

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2002



**Niedersächsisches Landesamt
für Bodenforschung, Hannover**



Niedersächsisches Landesamt
für Bodenforschung, Hannover

Geological Survey of Lower Saxony

**Erdöl und Erdgas
in der
Bundesrepublik Deutschland
2002**

MICHAEL PASTERNAK, SVEN BRINKMANN,
JÜRGEN MESSNER & ROBERT SEDLACEK

Hannover 2003

Titelbild

Das Seismikschiff *M/V Ramform Viking* während einer Messung in der Nordsee.

Mit der *M/V Ramform Viking* und der kleineren *M/V American Explorer* hat Petroleum Geo-Services (PGS) im Auftrag der Fugro-Geoteam AS vom April bis September 2002 einen 3D-Survey in der Größe von 3330 km² im Bereich des Entenschnabels in holländischen, dänischen und deutschen Gewässern akquiriert. Ausgestattet waren die Schiffe mit acht beziehungsweise sechs 5100-Meter-Streamern und Dual Airgun Arrays.

In Verbindung mit der seismischen Messung wurden von Fugro-LCT hochauflösende gravimetrische Daten aufgezeichnet.

(Foto mit freundlicher Genehmigung der PGS Exploration AS)



Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung
Referat Kohlenwasserstoffgeologie

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

Download unter www.nlfb.de/rohstoffe/downloads/

Inhalt

Verzeichnis der Tabellen	4
Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen	5
Zusammenfassung	6
Summary	7
1 Bohraktivität	8
1.1 Explorationsbohrungen	8
1.2 Bohrergebnisse	12
1.3 Bohrmeterleistung	14
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen	16
2 Geophysik	18
3 Konzessionswesen	20
4 Erdöl- und Erdgasproduktion	27
4.1 Erdöl	28
4.2 Erdgas	31
5 Erdöl- und Erdgasreserven	35
5.1 Reservendefinitionen	35
5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2003	36
5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2003	37
6 Untertage-Erdgasspeicherung	39
6.1 Grundzüge der Untertage-Erdgasspeicherung	39
6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch	40
6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2002	41
6.4 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich	43
6.5 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas	44
6.6 Literatur und nützliche Links	44

Anlagen 1-14: Übersichtskarten, Diagramme

Tabellen

- Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2002.
- Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2002.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung 1997 bis 2002, aufgeteilt nach Bohrkategorien.
- Tab. 4: Bohrmeterleistung 2002 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.
- Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2002.
- Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl- und Erdgas in 2002.
- Tab. 7: Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl- und Erdgas.
- Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdöl- und Erdgasproduktion 2002.
- Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 1998 bis 2002.
- Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder 2002.
- Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2000 bis 2002 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 12: Jahresförderungen 2001 und 2002 der förderstärksten Erdölfelder.
- Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 1998 bis 2002.
- Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2002.
- Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2000 bis 2002 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 16: Jahresförderungen 2001 und 2002 der förderstärksten Erdgasfelder.
- Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2003 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2003 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2003 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (DIW 2003).
- Tab. 21: Bezugsquellen zur Deckung des Erdgasaufkommens (DIW 2003).
- Tab. 22: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch (DIW 2003).
- Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (31.12.2002).
- Tab. 24: Speichernationen der IGU-Studie.
- Tab. 25: Erdgas-Porenspeicher.
- Tab. 26: Erdgas-Kavernenspeicher.
- Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Abbildungen und Anlagen

- Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen von 1945 bis 2002 in Deutschland.
- Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.
- Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung.
- Abb. 4: Übersichtskarte der Erdöl- und Erdgas-Erlaubnisfelder.
- Abb. 5: Erlaubnisgebiete in der deutschen Nordsee.
- Anl. 1: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Rhät, Jura, Kreide und Tertiär.
- Anl. 2: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Paläozoikum und Buntsandstein.
- Anl. 3: Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen.
- Anl. 4: Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.
- Anl. 5: Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2002.
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2002.
- Anl. 7: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten.
- Anl. 8: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdgaslagerstätten.
- Anl. 9: Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 10: Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 11: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in Deutschland von 1947 bis 2002 bzw. von 1960 bis 2002.
- Anl. 12: Erdöl und Erdgas in Deutschland, kumulative Produktion und Reserven,
- Anl. 13: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.
- Anl. 14: Entwicklung der Arbeitsgaskapazität in den Untertagespeichern in Deutschland.

Zusammenfassung

Die Explorationsaktivitäten wurden in etwa auf dem Niveau des Vorjahres fortgeführt. Im Mittelpunkt der geophysikalischen Vorerkundung stand abermals die Nordsee. Dort wurde im Rahmen eines grenzüberschreitenden seismischen 3D-Surveys im Bereich des Entenschnabels eine Fläche von 3330 km² gemessen. Im Zuge der Datenakquisition wurden gleichzeitig hochauflösende gravimetrische Daten aufgezeichnet. Auf den deutschen Teil der Nordsee entfielen etwa 1400 km² dieses kombinierten Surveys. Darüber hinaus wurde ein 2D-Survey mit 3000 Profilkilometern im Bereich des Schillgrund-Hochs aufgenommen.

Insgesamt sieben Explorationsbohrungen wurden durchgeführt, davon vier Aufschlussbohrungen. Mit keiner dieser Bohrungen ist es gelungen, ein neues Erdöl- oder Erdgasfeld zu finden. Die weiteren drei Explorationsbohrungen (Teilfeldsuchbohrungen) hatten die geplanten Zielhorizonte zum Jahresende noch nicht erreicht oder hatten bis dato kein Ergebnis erhalten.

In der Feldesentwicklung wurden alle der vierzehn beendeten Produktionsbohrungen fündig, davon neun in Öl- und fünf in Gasfeldern.

Gemessen an der Bohrmeterleistung lag die Bohraktivität mit 56 807 m in etwa auf dem Niveau des Vorjahres. Ein Viertel der Bohrmeter entfiel auf Exploration, entsprechend drei Viertel auf die Feldesentwicklung. Etwa 40 % der gesamten Bohrmeter wurden im Feld Mittelplate abgeteuft.

Die Gesamtfläche der Erlaubnisgebiete zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas hat sich weiterhin verkleinert. Zwar wurden neue Erlaubnisgebiete vergeben, die Abnahme der Konzessionsfläche durch abgelaufene oder aufgehobene Erlaubnisse konnte damit aber nicht kompensiert werden. Bezogen auf die

Fläche ergaben sich die größten Veränderungen im Bereich der Nordsee. Dort wurden große Flächen im Bereich des Horn-Grabens und des nordwestlichen Entenschnabels aufgegeben.

Die Erdgasförderung lag gegenüber dem Vorjahr nahezu unverändert bei 21,4 Mrd. m³ und entsprach damit dem mittelfristig geplanten Niveau. Die sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven (Rohgas) sanken das zweite Jahr in Folge und betrugen 326,4 Mrd. m³. Dies entspricht einem Rückgang um 16,5 Mrd. m³ oder 4,8 %. Es konnte also nur ein geringer Teil der Fördermenge kompensiert werden. Die zusätzlichen Reserven waren kein Ergebnis der Exploration, sondern das Ergebnis von Lagerstätten-Neubewertungen.

Der positive Trend der Erdölförderung hat sich fortgesetzt. Mit der weiteren Produktionssteigerung im Feld Mittelplate auf 2 Mio. t ist die inländische Förderung auf 3,7 Mio. t angestiegen. In den meisten anderen Feldern waren die Fördermengen aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten weiterhin rückläufig. Auch die inländischen Erdölreserven profitierten von der Entwicklung in Mittelplate. Vor allem die Anhebung der Reserven in diesem Ölfeld hat die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Reserven um 13,5 Mio. t auf 60,3 Mio. t anwachsen lassen.

Nach Jahren des Wachstums scheint sich der Sektor der Untertageerdgasspeicherung zu stabilisieren. Das verfügbare Speicherpotenzial hat sich geringfügig auf 18,9 Mrd. m³ vermindert. Dieses Arbeitsgasvolumen verteilte sich auf 23 Porenspeicher und 20 Kavernenspeicher. Nach derzeitigen Planungen wird das Speicherpotenzial noch um 3,9 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen ansteigen.

Summary

In 2002 exploration for oil and gas continued at the same level as in the previous year. Geophysical prospecting again focused on the North Sea. In parts of the Danish, Dutch and German sectors seismic acquisition of the 3300 square kilometres "Entenschnabel" 3D survey was carried out. High resolution marine gravity data have been acquired in conjunction with the seismic survey. About 1400 square kilometres of the "Entenschnabel" survey cover German waters. 3000 kilometres of 2D seismics were shot in the area of the Schillgrund High.

Seven exploration wells were drilled. Four of these wells were drilled as new-field wildcats but without success. The remaining three exploration wells (new tectonic block tests, shallower pool test) were either not drilled to total depth or the well results were not determined until the end of 2002.

In field development all of the fourteen production wells were successful. Nine of these production wells found oil and five wells found gas.

In terms of footage drilling activity was at the same level as in the year before and amounted to 56 807 metres. A quarter of the footage was drilled in exploration and the remaining in field development. About 40 percent of the total footage was drilled in field development of the oilfield Mittelplate.

The total license area for oil and gas exploration was reduced even further. While some new licenses could be awarded the reduction in total license area due to relinquishment of some larger licenses could not be compensated. According to the extension of license areas the most important changes occurred in the North Sea. Large licenses around the Horn

Graben and in the north-western part of the "Entenschnabel" have been relinquished.

German gas production reached the level of the previous year. It amounted to 21.4 billion cubic metres and corresponds to the medium term production planning. Total remaining proven and probable gas reserves (raw gas) dropped for the second time in series and amounted to 326.4 billion cubic metres. This means a decrease by 16.5 billion cubic metres or 4.8 percent. Only a small share of gas production could be replaced by new reserves. The new reserves did not result by exploration but by reassessment of producing fields.

The growth of oil production continued in 2002. Due to the increase in production from the oilfield Mittelplate to 2 million metric tons per year total oil production rose up to 3.7 million tons. Production from most of the German fields further decreased because of the normal decline in production towards the end of lifetime of fields. German oil reserves profit from the field development of Mittelplate. Mainly the reserves growth of Mittelplate led to an increase in total remaining proven and probable oil reserves of 13.5 million tons or 29 percent to 60.3 million tons.

Underground gas storage seems to stabilize after years of continuous growth. The total working gas volume was slightly reduced to 18.9 billion cubic metres. This storage potential rests in 23 gas storages facilities in porous rocks and 20 gas storage facilities in salt caverns. At present it is planned to raise the working gas volume by 3.9 billion cubic metres by building new storage facilities and extending existing facilities.

1 Bohraktivität

Nach dem historischen Tiefststand in 2000 hat sich die Bohraktivität im Folgejahr leicht erholt und in 2002 stabilisiert. Gemessen an der Zahl der Bohrprojekte hat sich die Bohraktivität gegenüber 2001 deutlich positiv entwickelt. In der Bohrmeterleistung spiegelt sich diese Entwicklung allerdings nur in einem geringen Anstieg wider.

Generell ist die Situation in Deutschland dadurch gekennzeichnet, dass es sich aus erdöl-/erdgasgeologischer Sicht um ein sehr reifes Gebiet handelt. Damit wird die Möglichkeit, noch größere wirtschaftlich rentable Lagerstätten zu finden, deutlich eingeschränkt. Aber gerade neue oder bestehende Lagerstätten mit einem guten Entwicklungspotenzial bieten die Anreize, eine hohe Bohraktivität aufrecht zu erhalten.

Die Entdeckung der letzten "größeren" Gasfelder, Völkersen und Burgmoor, liegt jetzt zehn Jahre zurück. Inzwischen wurden diese Felder mit mehreren Bohrungen erschlossen. Seit dieser Zeit wurden in Deutschland 40 Aufschlussbohrungen durchgeführt, ohne weitere größere Neufunde zu machen. Somit sind aus

diesem Bereich keine Impulse für eine Feldesentwicklung zu erwarten, die die Bohraktivität nachhaltig positiv beeinflussen könnten.

Auf der anderen Seite werden die bestehenden Gaslagerstätten, soweit sie noch über Entwicklungspotenziale verfügen, im Allgemeinen in dem Maße entwickelt, dass die Reservesituation in Deutschland etwa stabil gehalten werden kann. Eine intensivere Erschließung der Gaslagerstätten mit dem Ziel, die Kapazitäten zu steigern, ist in vielen Fällen einerseits aus technischen Gründen (Kapazitätsbegrenzung der Entschwefelungsanlagen im Sauer gasbereich) und andererseits aufgrund der Strukturen des Gasmarktes nicht möglich.

Eine Ausnahme stellt das Ölfeld Mittelplate dar. Dieses Feld ist mit einem solchen Entwicklungspotenzial ausgestattet, dass die Tätigkeiten in diesem Feld nun schon über mehrere Jahre eine tragende Säule der inländischen Bohraktivität darstellen. In 2002 wurden dort sechs Bohrungen niedergebracht, die mehr als 40 Prozent der gesamten inländischen Bohrmeterleistung ausmachten.

1.1 Explorationsbohrungen

Unter den Explorationsbohrungen sind derzeit praktisch nur Aufschlussbohrungen und Teilfeldsuchbohrungen von Bedeutung. Die unterschiedlichen Bohrkategorien und -typen sind in Abschnitt 1.4 beschrieben. In 2002 wurden wie im Vorjahr vier Aufschlussbohrungen (Tab. 1) gebohrt. Aufschlussbohrungen haben das Ziel, neue Lagerstätten zu finden.

Zwei dieser Bohrungen wurden in Norddeutschland niedergebracht. Sie sollten in den Sandsteinen des Rotliegend Gaslagerstätten nachweisen. Das Zielgebiet der Bohrung Hohne Z1 lag bezüglich der Rotliegend-Horizonte in einer relativ unerforschten Region, südlich des Gürtels der bekannten Rotliegend-

Gasfelder. Die Bohrung Emtinghausen-West Z1 suchte im südlichen Arsten-Graben nach Gas. Beide Bohrungen wurden nicht fründig. Ebenfalls als nicht fründig eingestuft wurde die Bohrung Wisselshorst Z1 aus dem Jahr 1997. Die Bohrung Walsrode-Ost Z1 aus 1993 hat nach wie vor kein endgültiges Ergebnis.

Auch In der Ostmolasse Süddeutschlands wurde wieder gebohrt. Die Bohrung Rotter Forst C1 war innerhalb der vergangenen zwei Jahre die dritte Gas-Aufschlussbohrung in dieser Region.

Nach vielen Jahren wurde mit der Bohrung Aljarn 1/1a erstmals wieder der Versuch unter-

nommen, eine neue Öllagerstätte zu erschließen, leider ohne Erfolg.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen wurden in 2002 vier neue Projekte begonnen. Die Bohrung Klosterseele Z6/Z6a suchte unterhalb der bekannten Zechstein-Lagerstätte im Permokarbon bzw. an der Ostflanke des Feldes Klosterseele nach Gas. Beide Projekte hatten zum Jahresende noch kein Ergebnis. Im Westteil des Feldeskomplexes Bahrenborstel/Uchte/Burgmoor hatte die Bohrung Bahrenborstel Z14 den Zielhorizont im Zechstein zum Jahresende noch nicht erreicht.

Aufschlussbohrungen

Gebiet Elbe-Weser

Die Bohrung **Aljarn 1** (RWE Dea¹) (Anl. 1) wurde etwa 17 km südöstlich von Lüneburg im nördlichen Teil des Gifhorn-Hamburger Troges abgeteuft. Sie sollte in der Anschleppungszone des Horndorfer Salzstocks in den Sandsteinen des Dogger Beta eine Öllagerstätte suchen. Als weiterer Zielhorizont waren die Sandsteine des Mittelrhät ausgewiesen, die in analoger Fallenposition ebenfalls ölführend vermutet wurden. Entgegen der Prognose traf die Bohrung an der Salzstockflanke angeschleppte Schichten des mittleren Keuper an und wurde daraufhin in einer Teufe von 1750 m eingestellt. Um die Zielhorizonte im Hangenden erreichen zu können, wurde die Bohrung zur **Aljarn 1a** abgelenkt. Nach technischen Problemen, die zur Aufgabe des Bohrloches und Ablenkung der Bohrung zwangen, konnten die Dogger Beta-Sandsteine aufgeschlossen werden; leider waren die Sandsteine verwässert. Im Lias stehend musste das Bohrloch wegen erneuter technischer Probleme in einer Teufe von 2133 m aufgegeben werden. Auf eine weitere Ablenkung der Bohrung zur Untersuchung des Mittelrhät-Sandsteins wurde verzichtet. Die Bohrung wurde als fehl eingestuft und verfüllt.

Zwischen den Gasfeldern Becklingen/Wardböhmen und Imbrock sollte die Bohrung Imbrock-Süd Z1 die Rotliegend-Sandsteine gasführend nachweisen. Auch diese Bohrung hatte die Zielhorizonte zum Jahresende noch nicht erreicht. Die Vorjahresbohrung Blaukirchen Z1 hat auch in 2002 noch kein endgültiges Ergebnis erhalten.

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

Einige Kilometer nördlich der Aller wurde innerhalb der Erlaubnis Gifhorn die Bohrung **Hohne Z1** (RWE Dea) (Anl. 2) abgeteuft. Das Ziel der Bohrung waren die potenziell gasführenden Sandsteine des Rotliegend, die nach Interpretation des seismischen 3D-Surveys "Gifhorn-Hohne" in einer Hochlage identifiziert wurden. Das Zielgebiet lag bezüglich der Horizonte im Rotliegend in einer relativ unerforschten Region, südlich des Gürtels der bekannten Rotliegend-Gasfelder. Die nächstgelegenen Bohrungen mit bekannten Rotliegendprofilen befinden sich in einer Entfernung von 20-30 km. Ende 2001 stand die Bohrung bei einer Teufe von 5103 m bereits im Rotliegend, und zwar im Grenzbereich zwischen Hannover- und Dethlingen-Formation. Anfang Januar 2002 wurde die Bohrung bei einer Teufe von 5152 m im Vulkanit des Rotliegend eingestellt, wegen unzureichender Speichereigenschaften der Träger als fehl eingestuft und ohne Tests verfüllt.

Bereits 1993 war an der Westflanke des südlichen Schneverdingen-Grabens die Bohrung **Walsrode-Ost Z1** (EMPG) (Anl. 2) abgeteuft worden. Der Wustrow- und der Havel-Sandstein des Rotliegend waren gasführend angetroffen worden, die schlechten Speichereigenschaften der Träger ließen aber keine wirtschaftliche Förderung erwarten. Eine ge-

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

plante Ablenkung der Bohrung steht weiterhin zur Diskussion.

Ebenfalls im südlichen Schneverdingen-Graben hatte 1997 die Bohrung **Wissels-horst Z1** (Preussag) (Anl. 2) den Wustrow- und den Elbe/Havel-Sandstein des Rotliegend gasführend aufgeschlossen. Aufgrund der schlechten Testergebnisse wurde in 1998 eine Frac-Behandlung durchgeführt. Die Förderrate konnte aber nicht in dem erhofften Umfang gesteigert werden, so dass nach wie vor keine wirtschaftliche Produktion möglich ist. Seitdem wurden keine weiteren Arbeiten an der Bohrung vorgenommen. Im Berichtsjahr wurde die Bohrung als fehl eingestuft. Die Bohrung steht weiterhin offen, da über eine Ablenkung der Bohrung zur Entwicklung der Tight-Gas Ressourcen noch nicht entschieden wurde.

Gebiet Weser-Ems

Mit der Bohrung **Emtinghausen-West Z1** (Wintershall) (Anl. 2) wurde die Rotliegend-Exploration an der Ostflanke des Oldenburg-Hochs wieder aufgenommen. Die letzte Bohrung, die das Rotliegend im Arsten-Graben erkundete, war die etwa 35 km nordwestlich gelegene, nicht fündige Bohrung Ganderke-see Z2 aus dem Jahre 1996. Die Bohrung Emtinghausen-West Z1 zielte auf eine tektonisch begrenzte Scholle im südlichen Teil des Arsten-Grabens etwa 6 km südlich der Bohrung Emtinghausen 8Z, die im höheren Teil des Rotliegend dichte Sandsteine und im tieferen Teil fanglomeratisch entwickelte Sedimente angetroffen hatte. Als Zielhorizonte der Bohrung Emtinghausen-West Z1 wurden Sandsteine der Elbe- und Havel-Subgruppe ausgewiesen. Am Jahresende 2001 stand die Bohrung bei etwa 4500 m Teufe in Salzen des

Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Elbe-Weser

Die Bohrung **Imbrock-Süd Z1** (RWE Dea) (Anl. 2) soll die Sandsteine des Rotliegend in einer strukturellen Hochlage zwischen den

Zechstein. Nach technischen Problemen im Staßfurt-Karbonat musste das Bohrloch aufgegeben werden. Die Ablenkung erreichte ihre Endteufe von 5100 m in einer vulkanoklastischen Abfolge der Havel-Subgruppe des Rotliegend. Die erbohrten Sandsteine der Hannover- und Dethlingen-Formation wiesen sehr schlechte Speichereigenschaften auf und waren verwässert. Die Bohrung war damit nicht fündig und wurde ohne Teste verfüllt.

Alpenvorland

Die Bohrung **Rotter Forst C1** (RWE Dea) (Anl. 1) suchte in der Ostmolasse etwa 5 km nördlich der Lagerstätte Inzenham-West nach Erdgas. Ziele der Bohrung waren die Sandsteine des Aquitan und des Chatt. Die Zielpunkte waren durch eine Antiklinalstruktur im Niveau des Aquitan sowie durch eine seismische Amplitudenanomalie im Bereich einer Hochlage des Chatt definiert und lagen in Ost-West-Richtung etwa 700 m voneinander entfernt. Die Bohrung traf im Aquitan und auch im Chatt mächtige Sandsteine an, die entgegen der Prognose aber nur selten grobkörnig und gut porös ausgebildet waren. Ursprünglich sollte die Bohrung bei etwa 2800 m innerhalb der Chatt-Sandsteinserie eingestellt werden. Da die Gasanzeichen bei Annäherung an die geplante Endteufe jedoch anstiegen und auch die Spülproben zunehmend positive Anzeichen für die Speichereigenschaften der Sandsteine zeigten, wurde entschieden, die Bohrung bis zur vermuteten Basis der Sandsteinserie zu vertiefen. Die Bohrung wurde in einer Teufe von 3020 m in Tonmergeln, die vermutlich dem Rupel zuzuordnen sind, eingestellt. Da alle Speicher verwässert waren, wurde die Bohrung als fehl eingestuft und verfüllt.

produzierenden Rotliegend-Gasfeldern Imbrock und Becklingen/Wardböhmen hinsichtlich ihrer Gasführung untersuchen. Der Ansatzpunkt liegt 2,5 km südwestlich der Bohrung Imbrock Z1 und 6 km nordwestlich der Boh-

rung Becklingen Z1 am äußersten Rande des Truppenübungsplatzes Bergen. Der Zielpunkt liegt etwa 650 m südsüdwestlich entfernt innerhalb des Truppenübungsgeländes. Nach den Ergebnissen der umliegenden produktiven Bohrungen kann in dieser Region vor allem innerhalb der tieferen Dethlingen-Formation mit speicherfähigen Sandsteinen gerechnet werden, die vermutlich auch gasführend sind, soweit sie oberhalb des angenommenen Gas-Wasser-Kontaktes angetroffen werden. Zum Jahresende 2002 hatte die Bohrung die Zielhorizonte noch nicht erreicht und stand bei 4086 m im Mittleren Buntsandstein.

