

Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2003

Exploration and Production of Crude Oil and Natural Gas in Germany in 2003

Von M. PASTERNAK*

Abstract

This article gives a review of the results of exploration and production of oil and gas in Germany in 2003. The report is based on data collected continuously by the Geological Survey of Lower Saxony (NLfB) from the oil companies.

Exploration of oil and gas decreased on a large scale especially in geophysical prospecting. Compared to the previous year the amount of 3D seismics decreased from 1500 km² to 325 km² and the amount of 2D seismics decreased from 3000 km to 211 km. All data were acquired in the Southern German Molasse Basin.

The number of exploration wells almost halved. In addition to two new-field wildcats three exploration wells (new tectonic block tests and deeper pool test) were drilled to find gas. Unfortunately none of these wells found gas in commercial quantities.

In field development the number of wells dropped by almost one third. Twelve wells were successful. Eight of these wells were drilled in oil fields and the remaining four wells were drilled in gas fields.

According to the number of wells the footage also dropped significantly. Footage almost halved to 29,862 m. This value represents the lowest level since the mid-forties of the last century.

German annual gas production was at the same level as in previous years. Due to market conditions production could increase slightly to 22.1 billion m³.

Because of the lack of new discoveries total remaining proven and probable gas reserves dropped for the third time in series and amounted to 293 billion m³ (field quality). That represents a decline of 33 billion m³ which was significantly more than German annual production.

Oil production increased slightly to 3.8 million t due to the increase in production from the oil field Mittelplate by 0.2 million t to 2.2 million t. This growth could compensate the common decline in production of German fields.

Total remaining proven and probable oil reserves dropped by 6.6 million t to 53.7 million t due to a reclassification of some reserves of the oil field Mittelplate to resources. After a decline in 2002 the total working gas volume of underground gas storage was extended by 0.7 billion m³ to 19.6 billion m³. At present a volume of 18.6 million m³ in maximum is technically available. According to recent planning 3.5 billion m³ of working gas volume are to be installed in the future preferentially in storage facilities in salt caverns.

Kurzfassung

Der vorliegende Beitrag gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland im Jahre 2003. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften, die vom NLfB regelmäßig erhoben werden.

Die Aktivitäten der Exploration von Erdgas und Erdöl sind in 2003 deutlich zurückgegangen. Besonders deutlich war der Rückgang in der geophysikalischen Vorerkundung. In den vergangenen Jahren lag der Schwerpunkt der Aktivitäten in der Nordsee. Gegenüber dem Vorjahr ist der Umfang der 3D-Seismik von ungefähr 1500 km² auf 325 km², der Umfang der 2D-Seismik von etwa 3000 Profilkilometern auf 211 Profilkilometer zurückgegangen. Alle Surveys liegen im süddeutschen Molassebecken.

Die Anzahl der Explorationsbohrungen hat sich halbiert. Neben zwei Aufschlussbohrungen wurden in der näheren Umgebung bekannter Felder drei Teilfeldsuchbohrungen abgeteuft. Alle Bohrungen waren auf Erdgassuche. Leider gelang es mit keiner, wirtschaftlich förderbare Mengen nachzuweisen.

In der Feldesentwicklung ging die Anzahl der Bohrprojekte um etwa ein Drittel zurück. Von den zwölf erfolgreich beendeten Projekten wurden acht in Ölfeldern und vier in Erdgasfeldern abgeteuft.

Entsprechend der Anzahl der Bohrprojekte hat auch die Bohrmeterleistung deutlich abgenommen. Mit 29.862 Bohrmeter hat sich die Bohrleistung gegenüber dem Vorjahr nahezu halbiert und damit einen neuen historischen Tiefststand erreicht.

Die Erdgasförderung lag auf dem Niveau der letzten Jahre, konnte mit 22,1 Mrd. m³ gegenüber dem Vorjahr absatzbedingt aber leicht angehoben werden.

Da Erfolge der Exploration weiterhin ausgeblieben sind, sank die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven nun bereits das dritte Jahr in Folge und betrug 293 Mrd. m³ (Rohgas). Damit haben die Reserven um gut 33 Mrd. m³, also um deutlich mehr als die Jahresförderung, abgenommen.

