ARCO British Limited, Großbritannien
 BEB = BEB Erdgas und Erdöl GmbH
 BP = BP Exploration Operating Co. Ltd., Großbritannien
 Brigitta = Gewerkschaft Brigitta (jetzt: Brigitta Erdgas und Erdöl GmbH)
 DEA = Deutsche Erdöl AG (jetzt: RWE-DEA AG für Mineralöl u. Chemie)
 Deilmann = C. Deilmann Bergbau GmbH (jetzt: Preussag Energie GmbH)
 DNG = Deutsche Nordsee Gruppe (Federführung: BEB)
 DOK = Deutsches Offshore Konsortium (Federführung: Maersk)
 DUC = Dansk Undergrunds Consortium (Federführung: Maersk Olie og Gas AS, Dänemark)
 Elwerath = Gewerkschaft Elwerath (jetzt: Elwerath Erdgas und Erdöl GmbH)
 Gelsenberg = Gelsenberg AG
 Maersk = Maersk Öl und Gas GmbH
 Marathon = Marathon Oil U.K. Ltd., Großbritannien
 MEEG = Mobil Erdgas-Erdöl GmbH
 NWK = Nordwestdeutsche Kraftwerke AG (jetzt: PreussenElektra Aktiengesellschaft)
 Union Texas = Union Texas Petroleum Ltd., Großbritannien

Erdöl- und Erdgaserlaubnisfelder



Verzeichnis der ERDÖL- und ERDGAS-ERLAUBNISFELDER

(nach Angaben der zuständigen Behörden, s. auch Anl. 8)

Erlaubnisfelder im Bereich des Oberbergamtes Clausthal-Zellerfeld

(Stand: 27. Jan. 1998)

Nr.	Name	Inhaber
012	Westdorf	RWE-DEA
013	Barkholt	Preussag
019	Strackholt	MEEG
022	Bedekaspel	Preussag
024	Groothusen	Brigitta
026	Jemgum	MEEG
027	Leer	Preussag
030	Wildes Moor	Wintershall
038	Hümmeling	Preussag
039	Lingen (einschl. Neuenhaus und Schüttorf)	Preussag
060	Wettrup	Elwerath
062	Bersenbrück	Brigitta
071	Münsterland	OEG
077	Oldenburg	OEG
082	Jade-Weser	OEG
086	Jeverland	OEG
092	Cuxhaven	Preussag (Verlängerung beantragt)
110	Altes Land Süd	MEEG
111	Meyenburg	Elwerath
113	Adolphsdorf	Elwerath
127	Schneverdingen	Brigitta
133	Schaphusen	Elwerath
134	Taaken	MEEG
135	Rotenburg	RWE-DEA
138	Achim	Wintershall
143	Delmenhorst-Elsfleth	Brassert
144	Harpstedt	Brigitta
149	Ridderade	Wintershall
150	Scholen	Elwerath
151	Staffhorst	von Rautenkranz
153	Verden	RWE-DEA
157	Dümmersee-Uchte	MEEG
175	Osnabrück	VEW

Anlage 9 (Fortsetzung)

Nr.	Name	Inhaber
233	Heide-Restfläche	RWE-DEA
235	Dithmarschen	RWE-DEA
251	Kieler Bucht	RWE-DEA
283	Ludwigslust	EEG
284	Winsen	Preussag
329	Vorhop	Preussag
367	Gifhorn	RWE-DEA
425	Hildesheim	Preussag
451	Lehrte	Preussag
513	Hamwiede	Elwerath
517	Ahrensheide	MEEG
533	Wietze	RWE-DEA
540	Neustadt	MEEG
555	Steimbke	Brigitta
560	Linsburg	Elwerath
561	Schneeren	Preussag
573	Hannover-West	Preussag
574	Weser	MEEG
575	Rehburg-Bückeburg	MEEG
97001	Lüneburger Heide-Süd	Brigitta
97002	Sellien-Süd	Brigitta
97003	Dahlenburg	RWE-DEA
97004	Dethlingen-Erweiterung I	MEEG
97005	Borkum	Preussag, MEEG
97006	Wettenbostel	Brigitta
<i>Ölschiefer:</i>		
901	Schandelah	BKB
903	Springe-Elze	SPP

Erlaubnisfelder im Freistaat Bayern

(Stand: 31. Dez. 1997)

Nr.	Name	Inhaber
1	München	RWE-DEA
2	Rosenheim-Traunstein	RWE-DEA
3	Bayerisches Voralpengebiet-Ost	BMI
4	Rott	RWE-DEA
5	Südbayern	Anschutz
6	Oberallgäu	Anschutz
7	Salzach-Inn	RAG

Erlaubnisfelder im Bereich des Landesoberbergamtes Nordrhein-Westfalen in Dortmund (Stand: 31. Dez. 1997)

Nr.	Name	Inhaber
1	Westfalen-Ost	Wintershall
2	Münsterland-West	Preussag
3	Sigillaria	Conoco & Ruhrkohle & Ruhrgas
4	Lingula	Conoco & Ruhrkohle & Ruhrgas
5	Raesfeld	Resources International Corp.

Erlaubnisfelder im Bereich des Oberbergamtes des Landes Brandenburg in Cottbus (Stand: 31. Dez. 1997)

Nr.	Name	Inhaber
1	Prenzlau	EEG
2	Potsdam	EEG
3	Cottbus	EEG

Erlaubnisfelder im Bereich des Oberbergamtes für das Saarland und das Land Rheinland-Pfalz in Saarbrücken (Stand: 31. Dez. 1997)

Nr.	Name	Inhaber
1	Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler	Saarbergwerke AG
2	Bergland	Resources International Corp.
3	Bliesgau	Saarbergwerke AG

Erlaubnisfelder im Bereich des Bergamtes Stralsund

(Stand: 31. Dez. 1997)

Nr.	Name	Inhaber
1	Bergen	EEG
2	Ludwigslust	EEG

Erlaubnisfelder im Land Hessen

(Stand: 31. Dez. 1997)

Nr.	Name	Inhaber
1	Darmstadt	RWE-DEA

Erlaubnisfelder im Bereich des Landesbergamtes Baden Württemberg Freiburg/Brsg. (Stand: 31. Dez. 1997)

keine Erlaubnisfelder vergeben

Erlaubnisfelder im Bereich des Bergamtes Staßfurt in Sachsen-Anhalt (Stand: 31. Dez. 1997)

