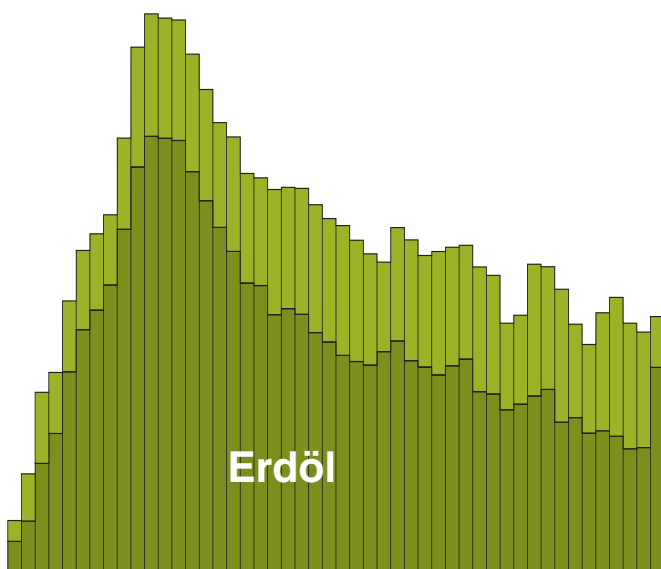
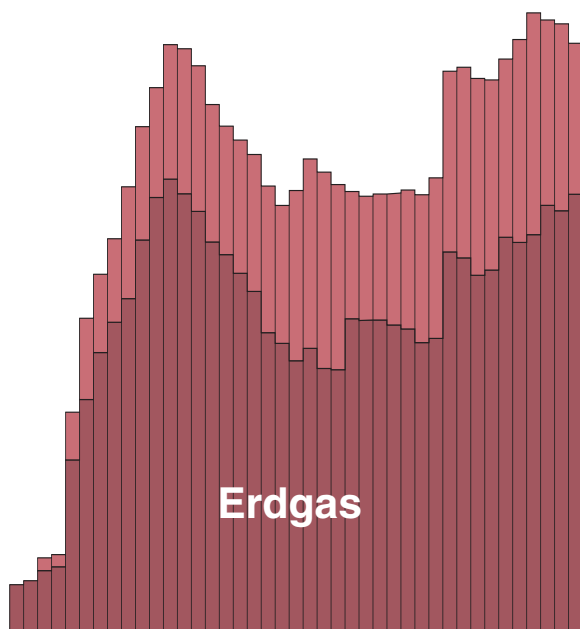


Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 01. Januar 2000





Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung

Hannover

**ERDÖL- UND ERDGASRESERVEN
IN DER BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND
am 1. Januar 2000**

Referat: Kohlenwasserstoffgeologie (N 3.06)
Leiter: DR. M. KOSINOWSKI
Bearbeiter: R. SEDLACEK (Federführung)
J. LÖSCH (Erdölreserven, Erdöl- und Erdgasproduktion)
H.-J. MEYER (Erdgasreserven)
M. PASTERNAK (Bohrergebnisse)
Erstellungsdatum: 14. März 2000
Archiv-Nr.: 0119816
Tagebuch-Nr.: 433/2000

INHALTSVERZEICHNIS

	Seite
1. Vorwort, Überblick	3
2. Bohrergebnisse 1999	5
3. Erdöl- und Erdgasreserven, Reservendefinition für Kohlenwasserstoffe	6
4. Erdölreserven am 01.01.2000	7
5. Erdgasreserven am 01.01.2000	8

Abbildungen

Abb. 1	Entwicklung der Bohrtätigkeit 1982 - 1999, Bohrmeter der Explorationsbohrungen (A3 und A4)
Abb. 2	Entwicklung der Bohrtätigkeit 1982 - 1999, Bohrmeter der Feldesentwicklungsbohrungen (B1 und B2)
Abb. 3	Entwicklung der Bohrtätigkeit 1982 - 1999, Zahl der Explorationsbohrungen (A3 und A4)
Abb. 4	Entwicklung der Bohrtätigkeit 1982 - 1999, Fündigkeitsquote der Explorationsbohrungen (A3 und A4)
Abb. 5	Erdölförderung 1999 in Deutschland nach Gebieten
Abb. 6	Erdölreserven am 01.01.2000 in Deutschland nach Gebieten
Abb. 7	Rohgasförderung 1999 in Deutschland nach Gebieten
Abb. 8	Rohgasreserven am 01.01.2000 in Deutschland nach Gebieten

Tabellen

Tab. 1	Entwicklung der Erdöl- und Erdgaskennndaten in Deutschland (1991 - 1999)
Tab. 2	Fündige Kohlenwasserstoffbohrungen in 1999
Tab. 3	Erdölförderung und -reserven nach Gebieten in Deutschland per 01.01.2000
Tab. 4	Erdölförderung und -reserven nach Bundesländern per 01.01.2000
Tab. 5	Erdgasreserven nach Gebieten in Deutschland per 01.01.2000 Rohgas (natürlicher Brennwert)
Tab. 6	Erdgasreserven nach Bundesländern per 01.01.2000 Rohgas (natürlicher Brennwert)
Tab. 7	Erdgasreserven nach Gebieten in Deutschland per 01.01.2000 Reingas ($9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$)
Tab. 8	Erdgasreserven nach Bundesländern per 01.01.2000 Reingas ($9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$)
Tab. 9a/b	Erdölproduktion und -reserven nach geologischen Formationen
Tab. 10a/b	Rohgasproduktion und -reserven nach geologischen Formationen

1. Vorwort, Überblick

Der vorliegende – jährlich erscheinende - Bericht beruht auf den an das NfB übermittelten Industrie-Daten. Er bietet einen Überblick über die Aufschluss, Förder- und Reservensituation für Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland und stellt die offizielle Reservenmeldung des NfB gegenüber Ministerien, Bergbehörden, geologischen Landesämtern, Fördergesellschaften, Verbänden und anderen Institutionen im In- und Ausland (z.B. UN/ECE und World Energy Council) dar.

Der Primär-Energieverbrauch (PEV) in der Bundesrepublik Deutschland war 1999 geringfügig niedriger (- 2%) als im Vorjahr. Nach Berichten des DIW* (2000) stieg das **Erdgasaufkommen** (Importe + Eigenförderung) - trotz der besonders milden Witterung in den Wintermonaten – um ca. 5 % gegenüber dem Vorjahr auf rd. 104 Mrd. m³(V_n) an (H_o 9,77 kWh/m³(V_n))**. Das **Erdölaufkommen** betrug im Jahr 1999 rd. 130 Mio. t und lag ca. 3 % niedriger als im Vorjahr. Der Zuwachs beim Erdgas ist durch einen deutlichen Bestandszuwachs an Erdgasheizungen sowie durch einen verstärkten Einsatz von Erdgas bei der Stromerzeugung geprägt. Beim Erdöl machten sich neben der milden Witterung Einspar- und Substitutionseffekte bemerkbar (DIW, 2000). Bei den Erlösen waren stark steigende Spotnotierungen für Rohöl zu verzeichnen (Jahresbeginn: rd. 10 US \$/barrel, Jahresende über 25 US \$/barrel, Durchschnitt rd. 17,5 US \$/barrel), wobei der Preis für Erdöl „frei deutsche Grenze“ im Dezember 1999 gegenüber 1998 um mehr als 180 % auf 365 DM/t zulegte. Die Preise für Erdgasimporte stiegen deutlich moderater mit zeitlicher Verzögerung (DIW, 2000). Beide Energieträger hatten folgende Anteile am Energiemix:

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

Erdgas steht damit nach wie vor an zweiter Stelle hinter dem Mineralöl.

*Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung – Arbeitskreis Energiebilanzen, Berlin, Wochenbericht 4-5/2000

** Erläuterung der Begriffe und Einheiten siehe Kapitel 3

Während die Erdgasförderung in Deutschland um rd. 5 % höher lag als im Jahr 1998, war die Erdölförderung um ca. 5 % rückläufig. Die Aktivitäten beim Erdgas waren geprägt durch eine zurückhaltende Exploration, beim Erdöl durch eine Fortsetzung der Verfüllungs- und Rationalisierungsmaßnahmen in den Feldern sowie durch das o. g. stark schwankende Erlösniveau, dessen niedrigster Stand am Jahresanfang sicherlich auch zu gedämpften Aktivitäten bei der Feldesentwicklung führte (s. Kapitel 2, Bohrtätigkeit).