Die Erdölförderung ist leicht auf 3,8 Mio. t angestiegen. Ursache war eine weitere Fördersteigerung im Ölfeld Mittelplate um etwa 0,2 Mio. t auf nunmehr 2,2 Mio. t. Diese Fördersteigerung hat die im Allgemeinen rückläufige Produktion der inländischen Felder mehr als ausgeglichen.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven musste aufgrund einer Umbuchung von Reserven des Feldes Mittelplate in Ressourcen nach unten korrigiert werden. Zum Stichtag wurden die Erdölreserven mit 53,7 Mio. t bewertet. Dies entspricht einem Rückgang um etwa 6,6 Mio. t. Nach einem leichten Rückgang in 2002 wurde das Arbeitsgasvolumen der Untertageerdgasspeicherung um 0,7 Mrd. m³ auf 19,6 Mrd. m³ ausgebaut. Davon sind gegenwärtig maximal 18,6 Mrd. m³ technisch nutzbar. Nach derzeitigen Planungen sollen in Zukunft weitere 3,5 Mrd. m³ Arbeitsgas vorzugsweise in Kavernenspeichern installiert werden.

1 Einleitung

Der vorliegende Beitrag fasst die Ergebnisse der Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas des Jahres 2003 in Deutschland zusammen. Grundlage des Beitrages sind Daten, die im Rahmen der Aufsuchung und Gewinnung von Erdöl und Erdgas bei den Erdölgesellschaften gewon-

(Nachfolgende Doppelseiten:)

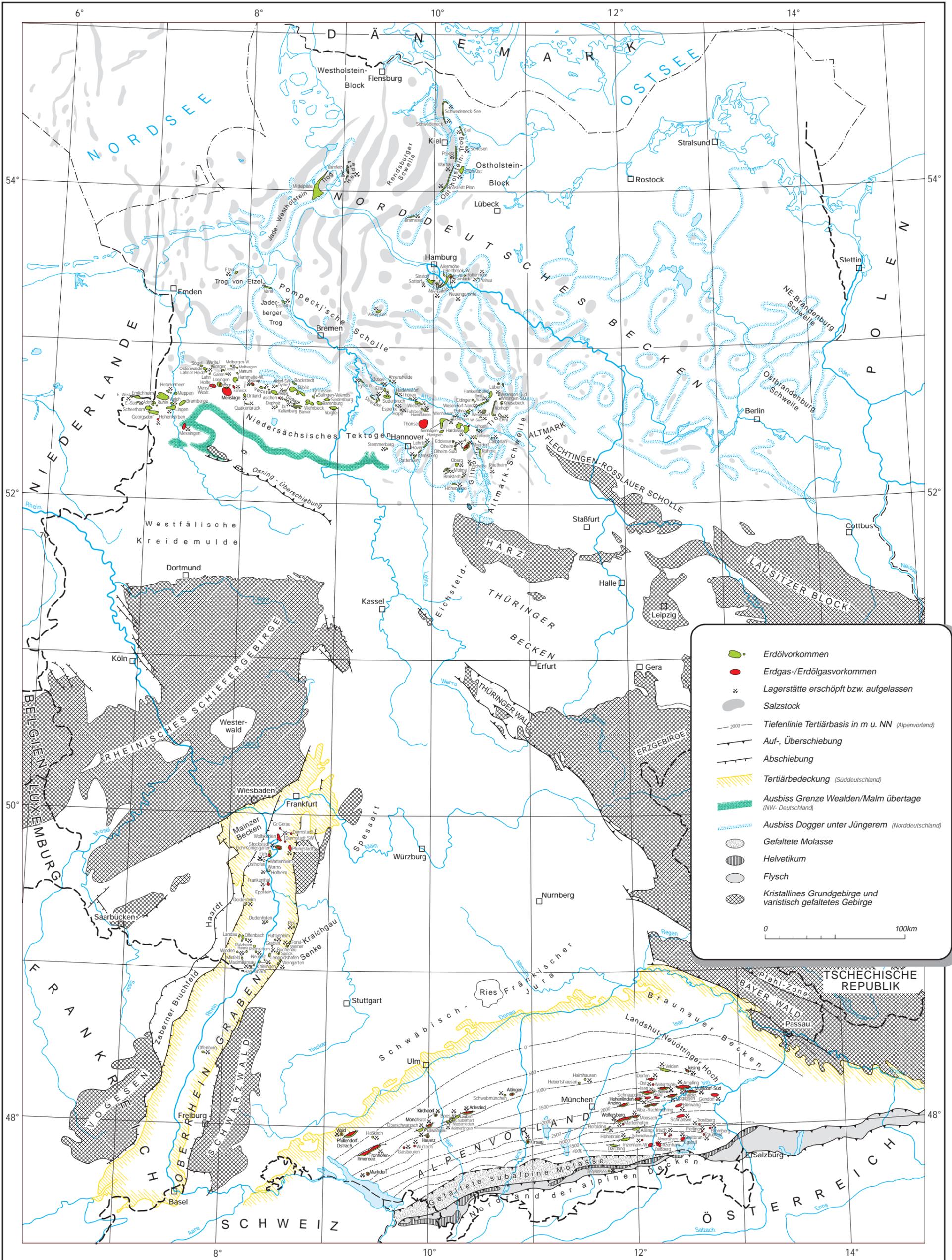
Abb. 1 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland. Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