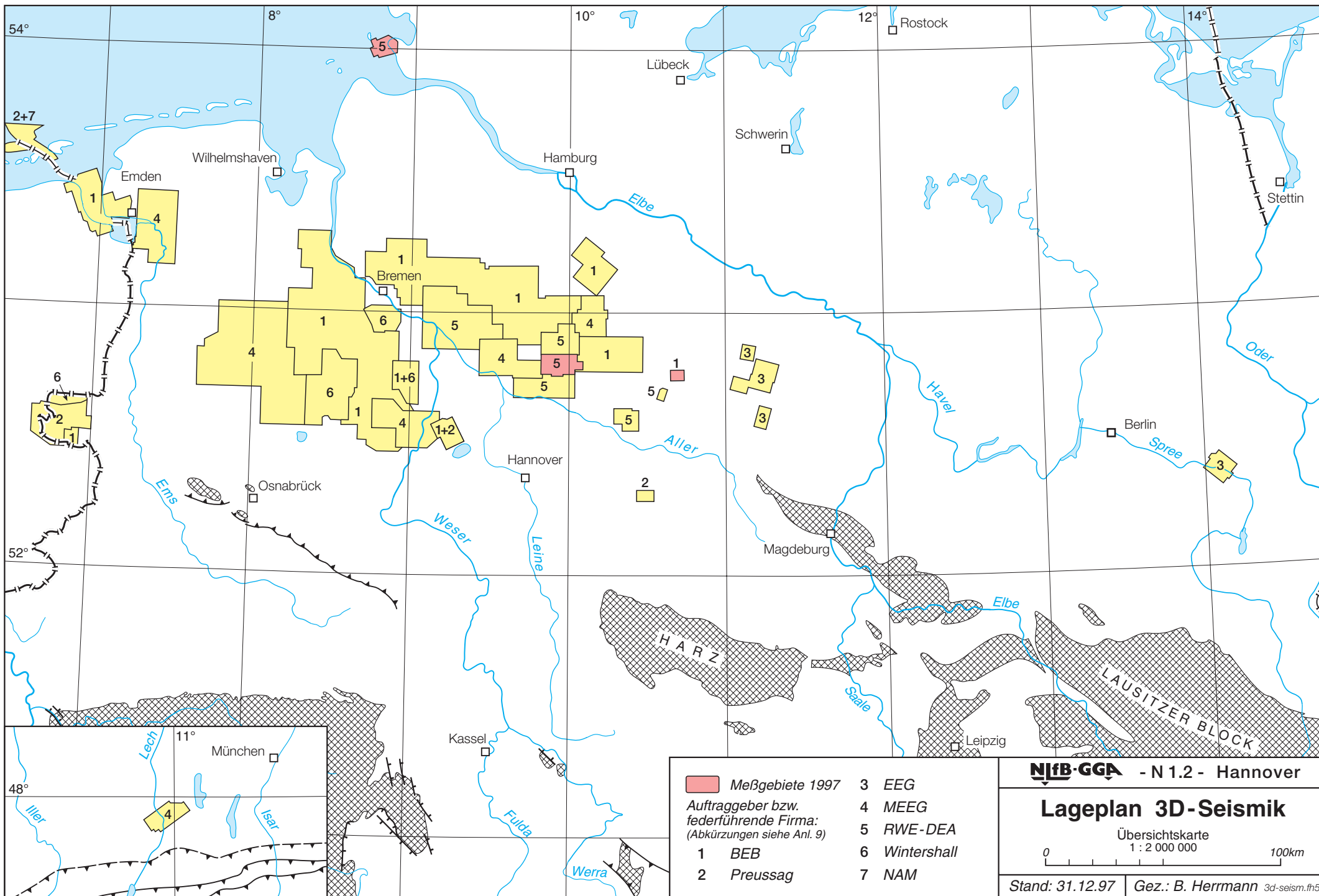
keine Erlaubnisfelder vergeben

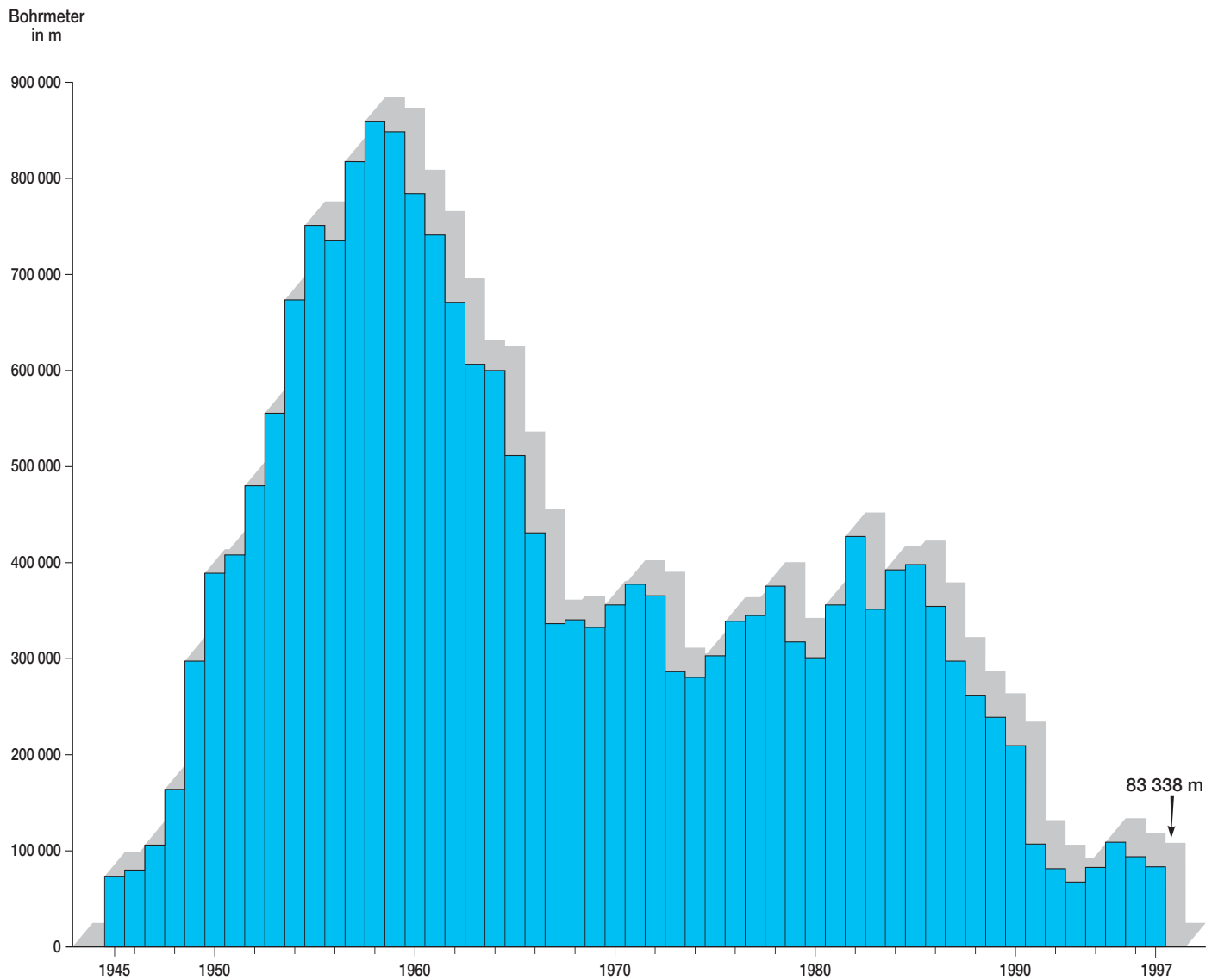
Erlaubnisfelder im Bereich des Thüringer Oberbergamtes in Gera (Stand: 31. Dez. 1997)

keine Erlaubnisfelder vergeben

Erläuterungen der Abkürzungen:

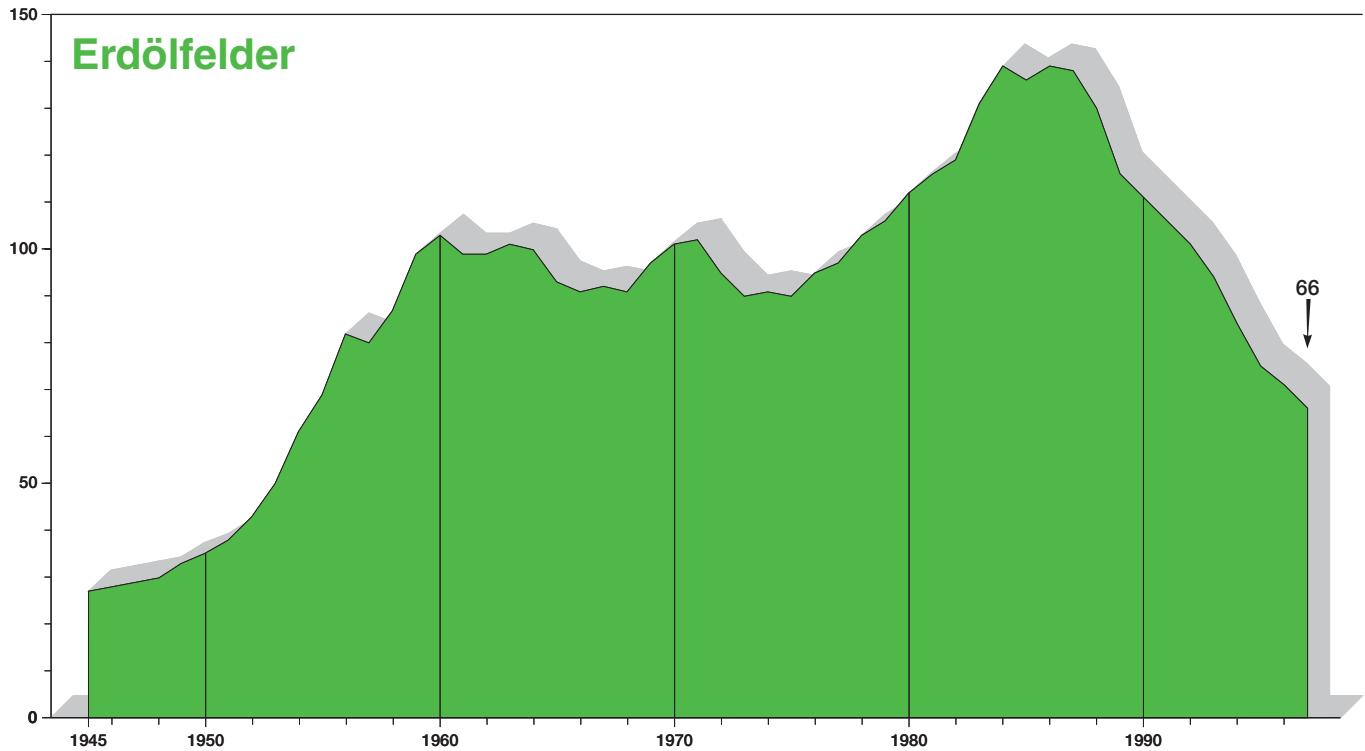
Anschutz	=	Anschutz Germany GmbH, München
BEB	=	BEB Erdgas und Erdöl GmbH
BMI	=	Bayerische Mineralöl-Industrie AG (MEEG/Freistaat Bayern)
BKB	=	Baunschweigische Kohlen-Bergwerke AG
Brassert	=	Gewerkschaft Brassert Erdgas und Erdöl GmbH (Bearb. Elwerath)
Brigitta	=	Brigitta Erdgas und Erdöl GmbH
Conoco	=	Conoco Mineralöl GmbH
Preussag	=	Preussag Energie GmbH
EEG	=	Erdöl-Erdgas Gommern GmbH
Elwerath	=	Elwerath Erdgas und Erdöl GmbH
MEEG	=	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH
OEG	=	Oldenburgische Erdöl GmbH (Brigitta/MEEG)
RAG	=	Rohöl-Aufsuchungs AG, Wien
Ruhrgas	=	Ruhrgas AG
Ruhrkohle	=	Ruhrkohle AG
RWE-DEA	=	RWE-DEA AG für Mineralöl und Chemie
SPP	=	Southern Pacific Petroleum, Niederlande
VEW	=	Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG
von Rautenkranz	=	von Rautenkranz Exploration und Produktion GmbH & Co. KG
Wintershall	=	Wintershall AG



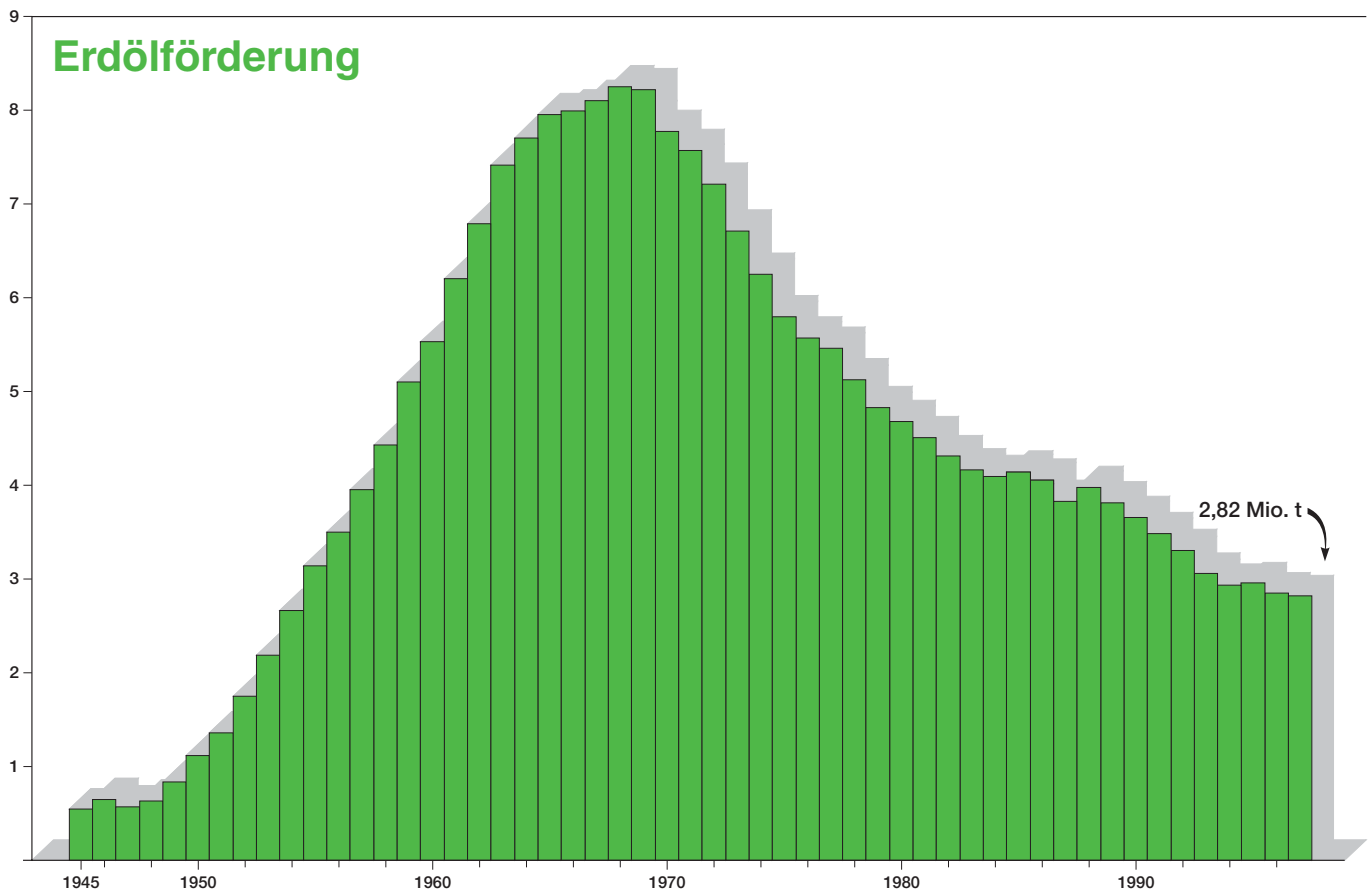


Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 1997 (einschließlich DDR).