Der Schwerpunkt der heimischen Förderung lag beim Erdöl zu rd. 60 % in Niedersachsen und zu 33 % in Schleswig-Holstein. Der Anteil Schleswig-Holsteins stieg in den vergangenen Jahren dabei durch die Feldesentwicklung Mittelplate deutlich an. Bei der Erdgasförderung dominierte Niedersachsen mit einem Anteil von über 91 % in den Fördergebieten Elbe-Weser, Weser-Ems/Emsmündung und westlich der Ems.

Tabelle 1 zeigt, dass die Anzahl von produktiven **Erdölfeldern** gegenüber 1998 auf 49 Felder abnahm, weil Lagerstätten in Brandenburg, Schleswig-Holstein und Niedersachsen stillgelegt bzw. verfüllt wurden. Hierdurch begründet, reduzierte sich gleichzeitig auch die Anzahl der Förderbohrungen auf ca. 1250 Sonden. Beim Erdöl wurden mit 2,74 Mio. t rd. 0,2 Mio. t weniger gefördert als 1998 und nur rd. 2 % des o. a. Erdölaufkommens gedeckt. Gleichzeitig erhöhten sich aber die verbleibenden Erdölreserven von 48,7 Mio. t auf rd.

52 Mio. t, welches überwiegend auf eine Neubewertung der Lagerstätte Mittelplate (Schleswig-Holstein) nach Abteufen der letzten Bohrungen zurückzuführen ist. Technologisch besonders hervorzuheben sind die von Land abgeteufte Extended-Reach-Bohrungen Dieksand 2, 3 und 4, die ab Mitte 2000 mit weiteren Sonden von Land aus über eine Strecke von mehr als 7 km zu einer optimierten und zügigen Ausbeutung der vor der Nordseeküste liegenden Dogger-Lagerstätte Mittelplate beitragen sollen.

Bei den **Erdgaslagerstätten** und -Förderbohrungen waren nach Angaben der Fördergesellschaften Ende des Jahres 1999 insgesamt 93 Erdgaslagerstätten mit rd. 550 Sonden in Förderung (Tabelle 1, Hinweis: neue Feldeszählung ab Jahr 1999). Die Erdgasförderung lag mit 22,9 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas (natürlicher Brennwert), bzw. rd. 21,1 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Reingas um 1,1 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ bzw. 1,4 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ über den Vorjahreswerten. Die sicheren und wahrscheinlichen Erdgas-Reserven waren mit 363 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas bzw. 328 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Reingas um 11-12 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ niedriger als zum Stichtag des Vorjahres.

Erwähnenswert ist die Entwicklung des ersten deutschen „Offshore“-Erdgasfeldes im Block A6/B4 der deutschen Nordsee (sog. Entenschnabel).

Weitere Daten zur Exploration und Produktion sind detailliert in dem Bericht "Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 1999" erläutert, der ab ca. Juni d. J. über das NLfB zu beziehen ist.

2. Bohrergergebnisse 1999

Das Jahr 1999 war durch einen starken Einbruch in der **Bohraktivität** gekennzeichnet. Aufgrund einer deutlichen geringeren Anzahl von Bohrungen ist die Bohrleistung gegenüber 1998 von ca. 86 000 m um etwa 20 % auf ca. 68 000 m gesunken. Die Gründe für den Einbruch in der Bohrtätigkeit sind einerseits im Ölpreisverfall des Jahres 1998 aber auch in der Firmenpolitik vor allem der größeren Erdölgesellschaften zu suchen.

Wie üblich, wenn weniger Finanzmittel zur Verfügung stehen, war vor allem die risikoreichere Explorationsbohraktivität betroffen. So wurde im Jahr 1999 keine Aufschlussbohrung gebohrt. Aufschlussbohrungen haben das Ziel, neue Erdöl- oder Erdgasfelder zu finden. Bei den Teilfeldsuchbohrungen, die neben den Aufschlussbohrungen für die Erschließung neuer Vorräte von großer Bedeutung sind, ist die Bohraktivität um etwa ein Drittel gesunken. Für die Bohrleistung der Exploration ergibt sich insgesamt ein Rückgang um etwa 45 % von ca. 27 000 m auf ca. 15 000 m (Abb.1).

Eingeschränkt wurden auch die Aktivitäten zur Entwicklung der Felder. Die Bohrleistung sank von ca. 58 000 m um etwa 10 % auf ca. 52 000 m (ohne Hilfsbohrungen) (Abb.2). Eine tragende Säule auf dem Sektor der Feldesentwicklung waren die Tätigkeiten im Ölfeld Mittelplate vor der Küste Schleswig-Holsteins. Mit jeweils zwei Bohrungen von der Plattform aus und vom Festland her (Extended-Reach-Bohrungen Dieksand 3 und 4) wurden etwa 40 % der Gesamtstrecke gebohrt. Besondere Erwähnung soll auch der Beginn der Entwicklung des ersten Erdgasfeldes in der deutschen Nordsee in den Blöcken A6/B4 finden. Dieses Feld wird nach der momentanen Projektierung mit drei bis vier, z.T. horizontalen Bohrungen erschlossen.

Im Jahr 1999 wurde keine **Aufschlussbohrung (A3)** gebohrt oder beendet. In der Kategorie der **Teilfeldsuchbohrungen (A4)** konnten von sieben laufenden Projekten vier erfolgreich beendet werden. Drei Projekte waren noch nicht abschließend bewertet. Ziele der Exploration waren der Zechstein in der Provinz Süddoldenburg (Erdgas), das Rotliegend der Nordhannover-Provinz (Erdgas) und das Oberkarbon in der Provinz Süddoldenburg (Erdgas):

Bohrung	Ergebnis	Zielhorizont	Gebiet	Bundesland
Buchhorst Z13	gasfündig	Zechstein	Weser-Ems	Niedersachsen
Dötlingen-Ost Z1	gasfündig	Zechstein	Weser-Ems	Niedersachsen
Düste Z9	gasfündig	Oberkarbon	Weser-Ems	Niedersachsen
Kneheim Z4	gasfündig	Zechstein	Weser-Ems	Niedersachsen

In Abbildung 3 ist die Anzahl der jährlich beendeten Explorationsbohrungen (Aufschluss- und Teilfeldsuchbohrungen) dargestellt. Die Fündigkeitsquoten der Explorationsbohrungen seit 1982 zeigt Abbildung 4.

Auch in der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen waren die Bohrergebnisse durchweg positiv. Alle elf beendeten **Erweiterungsbohrungen (B1)** und **Produktionsbohrungen (B2)** des Jahres wurden fündig (Tab. 2).

3. Erdöl- und Erdgasreserven, Reservendefinition für Kohlenwasserstoffe

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

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

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

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

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

schaftlichen und technischen Bedingungen mit einem angemessenen Wahrscheinlichkeitsgrad gewinnbar sind.