Gebiet Weser-Ems

Mit der Bohrung **Bahrenborstel Z14** (Wintershall) (Anl. 2) soll das Staßfurt-Karbonat einer tektonischen Scholle an der Westflanke des Feldeskomplexes Bahrenborstel-Burgmoor-Uchte untersucht werden. Eines der Risiken in dieser Region stellt die Gasqualität dar. Aufgrund lokal hoher Kohlendioxidgehalte der Erdgase blieb in der Vergangenheit schon so mancher Bohrung der wirtschaftliche Erfolg versagt. Zur Ermittlung der strukturellen Situation und der Gasqualität ist geplant, das Staßfurt-Karbonat zunächst mit einem Pilotloch aufzuschließen. Im Erfolgsfall soll die Bohrung abgelenkt werden und der Träger mit einem horizontalen Bohrloch aufgeschlossen werden. Zum Jahresende 2002 hatte die Bohrung den Zielhorizont noch nicht erreicht und stand bei 2188 m im Mittleren Buntsandstein.

In der Rotliegend-Provinz Ostfriesland wurde in 2001 die Bohrung **Blaukirchen Z1** (Preussag) (Anl. 2) etwa 2 km nordöstlich der Lagerstätte Großes Meer abgeteuft. Die Bohrung hat die Rotliegend-Sandsteine nicht so strukturohoch angetroffen wie ursprünglich prognostiziert, sondern etwas tiefer als in der Bohrung Großes Meer Z1, aber dennoch mit deutlichen Gasanzeichen. Vier Intervalle innerhalb der Rotliegend-Sandsteine wurden getestet. Alle Intervalle waren verwässert. Selbst im höchsten Intervall floss nach einer kurzen Phase der Gasförderung Formationswasser zu. Ein Test auf das Werra-Karbonat erbrachte geringe

nicht wirtschaftlich förderbare Gasmengen. Die Bohrung wird weiterhin offen gehalten, da Möglichkeiten einer Ablenkung auf strukturohöhere Bereiche geprüft werden.

Mit der Bohrung **Klosterseele Z6** (EMPG) (Anl. 2) wurden mehrere Ziele verfolgt. Die Stammborung wurde zunächst als Produktionsbohrung im zentralen und strukturohöchsten Teil des Gasfeldes Klosterseele bis in den Werra-Anhydrit abgeteuft. Aufgrund der mehrjährigen Erdgasförderung in diesem Feld wurde im Staßfurt-Karbonat wie erwartet ein abgesenkter Lagerstättendruck angetroffen. Zur Untersuchung des Permokarbon wurde die Bohrung als **Klosterseele Z6a** vertieft. Im Allgemeinen sind die Oberkarbon-Sandsteine nicht mit besonders guten Trägereigenschaften ausgestattet. Um einer potenziellen Trägerschädigung vorzubeugen, kam bei der Vertiefung deshalb die Technik des "Underbalanced Drilling" (Bohren mit geringer Spülsaumlast) zur Anwendung. Unterhalb der Zechstein-Basis wurde geringmächtiges Rotliegend erbohrt, an das sich bis zur Endteufe von 4801 m Ton- und Sandsteine des Oberkarbon anschlossen. Während des Bohrens gab es in beiden Intervallen gute Gasanzeichen. Im Rahmen der anschließenden Druckaufbauteile konnten sowohl aus dem Rotliegend als auch aus dem Oberkarbon nur sehr geringe Zuflüsse festgestellt werden, so dass die Sandsteine als relativ dicht interpretiert werden müssen. Aus dem Werra-Anhydrit wurde die Bohrung als **Klosterseele Z6b** auf die etwa 300 m tiefer liegende östliche Tiefscholle abgelenkt, um dort das Staßfurt-Karbonat zu untersuchen. Hinweise auf ein gasführendes Staßfurt-Karbonat auf der Tiefscholle waren bislang nur durch das ca. 5 km entfernt liegende Gasfeld Syke gegeben. Nach Problemen mit der Bohrlochstabilität, die letztlich zur Aufgabe und Ablenkung des Bohrloches führten, kam die Bohrung hinter der Hauptstörung direkt in das Staßfurt-Karbonat der Tiefscholle und schloss dieses bis zum Erreichen der Endteufe bei 5230 m auf etwa 100 m Länge annähernd horizontal auf. Das Bohrloch wurde ohne Bohrlochmessungen komplettiert. Ein Test ist für das zweite Quartal 2003 geplant.

1.2 Bohrergebnisse

In 2002 konnte mit 31 aktiven Bohrprojekten deren Anzahl gegenüber 20 im vorangehenden Jahr deutlich gesteigert werden. Als "aktiv" werden an dieser Stelle die Bohrprojekte bezeichnet, die zur Bohrleistung beigetragen haben. Hinzu kommen 4 Projekte, die bereits vor 2002 die Endteufe erreicht hatten.

Bis zum Jahresende 2002 waren 17 Projekte fündig gemeldet worden oder hatten ihr Ziel erreicht. Das Ergebnis "Ziel erreicht" ist Hilfsbohrungen, die ja keine Fündigkeit erzielen sollen (s. Kap. 1.4.), oder technisch bedingten Ablenkungen bereits fündiger Bohrungen vorzuziehen. In den Tabellen 1 und 2 sind die Explorations- und Feldesentwicklungsbohrungen mit ihren Ergebnissen zusammengestellt. Fündig wurden ausschließlich Produktionsbohrungen. Von den 14 Fündigkeiten waren neun Ölprojekten und fünf Gasprojekten zuzuordnen. Die Fündigkeitsquote der Produktionsbohrungen betrug 100 Prozent.

Die Bandbreite der untersuchten Ziele der Aufschlussbohrungen war breit gefächert. Sie umfasste Erdgasbohrungen in Nord- und Süddeutschland sowie eine Ölaufschlussbohrung in Norddeutschland. Mit weiteren vier Projekten wurde in der unmittelbaren Umgebung von bekannten Lagerstätten nach Erdgas gesucht. Die Ergebnisse der endgültig bewerteten Explorationsbohrungen waren durchweg negativ.

Im Gasfeld Söhlingen wurde mit der Bohrung Söhlingen Z15 das vierte Tight-Gas-Projekt angegangen, mit dem das Erdgas eines geringpermeablen Horizonts der Lagerstätte mittels Horizontalbohrtechnik in Kombination mit einer mehrfachen Frac-Behandlung förderbar gemacht werden soll.

Der relativ hohe Anteil von Ölprojekten bei den Produktionsbohrungen spiegelt die Entwicklung des Ölpreises wider. Sie zeigt, dass bei dem derzeitigen durchschnittlichen Ölpreis-

Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2002. Bohrlokationen siehe Anlagen 1 und 2.

Name	Operator	Rechtswert	Hochwert	Status	Ziel/ Fundhorizont	ET	Horizont bei ET
Aufschlussbohrungen (A3)						m	
<i>Alpenvorland</i>							
Rotter Forst C1	RWE Dea	4506370	5313840	fehl	Aquitain, Chatt	3020,0	Rupel
<i>Elbe-Weser</i>							
Aljam 1	RWE Dea	4408159	5894171	fehl	Dogger, Rhät	1750,0	Keuper
Aljam 1a	RWE Dea	4408159	5894171	fehl	Dogger, Rhät	2133,0	Lias
Hohne Z1	RWE Dea	3593626	5829969	fehl	Rotliegend	5152,0	Rotliegend
Walsrode-Ost Z1*	EMPG	3543584	5860412	n.k.E.	Rotliegend	5189,9	Oberkarbon
Wisselshorst Z1*	Preussag	3546574	5865255	fehl	Rotliegend	5144,3	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Emtinghausen-West Z1	Wintershall	3496788	5857965	fehl	Rotliegend	5100,0	Rotliegend
Teilfeldsuchbohrungen (A4)							
<i>Elbe-Weser</i>							
Imbrock-Süd Z1	RWE Dea	3557666	5866295	bohrt	Rotliegend		
<i>Weser-Ems</i>							
Bahrenborstel Z14	Wintershall	3484341	5824915	bohrt	Staßfurt-Karb.		
Blaukirchen Z1*	Preussag	2588178	5921363	n.k.E.	Rotliegend	5055,0	Rotliegend
Klosterseele Z6a	EMPG	3480542	5865583	n.k.E.	Permokarbon	4801,0	Oberkarbon
Klosterseele Z6b	EMPG	3480542	5865583	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	5230,0	Zechstein
Status mit Stand vom 31. Dezember 2002; *: Endteufe vor 2002 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis							

veau auch in den alten Ölfeldern des Westemlandes noch lukrative Projekte herausgearbeitet werden können.

Zu einem großen Teil wurden die Öl- und Gasprojekte als geologische Ablenkungen (im Bohrungsnamen mit nachgestelltem "a", "b", usw. gekennzeichnet) bereits produzierender

Sonden realisiert. Wenn die Förderung zeigt, dass Sonden nicht optimal platziert sind, kann auf diese Weise mit relativ geringem Aufwand eine Fördersteigerung erzielt werden, in dem etwa strukturbereichere Bereiche erschlossen werden, die eine geringere Verwässerung aufweisen. Neue Bohrungen würden in solchen Fällen häufig keine Wirtschaftlichkeit erreichen.

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2002.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Dieksand 6	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	ölfündig
Dieksand 7	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	ölfündig
Dieksand 8	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Mittelplate-A 15	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	bohrt
Mittelplate-A 16	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	bohrt
<i>Elbe-Weser</i>			
Salzwedel 125a	EEG	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Söhlingen Z9a	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Söhlingen Z15	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	bohrt
Völkersen Z6	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
<i>Weser-Ems</i>			
Bahrenborstel Z8a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Dötlingen Z13a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Klosterseele Z6	EMPG	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
<i>Westlich der Ems</i>			
Georgsdorf 121a	EMPG	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 309a*	Preussag	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 340a	Preussag	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 400	Preussag	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 401	Preussag	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 662b	Preussag	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Scheerhorn 134a	Preussag	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Hilfsbohrungen (B3)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A H1	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	Ziel erreicht
<i>Weser-Ems</i>			
Vorhop H2	Preussag	Dogger-Sandsteine	Ziel erreicht
<i>Weser-Ems</i>			
Emlichheim 514	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
<i>Oberrheintal</i>			
Landau 101	Wintershall	älteres Tertiär, Basissand	technisch fehl
EEG – EEG - Erdgas Erdöl GmbH, Berlin EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover Preussag – Preussag Energie GmbH, Lingen RWE Dea – RWE Dea AG, Hamburg Wintershall – Wintershall AG, Kassel		Status mit Stand vom 31. Dezember 2002 * : Endteufe vor 2002 erreicht	

1.3 Bohrmeterleistung

Gemessen an der Bohrmeterleistung lag die Bohraktivität in 2002 mit 56 807 m auf dem Niveau des Vorjahres (Tab. 3) und entsprach damit in etwa dem grob prognostizierten Wert von 50 000 m. Vor dem Hintergrund der geringen Bohraktivität lassen sich genauere Prognosen nur schwer ableiten. Denn schon die Realisierung nur eines geplanten Tiefbohrprojektes auf die Gasträger im Zechstein oder Rotliegend kann die jährliche Bohrmeterleistung um bis zu 10 % anwachsen lassen. Entsprechend bewirkt die Verschiebung eines solchen Projektes ins Folgejahr das Gegenteil. Für das laufende Jahr wird auf der Basis der geplanten Bohrprogramme und der bislang durchgeführten Bohrungen mit einer deutlich geringeren Bohrleistung gerechnet.

Aufgrund der großen relativen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf die unterschiedlichen Bohrkategorien, wird in diesem Bericht zur Betrachtung der Entwicklung der Bohraktivität auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangehenden fünf Jahre herangezogen (Tab. 3). Gegenüber diesem Mittelwert ließ die Bohrleistung in 2002 um 15 % nach. Nach dem Abwärtstrend seit 1995 hat sich aber eine gewisse Stabilisierung eingestellt (Abb. 1).

Auf die Kategorie der Explorationsbohrungen entfiel mit 14 300 m ein Viertel der Bohrmeter.

Damit ist dieser Anteil wieder auf die geringen Werte der Jahre 1999 und 2000 zurückgefallen. Gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre bedeutet dies einen Rückgang um knapp 36 %. Angesichts der ausbleibenden Erfolge der Explorationsbohraktivität bleibt abzuwarten, in welchem Maße die Bohraktivitäten in der Exploration fortgeführt werden.

In der Feldesentwicklung ist die Bohrleistung wieder deutlich auf etwa 42 500 m angestiegen und hat damit etwa das Niveau des Mittels der vorangehenden fünf Jahre erreicht. Maßgeblich ist dieser Wert auf die Bohraktivitäten im Ölfeld Mittelplate zurückzuführen. Hier wurden 42 % der gesamten Bohrmeter oder 57 % der Bohrmeter der Feldesentwicklung abgeteuft. Insbesondere haben die Extended-Reach-Bohrungen Dieksand 7 und 8 dazu beigetragen.

Entsprechend hat sich die Verteilung der Bohraktivitäten auf die Bundesländer und Regionen verändert (Tab. 4). In Niedersachsen wurden zwar nach wie vor die meisten Bohrmeter abgeteuft, doch fiel dessen Anteil von 63 % auf 52 % zugunsten von Schleswig-Holstein. Auf Bayern entfielen 5 % der Bohrleistung. Geringere Aktivitäten gab es in den Bundesländern Sachsen-Anhalt und Rheinland-Pfalz.

Tab. 3: Bohrmeterleistung 1997 bis 2002, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen				Feldesentwicklungsbohrungen					
	m	%	A3 m	%	A4 m	%	B1 m	%	B2 m	%	B3 m	%
1997	83 338	100	16 663	20,0	22 228	26,7	6 851	8,2	36 642	44,0	954	1,1
1998	85 887	100	4 942	5,8	22 375	26,0	12 846	15,0	44 993	52,4	732	0,9
1999	68 231	100	-	-	15 007	22,0	8 430	12,4	43 451	63,7	1 343	2,0
2000	43 206	100	1 828	4,2	6 752	15,6	-	-	34 626	80,1	-	-
2001	54 030	100	13 581	25,1	8 193	15,2	3 827	7,1	26 345	48,8	2 084	3,9
2002	56 807	100	7 319	12,9	7 017	12,4	-	-	38 692	68,1	3 780	6,7
Mittelwert 1997-2001	66 938	100	7 403	11,1	14 911	22,3	6 391	9,5	37 211	55,6	1 023	1,5

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2002 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration		Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A3	A4	B1	B2	B3		
Bundesland	m	m	m	m	m	m	%
Bayern	3020,0	-	-	-	-	3020,0	5,3
Niedersachsen	4298,8	7016,7	-	16147,2	1925,3	29388,0	51,7
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	67,0	67,0	0,1
Sachsen-Anhalt	-	-	-	309,4	-	309,4	0,5
Schleswig-Holstein	-	-	-	22235,0	1788,0	24023,0	42,3
Gebiet							
Nördlich der Elbe	-	-	-	22235,0	1788,0	24023,0	42,3
Elbe-Weser	3625,2	4086,0	-	12038,4	-	19749,6	34,8
Weser-Ems	673,6	2930,7	-	2143,9	1881,0	7629,2	13,4
Westlich der Ems	-	-	-	2274,3	44,3	2318,6	4,1
Oberheintal	-	-	-	-	67,0	67,0	0,1
Alpenvorland	3020,0	-	-	-	-	3020,0	5,3

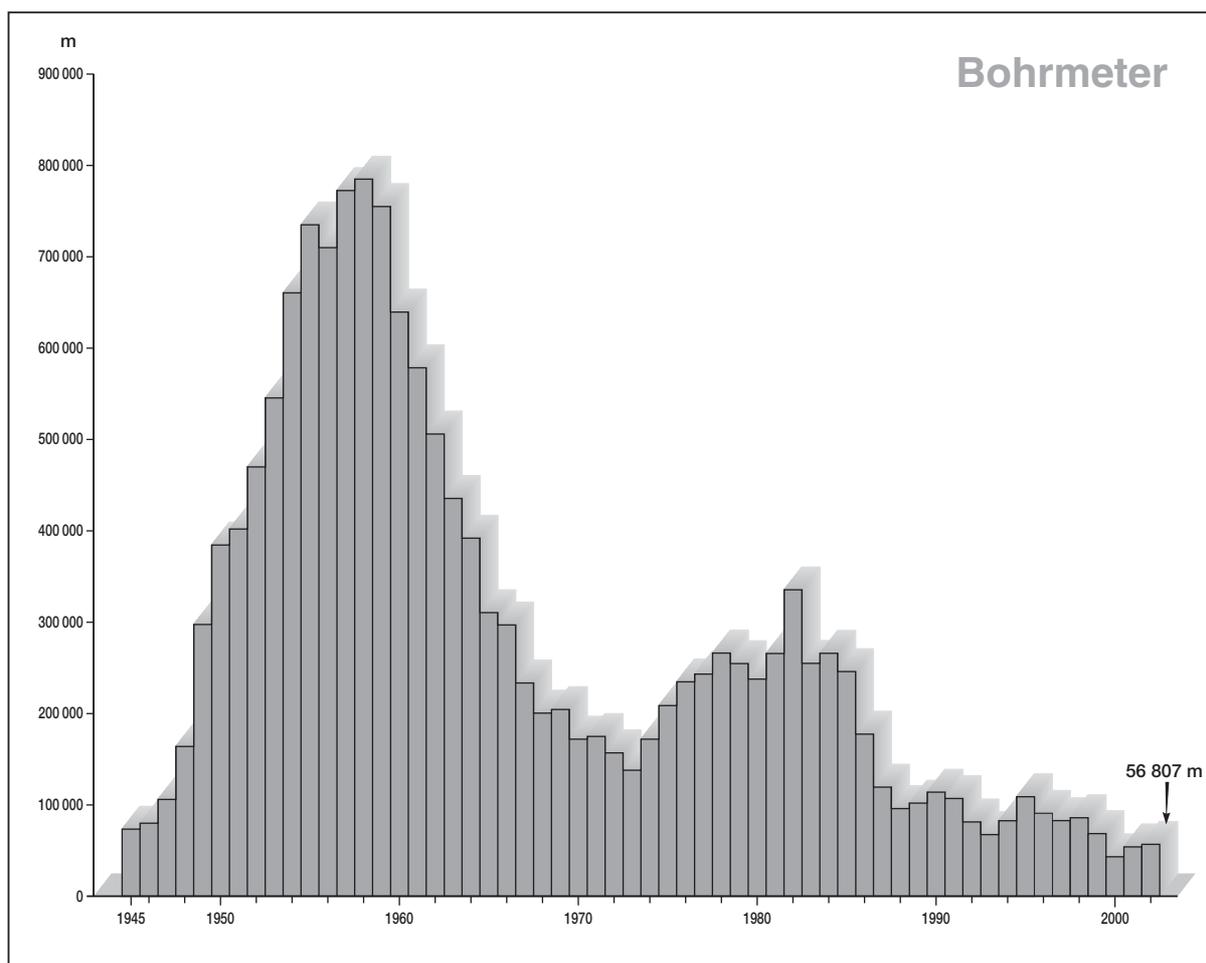


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2002.

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 Bohrklassifikation:

A Explorationsbohrung (exploration well)

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

A1 Untersuchungsbohrung (shallow stratigraphic test, structure test)

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

A2 Basisbohrung (deep stratigraphic test)

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

A3 Aufschlussbohrung (new field wildcat)

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

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

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

A5 Wiedererschließungsbohrung (field reactivation well)

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

B Feldesentwicklungsbohrung (development well)

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

Sie verfolgt einen bereits produzierenden Horizont entweder im Anschluss an eine fundige Bohrung oder im Gebiet eines Erdöl- oder Erdgasfeldes bei Kenntnis un-

komplizierter 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 Hilfsbohrung (injection well, observation well, disposal well etc.)

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

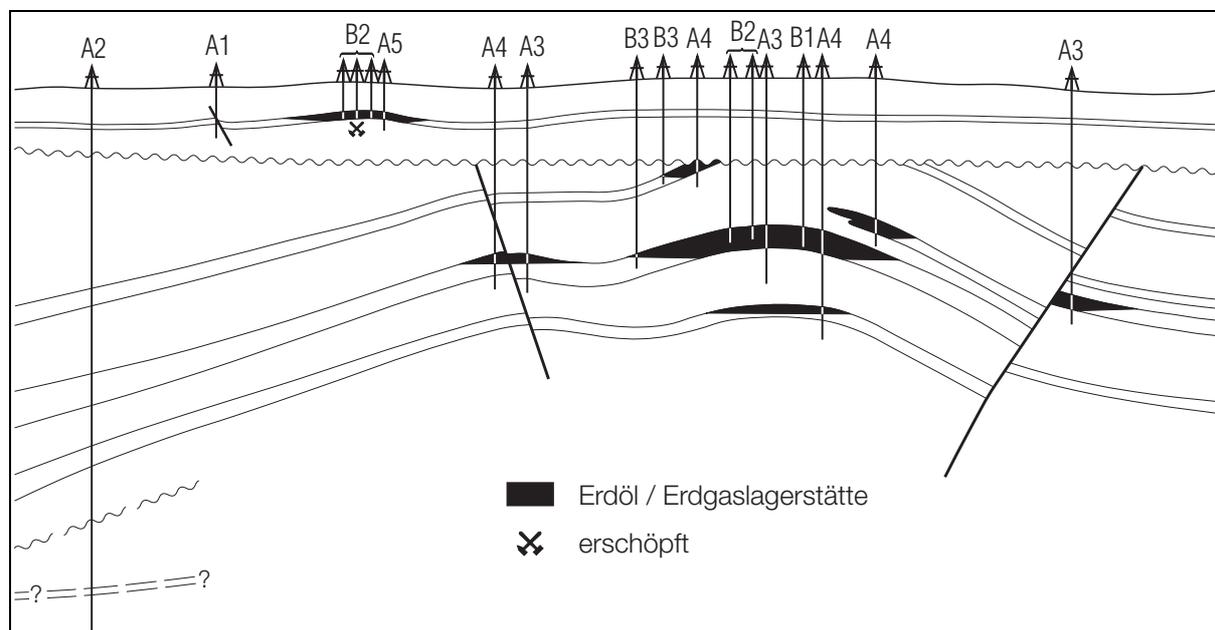


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

2 Geophysik

In der jüngeren Vergangenheit waren die Explorationsaktivitäten auf dem Sektor der Geophysik eher verhalten ausgefallen. Eine Ausnahme stellte das Jahr 2001 dar. Aufgrund mehrerer seismischer 3D-Surveys erreichte die Gesamtfläche mit knapp 2400 km² in 2001 ein historisches Maximum. Den wesentlichen Beitrag dazu hatte ein großer 3D-Survey der Deutschen Nordsee-Gruppe unter Federführung der Wintershall AG im Entenschnabel der Nordsee geliefert. Dass dieser Wert in 2002 kaum wiederholt werden konnte, lag auf der Hand.