Abb. 2 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2003. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein

*Michael Pasternak, Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung, Hannover (E-mail: Michael.Pasternak@nlfb.de).

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



- Erdölvorkommen
- Erdgas-/Erdölgasvorkommen
- ✕ Lagerstätte erschöpft bzw. aufgelassen
- Salzstock
- 2000 Tiefenlinie Tertiärbasis in m u. NN (Alpenvorland)
- Auf-, Überschiebung
- Abschiebung
- ▨ Tertiärbedeckung (Süddeutschland)
- ▨ Ausbiss Grenze Wealden/Malm übertage (NW- Deutschland)
- ▨ Ausbiss Dogger unter Jüngerem (Norddeutschland)
- ▨ Gefaltete Molasse
- ▨ Helveticum
- ▨ Flysch
- ▨ Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge

0 100km

Abb. 1

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein

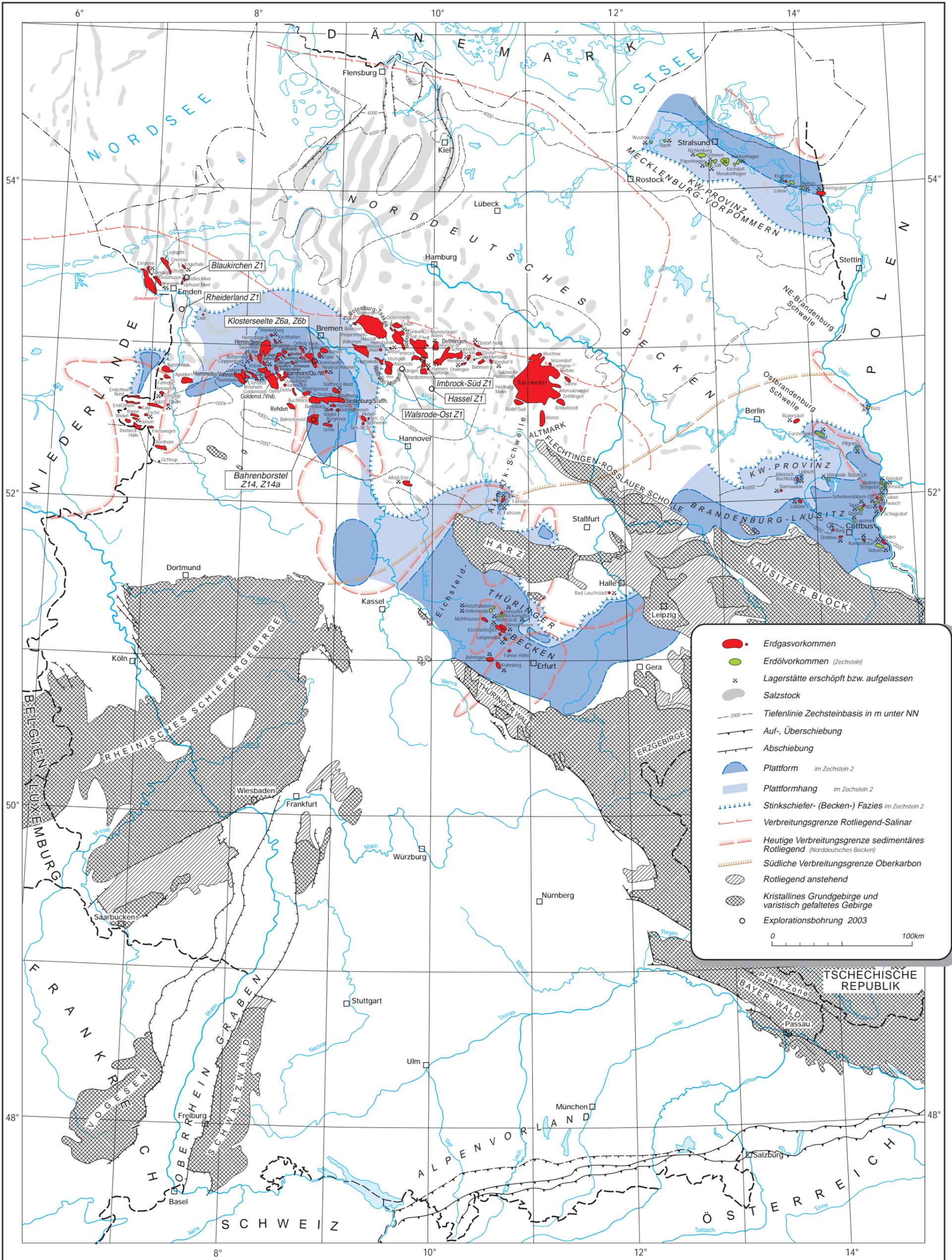


Abb. 2

nen wurden und routinemäßig vom Niedersächsischen Landesamt für Bodenforschung (NLFb) bundesweit erhoben werden. Der Beitrag stellt einen Abriss des Berichtes »Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2003« des NLFb dar, der mit zahlreichen detaillierten Tabellen ausgestattet ist und im Internet unter der Adresse www.nlfb.de/rohstoffe/produkte als Download zur Verfügung steht. Der Schwerpunkt dieses Abrisses liegt auf der Bohrtätigkeit der Exploration.