Anzahl der
produzierenden
Erdölfelder

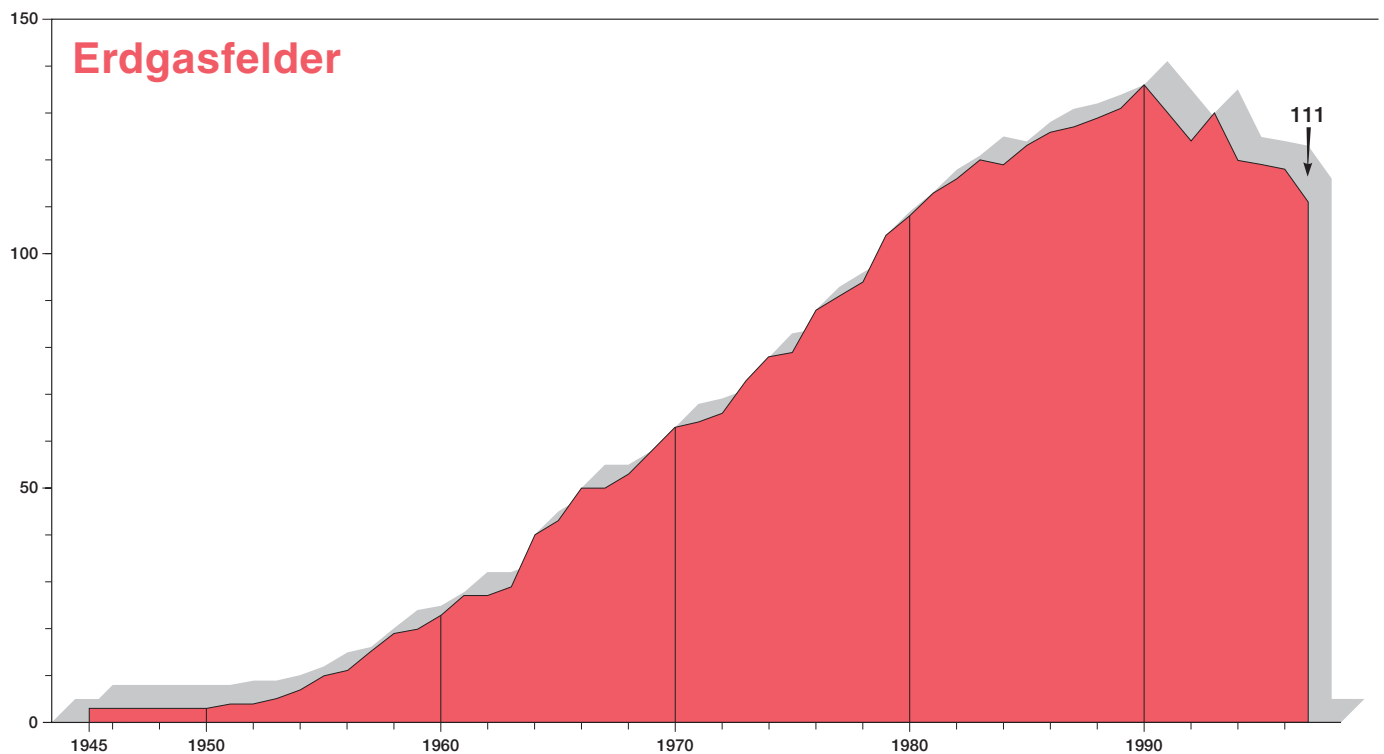


Erdölförderung
(+ Kondensat)
in Mio. t

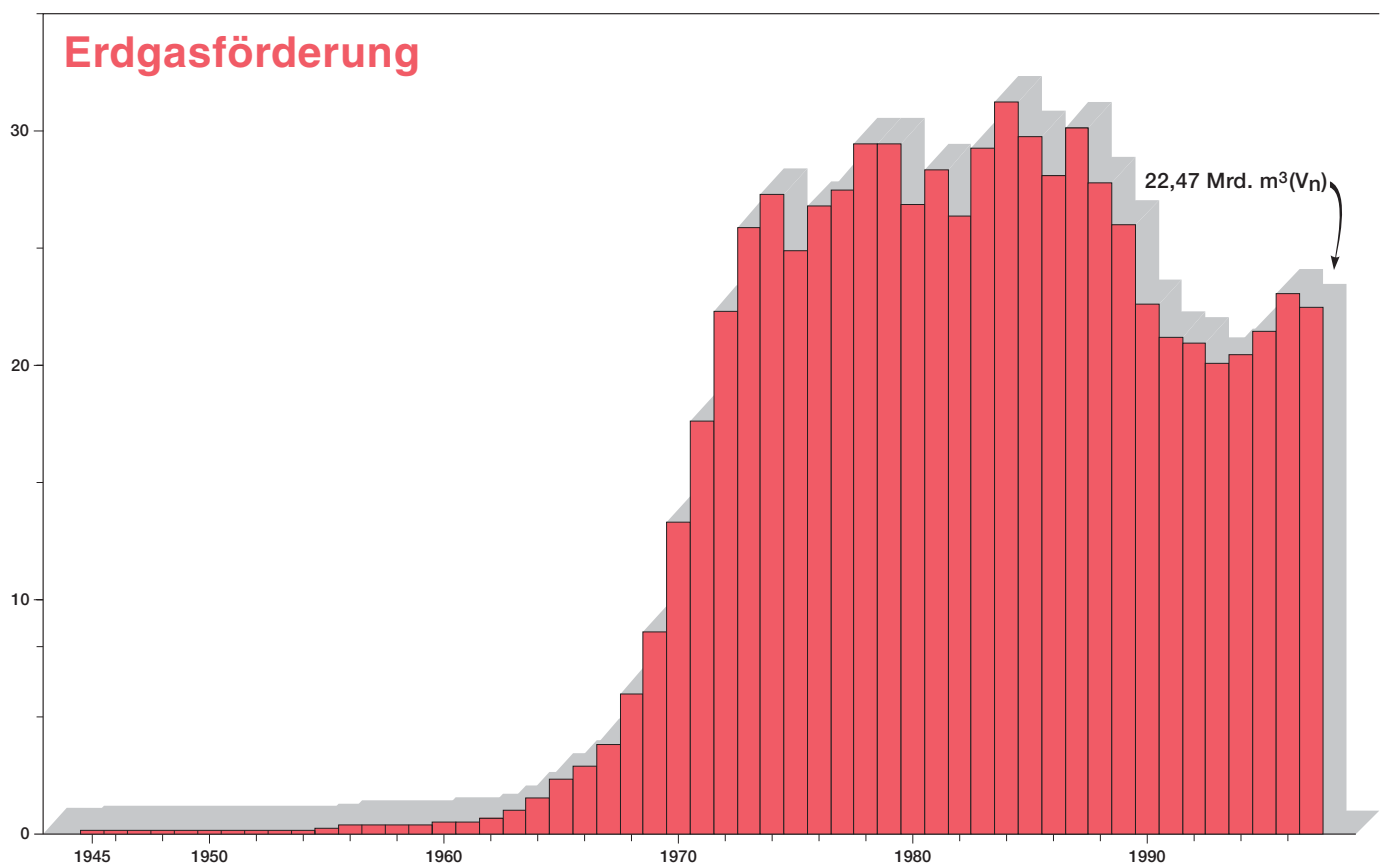


Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 1997 (einschließlich DDR).