In 2002 wurden im Rahmen der Erdöl- und Erdgasexploration in Deutschland 3D-seismische Messungen mit einer Gesamtfläche von etwa 1500 km² durchgeführt. Der Umfang der 2D-Seismik erreichte einen Wert von fast 3000 Profilkilometern. Gravimetrische Daten wurden auf einer Gesamtfläche von 2500 km² erhoben. In Tabelle 5 ist der Umfang der durchgeführten geophysikalischen Untersuchungen in den Explorationsgebieten zusammengestellt.

Mit einer Gesamtfläche von fast 1500 km² wurde im historischen Vergleich ein hohes

Niveau von 3D-seismischen Messungen erreicht. Gemessen wurden lediglich zwei Surveys. Im Bereich des Entenschnabels der Nordsee wurde im Auftrag der Fugro-Geoteam A/S eine 3D-Seismik akquiriert, die eine Fläche von 3330 km² überdeckt (Abb. 5). Etwa 1400 km² dieser Fläche entfallen auf den deutschen Sektor mit den Erlaubnisgebieten B 20008/19 und B 20008/52, die restlichen 1900 km² auf den holländischen und dänischen Sektor.

Onshore wurde ein Survey im Erlaubnisgebiet Leer der Preussag Energie GmbH zu Ende geführt, mit dessen Aufnahme in 2001 begonnen wurde (Abb. 3).

Der Umfang der 2D-Seismik erreichte mit etwa 3000 Profilkilometern im langjährigen Vergleich ein recht hohes Niveau. Entsprechend der 3D-Seismik wurden die Messungen fast ausschließlich in der Nordsee vorgenommen, und zwar in den Blöcken des Konsortiums Denerco Oil A/S & Intrepid Energy North Sea Ltd. (Erlaubnisgebiet B 20008/64).

Auf dem Festland wurden 2D-seismische Messungen nur im Erlaubnisgebiet Celle der RWE

Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2002 (nach Angaben der explorierenden Gesellschaften und des Landesbergamtes Clausthal-Zellerfeld).

Gebiet	3D-Seismik	2D-Seismik	Gravimetrie
	km ²	km	Messpunkte / km ²
Ostsee	-	-	-
Nordsee	1425	2953	244690 / 1438
Nördlich der Elbe	-	-	-
Zwischen Oder/Neiße und Elbe	-	-	-
Zwischen Elbe und Weser	-	20	-
Zwischen Weser und Ems / Emsmündung	47	-	4888 / 1074
Westlich der Ems	-	-	-
Thüringer Becken	-	-	-
Niederrhein-Münsterland	-	-	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-
Oberheintal	-	-	-
Alpenvorland	-	-	-
Summe	1472	2973	249578 / 2512

Dea AG durchgeführt. Mit dieser Messung sollten die Voraussetzungen für eine genauere Bestimmung der Oberkante des Salzstockes Wietze-Hambühren geschaffen werden.

Parallel mit der Aufnahme der 3D-Seismik im Entenschnabel wurden von der Fugro-LCT Ltd. kontinuierlich gravimetrische Daten aufge-

zeichnet. Mit diesem Datensatz stehen hochauflösende gravimetrische Daten für die gesamte Fläche der 3D-Seismik zur Verfügung.

Onshore wurden gravimetrische Daten in den Erlaubnisgebieten Bedekaspel und Leer der Preussag Energie GmbH erhoben.

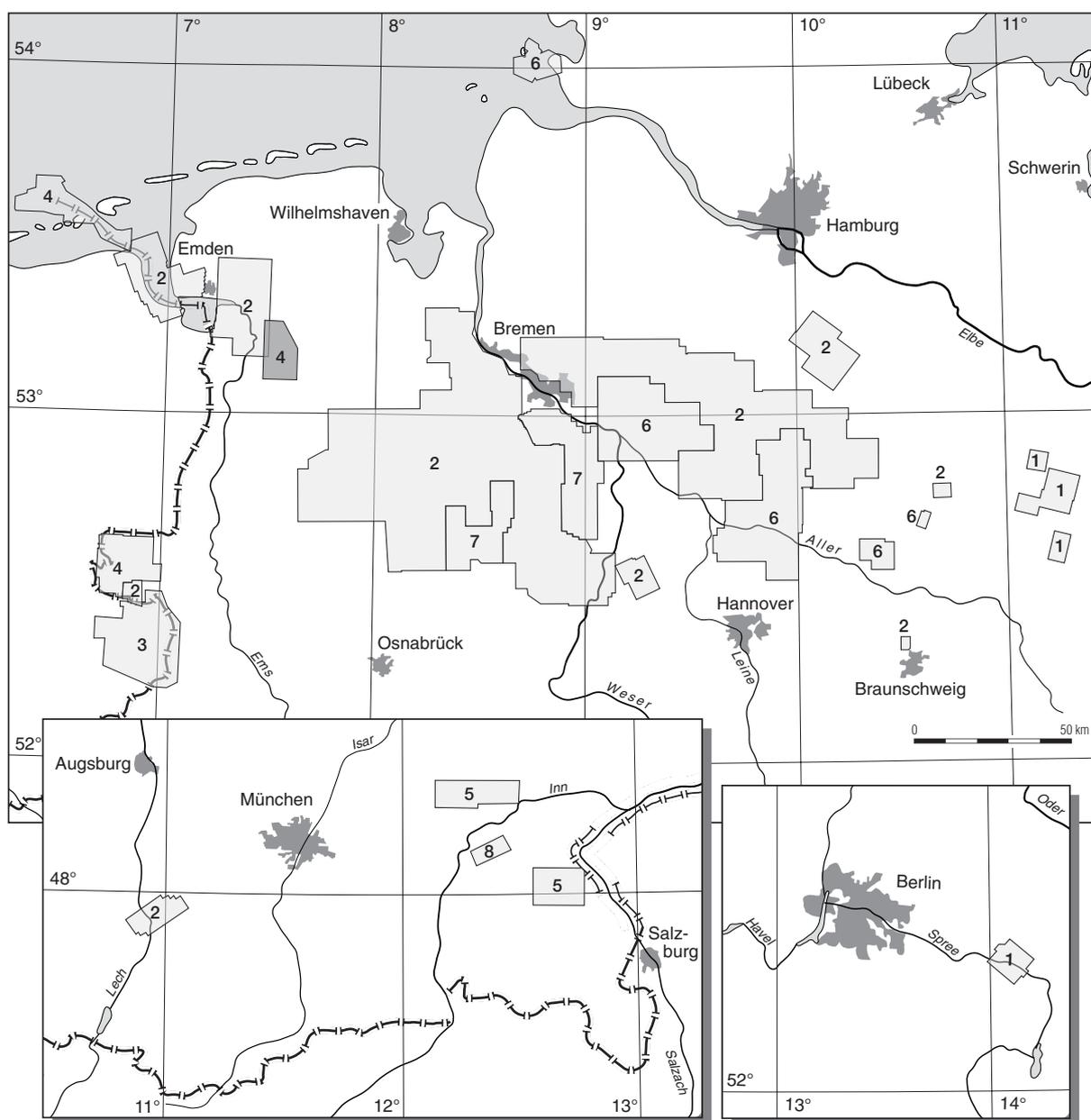


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Messgebiete 2002 dunkler hervorgehoben. Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: EEG, 2: EMPG, 3: NAM, 4: Preussag, 5: RAG, 6: RWE Dea, 7: Wintershall, 8: Ruhrgas.

3 Konzessionswesen

Die Gesamtfläche der Erlaubnisgebiete zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas hat sich weiterhin verkleinert. Zwar wurden neue Erlaubnisgebiete vergeben, die Abnahme der Konzessionsfläche durch abgelaufene oder aufgehobene Erlaubnisse konnte damit aber nicht kompensiert werden.

Bezogen auf die Fläche ergaben sich die größten Veränderungen im Bereich der Nordsee. Dort wurden große Flächen im Bereich des Horn-Grabens (B 20008/63) und des nordwestlichen Entenschnabels (B 20008/55) aufgegeben. Letztere wurde mit Wirkung zum Jahresbeginn 2003 aber anderweitig wieder vergeben.

In Norddeutschland wurden mehrere Erlaubnisgebiete teilweise (Borkum, Dethlingen und Taaken) oder vollständig (Bergen, Dithmarschen) aufgegeben. Im Bereich der Emsmündung und der Flensburger Förde wurden aber auch neue Erlaubnisse erteilt.

In Süddeutschland vergrößerte sich die Erlaubnisfläche geringfügig. In der Ostmolasse ging die Erlaubnis Chiemgau aus den erloschenen Erlaubnissen Rosenheim-Traunstein und Bayerisches Voralpengebiet-Ost hervor. In der Westmolasse wurde das Erlaubnisfeld Schwaben neu erteilt.

Im Steinkohlenrevier Nordrhein-Westfalens wurden auch in 2002 wieder einige kleinere Gebiete neu erteilt. Hier liegt das Interesse auf der Nutzung von Erdgas im Bereich stillgelegter Steinkohlenbergwerke.

In Tabelle 6 sind die Veränderungen gegenüber 2001 zusammengestellt (vgl. Abb. 4 und 5).

Tabelle 7 zeigt alle Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen mit Stand vom 31. Dezember 2002. Die Abbildungen 4 und 5 geben einen Überblick über die Lage der Erlaubnisfelder.

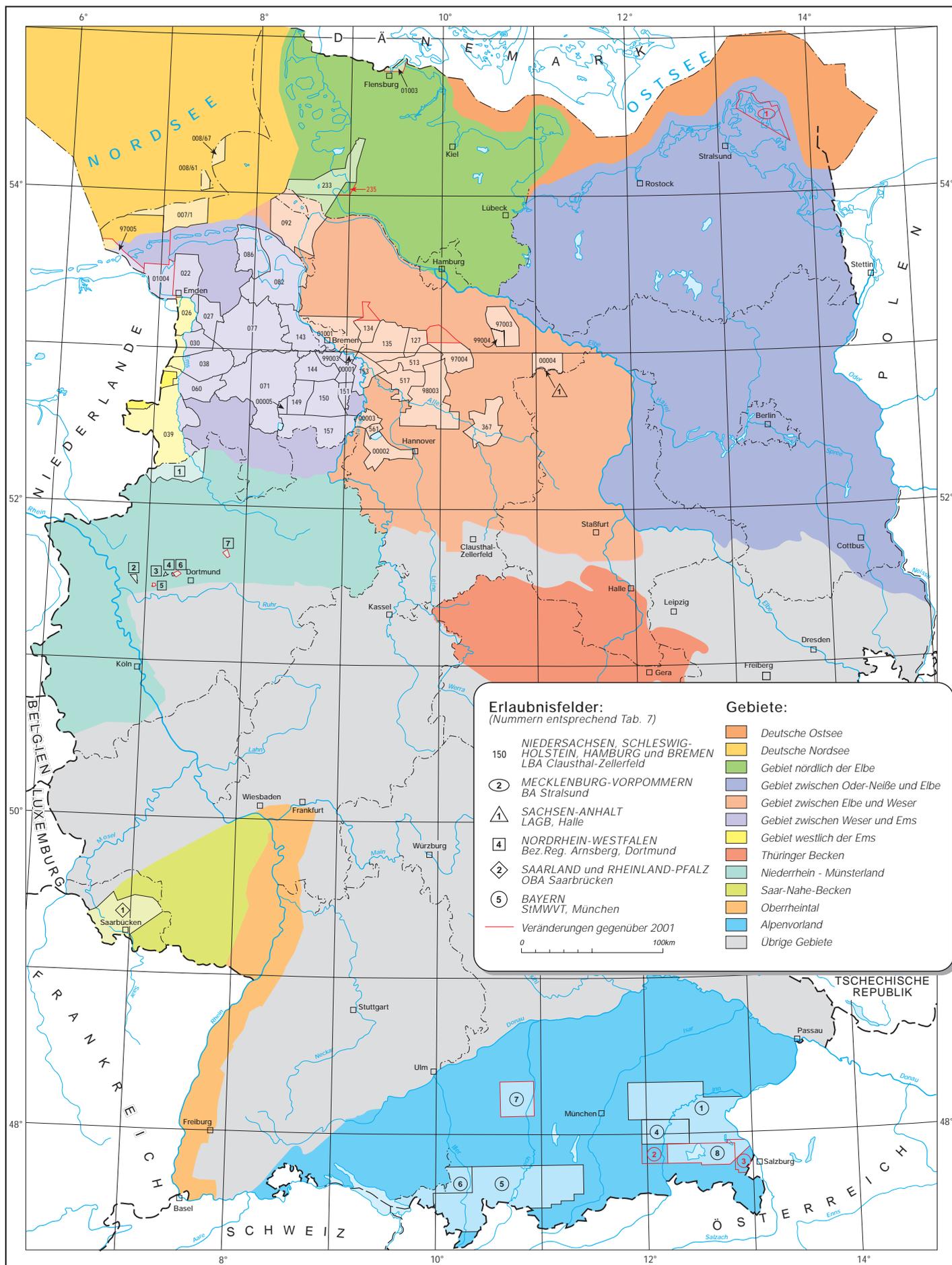
Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas in 2002.

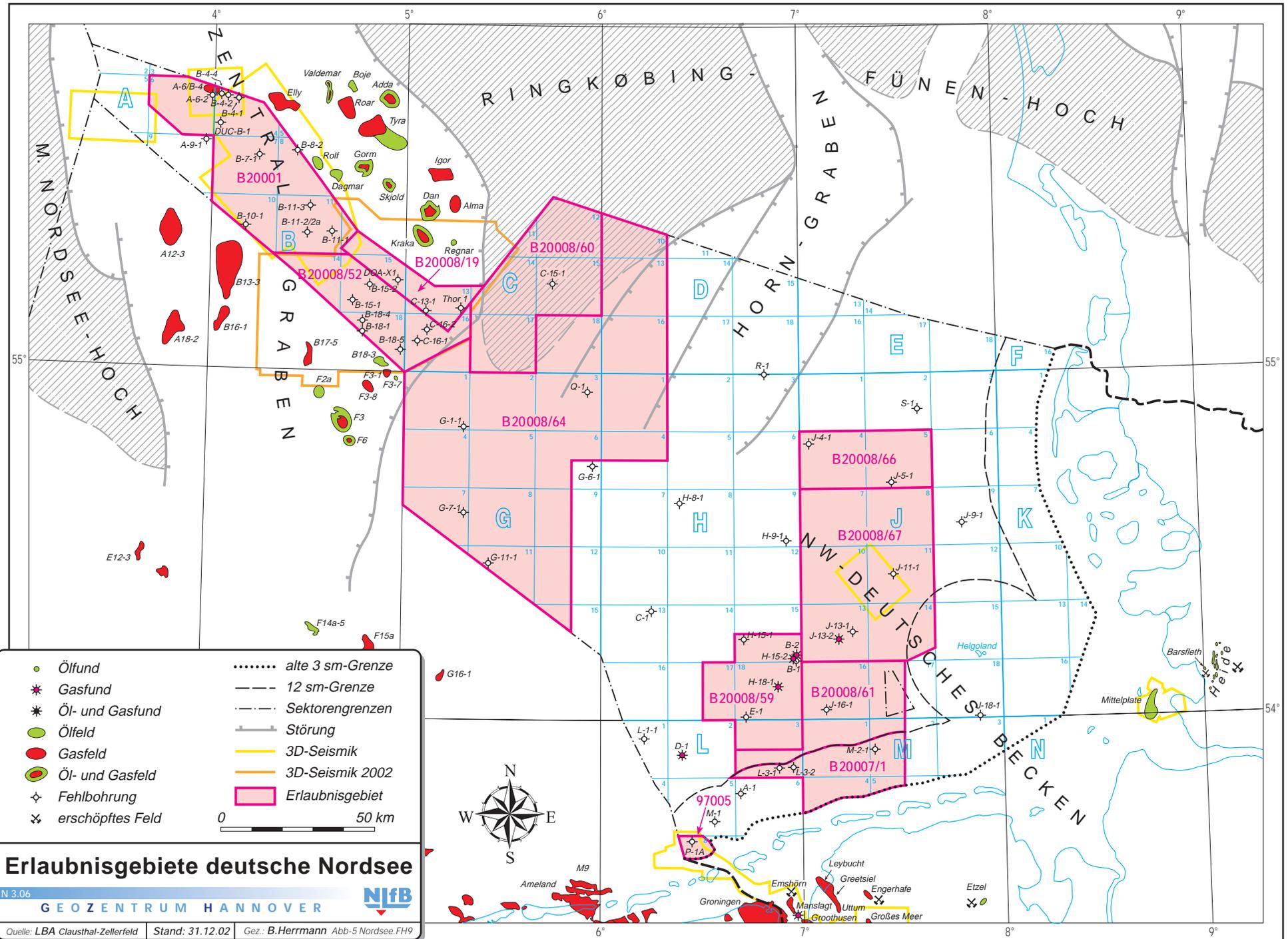
Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Neu erteilte Erlaubnisse			
01003	Flensburg-Nord	Geo-Center-Nord GmbH	Schleswig-Holstein
01004	Krummhörn	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
5	Sabuella	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
6	Castrop-Gas	RAG Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
7	Sachsen-Gas	RAG Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
7	Schwaben	Wintershall AG	Bayern
8	Chiemgau	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
Abgelaufene oder aufgehobene Erlaubnisse			
20008/55	A2, A3, A5, A6, A8, A9, A12	Premier Oil BV, Amerada Hess Ltd., Dansk Olie- og Gasproduktion A/S & Newport Petroleum Corporation	Nordsee
20008/63	D11-12, 14-15, 17-18, E13, 16, H2, 3, 5, 6	Maersk Öl und Gas GmbH & Deutsche Shell AG	Nordsee
235	Dithmarschen	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
1	Bergen	EEG – Erdgas Erdöl GmbH	Mecklenburg-Vorpom.
2	Rosenheim-Traunstein	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
3	Bayerisches Voralpengebiet-Ost	Bayerische Mineralöl-Industrie GmbH	Bayern
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

Tab. 7: Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl- und Erdgas.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Landesbergamt Clausthal-Zellerfeld			
022	Bedekaspel-Erweiterung	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
026	Jemgum	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
027	Leer	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
030	Wildes Moor	Wintershall AG	Niedersachsen
038	Hümming	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
039	Lingen (Zusammenlegung)	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
060	Wettrup-Verkleinerung	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
071	Münsterland	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
077	Oldenburg	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
082	Jade-Weser	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
086	Jeverland	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
092	Cuxhaven-Verkleinerung	RWE Dea AG	Niedersachsen
127	Schneverdingen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
134	Taaken (Rest)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
135	Rotenburg	RWE Dea AG	Niedersachsen
143	Delmenhorst-Elsfleth	Gew. Brassert Erdgas u. Erdöl GmbH	Niedersachsen
144	Harpstedt	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
149	Ridderade-Ost	Wintershall AG	Niedersachsen
150	Scholen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
151	Staffhorst	Wintershall AG	Niedersachsen
153	Verden	RWE Dea AG	Niedersachsen
157	Dümmersee-Uchte (Zusammenlegung)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
233	Heide-Restfläche	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
367	Gifhorn	RWE Dea AG	Niedersachsen
513	Hamwiede	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
517	Ahrensheide	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
561	Schneeren	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
97003	Dahlenburg	RWE Dea AG	Niedersachsen
97004	Dethlingen-Rest	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
97005	Borkum (Restfläche)	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
98003	Celle	RWE Dea AG	Niedersachsen
99003	Achim (neu)	Wintershall AG	Niedersachsen
99004	Bevensen	RWE Dea AG	Niedersachsen
00001	Thedinghausen	Wintershall AG	Niedersachsen
00002	Steinhude	Preussag Energie GmbH	Niedersachsen
00003	Linsburg-Verkleinerung I	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
00004	Altmark-Nord-Erweiterung I	EEG - Erdgas Erdöl GmbH	Niedersachsen
00005	Ridderade-West	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
01001	Unterweser	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
01003	Flensburg-Nord	Geo-Center-Nord GmbH	Schleswig-Holstein
01004	Krummhörn	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
20001	A6, B4, B5, B7, B8, B10, B11, B12	Deutsche Nordsee-Gruppe (DNG)	Nordsee
20007/1	L2K, L3K, M1K, M2K, M4K, M5K	RWE Dea AG	Nordsee
20008/19	B12, B15, C13, C14, C16	Maersk Öl und Gas GmbH	Nordsee
20008/52	C16, C13, B14, B15, B18	BEB Erdgas und Erdöl GmbH, RWE Dea AG, Gaz de France	Nordsee
20008/59	H15, H17, H18, L3	RWE Dea AG	Nordsee
20008/60	C11, C12, C14, C15, C17	Maersk Öl und Gas GmbH	Nordsee
20008/61	L3, M1, M2, J16, J17	RWE Dea AG	Nordsee
20008/64	C16, 18, D10, 13, 16, G1-12, 15, H1, 4	Denerco Oil A/S & Intrepid Energy North Sea Ltd.	Nordsee
20008/66	J4, J5	North Sea Oil Company Ltd.	Nordsee
20008/67	J7, J8, J10, J11, J13, J14	Gaz de France	Nordsee
Landesamt für Geologie und Bergwesen Sachsen-Anhalt			
1	Altmark Nordwest	EEG - Erdgas Erdöl GmbH	Sachsen-Anhalt
Bezirksregierung Arnsberg			
1	Münsterland-West	Preussag Energie GmbH	Nordrhein-Westfalen
2	Julix	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
3	Wan-Thal	Stadtwerke Herne AG	Nordrhein-Westfalen
4	Her-Teuto	Stadtwerke Herne AG	Nordrhein-Westfalen
5	Sabuela	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
6	Castrop-Gas	RAG Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
7	Sachsen-Gas	RAG Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
Oberbergamt für das Saarland und Rheinland-Pfalz			
1	Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler	Deutsche Steinkohle AG	Saarland
Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie			
1	Salzach-Inn	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
4	Rott	RWE Dea AG	Bayern
5	Südbayern	Forest Oil Germany GmbH	Bayern
6	Oberallgäu	Forest Oil Germany GmbH	Bayern
7	Schwaben	Wintershall AG	Bayern
8	Chiemgau	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

Erdöl- und Erdgaserlaubnisfelder





● Ölfund alte 3 sm-Grenze
* Gasfund	--- 12 sm-Grenze
* Öl- und Gasfund	- - - - - Sektorengrenzen
● Ölfeld	— Störung
● Gasfeld	— 3D-Seismik
● Öl- und Gasfeld	— 3D-Seismik 2002
⊕ Fehlbohrung	■ Erlaubnisgebiet
⊗ erschöpftes Feld	

0 50 km

Erlaubnisgebiete deutsche Nordsee

N 3.06

GEOZENTRUM HANNOVER

Quelle: LBA Clausthal-Zellerfeld | Stand: 31.12.02 | Gez.: B.Herrmann Abb-5 Nordsee.FH9

Abbildung 5

4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Die inländische Erdölförderung konnte in 2002 erneut gesteigert werden und lag mit 3,7 Mio. t ca. 8 % über der des Vorjahres. Trotz der gestiegenen Inlandsproduktion und eines um 4 % niedrigeren Erdölaufkommens gegenüber 2001 deckte die heimische Erdölproduktion in 2002 nur etwa 3 % des gesamten Mineralölverbrauches der Bundesrepublik Deutschland in der Größenordnung von 125 Mio. t (DIW 2003¹).