2 Bohrtätigkeit

In Deutschland hat die Bohraktivität nach dem bisher tiefsten Stand im Jahr 2000 einen neuen historischen Tiefstand erreicht. Dieser Tiefstand dokumentiert sich einerseits in der Bohrmeterleistung, die sich mit knapp 30.000 m gegenüber dem Vorjahreswert von etwa 57.000 m fast halbiert hat, und andererseits in der Anzahl der Bohrprojekte. Die Anzahl der Bohrprojekte, die zur Bohrleistung beigetragen haben, ist von 31 im Vorjahr auf 19 zurückgegangen.

Grundsätzlich ist Umfang der Aktivitäten in der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas und Erdöl in Deutschland dadurch gekennzeichnet, dass es sich aus erdöl-/erdgasgeologischer Sicht um ein sehr reifes Gebiet handelt. So werden mit jedem realisierten Projekt die Möglichkeiten, wirtschaftlich attraktive Projekte herauszuarbeiten, immer weiter eingeschränkt. Insbesondere, da die inländischen Projekte aufgrund der internationalen Aktivitäten der in Deutschland operierenden Gesellschaften bzw. ihrer Muttergesellschaften im Wettbewerb zu ausländischen Projekten stehen, die nicht zuletzt wegen der hohen inländischen Bohrkosten – u. a. bedingt durch die großen Teufen – häufig wirtschaftlich attraktiver sind.