Beide Reserven-Klassen hängen damit unmittelbar von den Erlösen für Erdöl und Erdgas ab. Die - schwierige - langfristige Prognose dieser Erlöse ist entscheidend für die Lebensdauer der Felder und damit für die verbleibenden Reserven. Je früher ein Feld aufgegeben wird, umso geringer sind zu einem bestimmten Stichtag (z.B. 01.01.2000) seine verbleibenden Reserven und umgekehrt. Die Wirtschaftlichkeitsgrenze einer Lagerstätte wird beim Erdöl z.B. durch die Förderrate in Tonnen/Tag oder die Sonden-Verwässerung in %, (Wasseranteil an der Gesamtproduktion) bestimmt. Beim Erdgas entscheidet u.a. die Förderrate in $\text{m}^3(V_n)/\text{Tag}$ über die Wirtschaftlichkeit einer Sonde. In Deutschland ist der Gaspreis derzeit noch an den Ölpreis gekoppelt und folgt seinem Trend mit einigen Monaten Zeitverzögerung. Steigen Öl- und Gaspreis, folgen niedrigere Grenzzraten für eine wirtschaftliche Förderung der Sonden. Die erwartete Lebensdauer der Felder sowie die verbleibenden Reserven steigen gleichzeitig und umgekehrt. Neben den Fördererlösen spielen für die Lebensdauer der Lagerstätten auch andere Faktoren wie Alter und Zustand der Übertageanlagen, Feldleitungen und Infrastruktur (Transportkosten) eine wichtige Rolle. Die Summe aus sicheren und wahrscheinlichen Reserven und ihre Abgrenzung voneinander unterliegen damit einem ständigen Wechsel und sind als dynamische Größen zu betrachten. Eine Reservenermittlung bezieht sich damit immer auf einen Stichtag an dem bestimmte Annahmen für die künftigen Erlöse angenommen wurden (z.B. 01.01.2000).

4. Erdölreserven am 01.01.2000

Abbildung 5 und 6, sowie die Tabellen 3, 4 und 9a/9b zeigen die Aufteilung der Förderung und die verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven per 01.01.2000 nach Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen.

Trotz einer Jahresproduktion von 2,7 Mio t lagen die Reserven mit 51,9 Mio. t um 3,2 Mio. t höher als im Vorjahr. Ursache für diesen Reservenanstieg ist wesentlich die Neubewertung der Lagerstätte Mittelplate, deren Drainagegebiet durch neue, fründige Bohrungen (Mittelplate/Dieksand, siehe Kapitel 2) erweitert wurde. Als neue Reserven wurden erhebliche Kondensatmengen für die geplante Erdgas-Förderung des Nordsee-Gasfeldes A6/B4 sowie der neue Erdgas/Erdölfund „Ringe Z1“ gemeldet. Weitere Reservenerhöhungen erfolgten für die Struktur Rühle (Emsland). Der Hauptanteil der Reserven liegt derzeit mit rd. 58 % in Schleswig-Holstein (Mittelplate) und rd. 40 % in Niedersachsen.

Die Förderschwerpunkte lagen beim Erdöl in Schleswig-Holstein und in Niedersachsen. Förderstärkste Lagerstätte war das Feld Mittelplate (Schleswig-Holstein) mit rd. 820.000 t Jahresmenge (30 % der Gesamtförderung) gefolgt von der Struktur Rühle (rd. 410.000 t) im Emsland. Herauszustellen ist die hohe Förderkapazität von Mittelplate, die z.Z. durch nur 11 Sonden erzielt wird, während in Rühle (Feldesteile Rühlermoor und Rühlerst) über 200 Sonden in Betrieb waren. Das Feld Mittelplate wird in Zukunft eine zunehmend herausragende Position einnehmen, da hier ein beträchtliches zusätzliches Förder- und Reservenpo-

tential erwartet wird und ab Mitte 2000 durch die Mittelplate-Bohrungen sowie durch die neuen Dieksand-Bohrungen mit einer Jahres-Gesamtkapazität von zunächst 1,7 Mio. t ausgebeutet werden soll. Derzeit ist die Förderkapazität der Struktur Mittelplate durch die tidenabhängige Transportkapazität von Tankschiffen auf ca. 800 000 t begrenzt.

Die Anzahl der Fördersonden nahm weiter ab, da Felder in Brandenburg (5), Niedersachsen (4) und Schleswig-Holstein (2) aus wirtschaftlichen Gründen eingeschlossen wurden.

Wichtigste Förderhorizonte für deutsches Erdöl sind Sandsteine der Unterkreide (Schwerölfelder im Emsland) und des Dogger (Lagerstätten östlich von Hannover und in Schleswig-Holstein, Tabelle 9a und 9 b).

In den Kernfeldern mit ausreichendem Reservenpotential wurden 6 fündige Produktionsbohrungen (B 2) abgeteuft, wobei auch hier der Schwerpunkt bei Mittelplate/Dieksand lag (s. Tabelle 2). Von den 49 produzierenden Ölfeldern lagen 35 in Niedersachsen.

5. Erdgasreserven am 01.01.2000

Bezogen auf den natürlichen Brennwert (Rohgas) betragen die Erdgasreserven rd. 375,5 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ und lagen damit rd. 12 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ niedriger als im Vorjahr. Die Produktion von 22,9 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ konnte durch neue Reserven fündiger Bohrungen (Tabelle 2) sowie durch Neubewertungen von Lagerstätten nur knapp zur Hälfte ausgeglichen werden.

Tabelle 5, 6 und 10a/10b, sowie Abb. 7 und 8 zeigen die Rohgasförderung und -reserven (natürlicher Brennwert) nach Gebieten, Ländern und Formationen. Niedersachsen stellt mit rd. 91 % der Rohgasförderung und 90 % der Rohgasreserven das führende Bundesland zur Deckung der inländischen Erdgasversorgung dar.

Bei der Zählung der Felder, die eine scheinbare Abnahme der produzierenden Felder von 108 auf 93 zeigt (Tabelle 1), ist zu beachten, dass ab dem Jahr 1999 das NLFb eine Neuaufteilung vorgenommen hat. Dabei wurden Teilfelder, die bisher als eigenständige Einheiten geführt wurden, nach geologischen Gesichtspunkten zusammengefasst (z.B.: Walsrode, Walsrode-West und Idsingen zusammengefasst als Walsrode/Idsingen). Diese Zusammenlegung kommt den natürlichen Gegebenheiten näher. Zudem wird ein internationaler Vergleich der Größe von Lagerstätten ermöglicht. Die einzelnen Feldesteile und Teilfelder werden auch weiterhin in den Statistiken geführt, u.a. im Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 1999“. Auch in Zukunft werden die Reserven vom NLFb für die Teilfelder erfaßt. Daten zu Reserven von einzelnen Erdgasfeldern sind in Deutschland aus rechtlichen Gründen vertrauliche Informationen, die von den Firmen an das NLFb nach dem Lagerstättengesetz gemeldet, aber mit Ausnahme an Ministerien und Bergbehörden nicht an Dritte weitergegeben werden.

Die deutsche Erdgasförderung stammt zu rd. 41 % aus dem Zechstein-Horizont (Reserven: 40 %) der Perm-Formation (Tabelle 10 a/b). Dieser Träger hat überwiegend H₂S (Schwefelwasserstoff) als Begleitgas und erfordert besondere Förder- und Überwachungsmaßnahmen. Weitere 46 % der Förderung (Reserven: 44 %) stammen aus tiefer liegenden Schichten im Rotliegend (Perm) bei Teufen bis über 5000 m.

Tabelle 7 und 8 zeigen die Reingasförderung und -reserven nach Gebieten und Bundesländern. Die auf den Energieinhalt von 9,77 kWh/m³(V_n) normierten Reserven (vgl. Kap. 3) betragen am 01.01.2000 rd. 327,6 Mrd. m³(V_n). Die Reserven lagen damit um rd. 11 Mrd. m³(V_n) niedriger als im Vorjahr, welches dem Trend der o.a. Reservenabnahme auf Rohgasbasis (natürlicher Brennwert) entspricht.

Die Produktions- und Reservenzahlen für Erdöl werden in den nächsten Jahren durch einen weiteren Rückbau von Erdölfeldern infolge natürlicher Erschöpfung (Verwässerung) geprägt sein, dessen Intensität von den Erlösen abhängig sein wird. Der Förderabfall der letzten 10 Jahre wird gleichzeitig kompensiert und von der beträchtlichen zu erwartenden Fördersteigerung in Mittelplate/Dieksand gekennzeichnet sein, wobei dann in Deutschland im Jahr 2000 eine Förderung erreicht werden könnte, die deutlich über 3 Mio. t liegt. Eine weitere Steigerung der heutigen Reserven ist bei positiver Ausbeute-Entwicklung dieser Lagerstätte nicht auszuschließen. Beim Erdgas wird auch in den nächsten Jahren ein Produktionsniveau im Bereich von 20 Mrd. m³(V_n) erwartet, wobei die ins Portfolio aufzunehmenden neuen Reserven für die Bundesrepublik Deutschland deutlich von den Erfolgen einer Bohrtätigkeit geprägt sein werden. Inwieweit Neubewertungen der existierenden Lagerstätten auch in Zukunft zu einem Beitrag für Reservenerhöhungen führen werden, ist schwer abschätzbar. Alle Reservenzahlen werden besonders auch von den eingangs beschriebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Erlösen) abhängen, die erfahrungsgemäß schwierig zu prognostizieren sind.