Anzahl der
produzierenden
Erdgasfelder



Erdgasförderung
Rohgas
in Mrd. m³(V_n)



Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 1997 (einschließlich DDR).

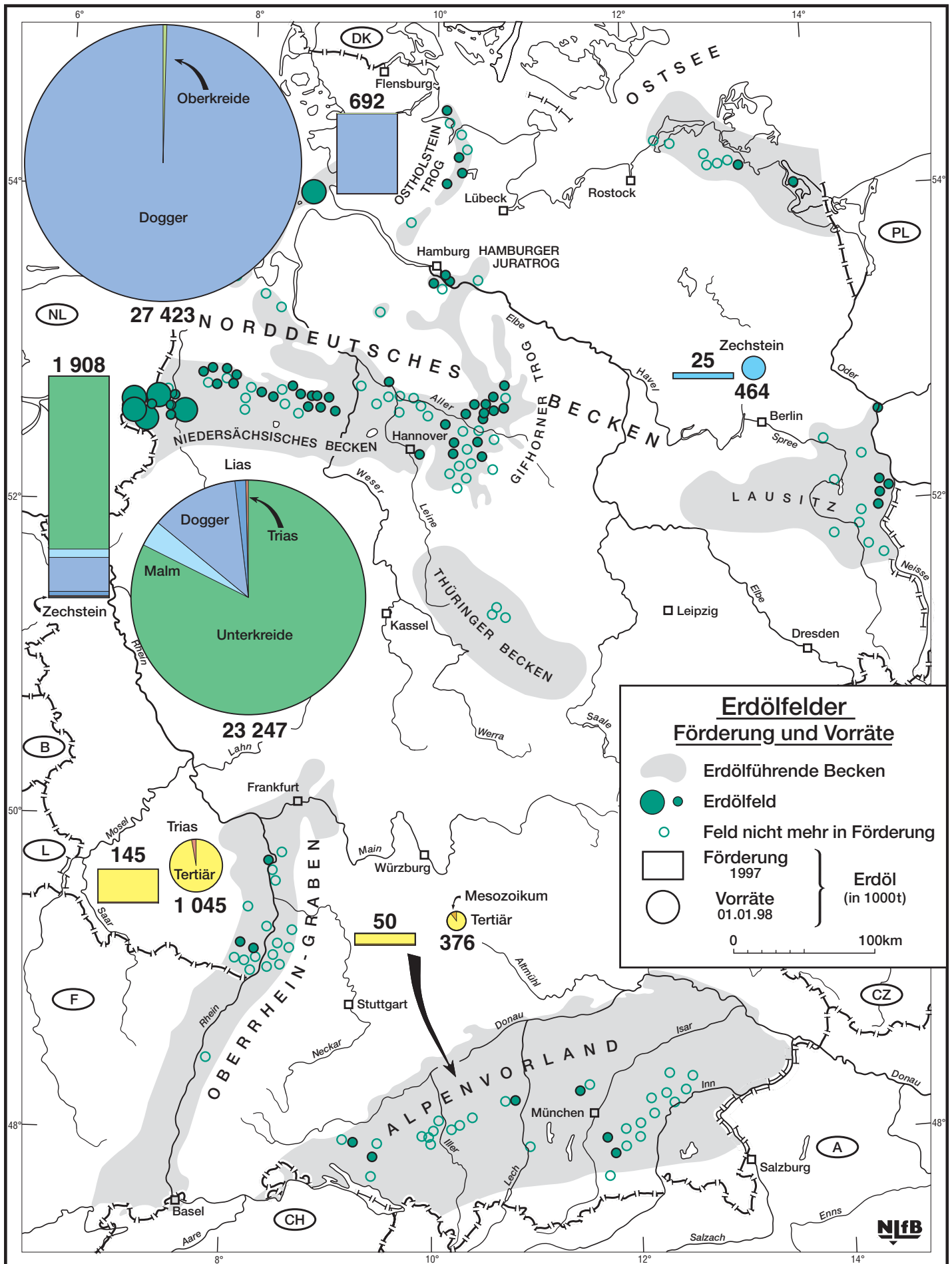
Oberrheinthal		Lagerstätten in Produktion	
		Eich / Königsg.	Landau Rülzheim
Stratigraphie			
Quartär			
Tertiär	Plioz.	Jungtertiär II	
	Mioz.	Jungtertiär I	
	Oligozän	Hydrobien - Schichten	
		Corbicula - Schichten	
		Cerithien - Schichten	
		Bunte Niederröder - Sch.	
		Cyrenen Mergel	
		Meletta - Schichten	
		Fischschiefer	
		Foram. - Mergel	
		Ob. Pechelbronner - Sch.	
		Mitt. Pechelbronner - Sch.	
		Unt. Pechelbronner - Sch.	
	Eozän	Lymnänen - Mergel	
		Basissand	
	Paläozän		
Mesozoikum	Kreide		
	Jura		
	Trias	Rhät Sandstein	
		M. Keuper Schiffsandstein	
		U. Keuper	
		Muschelkalk	

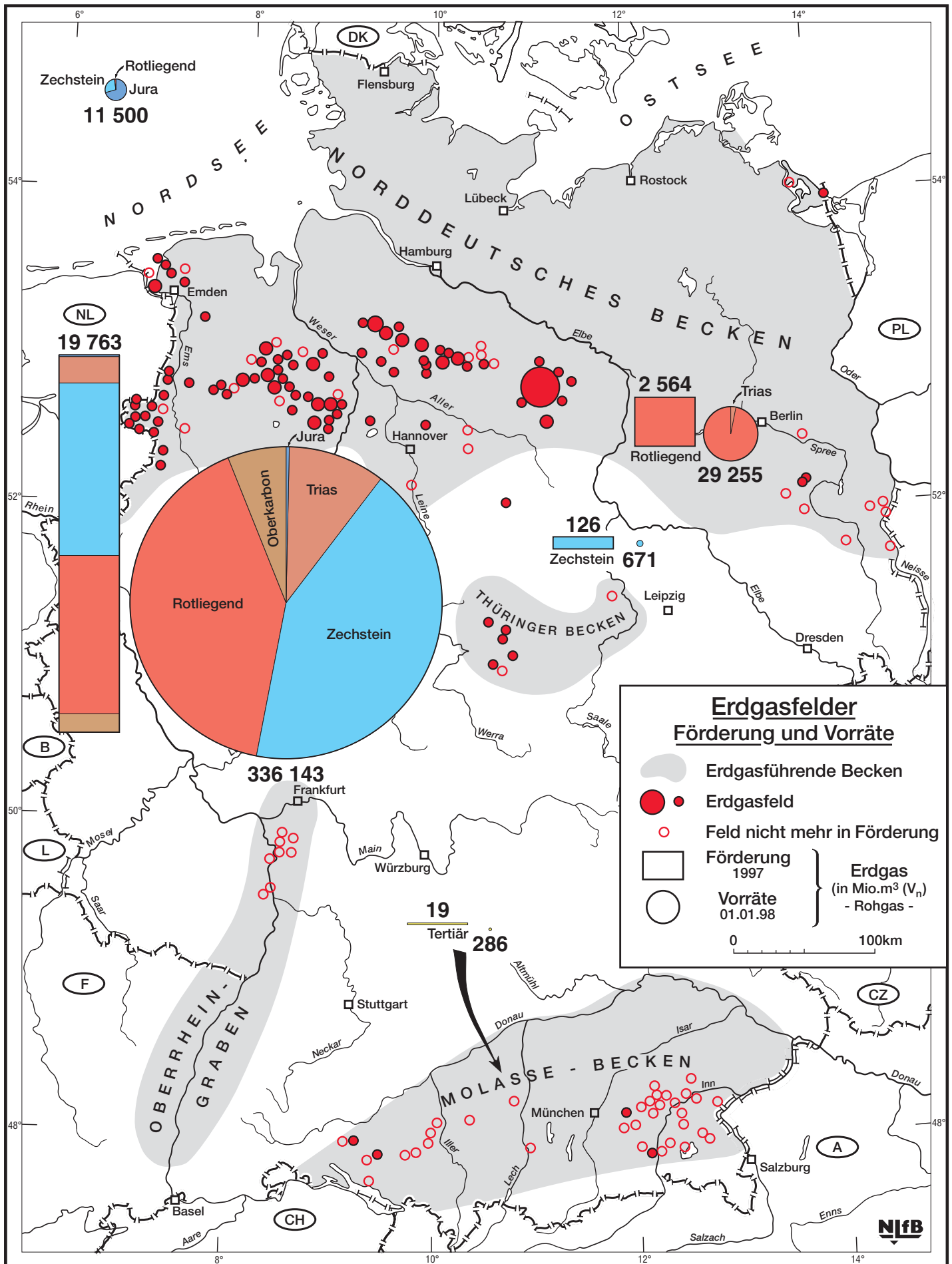
• Erdöl -, * Erdölgas -, * Erdgaslagerstätten