Die Erdgasförderung hingegen blieb mit 20,1 Mrd. m³(V_n) Reingas auf dem Niveau des vorangegangenen Jahres. Nach Angaben des DIW errechnet sich für 2002 ein Erdgasaufkommen von 110,9 Mrd. m³(V_n) (H_o=9,77 kWh/m³ (V_n)). Die inländische Erdgasproduktion trug damit erneut mit 18 % zum gesamten Aufkommen bei.

Die beiden wichtigsten Bundesländer der Erdölförderung in 2002 waren mit 54 % Schleswig-Holstein und mit 38 % Niedersachsen (Tab. 8).

Im Vergleich zum Vorjahr hat sich das Verhältnis erneut zugunsten von Schleswig-Holstein verändert. Dessen Anteil an der inländischen Förderung stieg um weitere 7 % an, begründet durch die Weiterentwicklung des Feldes Mittelplate und einer entsprechenden Zunahme der Fördermengen durch neue Produktionsbohrungen.

Die Rückbauarbeiten der Förderanlagen von Schwedeneck-See in der Kieler Bucht wurden Ende 2002 abgeschlossen.

In der Erdgasförderung dominierte Niedersachsen abermals mit einem Anteil von 86 %. Die Zahl der produzierenden Felder hat sich gegenüber 2001 von 91 auf 86 reduziert. Aufgegeben und verfüllt wurde nur das Feld Großer Fallstein im Gebiet Elbe-Weser. Einige weitere Felder und Teilfelder haben nicht gefördert, wurden aber noch nicht endgültig aufgegeben.

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion 2002.

Bundesland	Erdöl (inkl. Kondensat)		Erdgas		Erdölgas		Naturgas (Erdgas und Erdölgas)	
	t	%	m ³ (V _n)	%	m ³ (V _n)	%	m ³ (V _n)	%
Baden-Württemberg	996	0,0	-	-	-	-	-	-
Bayern	40 319	1,1	25 058 000	0,1	2 848 159	2,0	27 906 159	0,1
Brandenburg	20 312	0,5	-	-	6 534 320	4,5	6 534 320	0,0
Hamburg	30 610	0,8	-	-	31 482 153	21,8	31 482 153	0,1
Mecklenburg-Vorpommern	9 754	0,3	-	-	2 165 601	1,5	2 165 601	0,0
Niedersachsen	1 402 931	37,9	18 471 412 514	86,2	72 626 757	50,3	18 544 039 271	86,0
Nordrhein-Westfalen	455	0,0	15 417 200	0,1	-	-	15 417 200	0,1
Nordsee	131 450	3,5	1 207 481 986	5,6	-	-	1 207 481 986	5,6
Rheinland-Pfalz	59 359	1,6	-	-	1 746 954	1,2	1 746 954	0,0
Sachsen-Anhalt	-	-	1 652 798 054	7,7	-	-	1 652 798 054	7,7
Schleswig-Holstein	2 008 339	54,2	-	-	27 047 435	18,7	27 047 435	0,1
Thüringen	-	-	51 794 250	0,2	-	-	51 794 250	0,2
Summe	3 704 525	100	21 423 962 004	100	144 451 379	100	21 568 413 383	100

¹ Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin, Wochenbericht Nr.6/2003, www.diw.de, Rubrik: Publikationen/Wochenberichte)

4.1 Erdöl

Im Vergleich zum Vorjahr stieg die Förderung erneut an, diesmal um rd. 8 % auf 3,7 Mio. t (Tab. 9, Anl. 5). Tabelle 10 zeigt eine Zusammenstellung aller zurzeit in Betrieb befindlichen deutschen Lagerstätten in den jeweiligen Fördergebieten. Tabellen 11 und 12 verdeutlichen, wie sich die Produktion auf die einzelnen Fördergebiete verteilte und welches die zehn förderstärksten Felder waren.

Nach wie vor liegt die Anzahl produzierender Erdölfelder bei 46, hat sich also gegenüber 2001 nicht geändert (Tab. 9). Durch Außerbetriebnahme unwirtschaftlicher Sonden bzw. durch Reparaturarbeiten sank lediglich die Zahl der Förderbohrungen um 9 auf nunmehr 1144, bezogen auf den Stichtag 31.12.2002.

Das seit 1987 produzierende Feld Mittelplate im Gebiet nördlich der Elbe stellt weiterhin mit Abstand das förderstärkste Feld dar. Hervorzuheben ist, dass Mittelplate mittlerweile mehr als die Hälfte (rd. 54 %) der deutschen Erdölproduktion mit zuletzt lediglich 16 Förderbohrungen erbrachte. Durch den weiteren Ausbau der Produktion aus bestimmten Formationsabschnitten von der Landstation Dieksand aus konnte eine Fördersteigerung auf derzeit ca. 2 Mio. t pro Jahr bei einer statistischen Förderate von etwa 340 t/Tag je Bohrung erzielt werden. Im Falle einer Pipeline-Anbindung der Bohr- und Förderinsel Mittelplate an die Aufbereitungsanlagen der Landstation Dieksand in Friedrichskoog könnte die Gesamtförderung in den nächsten Jahren auf 2,5 Mio. t angehoben werden.

Die nach Mittelplate förderstärksten Erdölfelder liegen alle in Niedersachsen, wobei die auf den Positionen 2 bis 5 liegenden Lagerstätten sich im Gebiet westlich der Ems bzw. im westlichsten Teil des Gebietes Weser-Ems befinden (Tab. 12). Das seit 1949 in Betrieb befindliche Ölfeld Rühle mit den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist produzierte im Berichtsjahr 304 267 t Erdöl. Diese Menge entspricht nur 15 % von Mittelplate, wurde aber mit 197 Bohrungen und einer durchschnittlichen Förderrate von ca. 4,2 t/Tag je Bohrung erreicht. Die dritthöchste Jahresförderung kam aus dem Ölfeld Bramberge, das aus nunmehr 45 Bohrungen (1 weniger) rechnerisch rund 14 t/Tag je Bohrung produzierte.

In den Lagerstätten Rühle, Georgsdorf und Emlichheim wurden zur Erhöhung der Ausbeute Tertiärmaßnahmen (Thermalprojekte: Dampf- oder Heiß-/Warmwasserfluten) fortgeführt. Die Mehrförderung in 2002 betrug aus 10 Tertiärprojekten 380 354 t oder 10,7 % der Ölförderung in Deutschland.

Etwa 27 % der Erdölförderung aus deutschen Lagerstätten stammte aus Sandsteinen der Unterkreide, z.B. in den Feldern Barenburg, Bramberge, Emlichheim, Georgsdorf und Rühle. Die Fördersteigerung in Mittelplate einerseits und die natürliche Erschöpfung der Lagerstätten in der Unterkreide andererseits erhöhten den Förderanteil aus Sandsteinen des Dogger, der nunmehr bei etwa 61 % liegt (Anl. 9).

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 1998 bis 2002.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Fördersonden
	Mio. t	Mio. m ³ (V _n)		
1998	2,895	142,864	60	1 296
1999	2,740	139,227	49	1 251
2000	3,120	143,750	48	1 202
2001	3,444	152,157	46	1 153
2002	3,705	144,451	46	1 144

Tab. 10: Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2002.

Land	Feld / Teilfeld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Sonden
				2002	kumulativ	2002	kumulativ	
				t	t	m³(V _n)	m³(V _n)	
	Nordsee							
	A6 / B4*	1974	Wintershall	131 450	317 588	-	-	*
	Nördlich der Elbe							
SH	Mittelplate / Dieksand	1980	RWE Dea	2 008 339	9 819 338	27 047 435	139 279 619	16
HH	Reitbrook			21 892	5 827 414	31 331 679	854 478 966	20
HH	Allermöhe	1979	Preussag	1 254	84 578	22 246	1 390 348	1
HH	Reitbrook-Alt	1937	Preussag	14 382	2 495 956	31 198 447	802 454 408	12
HH	Reitbrook-West	1960	Preussag	6 255	3 246 880	110 986	50 634 210	7
	Kondensat aus der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	
	Summe Gebiet			2 030 231	35 708 738	58 379 114	1 874 352 197	36
	Zwischen Oder/Neiße und Elbe							
BR	Kietz	1987	EEG	20 312	72 139	6 534 320	19 881 300	2
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	EEG	2 980	93 515	601 877	22 428 314	2
MV	Lütow	1965	EEG	6 774	1 289 671	1 563 724	635 913 781	6
	Kondensat aus der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	
	Summe Gebiet			30 066	3 009 316	8 699 921	1 292 152 433	10
	Zwischen Elbe und Weser							
NI	Eddesse (-Nord)	1876	Preussag	2 587	835 644	37 643	16 119 132	15
NI	Eldingen	1949	EMPG	15 327	3 205 115	50 650	26 465 583	21
NI	Hankensbüttel			54 516	14 638 659	1 191 989	358 797 157	30
NI	Nord, Mitte, Ost (Pool)	1954	EMPG	27 768	2 540 981	348 108	39 860 799	10
NI	Süd	1954	RWE Dea	26 748	12 097 678	843 881	318 936 358	20
NI	Knesebeck (-Vorhop)	1958	Preussag	19 222	3 219 577	168 164	25 696 077	20
NI	Höver (Lehrte)	1956	Preussag	1 531	335 177	69 062	11 761 889	8
NI	Lüben			35 170	2 199 808	295 873	12 403 867	13
NI	Bodenteich	1960	EMPG	1 408	66 881	2 533	238 984	1
NI	Lüben/ Lüben-West	1955	EMPG	33 762	2 132 927	293 340	12 164 883	12
NI	Nienhagen (-Elwerath)	1861	EMPG	6 640	3 662 339	22 215	2 485 007	9
NI	Ölheim-Süd			21 024	1 409 774	1 069 218	51 826 172	24
NI	Ölheim-Süd (Unterkreide)	1968	Preussag	20 269	1 376 539	1 057 360	51 011 155	23
NI	Ölheim-Süd (Rhät)	1968	Preussag	755	33 236	11 858	815 017	1
NI	Rühme	1954	EMPG	36 935	1 913 619	303 611	18 113 588	33
HH/NI	Sinstorf			10 191	2 926 474	175 890	52 552 400	6
HH/NI	Groß Hamburg	1960	Preussag	3 215	1 902 795	55 490	34 046 896	1
HH/NI	Meckelfeld-West	1960	Preussag	5 611	710 739	96 850	12 853 909	3
HH/NI	Sottorf-Ost	1960	Preussag	1 364	312 940	23 550	5 651 595	2
NI	Vorhop	1952	Preussag	20 077	2 727 089	3 466 536	149 794 387	23
NI	Wittingen (-Südost)	1970	Preussag	951	72 578	-	1 048 152	1
NI	Thönse (Jura)*	1952	EMPG	2 237	95 249	-	-	*
NI	Thönse (Rhät)*	1952	EMPG	1 064	79 353	-	-	*
	Kondensat aus der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			3 906	39 863	-	-	
	Summe Gebiet			231 378	75 322 256	6 850 851	2 054 586 804	203
	Zwischen Weser und Ems							
NI	Barenburg	1953	EMPG	49 543	6 616 499	2 235 546	489 110 482	32
NI	Bockstedt	1954	Wintershall	23 110	3 400 010	742 602	60 789 115	16
NI	Börger / Werlte	1977	Preussag	348	124 421	15 600	6 181 867	1
NI	Bramberge			223 213	18 134 685	15 559 700	941 506 750	45
NI	Bramhar	1957	Preussag	162 759	13 616 951	11 519 012	734 856 136	36
NI	Osterbrook	1957	Preussag	7 734	1 258 389	563 591	57 118 125	2
NI	Wettrup	1957	Preussag	52 719	3 259 345	3 477 097	149 532 489	7
NI	Düste			25 676	6 156 412	687 325	195 798 182	47
NI	Aldorf	1952	Wintershall	5 995	2 397 998	192 593	119 800 685	15
NI	Düste-Valendis	1954	Wintershall	9 913	1 702 991	315 185	29 040 277	24
NI	Wietingsmoor	1954	EMPG	9 768	2 055 423	179 547	46 957 220	8

Land	Feld / Teilfeld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Sonden
				2002	kumulativ	2002	kumulativ	
				t	t	m³(V _n)	m³(V _n)	
	Fortsetzung zwischen Weser und Ems							
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	17 594	3 300 489	967 984	82 683 506	5
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	6 140	2 241 662	439 368	218 689 218	11
NI	Liener	1953	EMPG	871	103 326	33 300	6 970 658	3
NI	Löningen			8 273	633 326	1 953 055	312 788 417	6
NI	Löningen / Löningen-SO	1963	EMPG	3 725	462 434	1 407 968	287 575 245	3
NI	Löningen-West	1960	EMPG	4 547	170 893	545 087	25 213 172	3
NI	Matrum	1982	EMPG	2 386	163 579	648 444	15 521 883	4
NI	Siedenburg	1957	EMPG	8 717	1 027 015	385 729	61 326 470	10
NI	Sögel	1983	Preussag	627	25 397	30 800	1 287 911	2
NI	Sulingen (Valendis)	1973	EMPG	7 396	956 884	476 415	21 815 518	8
NI	Vechta			9 733	2 346 900	1 751 476	594 679 761	14
NI	Hagen	1957	EMPG	451	133 235	28 256	10 609 169	1
NI	Harme	1956	EMPG	410	342 464	37 340	51 336 166	1
NI	Welp	1957	EMPG	8 872	1 871 201	1 685 880	532 734 426	12
NI	Voigtei	1953	EMPG	28 091	3 976 082	3 319 863	332 529 863	69
NI	Voigtei (Wealden)	1953	EMPG	1 355	119 518	98 405	23 514 052	7
NI	Voigtei (Jura)	1953	EMPG	26 736	3 856 564	3 221 458	309 015 811	62
NI	Wehrbleck / Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	14 727	2 584 564	1 132 073	276 449 824	12
	Kondensat aus der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 548	95 728	-	-	
	Summe Gebiet			427 992	56 351 285	30 379 280	3 934 266 981	285
	Westlich der Ems							
NI	Adorf	1948	Preussag	25 697	1 582 582	839 994	54 428 734	9
NI	Emlichheim	1944	Wintershall	154 168	8 587 293	2 555 340	122 006 918	85
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	149 880	17 557 148	9 863 000	1 671 386 000	147
NI	Meppen / Meppen-Schwefingen	1960	EMPG	50 624	2 874 194	2 442 227	131 169 435	21
NI	Rühle			304 267	30 587 363	16 031 463	1 162 712 473	197
NI	Rühlermoos-Valendis	1949	EMPG	277 208	25 312 922	15 066 580	1 068 297 313	166
NI	Rühlertwist-Valendis	1949	Preussag	27 059	5 274 441	964 883	94 415 160	31
NI	Scheerhorn	1949	Preussag	51 877	8 450 610	3 519 084	481 466 307	57
NI	Ringe	1998	Preussag	13 832	21 676	295 992	452 818	1
	Kondensat aus der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 935	331 770	-	-	
	Summe Gebiet			752 280	74 162 385	35 547 100	4 664 153 899	517
	Oberrheintal							
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	26 278	1 224 245	639 023	26 943 713	11
RP	Landau	1955	Wintershall	31 905	4 218 320	545 504	11 829 056	75
RP	Rülzheim	1984	Wintershall	1 176	32 655	562 427	10 199 197	1
	Kondensat aus der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			-	-	-	-	
	Summe Gebiet			59 359	7 118 389	1 746 954	85 200 282	87
	Alpenvorland							
BY	Aitingen	1976	Wintershall	32 163	1 111 117	2 079 159	74 562 187	4
BY	Holzkirchen (Darching)	1969	RWE Dea	3 942	115 976	769 000	21 990 700	1
BY	Hebertshausen	1982	RWE Dea	4 168	113 721	-	1	1
	Kondensat aus der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 042	11 335	-	-	
	Summe Gebiet			41 315	9 690 444	2 848 159	2 455 984 310	6
	Kondensat aus der Erdgasförderung							
	Gebiet Thüringer Becken			-	33 085	-	-	
	Gebiet Niederrhein-Münsterland			455	9 446	-	-	
	Aus aufgegebenen Vorkommen							
	Gebiet Thüringer Becken			-	49 365	-	20 069 000	
	Summe Deutschland			3 704 525	261 772 297	144 451 379	16 380 765 906	1 144

BB Brandenburg, BY Bayern, HH Hamburg, MV Mecklenburg-Vorpommern, NI Niedersachsen, RP Rheinland-Pfalz, SH Schleswig-Holstein
*: Erdgasfeld mit Kondensatförderung, vgl. Tabelle 14.

EEG: EEG - Erdgas Erdöl GmbH, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Preussag: Preussag Energie GmbH, RWE Dea: RWE Dea AG, Wintershall: Wintershall AG

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2000 bis 2002 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2000		2001		2002		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	36 591	1,2	153 420	4,5	131 450	3,5	317 588	0,1
Nördlich der Elbe	1 337 513	42,9	1 653 035	48,0	2 030 231	54,8	35 708 738	13,6
Zwischen Oder/Neiße und Elbe	28 520	0,9	30 758	0,9	30 066	0,8	3 009 316	1,1
Zwischen Elbe und Weser	275 405	8,8	248 658	7,2	231 378	6,2	75 322 256	28,8
Zwischen Weser und Ems	500 772	16,1	464 619	13,5	427 992	11,6	56 351 285	21,5
Westlich der Ems	825 643	26,5	788 014	22,9	752 280	20,3	74 162 385	28,3
Thüringer Becken	0	0	0	0	0	0,0	82 450	0,0
Niederrhein-Münsterland	1 421	0,0	1 792	0,1	455	0,0	9 446	0,0
Oberrheintal	76 671	2,5	65 761	1,9	59 359	1,6	7 118 389	2,7
Alpenvorland	37 057	1,2	38 242	1,1	41 315	1,1	9 690 444	3,7
Summe	3 119 593	100	3 444 300	100	3 704 525	100	261 772 297	100

Tab. 12: Jahresförderungen 2001 und 2002 der förderstärksten Erdölfelder.

Lagerstätte (Land)	2001		2002		kumulativ		Fördersonden in 2002
	t	%	t	%	t	%	
Mittelplate (SH)	1 632 637	47,4	2 008 339	54,2	9 819 338	3,8	16
Rühle (NI)	321 109	9,3	304 267	8,2	30 587 363	11,7	197
Bramberge (NI)	247 803	7,2	223 213	6,0	18 134 685	6,9	45
Emlichheim (NI)	160 931	4,7	154 168	4,2	8 587 293	3,3	85
Georgsdorf (NI)	162 616	4,7	149 880	4,0	17 557 148	6,7	147
Hankensbüttel (NI)	61 529	1,8	54 516	1,5	14 638 659	5,6	30
Scheerhorn (NI)	55 614	1,6	51 877	1,4	8 450 610	3,2	57
Meppen (NI)	57 132	1,7	50 624	1,4	2 874 194	1,1	21
Barenburg (NI)	53 798	1,6	49 543	1,3	6 616 499	2,5	32
Rühme (NI)	38 844	1,1	36 935	1,0	1 913 619	0,7	33

Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung

4.2 Erdgas

Die Erdgasgewinnung in Deutschland lag mit 21,4 Mrd. m³(V_n) Rohgas (natürlicher Brennwert) bzw. 20,1 Mrd. m³(V_n) Reingas (H_o=9,77 kWh/m³ (V_n)) auf dem Niveau des Vorjahres. Darüber hinaus wurden im Berichtsjahr 2002 noch 144 Mio. m³ Erdölgas, das als Begleitprodukt der Erdölgewinnung anfällt, gefördert (Tab. 13).

Ende des Jahres 2002 waren insgesamt 86 Erdgasfelder in Betrieb (Tab. 13, Anl. 6). Die Felder und Teilfelder Alvern/Munsterlager, Großer Fallstein, Kirchseele, Ringe (Zechstein) und Neubruchhausen förderten in 2002 kein Gas mehr, andererseits wurde das Gas-

feld Wenze wieder in Produktion genommen.

Das einzige deutsche Offshore-Feld Nordsee A6/B4 hat neben 131 450 Tonnen Kondensat in 2002 erneut 1,2 Mrd. m³ Rohgas aus zuletzt nur zwei Bohrungen gefördert und gehört damit weiterhin zu den förderstärksten Erdgasfeldern (Tab. 16). Tabelle 14 zeigt eine Aufstellung aller in 2002 produzierenden Erdgasfelder, einschließlich vorhandener Teilfelder. Die überwiegende Zahl der produzierenden Erdgasfelder (90 %) und fördernden Erdgassonden (61 %) lag in Niedersachsen, und zwar in den Gebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems (Tab. 14 und 15).

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 1998 bis 2002.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 m ³ (V _n)	1000 m ³ (V _n)	1000 m ³ (V _n)		
1998	21 823 780	142 864	21 966 644	108	574
1999	22 932 997	139 227	23 072 224	93*	549
2000	21 576 441	143 750	21 720 191	92	556
2001	21 545 384	152 157	21 697 540	91	578
2002	21 423 962	144 451	21 568 413	86	579

* 1999 Neuordnung der Erdgasfelder bzw. Teilfelder

Wie im Vorjahr produzierten die Feldeskomplexe Rotenburg-Taaken und Goldenstedt/Visbek in 2002 die größten Gasmengen, gefolgt von Salzwedel (Tab. 16). Bei den angegebenen Rohgasmengen ist jedoch zu berücksichtigen, dass Erdgas von Salzwedel aufgrund seines hohen Stickstoffanteiles einen um etwa ein Drittel geringeren Energieinhalt aufweist als z.B. das von Söhlingen. Bei der Jahresproduktion steht in diesem Jahr der Fel-

deskomplex Hemmelte/Kneheim/Vahren vor Söhlingen an vierter Stelle.

Die Erdgasförderung stammte überwiegend aus dem Perm und kommt jeweils hälftig aus Karbonaten des Zechstein (42 %) und Sandsteinen des Rotliegend (43 %). Die restlichen 15 % wurden aus Sandsteinen des Jura, der Trias und des Karbon produziert (Anl. 10).