Die im letzten Jahr gemeinsam mit dem W.E.G. erarbeitete Zahl für „unentdeckte Ressourcen und Produktion aus dichten Formationen“ von 50 bis 150 Mrd. m³(V_n) wird fortgeschrieben. Auch hier sind riskante Prospekte, z.B. auf Erdgas aus dichten Formationen mit mittlerem und kleinen Reservenpotential, nur zu erwarten, wenn ein entsprechend hohes Erlösniveau über einen längeren Zeitraum existiert, das die Exploration dieser Reserven beflügelt.

Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung
Im Auftrag

Dr. M. Kosinowski

R. Sedlacek

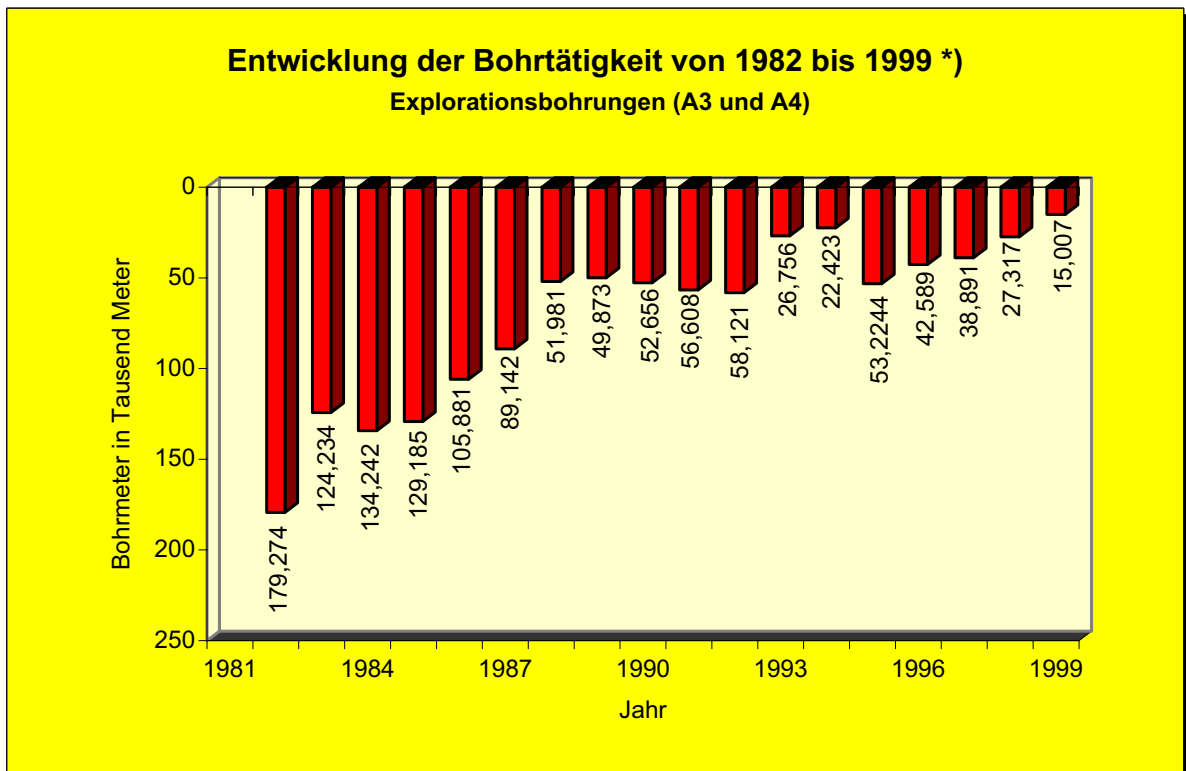