Alpenvorland		Lagerst. in Prod.	
		Ostmolasse	Westm.
Geologische Formationen		Anzing Holzkirchen Hebertshausen Hofolding Inzenham - West Altingen Fronh. - Illenseesee Pfullendorf - Ostr.	
Quartär			
Tertiär	Pliozän		
	Miozän	Sarmat	
		Torton	
		Helvet	
		Burdigal Gendorfer Sd.	
		Aquitain Aq. Sande	
	Oligozän	Hang. Tonmergel	
		Ch.-Sd.-Serie/USM-Sande	
		lieg. Tonmergel Bausteinsch.	
		Tonmgl./Isener Sd.	
		Bändermergel /Anzinger Sd.	
	Eoz.	Heller Mergelkalk	
		Sannois Fischschiefer	
	Paläozän		
Mesozoikum	Kreide		
	Jura	Malm klüftiger Kalkstein	
		Dogger Dogger - β - Sandst.	
		Lias Lias - α - Sandstein	
	Trias	Rhät Sandstein	
		Sandst. des M.Keuper	
	Muschelkalk	Trigonodusdolomit	
		Melser Sandstein	

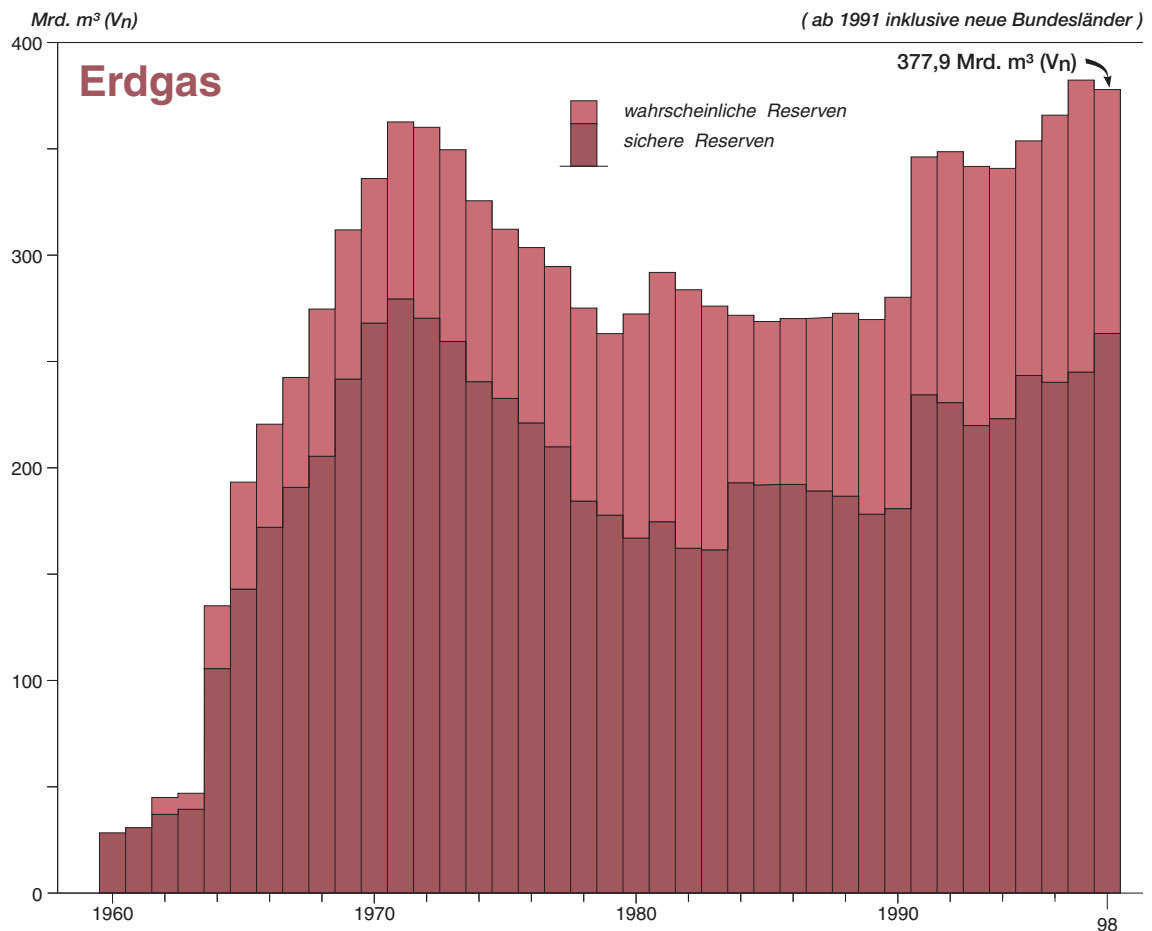
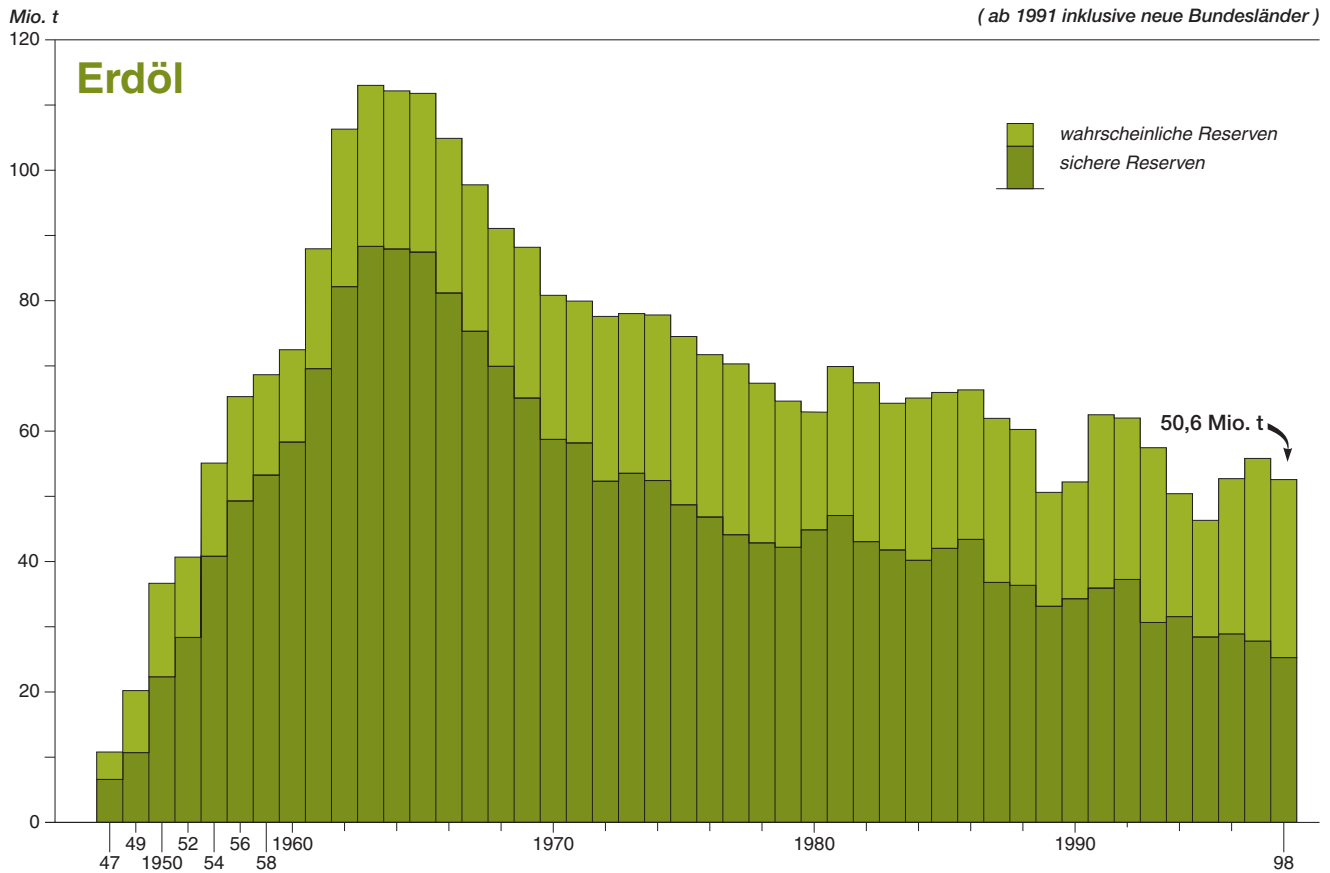
• Erdöl -, * Gaskappen -, * Erdölgas -, * Erdgaslagerstätten