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2000 bis 2002 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2000		2001		2002		kumulativ	
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%
Nordsee	306 956	1,4	1 221 461	5,7	1 207 482	5,6	2 760 027	0,3
Zwischen Elbe und Weser	10 045 132	46,6	9 554 692	44,3	9 948 323	46,4	331 133 514	39,9
Zwischen Weser und Ems	10 792 696	50,0	10 287 422	47,7	9 857 304	46,0	433 071 029	52,2
Westlich der Ems	345 240	1,6	364 004	1,7	318 583	1,5	37 527 522	4,5
Thüringer Becken	53 070	0,2	51 899	0,2	51 794	0,2	5 897 036	0,7
Niederrhein-Münsterland	33 347	0,2	54 971	0,3	15 417	0,1	240 863	0,0
Alpenvorland	-	-	10 934	0,1	25 058	0,1	17 276 223	2,1
Summe	21 576 441	100	21 545 384	100	21 423 962	100	830 137 010	100

Tab. 16: Jahresförderungen 2001 und 2002 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2001		2002		kumulativ		Fördersonden in 2002
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	
Rotenburg-Taaken (NI)	2 305 674	10,7	2 635 813	12,3	34 121 918	4,1	29
Goldenstedt/Visbek (NI)	2 085 831	9,7	1 922 140	9,0	44 712 772	5,4	20
Salzwedel (SN)	1 762 073	8,2	1 652 798	7,7	202 577 270	24,4	188
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	1 605 461	7,5	1 436 774	6,7	23 038 275	2,8	10
Söhlingen (NI)	1 730 161	8,0	1 377 236	6,4	28 723 883	3,5	21
Walsrode/Idsingen (NI)	860 596	4,0	1 236 920	5,8	5 651 776	0,7	10
Siedenburg-West/Hesterberg (NI)	1 005 748	4,7	1 219 807	5,7	20 383 589	2,5	9
Nordsee A6/B4	1 221 461	5,7	1 207 482	5,6	2 760 027	0,3	3
Völkersen (NI)	1 117 367	5,2	1 146 822	5,4	5 951 025	0,7	11
Varnhorn/Quaadmoor/... (NI)	874 472	4,1	821 437	3,8	18 736 331	2,3	15

Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung

5 Erdöl- und Erdgasreserven

5.1 Reservendefinitionen

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

Erdgasreserven werden in der deutschen Förderindustrie sowohl lagerstättentechnisch als "Rohgasmengen" als auch gaswirtschaftlich als "Reingasmengen" angegeben. Die Rohgasmenge entspricht dem aus der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte in Deutschland zwischen 2 und 12 kWh/m³(V_n) schwanken kann. Die Reingasmenge ist eher eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt verkauft wird. Die Angaben zum Reingas in diesem Bericht beziehen sich einheitlich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) $H_o = 9,7692 \text{ kWh/m}^3(V_n)$, der in der Förderindustrie als "Groningen-Brennwert" bezeichnet wird und eine grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft darstellt.

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

Sichere Reserven sind Kohlenwasserstoffmengen in bekannten Lagerstätten, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirt-

schaftlichen und technischen Bedingungen mit hoher Sicherheit gewinnbar sind.

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

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

Die Wirtschaftlichkeitsgrenze einer Lagerstätte wird entscheidend durch die Förderraten bestimmt.

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

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

5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2003

Die sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven sind 2002 deutlich um 13,6 Mio. t oder 29 % gestiegen und liegen bei 60,3 Mio. t (Anl. 11). Der Jahresproduktion von 3,7 Mio. t steht also ein erheblicher Reservenzugewinn gegenüber. Dieser Zuwachs ist auf einem Anstieg der wahrscheinlichen Reserven zurückzuführen und beruht i.W. auf einer Neubewertung der Lagerstätte Mittelplate und einer damit verbundenen Umbuchung von Ressourcen. Die statische Reichweite der deutschen Erdölreserven liegt zurzeit, wie in 2000, wieder bei 16 Jahren (Vorjahreswert: 14 Jahre).

Die Tabelle 17 und Anlage 9 zeigen die Aufteilung der verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven per 1. Januar 2003 und die Förderung 2002, getrennt nach Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen.

Nach der Erhöhung der Reserven im Ölfeld Mittelplate liegen die weitaus meisten Erdölreserven in Schleswig-Holstein (69 %), gefolgt von Niedersachsen (28 %). Rund 72 % des deutschen Erdöls befindet sich in Sandsteinen des Dogger (Lagerstätten in Schleswig-Holstein und östlich von Hannover), der neben der Unterkreide (Schwerölfelder im Emsland, Anlage 9) mittlerweile der wichtigste Förderhorizont für deutsches Erdöl ist.

Die Entwicklung der Erdölreserven in der Bundesrepublik Deutschland wird auch in den nächsten Jahren erlösabhängig von einem weiteren Rückbau der älteren Erdölfelder infolge natürlicher Erschöpfung beeinflusst sein. Lediglich im Ölfeld Mittelplate ist bei positivem Verlauf der weiteren Feldesentwicklung eine Erhöhung der Reservenzahl möglich.

Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2003 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2002			Produktion	Reserven am 1. Januar 2003		
	sicher Mio. t	wahrsch. Mio. t	gesamt Mio. t	2002 Mio. t	sicher Mio. t	wahrsch. Mio. t	gesamt Mio. t
Bundesland							
Bayern	0,431	0,061	0,492	0,040	0,408	0,060	0,468
Brandenburg	0,061	0,037	0,198	0,020	0,075	0,165	0,240
Hamburg	0,140	0,341	0,481	0,031	0,211	0,174	0,385
Mecklenburg-Vorpommern	0,031	-	0,031	0,010	0,009	0,015	0,024
Niedersachsen	12,927	3,401	16,328	1,403	13,091	3,736	16,827
Nordsee	0,349	0,030	0,379	0,131	0,217	0,030	0,247
Rheinland-Pfalz	0,822	0,055	0,877	0,059	0,759	0,055	0,814
Schleswig-Holstein	24,862	3,102	27,964	2,008	22,625	18,700	41,325
Gebiet							
Nordsee	0,349	0,030	0,379	0,131	0,217	0,030	0,247
Nördlich der Elbe	24,961	3,422	28,383	2,030	22,759	18,856	41,615
Oder/Neiße-Elbe	0,093	0,137	0,230	0,030	0,084	0,180	0,264
Elbe-Weser	1,796	0,126	1,922	0,231	1,921	0,321	2,242
Weser-Ems	2,841	1,400	4,241	0,428	2,803	1,440	4,243
Westlich der Ems	8,330	1,896	10,226	0,752	8,443	1,993	10,436
Oberrheintal	0,822	0,055	0,877	0,059	0,759	0,055	0,814
Alpenvorland	0,431	0,061	0,492	0,041	0,408	0,060	0,468
Summe Deutschland	39,623	7,127	46,750	3,705	37,396	22,934	60,329
Summe der Produktion inkl. Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg bzw. Niederrhein-Münsterland							

5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2003

Die Abschätzung der Erdgasreserven zum Stichtag ergab eine um 16,6 Mrd. m³(V_n) oder knapp 5 % niedrigere Zahl als im Vorjahr (Anl. 11). Bezogen auf den natürlichen Brennwert (Rohgas) betragen die sicheren und wahrscheinlichen Reserven am Stichtag 326,3 Mrd. m³(V_n). Unter Berücksichtigung der Jahresproduktion in Höhe von 21,4 Mrd. m³(V_n) ergibt sich also insgesamt eine leichte Zunahme der initialen Rohgasreserven, die auf das Produktionsverhalten bzw. die Überarbeitung von Lagerstättenmodellen, insbesondere im Gebiet zwischen Elbe und Weser, zurückgehen. Die statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven beträgt zurzeit noch rund 15 Jahre (Vorjahr: 16 Jahre).

Tabelle 18 und Anlage 10 zeigen die Rohgasreserven und -förderung, aufgeteilt nach Gebieten, Ländern und Formationen. Nach wie vor besitzt Niedersachsen gut 95 % der gesamten Rohgas- bzw. Reingasreserven der

Bundesrepublik Deutschland und ist mit einem Produktionsanteil von rd. 89 % beim Reingas (auf den Energieinhalt von 9,77 kWh/m³(V_n) normiertes Erdgas) auch weiterhin das führende Bundesland bei der Deckung der inländischen Erdgasversorgung.

Rund 84% der deutschen Erdgasreserven befinden sich in Lagerstätten des Perm. Davon wiederum sind jeweils die Hälfte in Sandsteinen des Rotliegend und in Karbonatgesteinen des Zechstein enthalten (Anl. 10). Die übrigen Reserven liegen in Karbon, Trias und Jura.

Die Tabelle 19 zeigt die Reingasreserven und -förderung, aufgeteilt nach Gebieten und Bundesländern. Die auf den Energieinhalt von 9,77 kWh/m³(V_n) normierten Reserven beliefen sich am 1. Januar 2003 auf 304,6 Mrd. m³(V_n). Die Reserven lagen damit um 14,6 Mrd. m³(V_n) oder knapp 5 % niedriger als im Vorjahr.

Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2003 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2002			Produktion	Reserven am 1. Januar 2003		
	sicher Mrd. m ³	wahrsch. Mrd. m ³	gesamt Mrd. m ³	2002 Mrd. m ³	sicher Mrd. m ³	wahrsch. Mrd. m ³	gesamt Mrd. m ³
Bundesland							
Bayern	0,265	-	0,265	0,025	0,359	-	0,359
Niedersachsen	240,171	84,750	324,921	18,471	230,176	82,014	312,190
Nordrhein-Westfalen	0,379	0,116	0,495	0,015	0,363	-	0,363
Nordsee	6,948	3,400	10,348	1,207	5,960	3,400	9,360
Sachsen-Anhalt	6,501	0,142	6,643	1,653	3,493	0,403	3,896
Thüringen	0,210	0,031	0,241	0,052	0,090	0,101	0,190
Gebiet							
Nordsee	6,948	3,400	10,348	1,207	5,960	3,400	9,360
Elbe-Weser	113,842	45,089	158,931	9,948	107,743	45,006	152,749
Weser-Ems	131,473	38,847	170,320	9,857	124,776	36,498	161,274
Westlich der Ems	1,357	0,956	2,313	0,319	1,149	0,913	2,062
Thüringer-Becken	0,210	0,031	0,241	0,052	0,090	0,101	0,190
Niederrhein-Münsterland	0,379	0,116	0,495	0,015	0,363	-	0,363
Alpenvorland	0,265	-	0,265	0,025	0,359	-	0,359
Summe Deutschland	254,474	88,439	342,913	21,424	240,441	85,917	326,358
Volumenangaben in Normkubikmetern							

Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2003 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2002			Produktion	Reserven am 1. Januar 2003		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2002	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³
Bundesland							
Bayern	0,299	-	0,299	0,028	0,407	-	0,407
Niedersachsen	224,560	78,559	303,119	17,969	214,047	76,820	290,867
Nordrhein-Westfalen	0,442	0,135	0,577	0,018	0,423	-	0,423
Nordsee	8,459	4,140	12,599	1,470	7,257	4,140	11,397
Sachsen-Anhalt	2,405	0,062	2,467	0,598	1,263	0,146	1,408
Thüringen	0,119	0,021	0,140	0,032	0,056	0,070	0,126
Gebiet							
Nordsee	8,459	4,140	12,599	1,470	7,257	4,140	11,397
Elbe-Weser	113,144	46,444	159,588	9,046	108,454	47,325	155,779
Weser-Ems	112,402	31,207	143,609	9,181	105,654	28,738	134,391
Westlich der Ems	1,420	0,970	2,390	0,340	1,202	0,903	2,105
Thüringer-Becken	0,119	0,021	0,140	0,032	0,056	0,070	0,126
Niederrhein-Münsterland	0,442	0,135	0,577	0,018	0,423	-	0,423
Alpenvorland	0,299	-	0,299	0,028	0,407	-	0,407
Summe Deutschland	236,285	82,917	319,202	20,116	223,453	81,176	304,629

Volumenangaben der Produktion basieren auf Angaben des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. Reingasmengen beziehen sich auf Normalbedingungen und einen Brennwert von 9,77 kWh/m³(V_n)

Die zukünftige Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland wird weiterhin in erheblichem Umfang von den Erfolgen beim Einsatz neuer Technologien zur Optimierung von Bohrprozessen und Förderung geprägt sein, z.B. Horizontalbohrungen mit Multi-Fracs zur Erschließung von "Tight Gas"-Reserven in dichten Formationen.

Nach wie vor werden die Gasmengen, die in schlecht durchlässigen Paläozoischen Sandsteinen liegen, als großes Potenzial für die inländische Reservenbasis gesehen. Die Quantifizierung des nutzbaren Anteils an diesem Potenzial bleibt schwierig, könnte aber ein Vielfaches der jetzigen inländischen Jahresproduktion betragen und wird auf eine Größenordnung von 50 bis 150 Mrd. m³(V_n) geschätzt.

6 Untertage-Erdgasspeicherung

6.1 Grundzüge der Untertage-Erdgasspeicherung

In einem weit entwickelten Gasmarkt wie in Deutschland bei dem sowohl heimische Gasförderung als auch Importe aus mehreren Ländern zur Deckung des Bedarfes dienen, stellt die Untertage-Erdgasspeicherung ein elementares Bindeglied zwischen Erdgasproduktion und Erdgasvermarktung dar.

Die heimische Förderung von Erdgas unterliegt im Jahresverlauf begrenzten, technisch bedingten Schwankungen. Erdgasaufbereitungsanlagen sind für bestimmte Förderleistungen konzipiert. Die durch Förderanlagen (Förderstrang, Wasserabscheider, Heater) durchgesetzten Gasmengen können nur in begrenztem Umfang nach oben oder unten verändert werden.

Die an Verträge gebundenen Importmengen für Erdgas orientieren sich an der jahreszeitlich unterschiedlichen – in ihrer tatsächlich eintretenden Höhe nicht genau vorhersagbaren – Nachfrage der einzelnen Energieversorger. Diese Nachfrage ändert sich mit der saisonalen Temperatur und gleichzeitig im Tageszyklus. In kalten Perioden werden tagsüber (Verbrauch in Industrie und Haushalten) Spitzenverbräuche, im Sommer dagegen nachts erheblich niedrigere Verbräuche erzielt. In einer Großstadt wie Berlin können Bedarfsspitzen im Winter das Fünfzehnfache des Sommerbedarfes betragen.

Da das Erdgasangebot (Importe und Eigenförderung) über eine bestimmte Periode konstant ist und sich der Erdgasverbrauch temperaturabhängig saisonal und tageszeitlich ändert, ist zwischen Versorger und Verbraucher ein Ausgleichsvolumen durch Untertage-Erdgasspeicher erforderlich. Man unterscheidet dabei zwischen Poren- und Kavernenspeichern, die in der Regel in warmen Monaten (bei reduzierter Gasnachfrage) befüllt und bei kalter Witterung zur Deckung von Mehrbedarf entleert werden. Grundsätzlich werden Porenspeicher zur saisonalen Grundlastabdeckung und Ka-

vernenspeicher besonders für Spitzenlastabdeckungen genutzt.

Der tatsächliche Einsatz hängt von vielerlei Faktoren ab, wie von z.B. Liefer- und Abnahmeverträgen, Einbindung in das Ferngasnetz, Gaspreisen, Förderpotenzial heimischer Lagerstätten, usw. Ein wichtiger Punkt bei Kavernenspeichern ist die optimierte Fahrweise bei der Befüllung und Entnahme sowie das resultierende Druckspiel. Dabei führt ein über lange Zeiträume zu tief abgesenkter Speicherdruck zu einer stärkeren Volumenverringern (Konvergenz) des gesolten Hohlraumes, die nicht reversibel ist. Bei Porenspeichern stehen dagegen lagerstättentechnische Aspekte wie Förderpotenzial der Sonden, Zufluss von Lagerstättenwasser u.a. Faktoren im Vordergrund. Speicher, die unter spekulativen Aspekten oder zur Bezugsoptimierung eingesetzt werden, werden auch abweichend von der „klassischen“ Fahrweise betrieben. D.h. auch in Winterperioden kann eine temporäre Einspeicherung stattfinden, die bis zu Mehrfachumschlägen des Speichervolumens führen kann (Beispiel USA). Darüber hinaus müssen auch strategische Risiken, wie z.B. der Ausfall eines Versorgers, durch Gasspeicher abgefangen werden können.

Das maximal zulässige Gesamtvolumen eines Speichers stellt die Summe von Arbeitsgas- und Kissengasvolumen dar. Das Arbeitsgasvolumen ist das im Jahresverlauf eingespeiste oder entnommene maximale Gasvolumen. Das Kissengas stellt das Energiepolster eines Speichers dar. Es soll über einen möglichst langen Zeitraum konstant hohe Entnahmeraten sicherstellen. Das Arbeitsgasvolumen und die maximale Entnahmerate sind ein Maßstab für die Leistungsfähigkeit eines Speichers. Je größer der Anteil des maximalen Arbeitsgasvolumens an dem Erdgasaufkommen ist und je schneller es bewegt (ein- und ausgespeichert) werden kann, desto leistungsfähiger ist die nationale Erdgas- und Energieversorgung.

Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (DIW 2003).

Energieträger	Anteile in %	
	2001	2002
Mineralöl	38,2	37,5
Erdgas	21,4	21,7
Steinkohle	13,2	13,2
Braunkohle	11,2	11,6
Kernenergie	12,8	12,6
Wasser- und Windkraft	0,8	0,9
Sonstige	2,4	2,5

6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch

Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung berichtet (DIW 2003), dass der Primärenergieverbrauch (PEV) in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2002 um 1,9 % deutlich gesunken ist. Als Ursachen wurden die schwache Konjunktur sowie die mildere Witterung gegenüber dem Jahr 2001 angegeben. Bei gleicher Witterung wäre der PEV nur um 0,6 % niedriger ausgefallen.

Die Anteile der Energieträger am PEV im Jahr 2002 sind in Tabelle 20 aufgeführt. Der Anteil des Erdgases auf Platz Zwei der Rangfolge hat sich weiter erhöht.

Wie das DIW berichtet, ist der Erdgasverbrauch gegenüber dem Vorjahr um 0,4 % zurückgegangen, temperaturbereinigt allerdings um 2,5 % gestiegen. Das Erdgasaufkommen für Deutschland (die Summe aus Importen und heimischer Förderung) setzte sich im Jahr 2002 aus etwa 20 Mrd. m³(V_n) inländischer Förderung¹ aus 86 Erdgaslager-

stätten und etwa 91 Mrd. m³(V_n) Importen² aus 5 Ländern (Tab. 21). Der tatsächliche Gasverbrauch betrug rd. 98 Mrd. m³(V_n). Tabelle 22 zeigt Förderung, Importe, Aufkommen und Verbrauch von Erdgas in Deutschland.

Die im letzten Jahr angegebenen Zahlen für das in Zukunft erwartete Erdgasaufkommen werden fortgeschrieben. Nach der letzten Studie von PROGNOSE (1999) für das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (siehe auch bei PFINGSTEN 2000), bleibt das Erdgas auf Wachstumskurs. Sein Anteil am PEV könnte von derzeit 21,5 % auf 24 bis 25 % im Jahr 2010 und auf 27 % im Jahr 2020 ansteigen. Der Erdgasverbrauch könnte im Jahr 2010 etwa 110 Mrd. m³(V_n) und 120 Mrd. m³(V_n) im Jahr 2020 betragen. Dieser Zuwachs soll zu Lasten von Mineralöl, Steinkohle und Kernenergie gehen.

¹ alle Volumenangaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H_o mit 9,77 kWh/m³(V_n). In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. Daneben ist in Statistiken auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m³(V_n) gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Bei der Angabe von Wärmegehalten für Erdgase wird gelegentlich auch der untere Heizwert H_u als Bezugsgröße verwendet.

² vorläufige Zahlen nach DIW, Wochenbericht 6/03, www.diw.de (Rubriken: Publikationen, Wochenberichte).

Tab. 21: Bezugsquellen zur Deckung des Erdgasaufkommens (DIW 2003).

Bezugsland	Anteil in %	
	2001	2002
Deutschland	19	18
Niederlande	20	19
Norwegen	22	25
Russland	33	31
Dänemark/Großbritannien	6	7

Tab. 22: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch (DIW 2003).

	Einheit	Jahr		Veränderung
		2001	2002	%
Inländische Erdgasförderung	Mrd. kWh	198,2	199,0	0,4
Einfuhr	Mrd. kWh	829,1	884,1	6,6
Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1027,3	1083,1	5,4
Ausfuhr	Mrd. kWh	84,8	119,0	40,3
Speichersaldo	Mrd. kWh	19	-6,2	-
Verbrauch	Mrd. kWh	961,5	957,9	-0,4
Primärenergieverbrauch von Erdgas	Mill. t. SKE	106,6	106,2	-0,4
<i>Erdgasaufkommen¹</i>	<i>Mrd. m³(V_n)</i>	<i>105,1</i>	<i>110,9</i>	<i>5,5</i>
<i>Verbrauch¹</i>	<i>Mrd. m³(V_n)</i>	<i>98,4</i>	<i>98,0</i>	<i>-0,4</i>

¹ durch NLFb ergänzt. Zum Vergleich der Energieträger werden in Bilanzen die entsprechenden Energieinhalte z.B. in kWh, Petajoule oder Steinkohleneinheiten (SKE) angegeben. Für die Darstellung der Erdgasvolumina wurde ein theoretisches Gasvolumen errechnet, das einem Erdgas der "Groningen-Qualität" mit einem Heizwert von H_0 von $9,77 \text{ m}^3(V_n)$ entspricht. Dies ermöglicht die volumenbezogene Darstellung von Speichermengen in Relation zum Gasaufkommen und -verbrauch

6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2002 (Stichtag: 31.12.2002)

Die geographische Lage aller deutschen Untertagespeicher zeigt Anlage 13. Ergänzend zu den Erdgasspeichern wurden auch die Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe berücksichtigt. In Deutschland sind Porenspeicher (nachgenutzte Erdöl- oder Erdgaslagerstätten und Aquifere) in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland verbreitet. Als Speicherhorizonte dominieren dabei poröse Sandsteine.

Die Lage der durch einen kontrollierten Solumsprozess (zylindrische Hohlräume) bergmännisch hergestellten Kavernenspeicher ist durch die Verbreitung mächtiger Salinare des

Zechsteins (Salzstöcke) auf Norddeutschland beschränkt.

Die Tabellen 25 bis 27 sowie die Anlagen 13 und 14 zeigen den aktuellen Status für Betrieb, Planung und Bau von Untertagespeichern in Deutschland. Die für den Stichtag 31.12.2002 gültigen Angaben beruhen auf den jährlichen Meldungen der Speichergesellschaften an das Niedersächsische Landesamt für Bodenforschung.

Die Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung zeigt die Tabelle 23.

Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31.12.2002).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m ³ (V _n)	13,1	5,8	18,9
Maximale Entnahmerate	Mio. m ³ (V _n)/d	204,6	240,2	444,8
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases *	Tage	64	24	42
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		23	20	43
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau"	Mrd. m ³ (V _n)	0,1	3,8	3,9
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau" **		2	12	14
Summe Arbeitsgas	Mrd. m ³ (V _n)	13,2	9,6	22,8

* rechnerischer Wert. In der Praxis fällt die Entnahmerate nach gewisser Zeit druckabhängig.
 ** einschließlich Speichererweiterungen bestehender Betriebe

Im Jahr 2002 waren für Erdgas 23 Porenspeicher und 20 Kavernenspeicher, letztere mit insgesamt 142 Einzelkavernen, in Betrieb. Das Arbeitsgasvolumen hat sich um 0,2 Mrd. m³(V_n) geringfügig auf 18,9 Mrd. m³(V_n) reduziert. Etwa 2/3 des Arbeitsgases sind in Porenspeichern- und 1/3 in Kavernenspeichern verfügbar. Die Kavernenspeicher ermöglichen allerdings eine deutlich höhere Entnahmerate als Porenspeicher. Anders als in Porenspeichern haben Kavernenspeicher keine Fließrestriktionen durch den natürlichen Porenraum der genutzten Speichergesteine. Die Entwicklung des Arbeitsgasvolumens seit Beginn der Speichernutzung im Jahr 1955 zeigt Anlage 14. Nach dem steilen Anstieg der letzten 10 Jahre, bei dem sich das Arbeitsgasvolumen etwa verdoppelt hat und an dem u.a. maßgeblich der Ausbau der ehemaligen Erdgaslagerstätte Rehden zu einem der größten Gasspeicher in Europa sowie die Realisierung einiger anderer Poren- und Kavernenspeicherprojekte beteiligt waren, zeigt sich nun eine Stabilisierung beim Arbeitsgasvolumen.