Abbildung 1

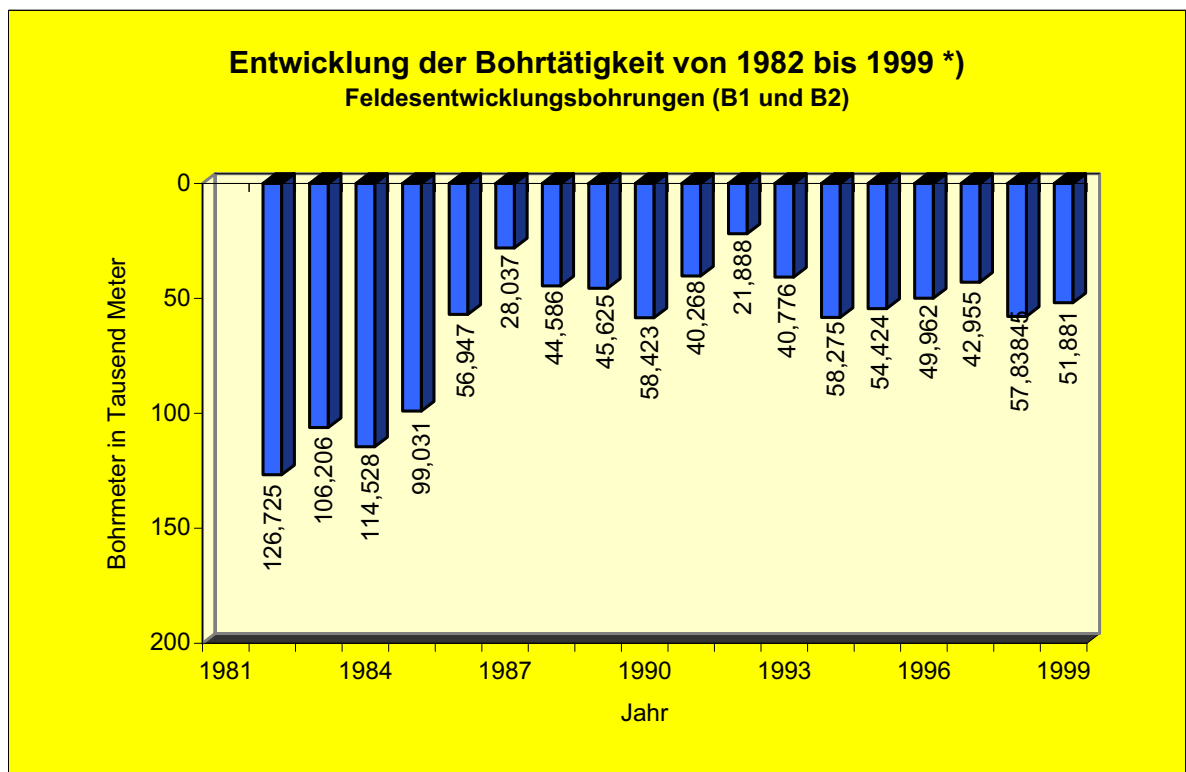


Abbildung 2

*) bis 1990 nur alte Bundesländer

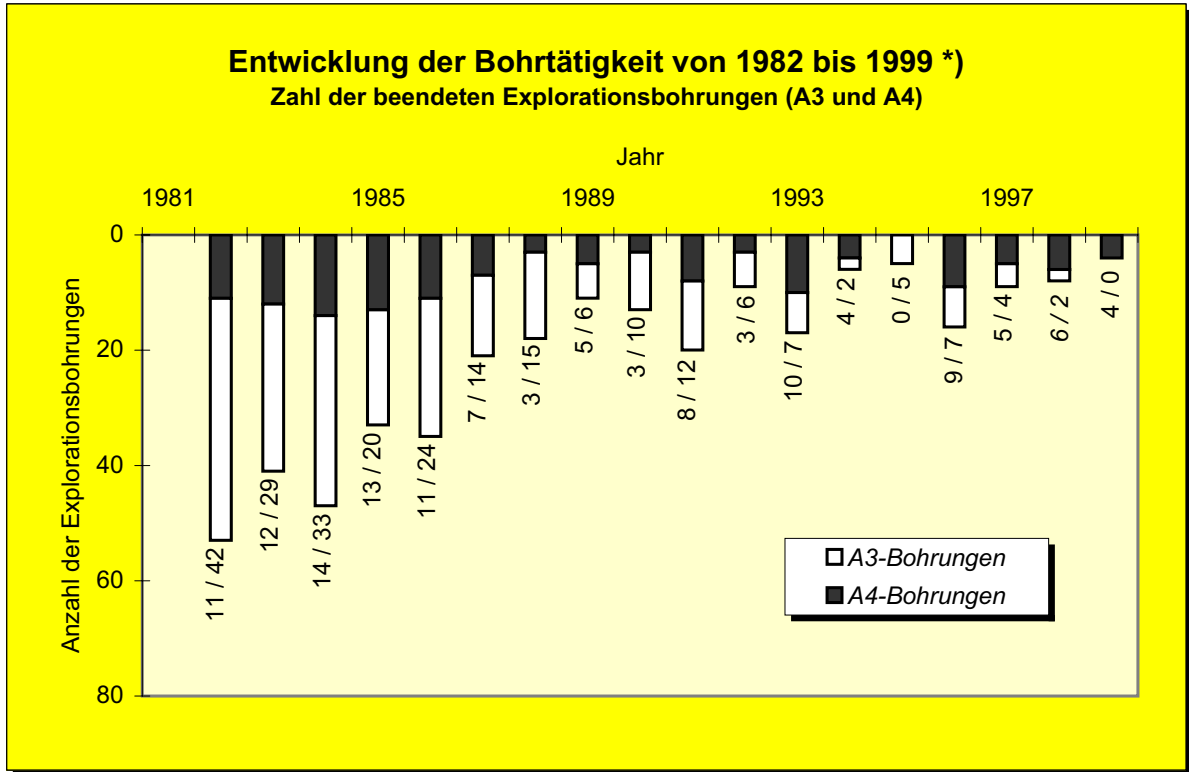


Abbildung 3

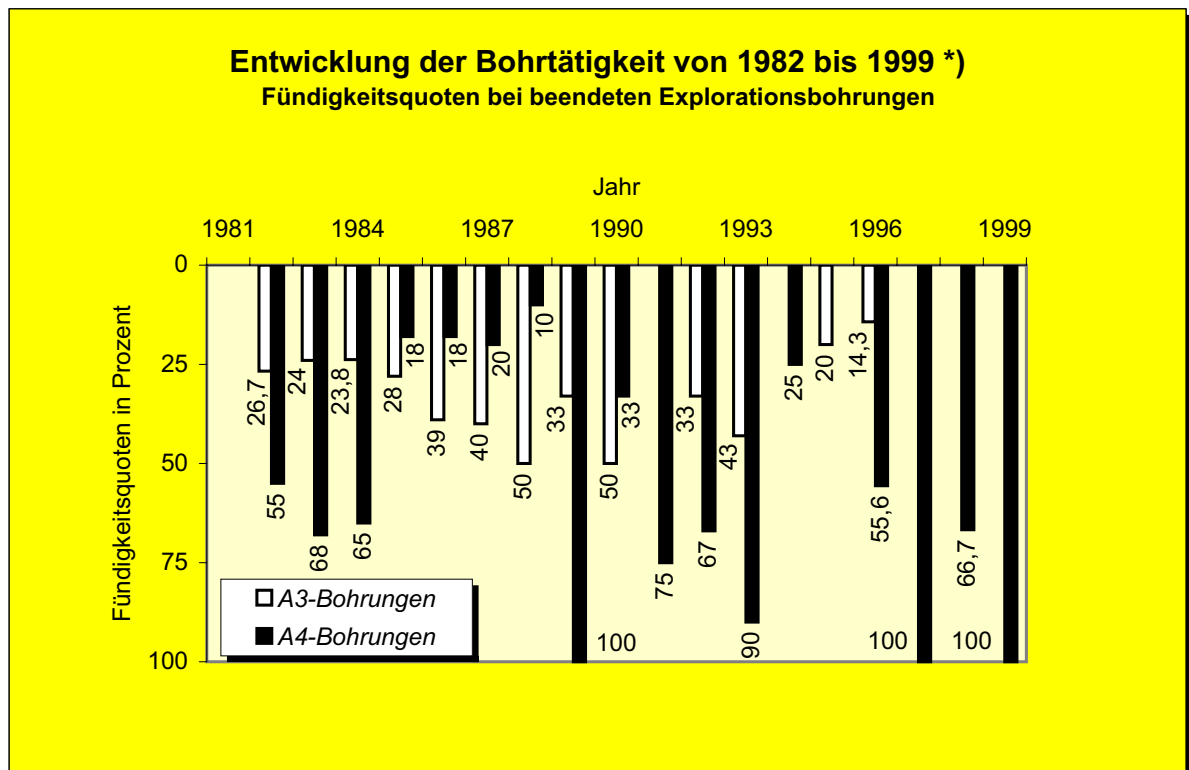


Abbildung 4

*) bis 1990 nur alte Bundesländer

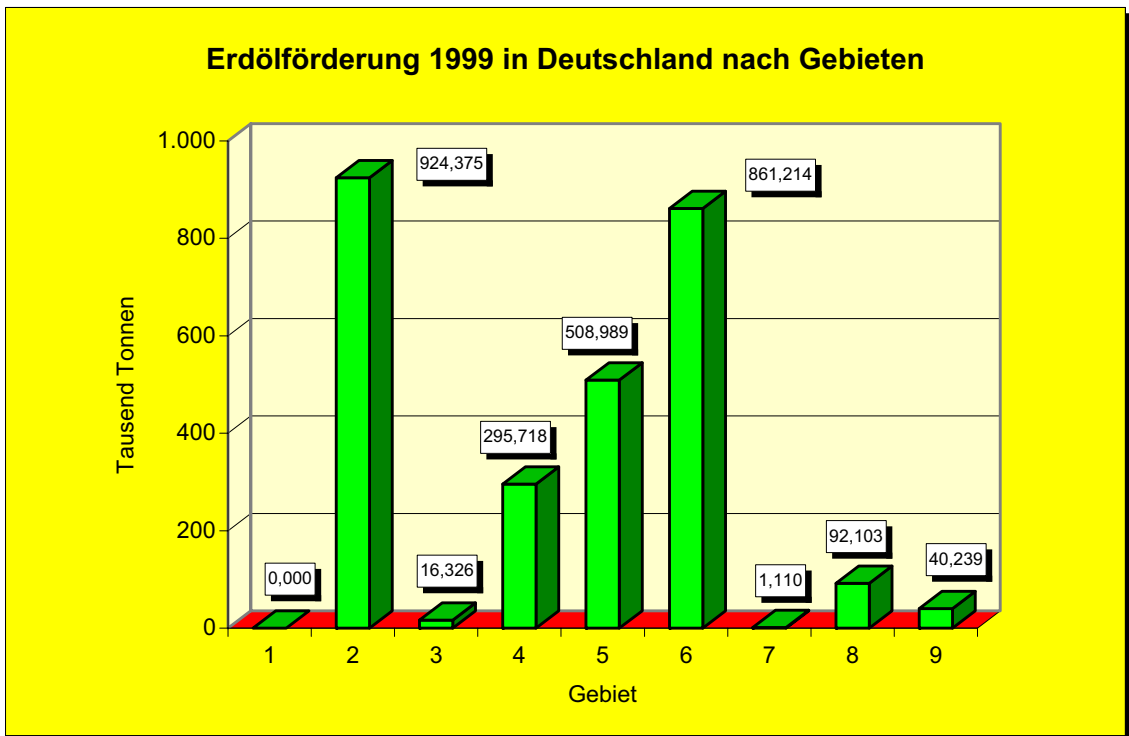


Abbildung 5

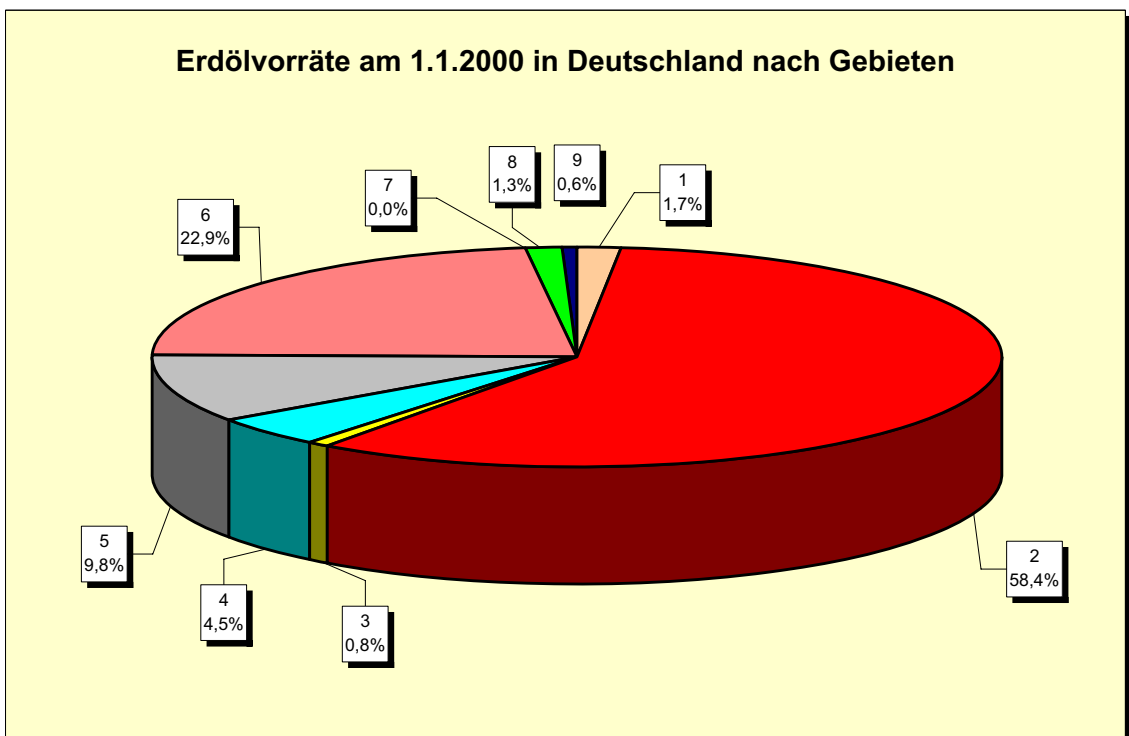


Abbildung 6

- Gebiete**
- | | | |
|--------------------------------|----------------------------------|---------------------------|
| 1 Deutsche Nordsee | 4 Zwischen Elbe und Weser (West) | 7 Niederrhein-Münsterland |