* auf Erdgasspeicher umgestellt



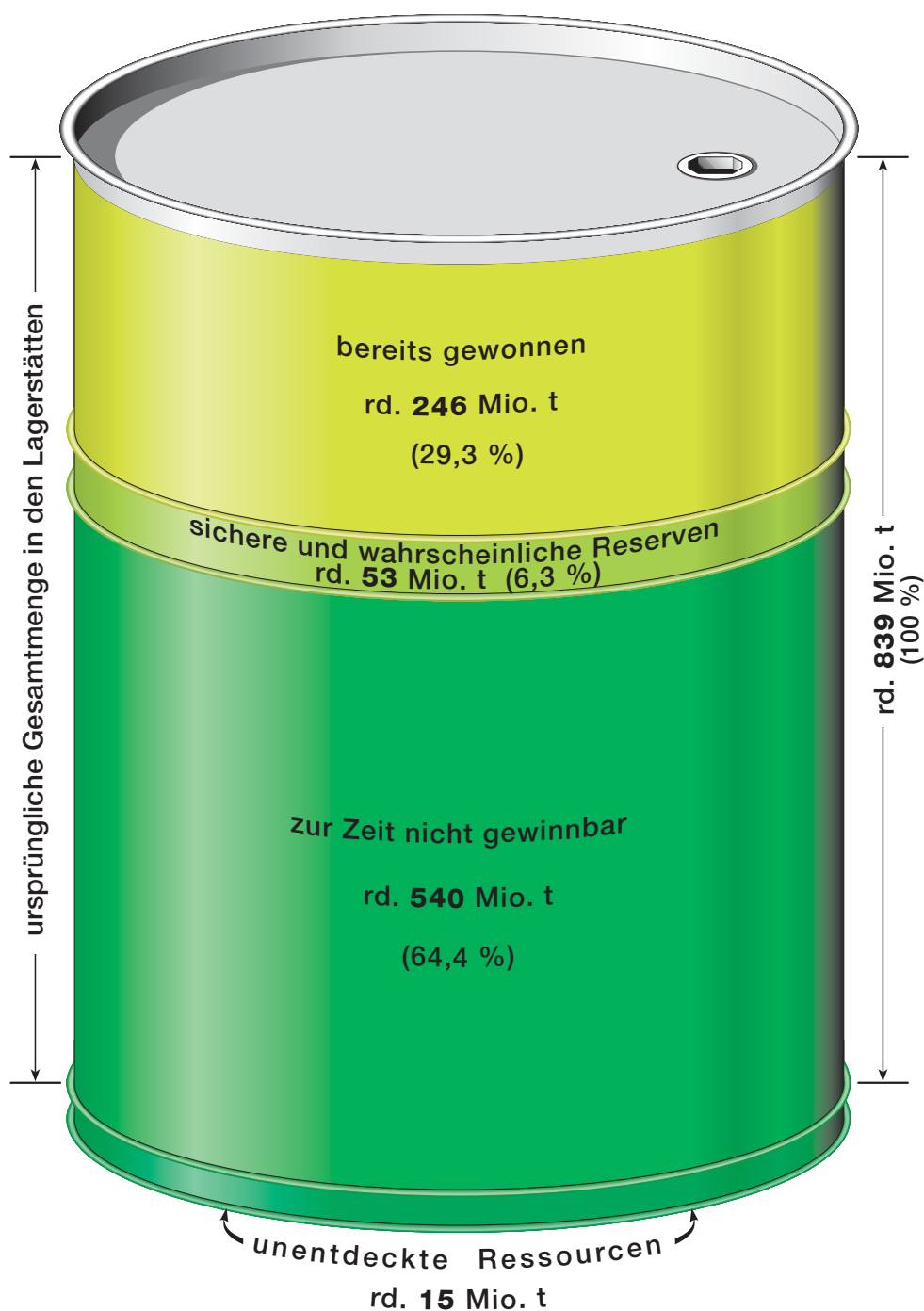


Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland (Stand jeweils am 1. Januar)