Bei der Gruppe der **Porenspeicher** gab es keine größeren Aktivitäten und nur eine unbedeutende Erhöhung des Arbeitsgasvolumens gegenüber dem Vorjahr um rd. 0,1 Mrd. m³(V_n). Sie ist durch Anstiege der Arbeitsgasvolumina in den Speichern Allmenhausen und Berlin begründet. Durch die Realisierung der Speichererweiterung in Allmenhausen, Stornierung

des Projektes Albaching-Rechtmehring und Neuaufnahme einer geplanten Speichererweiterung in Wolfersberg beträgt das zusätzliche Arbeitsgasvolumen „in Planung oder Bau“ derzeit nur 0,13 Mrd. m³(V_n). In der Liste der Speicher nicht enthalten ist das derzeit noch produzierende Erdölfeld Eich im Oberrheintal, für das gegenwärtig eine Eignungsuntersuchung durchgeführt wird.

Bei den in Betrieb befindlichen **Kavernenspeichern** (Tab. 26) ist eine geringe Reduzierung des summarischen Arbeitsgasvolumens um 0,3 Mrd. m³(V_n) zu verzeichnen. Bei einzelnen Speichern erfolgten Veränderungen in der Höhe des Arbeitsgasvolumens sowohl nach oben als auch nach unten. In dem Speicher Peckensen ist die erste der insgesamt 10 geplanten Kavernen in Betrieb gegangen. Einige der Speicher sollen durch den Bau zusätzlicher Kavernen erweitert werden. Das gemeldete zusätzliche Arbeitsgasvolumen durch Planung oder Bau weiterer 50 Kavernen blieb gegenüber dem Vorjahr bei 3,8 Mrd. m³(V_n) unverändert. Neu in der Statistik ist die geplante Erweiterung des Speichers Empelde um eine Kaverne, wobei das Solewasser in ein ca. 30 km entferntes aufgegebenes Salzbergwerk eingeleitet werden soll. Im Kavernenspeicher Epe wurde im Jahr 2002 mit der Umrüstung zweier weiterer Kavernen für den Gasspeicherbetrieb begonnen. Die Fertigstellung ist für Ende 2004 geplant (Betreiber: Thyssengas AG).

Nach Realisierung aller Porenspeicher- und Kavernenprojekte soll in den nächsten Jahren ein Anstieg des maximalen Arbeitsgasvolu-

mens auf 22,8 Mrd. m³(V_n) (Vorjahreszahl: 23,5 Mrd. m³(V_n)) erfolgen.

6.4 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich

Derzeit sind weltweit ca. 640 Speicher in Betrieb. Etwa ein Viertel davon befindet sich in Europa. Mit zwei Dritteln der weltweit vorhandenen Speicherprojekte verfügen die USA über die größte Anzahl, gefolgt von Russland und der Ukraine, die in der Summe über wesentlich weniger Speicher, aber über etwa gleich viel Arbeitsgas verfügen wie die USA (Tab. 24). Die weltweit größte Verbreitung hinsichtlich Anzahl und Arbeitsgasvolumen haben die Porenspeicher. Dabei bilden in dieser Kategorie die ehemaligen Erdöl- und Erdgasfelder zahlenmäßig mit rd. 75 % und die Aquiferspeicher mit rd. 15 %, also mit insgesamt 90 % Anteil, die größte Gruppe. Die IGU plant zu den Kenndaten der u.a. Speicher einen

Internetauftritt, der nach der 22. Welt Gas Konferenz in Tokio verfügbar sein soll.

Aus geologischer Sicht sind für die Einrichtung neuer Erdgasspeicher in weiten Teilen Deutschlands günstige Bedingungen vorhanden. Im Norden existiert Speicherpotenzial in ausreichender Höhe in den Erdgaslagerstätten und Salzstöcken sowie in Aquiferen. Auch in den anderen Fördergebieten könnten Erdöl- und Erdgaslagerstätten nach entsprechenden Eignungsuntersuchungen in begrenztem Umfang zusätzliches Speicherpotenzial bieten. Die künftige Entwicklung des verfügbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland hängt daher nicht von geologischen Faktoren ab. Wie sich

Tab. 24: Speichernationen der IGU-Studie.

Nation	Arbeitsgasvolumen	Anzahl Speicherbetriebe	Nation	Arbeitsgasvolumen	Anzahl Speicherbetriebe
	Mill. m ³			Mill. m ³	
USA	110485	417	Spain	1990	2
Russia*	90045	23	Poland	1572	6
Ukraine*	34065	13	Romania	1470	5
Germany	18900	43	Japan	1143	6
Italy	17300	10	Azerbaijan*	1080	2
Canada	14070	42	Australia	934	4
France	11633	15	Denmark	815	2
Netherlands	4750	3	Belarus*	750	2
Uzbekistan*	4600	3	Belgium	650	2
Kazakhstan*	4203	3	China	600	1
Hungary	3610	5	Bulgaria	500	1
United Kingdom	3267	4	Croatia	500	1
Czech Republic	2801	8	Armenia*	150	1
Austria	2647	4	Ireland	100	1
Slovakia	2341	4	Argentina	80	1
Latvia	2105	1	Kyrgyzstan*	60	1
			Summe	339216	636

Vorläufige Angaben nach IGU-WOC 2 – Basic Activity Study (Stand: Dez. 2002) für Welt Gas Konferenz in Tokio (Juni 2003), Angaben für Deutschland per 31.12.2002 durch Firmenangaben ergänzt.

* Staaten der GUS

das verfügbare Arbeitsgasvolumen und die Anzahl der Speicherbetriebe entwickeln, wird künftig vom Anstieg des Erdgasverbrauches (Speichereinsatz zur Deckung von saisonalen und tageszeitlichen Bedarfsspitzen), von spekulativen Gesichtspunkten (schwankende saisonale Gaspreise) und von Fragen der Bezugsoptimierung geprägt sein. Als neuer Aspekt kommen die Überlegungen der EU-Kommission zur Frage der Versorgungssicherheit in einem europäischen Erdgasbinnenmarkt

hinzu. Eine entsprechende Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates, die sich mit den Maßnahmen im Falle einer außergewöhnlichen Versorgungslage beschäftigt, ist in Bearbeitung. Durch das derzeit hohe Speicherpotenzial, die Verteilung des Erdgasbezuges auf mehrere Länder sowie günstige Bedingungen für die Schaffung neuer Speicher ist unter dem Aspekt einer Krisenvorsorge in Deutschland eine hohe Versorgungssicherheit für Erdgas gegeben.

6.5 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Als ergänzende Information zu den Untertage-Erdgasspeichern sind in Anlage 13 die Lokationen und in Tabelle 27 die Kenndaten der im Jahr 2002 in Betrieb befindlichen 12 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas mit insgesamt 112 Kavernen und einem stillgelegten Bergwerk dargestellt. Diese Speicher dienen der Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach Erdölbevorratungsgesetz (Vorrats-

pfligt für 90 Tage) sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe. Nach dem Bericht des Erdölbevorratungsverbandes (EBV 2002), der als Körperschaft des öffentlichen Rechts die nationale Institution zur Krisenbevorratung darstellt, betrug die existierende Vorratsmenge 24,4 Mio. t Rohöl und Mineralölprodukte (Stichtag 31.3.2002, gesetzliche Vorratspflichtmenge: 23,5 Mio. t).

6.6 Literatur und nützliche Links

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

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

DEUTSCHES INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG (DIW) (2003): Wochenbericht 6/03, Schwache Konjunktur und milde Witterung drücken Primärenergieverbrauch. - Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin. Download unter www.diw.de (Publikationen, Wochenberichte, WB 6/03).

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

ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2002): Geschäftsbericht 2001/2002 Hamburg. www.ebv-oil.de.

INTERNATIONAL GAS UNION (IGU) (2003): Basic Activity Study, Working Committee 2, geplante Veröffentlichung anlässlich der 22. World Gas Conference in Tokio (1.-5.6.2003). www.igu.org.

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

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

Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (W.E.G.) (2003): Jahresbericht 2002, Hannover. www.erdoel-erdgas.de.

Tab. 25: Erdgas-Porenspeicher.

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. Arbeits- gas	max. Entnahme- rate
in Betrieb			m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Allmenhausen	CONTIGAS Deutsche Energie-AG	Gaslagerstätte	350	Buntsandstein	369	60	65
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	Gaslagerstätte	rd. 800	Rotliegend	657	426	238
Berlin	Berliner Gaswerke AG (GASAG)	Aquifer	750-1000	Buntsandstein	1085	780	450
Bierwang	Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	1560	Tertiär (Chatt)	2457	1300	1200
Breitbrunn/Eggstätt	RWE Dea AG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH, Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	ca. 1900	Tertiär (Chatt)	2075	1080	520
Buchholz	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	570-610	Buntsandstein	223	160	146
Dötlingen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Gaslagerstätte	2650	Buntsandstein	4383	2025	840
Eschenfelden	Ruhrgas AG, Energie- und Wasserversorgungs AG	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	130
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	600	Jungtertiär II (A-Sand)	170	63	100
Fronhofen	Preussag Energie GmbH für Gasversorgung Süddeutschland	Öllagerstätte	1750-1800	Muschelkalk (Trigonodus-Dolomit)	120	70	70
Hähnlein	Ruhrgas AG	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	100
Inzenham-West	RWE Dea AG für Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	680-880	Tertiär (Aquitain)	880	500	300
Kalle	RWE-Gas AG	Aquifer	2100	Buntsandstein	630	315	450
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	Gaslagerstätte	rd. 900	Zechstein	250	200	187
Lehrte / Hannover	Preussag Energie GmbH für Avacon	Öllagerstätte	1000-1150	Dogger (Cornbrash)	120	74	130
Rehden	WINGAS GmbH	Gaslagerstätte	1900-2250	Zechstein	7000	4200	2400
Reitbrook	Preussag Energie GmbH u. Mobil Erdgas-Erdöl GmbH für Hamburger Gaswerke	Öllagerstätte mit Gaskappe	640-725	Oberkreide	500	350	350
Sandhausen	Ruhrgas AG/Gasversorgung Süddeutschland	Aquifer	600	Tertiär	60	30	45
Schmidhausen	Preussag, Mobil und BEB für Stadtwerke München	Gaslagerstätte	1000	Tertiär (Aquitain)	300	150	150
Stockstadt	Ruhrgas AG	Gaslagerstätte	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	} 135
Stockstadt	Ruhrgas AG	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	
Uelsen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Gaslagerstätte	rd. 1500	Buntsandstein	1220	660	310
Wolfersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	Gaslagerstätte	2930	Tertiär (Lithotham.-Kalk)	538	320	210
Summe					23 639	13 050	8526
In Planung oder Bau							
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	600	Jungtertiär I (C-Sand)	100	k.A.	-
Wolfersberg	RWE Dea AG	Gaslagerstätte	2930	Tertiär (Lithotham.-Kalk)	130	130	-
Summe					230	130	-

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31. Dez. 2002

* : Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen

Tab. 26: Erdgas-Kavernenspeicher.

Ort	Gesellschaft	Anzahl der Einzelspeicher	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. Arbeitsgas	max. Entnahme- rate
in Betrieb			m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	18	780-950	Zechstein 2	870	585	929
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	27	500-700	Zechstein 2	948	725	1458
Bremen-Lesum	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	2	1250-1750	Zechstein	260	210	240
Bremen-Lesum	swb Norvia GmbH & Co KG	2	1050-1350	Zechstein	97	78	160
Burggraf-Bernsdorf	Verbundnetz Gas AG	stillgel. Bergwerk	rd. 580	Zechstein 2	5,1	3,4	40
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	3	1300-1800	Zechstein 2	183	146	300
Epe	Ruhrgas AG	32	1090-1420	Zechstein 1	2200	1567	2125
Epe	Thyssengas GmbH	5	1100-1420	Zechstein 1	235	184	520
Etzel	IVG Logistik GmbH	9	900-1100	Zechstein 2	890	534	1310
Harsefeld	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	2	1150-1450	Zechstein	186	140	300
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	4	650-850	Zechstein	110	60	350
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG	2	1250-1600	Rotliegend	100	60	100
Kraak	Hamburger Gaswerke GmbH	1	900-1100	Zechstein	56	50	250
Krummhörn	Ruhrgas AG	3	1500-1800	Zechstein 2	73	51	100
Neuenhuntorf	EWE AG für E.ON Kraftwerke GmbH	1	750-1000	Zechstein	32	20	100
Nüttermoor	EWE Aktiengesellschaft	16	950-1300	Zechstein	1100	850	1000
Peckensen	EEG- Erdgas Erdöl GmbH	1	1300-1450	Zechstein	105	60	125
Reckrod	Gas-Union GmbH	2	800-1100	Zechstein 1	130	82	100
Staßfurt	RWE Gas AG	3	400-1130	Zechstein	220	183	220
Xanten	Thyssengas GmbH	8	1000	Zechstein	221	192	280
Summe		142			8021	5780	10007
in Planung oder Bau							
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	10	500-700	Zechstein 2	546	416	-
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1300-1800	Zechstein 2	145	113	-
Epe	Thyssengas GmbH	4	1300	Zechstein 1	300	240	-
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	2	1000-1400	Zechstein	270	215	-
Jemgum/Holtgaste	Wintershall AG	10	1000-1300	Zechstein	1000	700	-
Kraak	Hamburger Gaswerke GmbH	3	900-1100	Zechstein	200	160	-
Nüttermoor	EWE Aktiengesellschaft	2	950-1300	Zechstein	210	140	-
Peckensen	EEG - Erdgas Erdöl GmbH	9	1100-1400	Zechstein	1000	740	-
Reckrod-Wölf	Wintershall AG	2	700-900	Zechstein 1	150	120	-
Rüdersdorf	EWE Aktiengesellschaft	4	ca. 900-1200	Zechstein	400	300	-
Staßfurt	RWE Gas AG	3	850-1150	Zechstein	600	500	-
Xanten	Thyssengas GmbH	5	1000	Zechstein	150	125	-
Summe		50			4971	3769	-

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31. Dez. 2002

* : Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kessengasvolumen

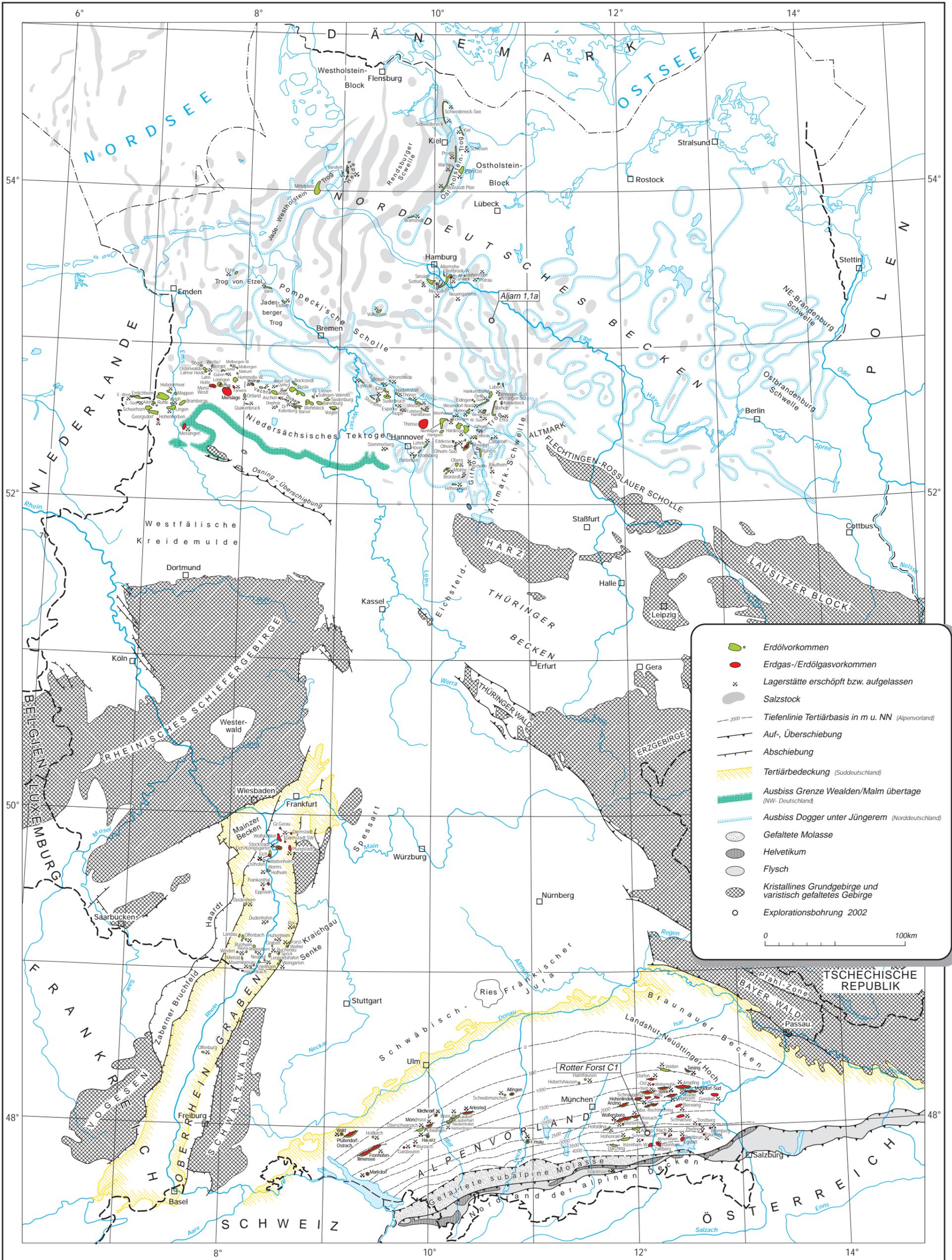
Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Anzahl der Einzelspeicher	Füllung	Zustand
Bernburg-Gnetsch	esco- european salt company GmbH & Co. KG	Salzlager-Kavernen	m 510-680	2	Propan	in Betrieb
Blexen	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640-1430	4 1 3	Rohöl Gasöl Benzin	in Betrieb in Betrieb in Betrieb
Bremen-Lesum	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-900	5	Leichtes Heizöl	in Betrieb
Epe	Deutsche BP AG	Salz-Kavernen	1000-1400	5	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Etzel	IVG Logistik GmbH	Salzstock-Kavernen	800-1600	30 1	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb in Planung
Heide	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1000	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide 101	RWE Dea AG	Salzstock-Kaverne	660-760	1	Butan	in Betrieb
Hülsen	Wintershall AG	stillgelegtes Bergwerk	550-600	(1)	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Ohrensen	Dow Deutschland GmbH & Co. OHG.	Salzstock-Kavernen	800-1100	1 1 1	Ethylen Propylen EDC	in Betrieb in Betrieb in Betrieb
Sottorf	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1200	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Teutschenthal	Dow Central Germany	Salzlager-Kavernen	700-800	2 1	Ethylen Propylen	in Betrieb in Bau
Wilhelmshaven-Rüstringen	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1200-2000	35	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Summe				112		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31. Dez. 2002

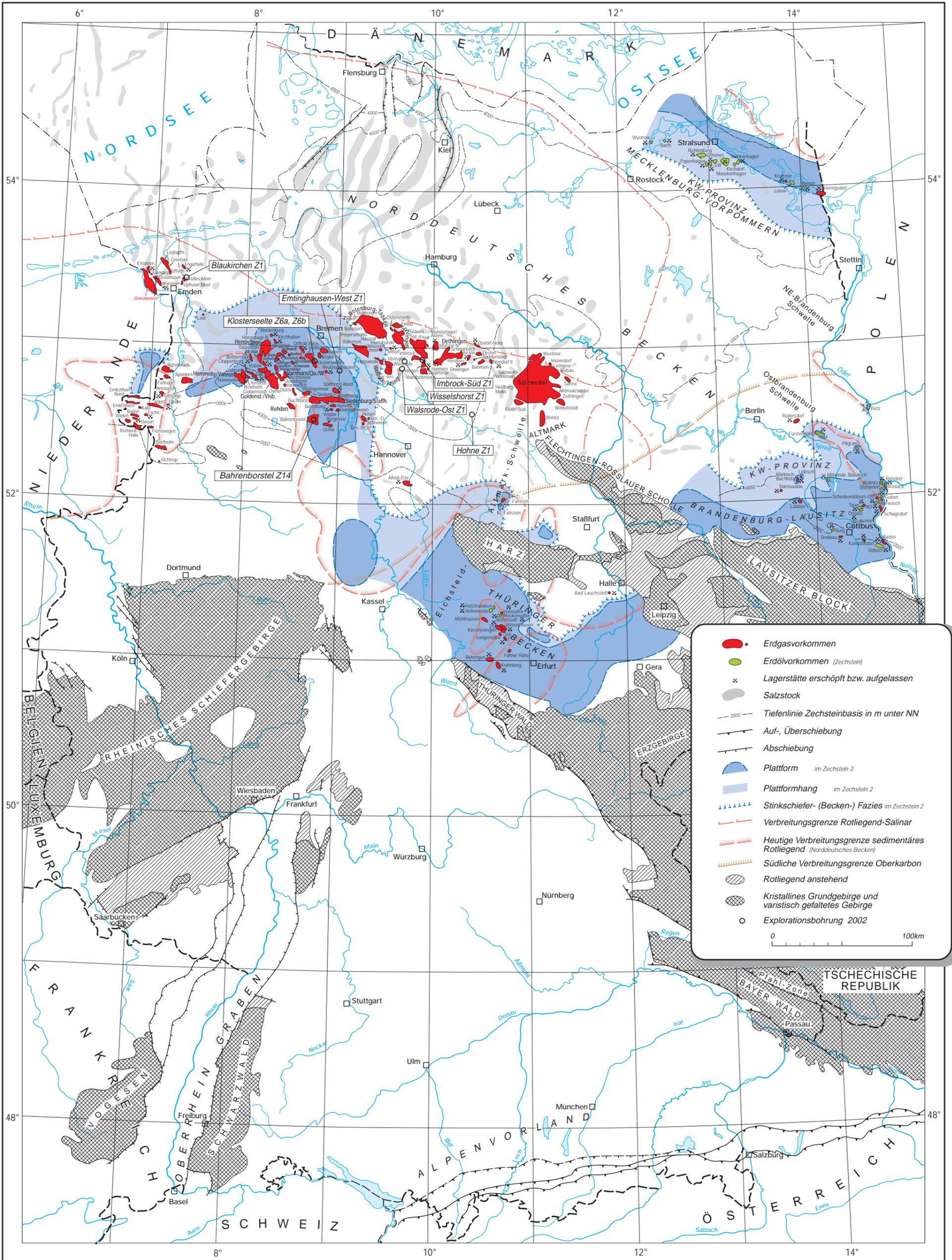
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