| 2 Nördlich der Elbe | 5 Zwischen Weser und Ems | 8 Oberrheintal |
| 3 Zwischen Oder/Neiße und Elbe | 6 Westlich der Ems | 9 Alpenvorland |

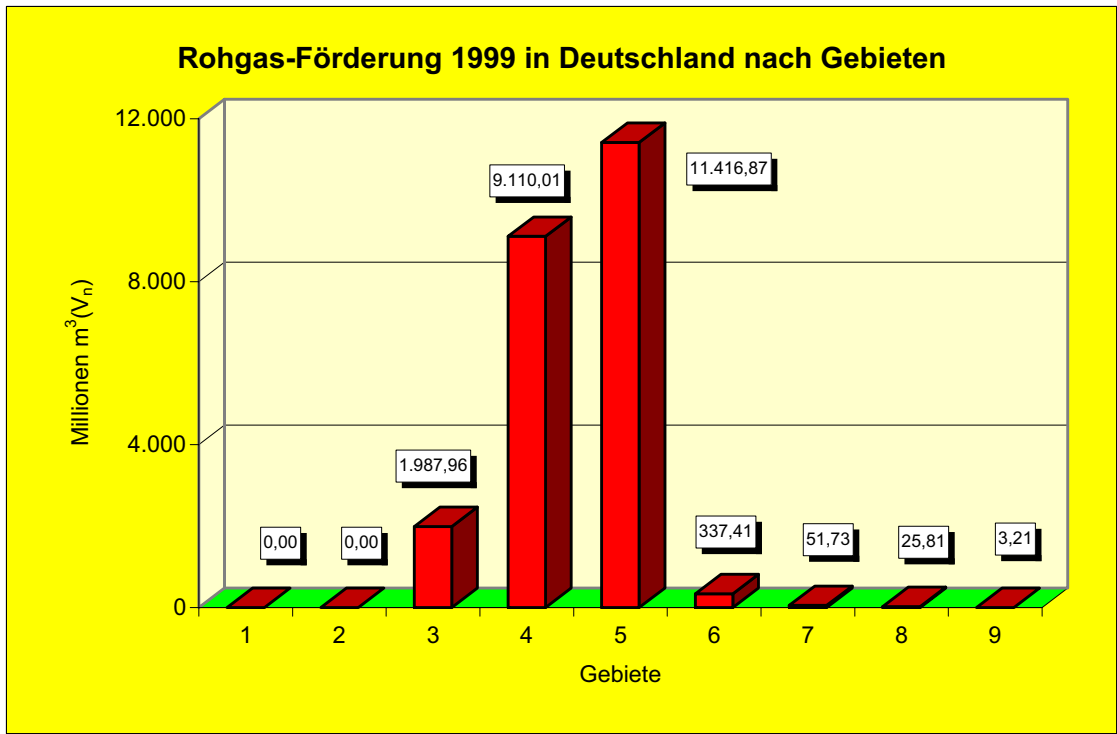


Abbildung 7

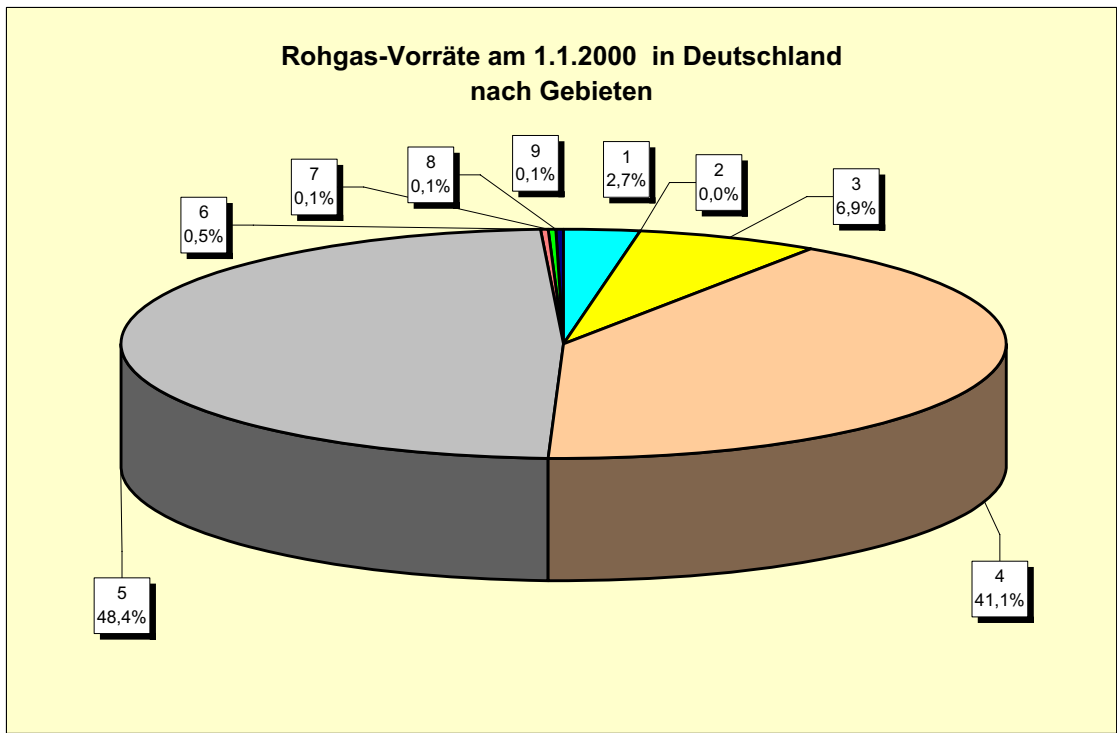


Abbildung 8

Gebiete

- | | | |
|---------------------------------|----------------------------------|---------------------------|
| 1 Deutsche Nordsee | 4 Zwischen Elbe und Weser (West) | 7 Thüringer Becken |
| 2 Zwischen Oder/Neiße und Elbe | 5 Zwischen Weser und Ems | 8 Niederrhein-Münsterland |
| 3 Zwischen Elbe und Weser (Ost) | 6 Westlich der Ems | 9 Alpenvorland |