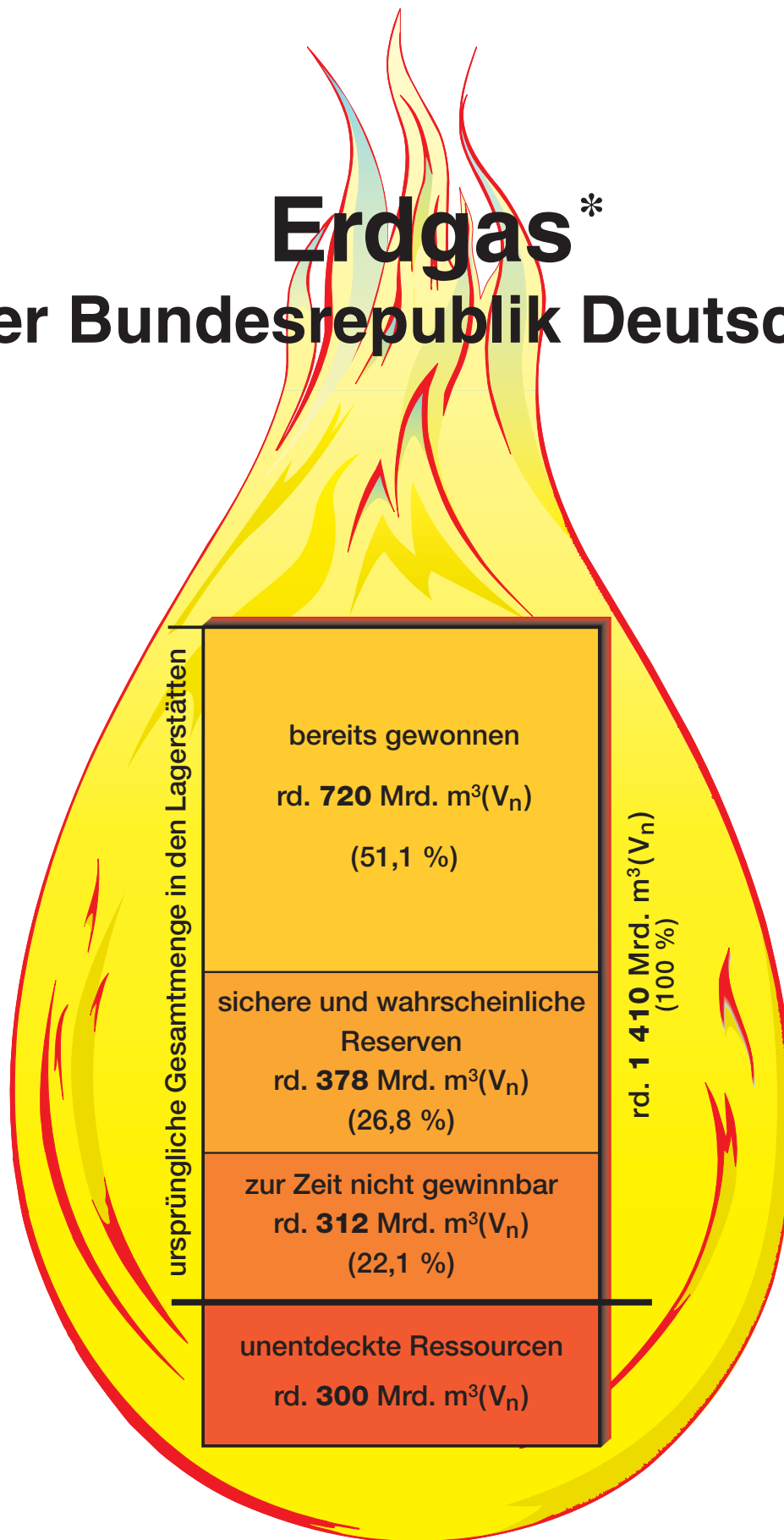
Erdöl

in der Bundesrepublik Deutschland

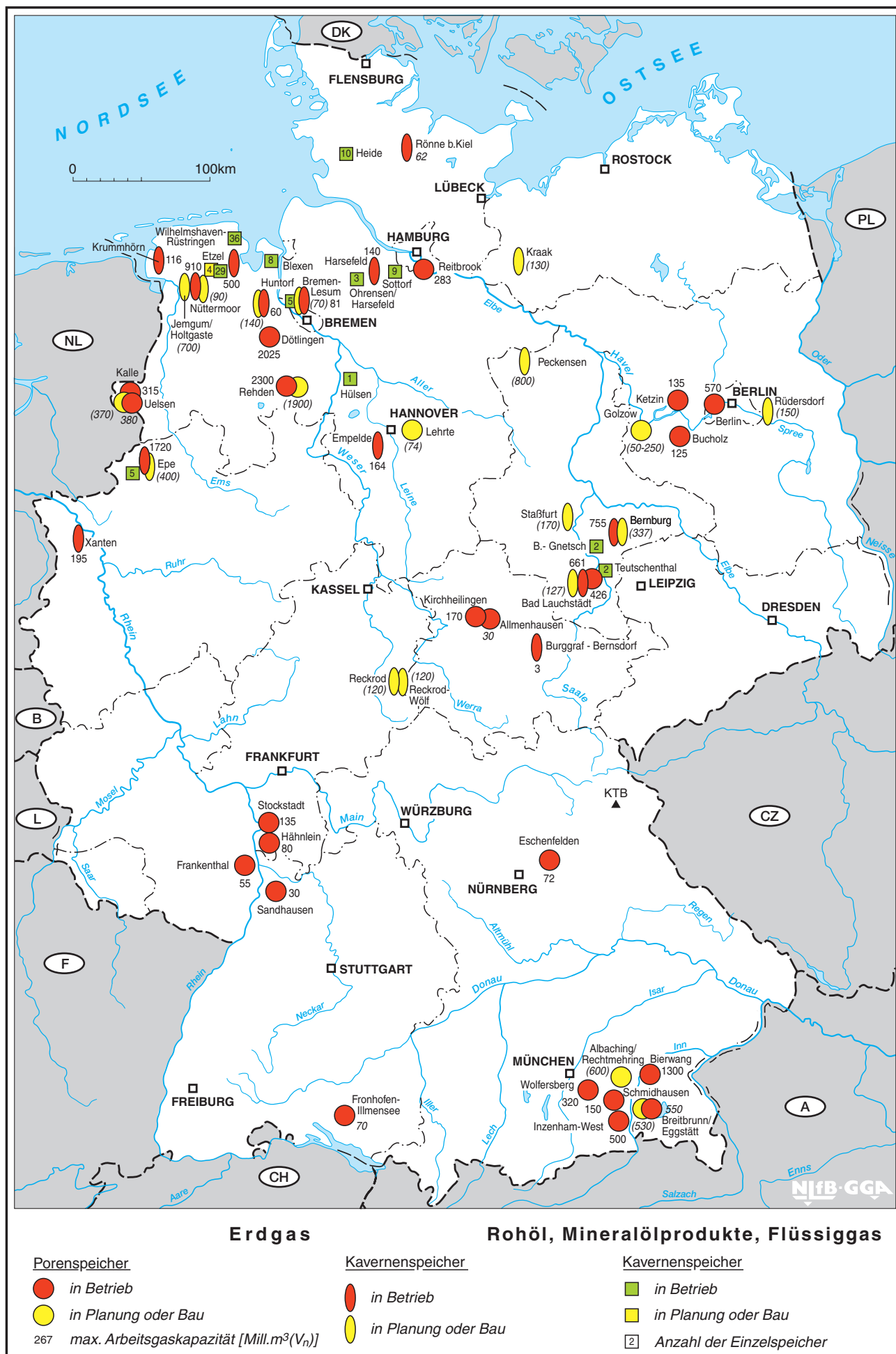


Erdgas*

in der Bundesrepublik Deutschland

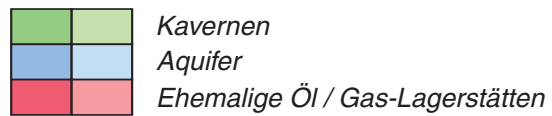


* Rohgas (natürlicher Brennwert)



Untertage-Erdgasspeicher in Deutschland -Entwicklung der Arbeitgaskapazität-

Mrd. m³ (V_n)



* Gesamtvolumen Betrieb + Bau / Planung