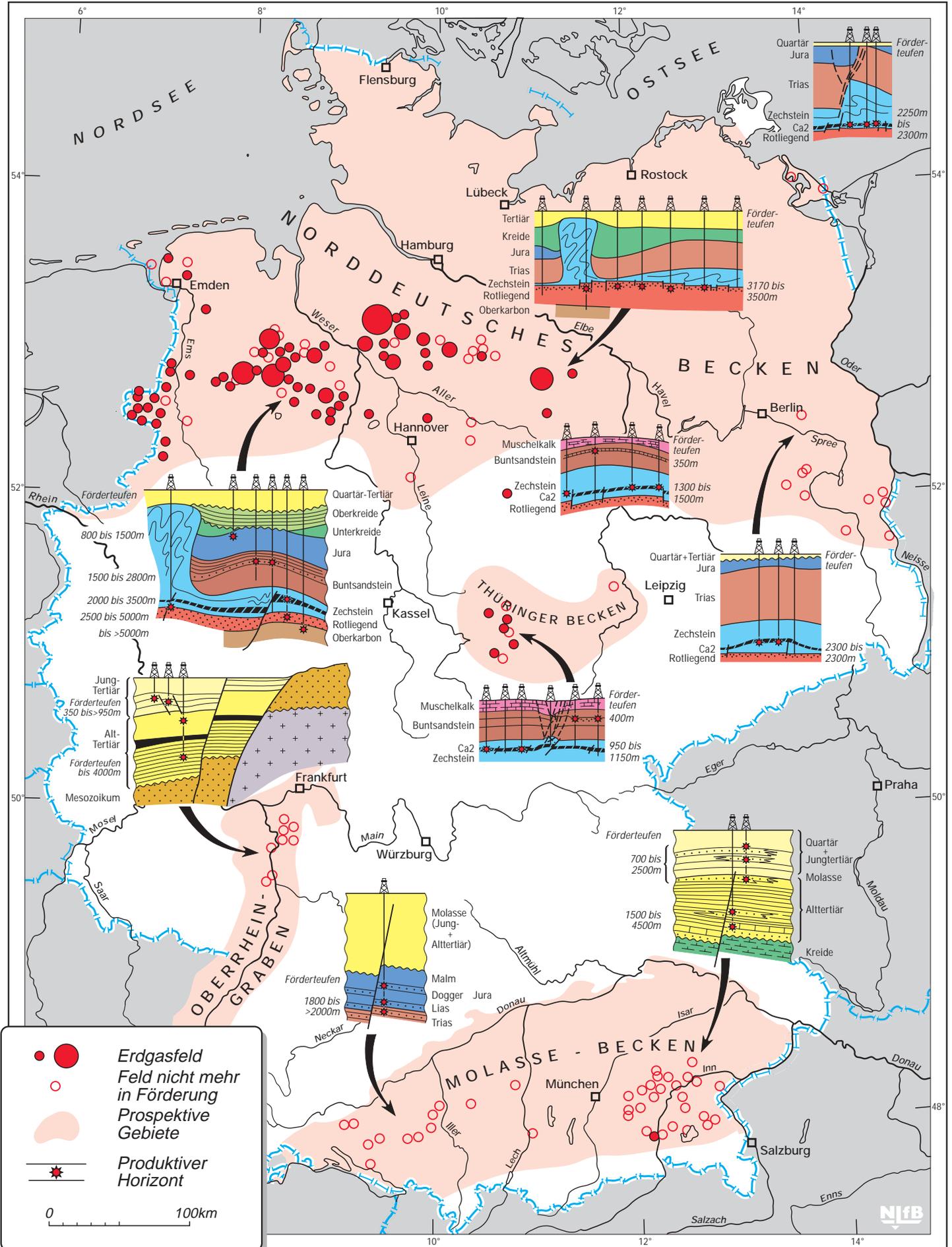
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein



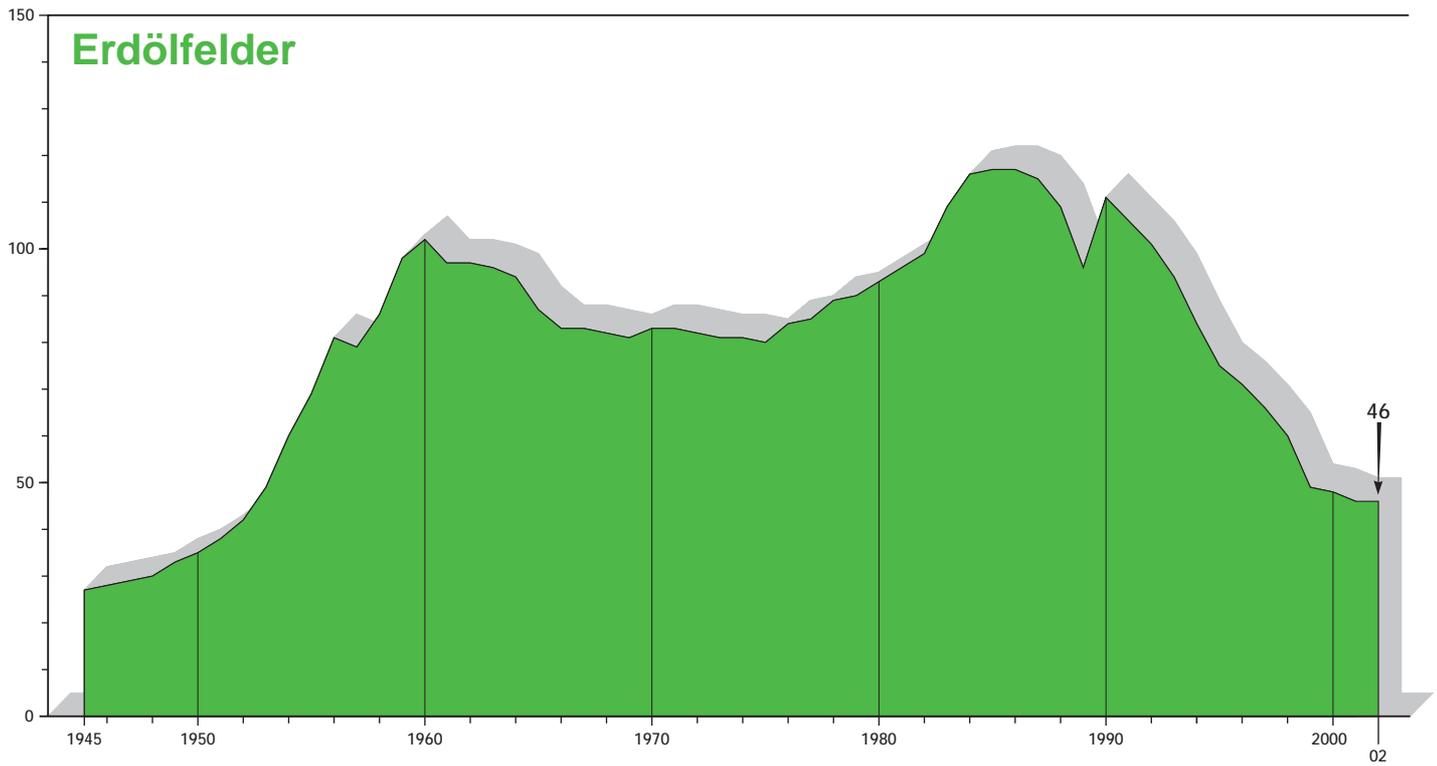
●	Erdgasvorkommen
●	Erdölvorkommen (Zechstein)
×	Lagerstätte erschöpft bzw. aufgelassen
	Salzstock
- - - 2000	Tiefenlinie Zechsteinbasis in m unter NN
	Auf-, Überschiebung
	Abschiebung
	Plattform im Zechstein 2
	Plattformhang im Zechstein 2
	Stinkschiefer- (Becken-) Fazies im Zechstein 2
	Verbreitungsgrenze Rotliegend-Salinär
	Heutige Verbreitungsgrenze sedimentäres Rotliegend (Norddeutsches Becken)
	Südliche Verbreitungsgrenze Oberkarbon
	Rotliegend anstehend
	Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge
○	Explorationsbohrung 2002

0 100km

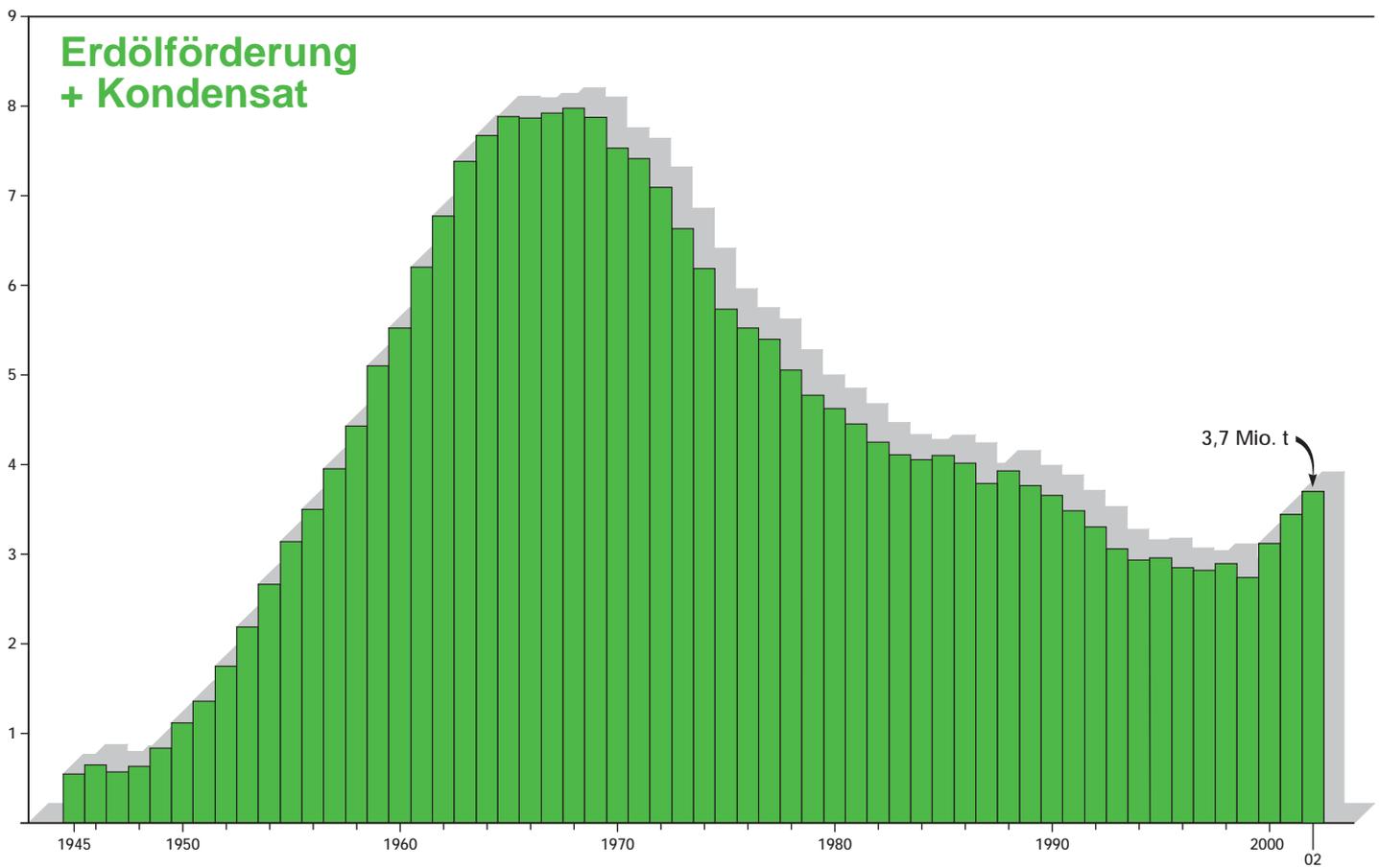


Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

Anzahl

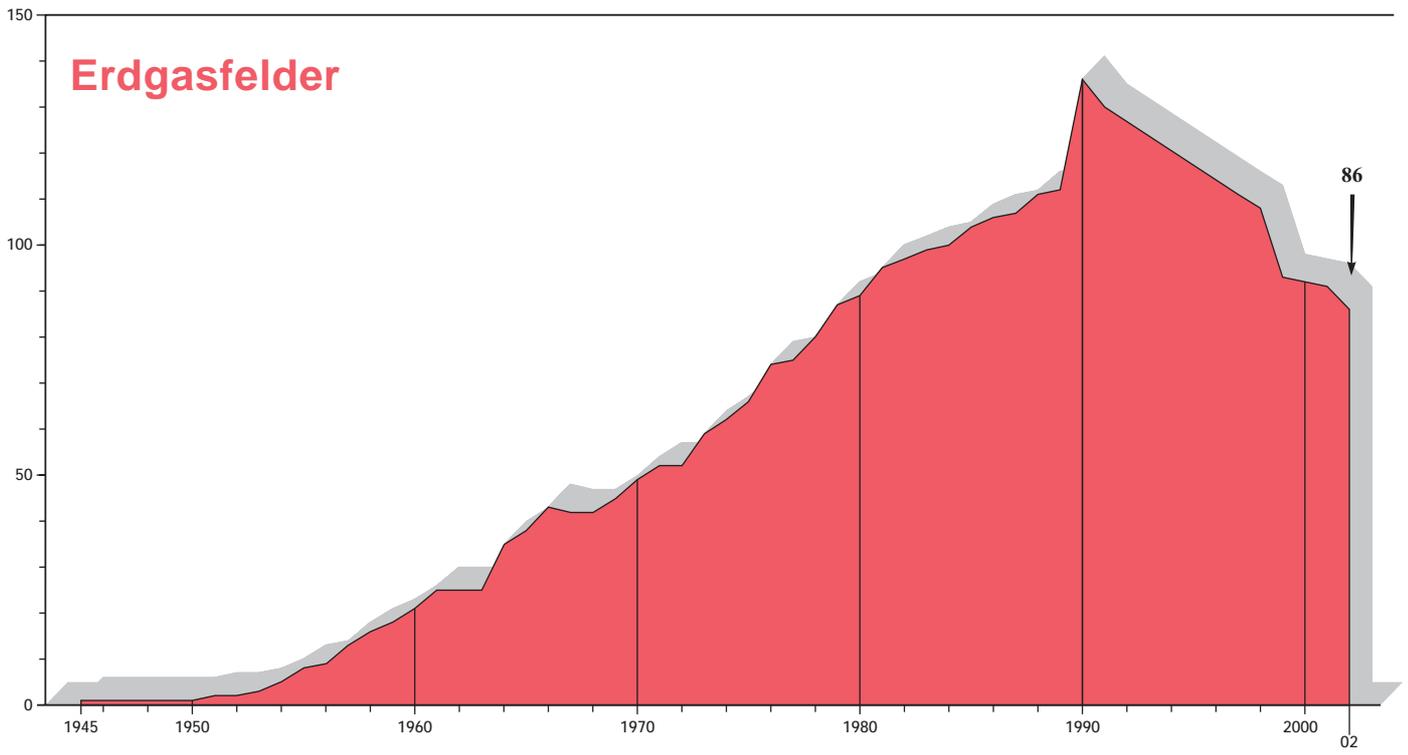


Mio. t

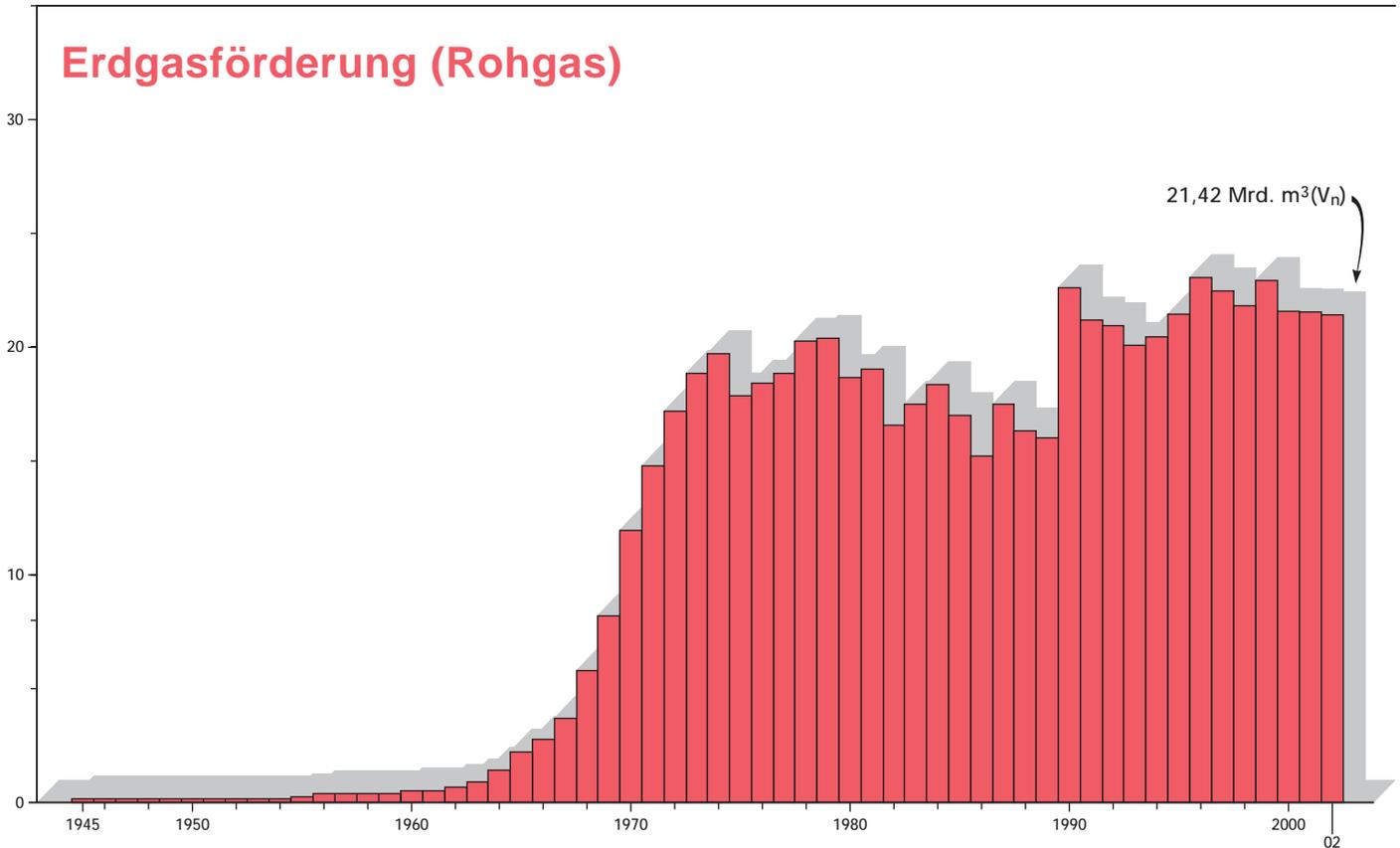


Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2002.

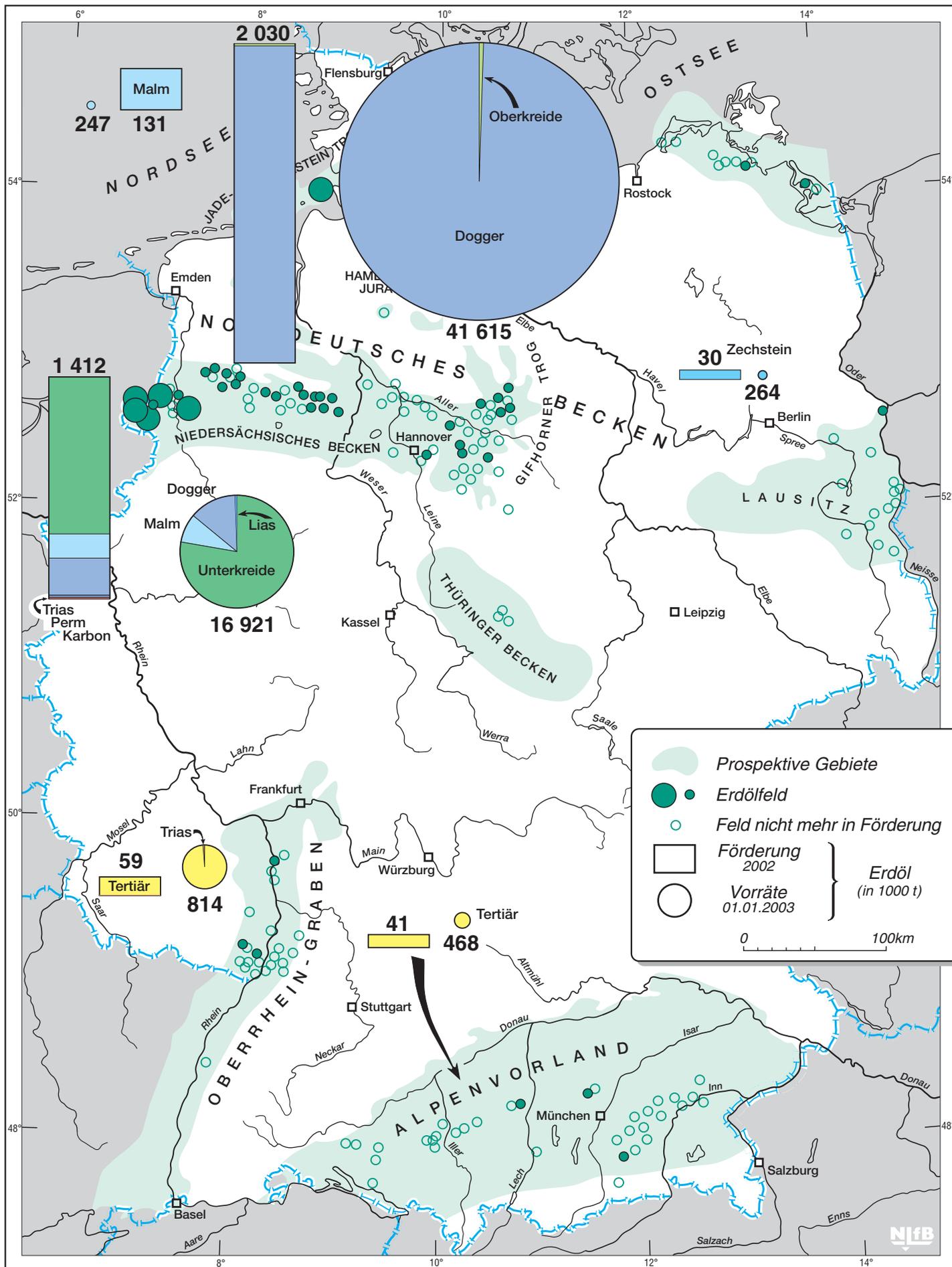
Anzahl



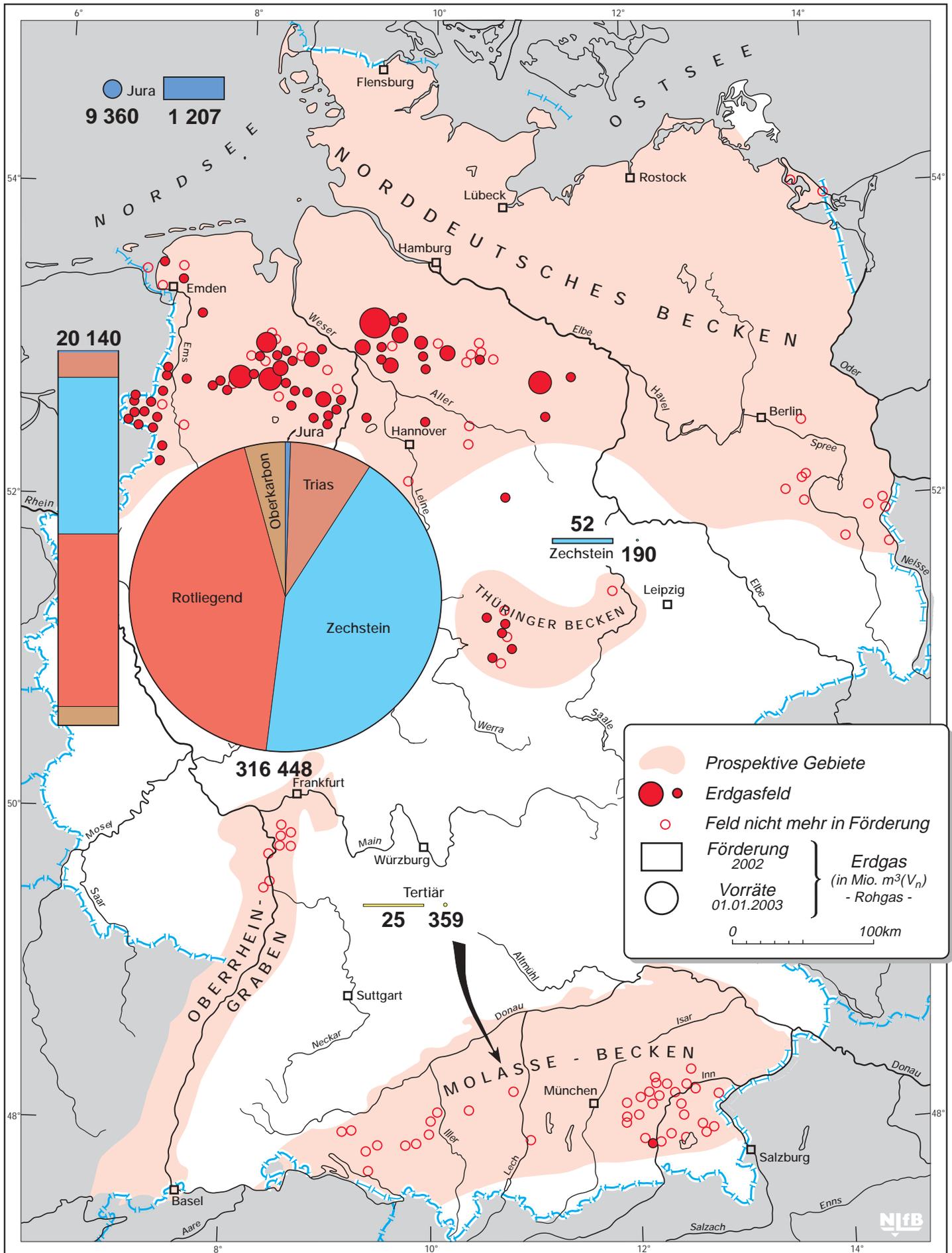
Mrd. m³(V_n)



Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2002.