in Betrieb	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Erdölfelder	106	101	94	84	75	71	66	60	49
Erdölsonden	2.286	2.110	1.998	1.940	1.517	1.434	1.369	1.296	1.251
Erdölförderung in Mio. t	3,5	3,4	3,1	2,9	3,0	2,9	2,8	2,9	2,7
Erdölreserven in Mio. t	62,4	57,4	50,4	46,3	52,7	55,8	52,6	48,7	51,9
Erdgasfelder	139	122	127	120	122	121	111	108	93 *)
Erdgassonden	662	684	647	604	606	633	563	574	549
Erdgasförderung in Mrd. m³(V_n) *	21,2	20,9	20,1	20,4	21,4	23,1	22,5	21,8	22,9
Erdgasreserven in Mrd. m³(V_n) *	349,3	341,5	340,8	353,7	365,8	382,3	377,9	375,5	363,5

* Rohgas (natürlicher Brennwert)

*) ab 1999 neue Zuordnung der Erdgasfelder bzw. Teilfelder

NLfB Hannover, N 3.06, 10.03.2000

Entwicklung der Erdöl- und Erdgaskenndaten in Deutschland von 1991 bis 1999

Tabelle 2: Fündige Kohlenwasserstoffbohrungen im Jahr 1999

Bohrung	Ergebnis	Horizont	Operator
Teilfeldsuchbohrungen (A4)			
<i>Weser-Ems</i>			
Buchhorst Z13	gasfündig	Zechstein	MEEG
Dötlingen-Ost Z1	gasfündig	Zechstein	BEB
Düste Z9	gasfündig	Oberkarbon	Wintershall
Kneheim Z4	gasfündig	Zechstein	MEEG
Erweiterungsbohrungen (B1)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 11a	ölfündig	Dogger	RWE-DEA
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nordsee</i>			
Nordsee A-6 2a	gasfündig	Malm	Wintershall
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Dieksand 3	ölfündig	Dogger	RWE-DEA
Dieksand 4	ölfündig	Dogger	RWE-DEA
Mittelplate-A 12	ölfündig	Dogger	RWE-DEA
<i>Elbe-Weser (West)</i>			
Söhlingen Z8a	gasfündig	Rotliegend	BEB
Söhlingen Z13	gasfündig	Rotliegend	MEEG
Völkersen-Nord Z3	gasfündig	Rotliegend	RWE-DEA
Völkersen-Nord Z4	gasfündig	Rotliegend	RWE-DEA
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 301	ölfündig	Unterkreide	Wintershall
Emlichheim 302	ölfündig	Unterkreide	Wintershall

BEB: BEB Erdgas und Erdöl GmbH
MEEG: Mobil Erdgas-Erdöl GmbH
RWE-DEA: RWE-DEA AG für Mineralöl und Chemie
Wintershall: Wintershall AG.

Tabelle 3

Gebiete	1.1.1999			1999 Prod.	1.1.2000		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	--	--	--	--	0,606	0,294	0,900
Nördlich der Elbe	7,890	18,554	26,444	0,924	24,993	5,330	30,323
Zwischen Oder/Neiße und Elbe	0,445	0	0,445	0,016	0,414	--	0,414
Zwischen Elbe und Weser (Ost)	--	--	--	--	--	--	--
Zwischen Elbe und Weser (West)	2,581	0,182	2,763	0,297	2,183	0,130	2,313
Zwischen Weser und Ems	3,998	1,722	5,720	0,509	3,426	1,685	5,111
Westlich der Ems	9,414	2,654	12,068	0,861	9,204	2,700	11,904
Thüringer Becken	--	--	--	--	--	--	--
Niederrhein-Münsterland	0	0	0	0,001	0	0	0
Oberrheintal	0,882	0,077	0,959	0,092	0,601	0,060	0,661
Alpenvorland	0,290	0,050	0,340	0,040	0,261	0,050	0,311
insgesamt	25,500	23,239	48,739	2,740	41,688	10,249	51,937

Erdölreserven nach Gebieten in Deutschland per 1.1.2000

(in Millionen Tonnen)

Tabelle 4

Bundesländer	1.1.1999			1999 Prod.	1.1.2000		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	--	--	--	--	0,606	0,294	0,900
Schleswig-Holstein	7,828	18,200	26,028	0,902	24,930	5,000	29,930
Hamburg	0,110	0,375	0,485	0,033	0,114	0,330	0,444
Niedersachsen	15,945	4,537	20,482	1,656	14,762	4,515	19,277
Nordrhein-Westfalen	0	0	0	0,001	0	0	0
Hessen	--	--	--	--	--	--	--
Rheinland-Pfalz	0,882	0,077	0,959	0,092	0,601	0,060	0,661
Baden-Württemberg	--	--	--	--	--	--	--
Bayern	0,290	0,050	0,340	0,040	0,261	0,050	0,311
Mecklenburg-Vorpommern	0,076	0	0,076	0,012	0,064	0	0,064
Brandenburg	0,369	0	0,369	0,004	0,350	0	0,350
insgesamt	25,500	23,239	48,739	2,740	41,688	10,249	51,937

Erdölreserven nach Bundesländern per 1.1.2000

(in Millionen Tonnen)

Tabelle 5

Gebiete	1.1.1999			1999 Prod.	1.1.2000		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	--	11,500	11,500	--	6,801	2,950	9,751
Oder/Neiße- Elbe	--	--	--	--	--	--	--
Elbe-Weser (Ost)	26,951	--	26,951	1,988	24,964	--	24,964
Elbe-Weser (West)	104,283	52,026	156,309	9,110	102,601	46,791	149,392
Weser-Ems/Emsmündung	125,545	51,562	177,107	11,417	132,714	43,157	175,871
Westlich der Ems	1,473	0,517	1,990	0,337	1,440	0,500	1,940
Thüringer Becken	0,580	--	0,580	0,052	0,528	--	0,528
Niederrhein-Münsterland	0,509	0,080	0,589	0,026	0,471	0,057	0,528
Alpenvorland	0,519	--	0,519	0,003	0,510	--	0,510
Summe	259,861	115,685	375,546	22,933	270,028	93,455	363,483

Erdgasreserven nach Gebieten per 1.1.2000

Mrd. [m³(V_n)] Rohgas (natürlicher Brennwert)

Tabelle 6

Bundesländer	1.1.1999			1999 Prod.	1.1.2000		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	--	11,500	11,500	--	6,801	2,950	9,751
Niedersachsen	231,302	104,105	335,407	20,864	236,755	90,448	327,203
Nordrhein-Westfalen	0,509	0,080	0,589	0,026	0,471	0,057	0,528
Baden-Württemberg	--	--	--	--	--	--	--
Bayern	0,519	--	0,519	0,003	0,510	--	0,510
Mecklenburg-Vorpommern	--	--	--	--	--	--	--
Brandenburg	--	--	--	--	--	--	--
Sachsen-Anhalt	26,951	--	26,951	1,988	24,964	--	24,964
Thüringen	0,580	--	0,580	0,052	0,528	--	0,528
Summe	259,861	115,685	375,546	22,933	270,028	93,455	363,483

Erdgasreserven nach Bundesländern per 1.1.2000

Mrd. [m³(V_n)] Rohgas (natürlicher Brennwert)

Tabelle 7

Gebiete	1.1.1999			1999 Prod.	1.1.2000		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	0	13,655	13,655	--	8,281	3,592	11,873
Oder/Neiße- Elbe	--	--	--	--	--	--	--
Elbe-Weser (Ost)	10,284	--	10,284	0,727	9,555	--	9,555
Elbe-Weser (West)	107,420	52,720	160,140	9,197	105,671	47,356	153,028
Weser-Ems/Emsmündung	107,429	43,583	151,012	10,757	113,465	36,042	149,508
Westlich der Ems	1,506	0,514	2,021	0,352	1,470	0,507	1,977
Thüringer Becken	0,341	--	0,341	0,032	0,309	--	0,309
Niederrhein-Münsterland	0,594	0,093	0,687	0,030	0,581	0,156	0,737
Alpenvorland	0,584	--	0,584	0,004	0,574	--	0,574
Summe	228,158	110,565	338,724	21,099	239,906	87,653	327,560

Erdgasreserven nach Gebieten per 1.1.2000

Mrd. [m³(V_n)] Reingas [9,7692 kWh/m³(V_n)]

Tabelle 8

Bundesländer	1.1.1999			1999 Prod.	1.1.2000		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	--	13,655	13,655	--	8,281	3,592	11,873
Niedersachsen	216,355	96,817	313,172	20,306	220,607	83,905	304,512
Nordrhein-Westfalen	0,594	0,093	0,687	0,030	0,581	0,156	0,737
Baden-Württemberg	--	--	--	--	--	--	--
Bayern	0,584	--	0,584	0,004	0,574	--	0,574
Mecklenburg-Vorpommern	--	--	--	--	--	--	--
Brandenburg	--	--	--	--	--	--	--
Sachsen-Anhalt	10,284	--	10,284	0,727	9,555	--	9,555
Thüringen	0,341	--	0,341	0,032	0,309	--	0,309
Summe	228,158	110,565	338,724	21,099	239,906	87,653	327,560

Erdgasreserven nach Bundesländern per 1.1.2000

Mrd. [m³(V_n)] Reingas [9,7692 kWh/m³(V_n)]

Tabelle 9a

Gebiet	Erdöl-Förderung 1999 nach Formationen in 1000 [t]								Gesamt 1999
	Tertiär	Kreide		Malm	Jura		Trias	Perm / Karbon	
		Ob.	Unt.		Dogger	Lias			
1 Deutsche Ostsee									
2 Deutsche Nordsee									
3 Nördlich der Elbe		15,1			909,2				924,4
4 Zwischen Oder/Neiße und Elbe								16,3	16,3
5 Zwischen Elbe und Weser (Ost)									
6 Zwischen Elbe und Weser (West)			41,8		226,0	21,5	2,3	4,1	295,7
7 Zwischen Weser und Ems			426,9	58,7	22,5			0,9	509,0
8 Westlich der Ems			857,7	0,8				2,7	861,2
9 Thüringer Becken									
10 Niederrhein-Münsterland								1,1	1,1
11 Saar-Nahe-Trog									
12 Oberrheintal	88,9						3,2		92,1
13 Alpenvorland	40,2		0			0	0		40,2
Deutschland (insgesamt)	129,2	15,1	1.326,4	59,5	1.157,8	21,5	5,4	25,2	2.740,1
[%]	4,71	0,55	48,41	2,17	42,25	0,78	0,20	0,92	100,00

Erdöl-Förderung 1999 in Deutschland (aufgeteilt nach Formationen in Gebieten)

Tabelle 9b

Gebiet	Erdöl-Reserven am 1.1.2000 nach Formationen in 1000 [t]								Gesamt 01.01.2000
	Tertiär	Kreide		Malm	Jura		Trias	Perm / Karbon	
		Ober-	Unter-		Dogger	Lias			
1 Deutsche Ostsee									0
2 Deutsche Nordsee				400,0	400,0			100,0	900,0
3 Nördlich der Elbe		358,2			29.964,9				30.323,1
4 Zwischen Oder/Neiße und Elbe								414,0	414,0
5 Zwischen Elbe und Weser (Ost)									0
6 Zwischen Elbe und Weser (West)			202,4		1.909,5	200,3			2.312,3
7 Zwischen Weser und Ems			4.242,2	511,1	357,8				5.111,1
8 Westlich der Ems			11.900,4	3,0					11.903,4
9 Thüringer Becken									0
10 Niederrhein-Münsterland									0
11 Saar-Nahe-Trog									0
12 Oberrheintal	644,9						16,5		661,4
13 Alpenvorland	311,4		0			0	0		311,4
Deutschland (insgesamt)	956,2	358,2	16.345,0	914,1	32.632,2	200,3	16,5	514,0	51.936,6
[%]	1,84	0,69	31,47	1,76	62,83	0,39	0,03	0,99	100,00

Erdöl-Reserven am 1.1.2000 in Deutschland (aufgeteilt nach Formationen in Gebieten)

Tabelle 10a

Gebiet	Erdgas-Förderung 1999 nach Formationen in Mio. m ³ (Vn)							Gesamt 1998
	Tertiär	Kreide	Jura	Trias	Perm		Karbon	
					Zechstein	Rotliegend		
1 Deutsche Ostsee								
2 Deutsche Nordsee			0		0	0		0
3 Nördlich der Elbe								0
4 Zwischen Oder/Neiße und Elbe					0			0
5 Zwischen Elbe und Weser (Ost)				20,4		1.967,5		1.988,0
6 Zwischen Elbe und Weser (West)			56,0	37,0	78,3	8.345,7	593,2	9.110,0
7 Zwischen Weser und Ems			33,1	1.990,7	9.017,5	207,4	168,2	11.416,9
8 Westlich der Ems		1,3		13,7	172,3	16,7	133,5	337,4
9 Thüringer Becken					51,7			51,7
10 Niederrhein-Münsterland							25,8	25,8
11 Saar-Nahe-Trog								0
12 Oberrheintal								0
13 Alpenvorland	3,2		0,0					3,2
Deutschland (insgesamt)	3,2	1,3	89,0	2.061,8	9.319,8	10.537,2	920,6	22.933,0
[%]	0,01	0,01	0,39	8,99	40,64	45,95	4,01	100,00

Rohgas*-Förderung 1999 in Deutschland (aufgeteilt nach Formationen in Gebieten)

Tabelle 10b

Gebiet	Erdgas-Reserven am 1.1.2000 nach Formationen in Mio. m ³ (Vn)							Gesamt 01.01.1999
	Tertiär	Kreide	Jura	Trias	Perm		Karbon	
					Zechstein	Rotliegend		
1 Deutsche Ostsee								0
2 Deutsche Nordsee			7.039,0		2.711,9	0,0		9.750,9
3 Nördlich der Elbe								0
4 Zwischen Oder/Neiße und Elbe					0			0
5 Zwischen Elbe und Weser (Ost)				858,0		24.106,0		24.964,0
6 Zwischen Elbe und Weser (West)			843,0	188,0	377,0	134.271,8	13.712,0	149.391,8
7 Zwischen Weser und Ems			122,4	28.714,9	141.184,5	523,2	5.325,7	175.870,6
8 Westlich der Ems		1,0		331,9	754,0	70,2	783,3	1.940,4
9 Thüringer Becken					528,0			528,0
10 Niederrhein-Münsterland							528,0	528,0
11 Saar-Nahe-Trog								0
12 Oberrheintal								0
13 Alpenvorland	509,7		0	0				509,7
Deutschland (insgesamt)	509,7	1,0	8.004,4	30.092,8	145.555,4	158.971,2	20.349,0	363.483,4
[%]	0,14	0,00	2,20	8,28	40,04	43,74	5,60	100,00

Rohgas*-Reserven am 1.1.2000 in Deutschland (aufgeteilt nach Formationen in Gebieten)

* natürlicher Brennwert