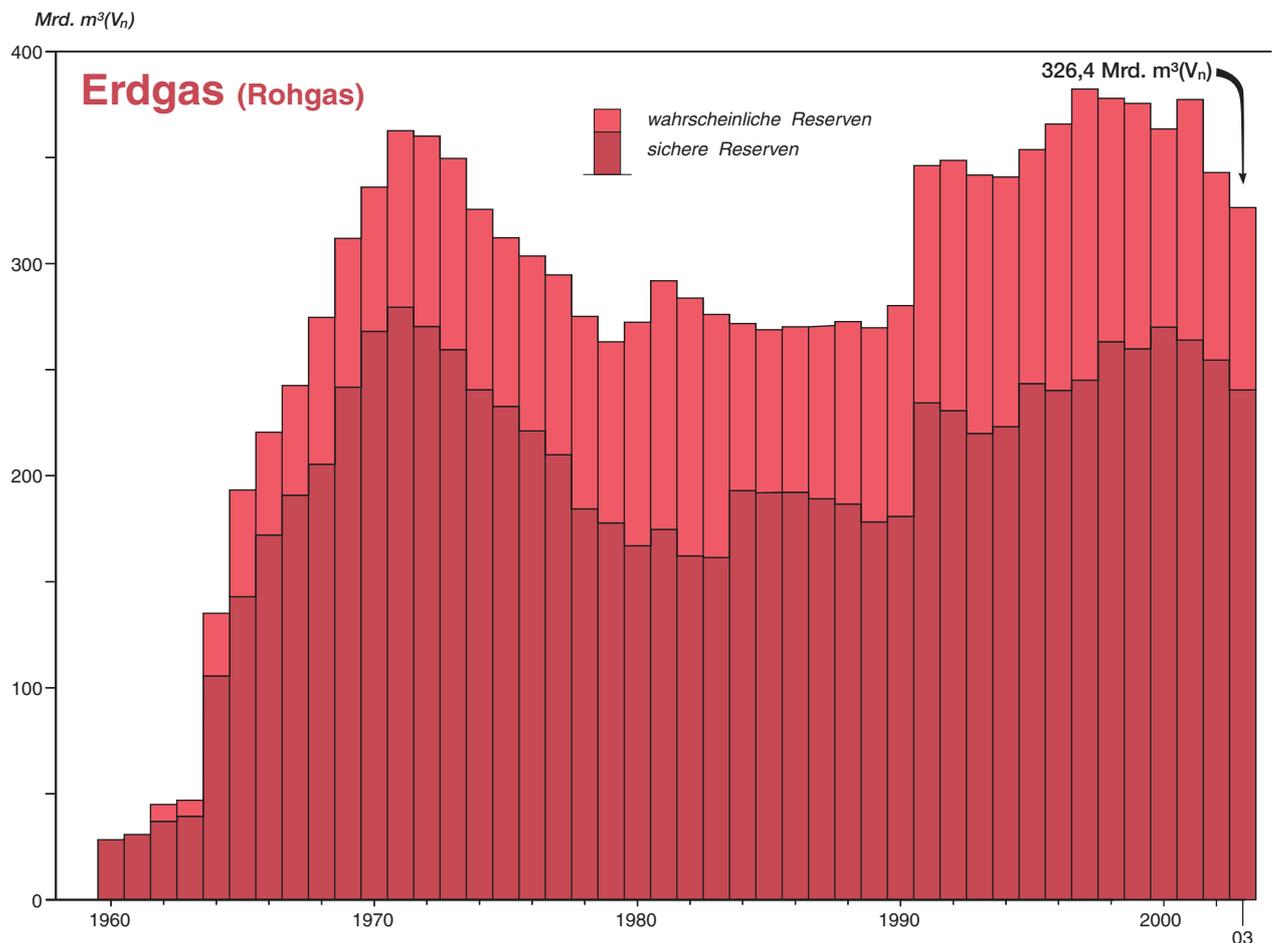
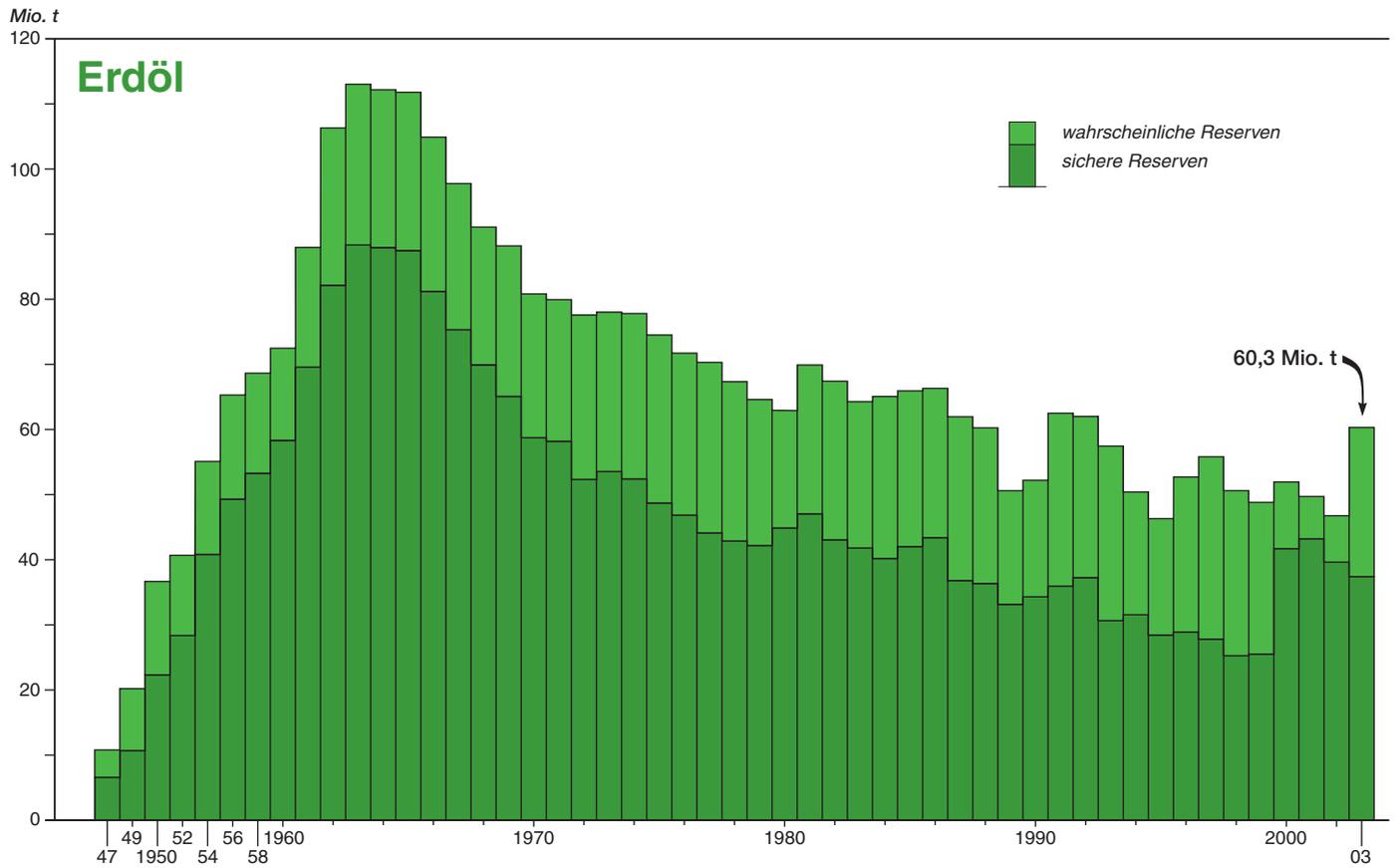


Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

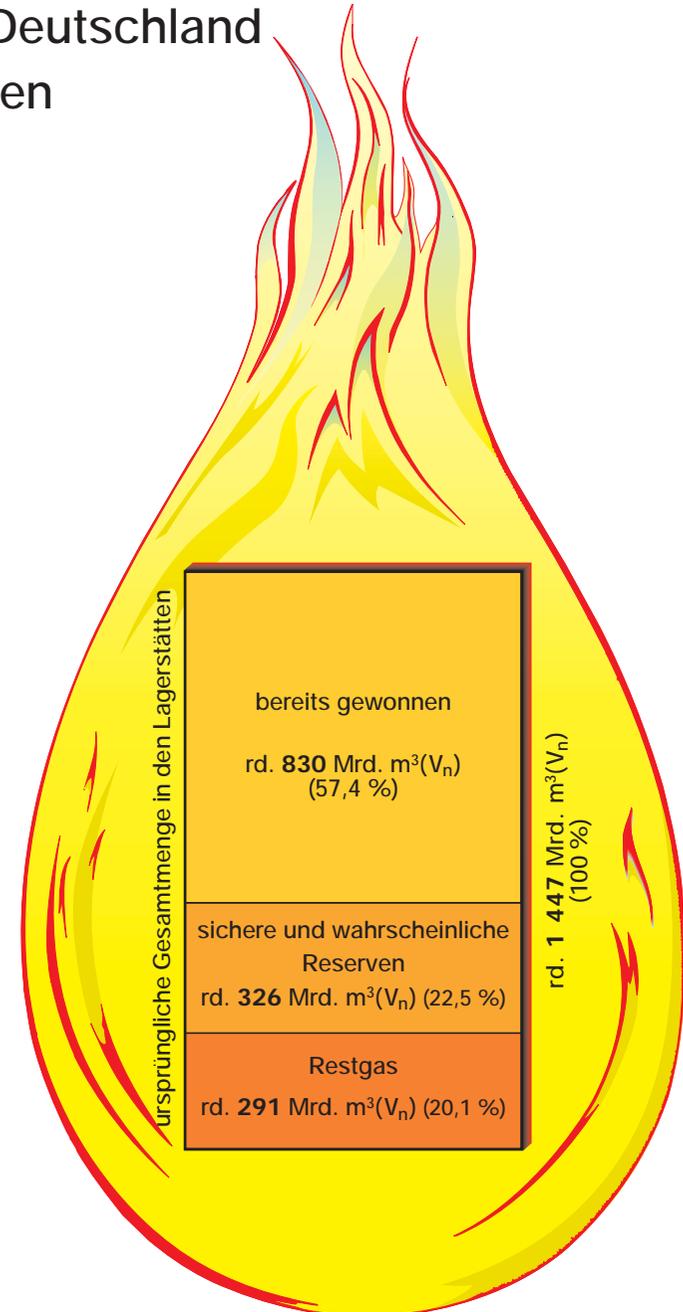
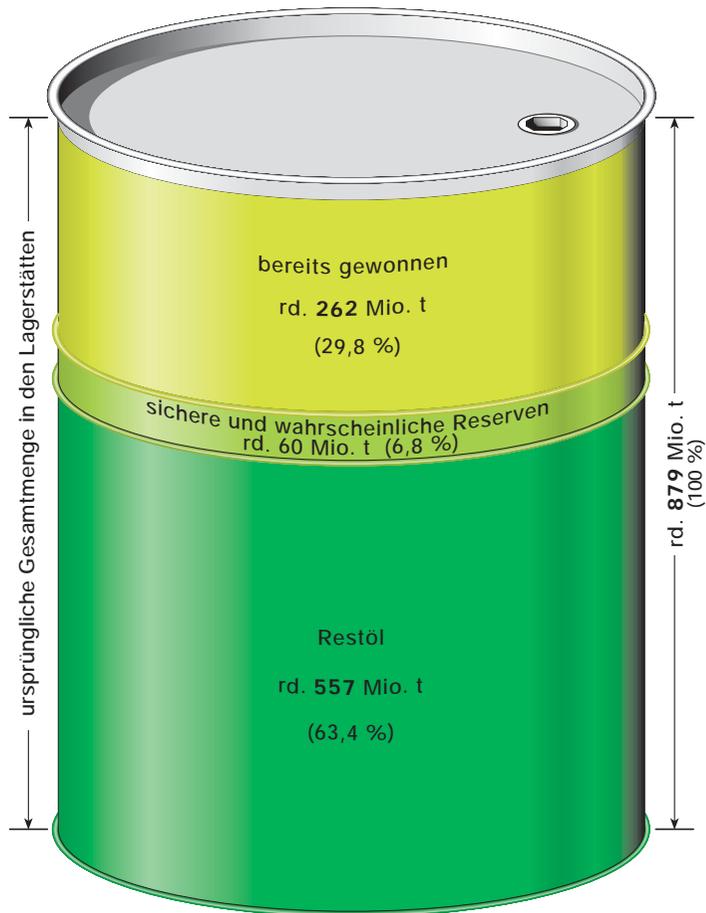


Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

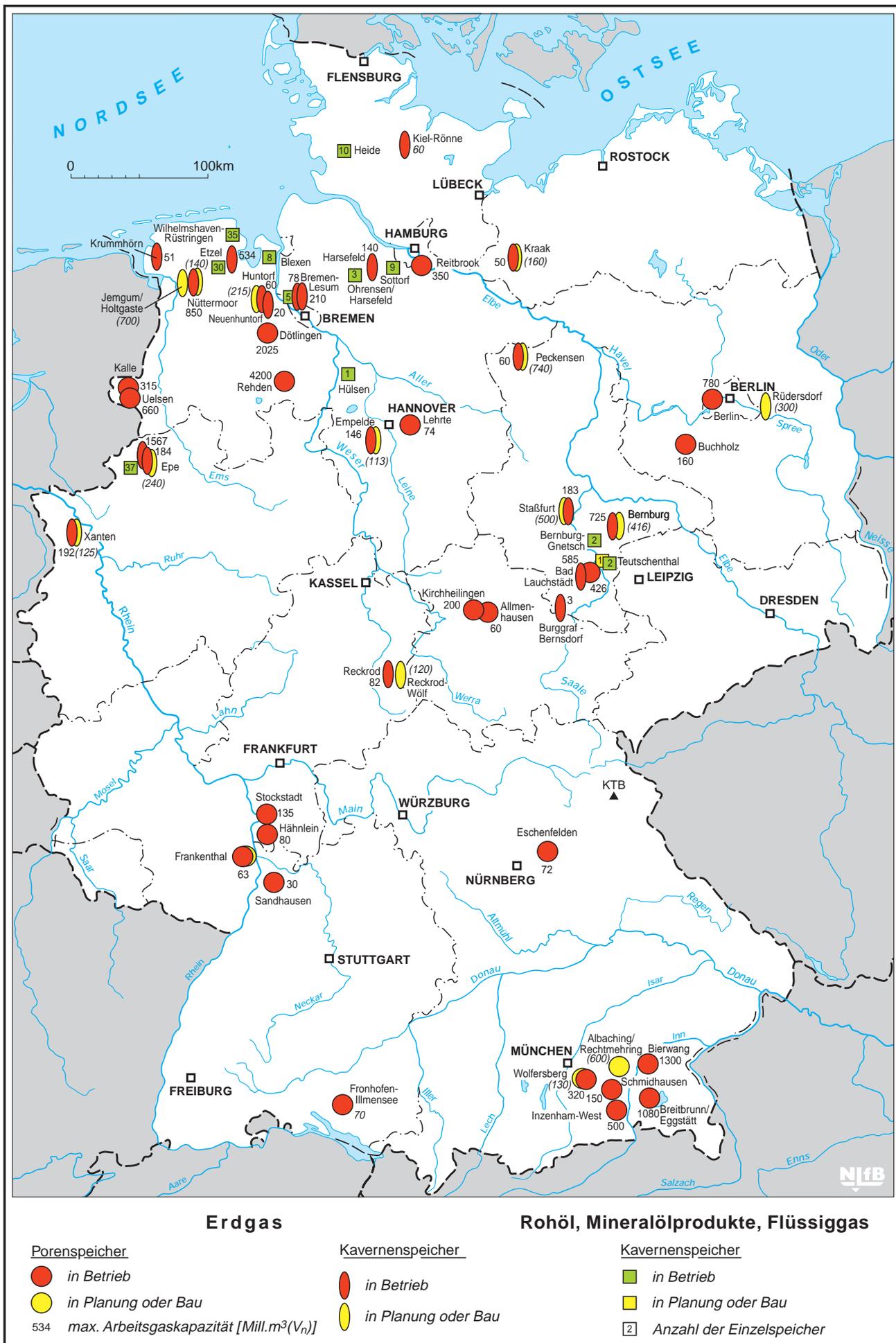
Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland (Stand jeweils am 1. Januar)



Erdöl und Erdgas* in der Bundesrepublik Deutschland Kumulative Produktion & Reserven



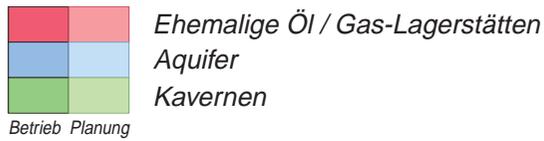
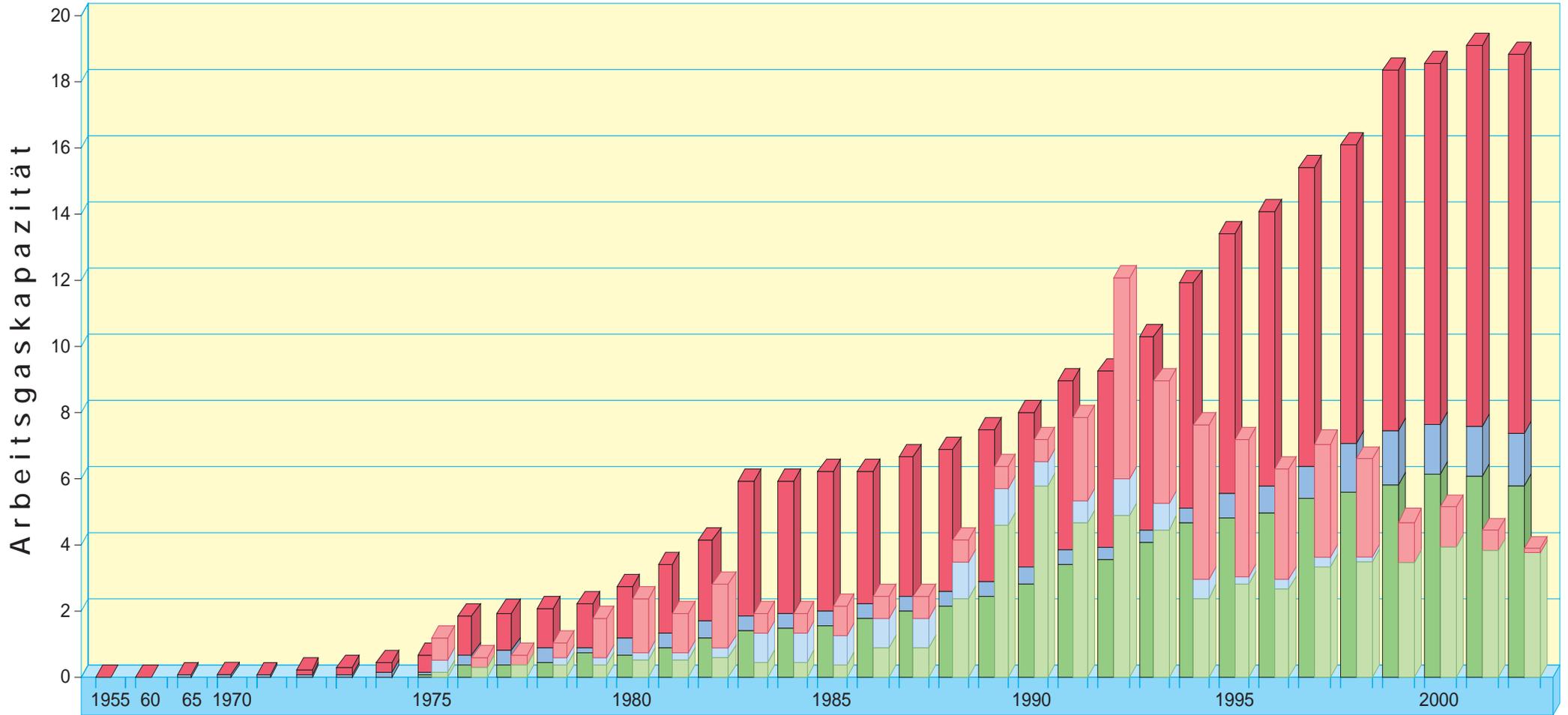
* Rohgas (natürlicher Brennwert)



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

Maximale verfügbare Arbeitsgasmenge in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland von 1955 bis 2002

Mrd. m³ (V_n)



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