Eine Ursache für den Tiefstand in 2003 war zweifellos die geringere Bohraktivität im Ölfeld Mittelplate. Sie stellte in den letzten Jahren eine tragende Säule der inländischen Bohraktivität dar. Besonders das Programm zur Erschließung bestimmter Lagerstättenteile mittels Extended-Reach-Bohrungen vom Festland aus, das inzwischen zumindest vorläufig abgeschlossen ist, hat in den letzten Jahren deutlich zur inländischen Bohrmeterleistung beigetragen. Bei einem Beitrag von Mittelplate- und Dieksand-Bohrungen wie in 2002 wäre die Bohrleistung gegenüber dem Vorjahr nur um elf Prozent gesunken.

Für die zukünftige Entwicklung der Bohraktivitäten wird von Bedeutung sein, ob sich in

Tabelle 1 Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2003

Name	Operator	Ziel/ Fundhorizont	Status
Aufschlussbohrungen (A3)			
<i>Elbe-Weser</i>			
Hassel Z1	RWE Dea	Rotliegend	fehl
Walsrode-Ost Z1*	EMPG	Rotliegend	fehl
<i>Westlich der Ems</i>			
Rheiderland Z1	Wintershall	Rotliegend	bohrt
Teilfeldsuchbohrungen (A4)			
<i>Elbe-Weser</i>			
Imbrock-Süd Z1	RWE Dea	Rotliegend	fehl
<i>Weser-Ems</i>			
Bahrenborstel Z14	Wintershall	Zechstein	fehl
Bahrenborstel Z14a	Wintershall	Karbon	fehl
Blaukirchen Z1*	GdFPEG	Rotliegend	n.k.E.
Klosterseele Z6a*	EMPG	Permokarbon	fehl
Klosterseele Z6b*	EMPG	Zechstein	fehl
Status mit Stand vom 31. Dezember 2003; *: Endteufe vor 2003 erreicht; n. k. E.: noch kein Ergebnis.			
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH; GdFPEG – Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH; RWE Dea – RWE Dea AG; Wintershall – Wintershall AG			

der Exploration die schon lang erhofften Erfolge einstellen werden, die eventuelle Folgeprojekte, sei es in der Exploration oder in der Feldesentwicklung, nach sich ziehen würden. Gegenwärtig gerät die Exploration unter steigenden Druck, da die Erfolge ausbleiben.

2.1 Explorationsbohrungen

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die mit dem Ziel abgeteuft werden, neue Lagerstätten zu finden, wurden zwei Bohrungen gebohrt (Tab. 1). Gegenüber dem Vorjahr, in denen vier Bohrungen, unter Berücksichtigung einer geologischen Ablenkung sogar fünf Projekte, gebohrt wurden, entspricht das einem Rückgang um die Hälfte.

Beide Bohrungen wurden in Norddeutschland niedergebracht und hatten das Ziel in den Sandsteinen des Rotliegend Gaslagerstätten nachzuweisen. Eine Bohrung war nicht fündig, die zweite Bohrung hatte zum Jahresende 2003 die Zielhorizonte noch nicht erreicht, wurde aber Anfang 2004 ebenfalls nicht fündig beendet. Nicht fündig eingestuft wurde eine weitere Bohrung aus dem Jahr 1993.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen wurden in 2003 drei Projekte gebohrt. Mit Teilfeldsuchbohrungen wird in der unmittelbaren Nähe zu bekannten Lagerstätten nach Öl oder Gas gesucht. Die Ziele der Projekte lagen im Zechstein, im Karbon unterhalb einer Zechsteinlagerstätte und im Rotliegend. Alle Projekte blieben aus wirtschaftlicher Sicht erfolglos. Weitere drei Projekte aus den Vorjahren, deren Ergebnis bislang offen

war, wurden ebenfalls nicht fündig gemeldet.

Im Folgenden sollen die Ziele und Ergebnisse der Bohrprojekte näher vorgestellt werden. Die Lokationen der Bohrungen sind in Abbildung 2 dargestellt.

2.1.1 Aufschlussbohrungen Gebiet Elbe-Weser

In der Lüneburger Heide, etwa 15 km nordwestlich der Ortschaft Celle wurde die Bohrung *Hassel Z1* (RWE Dea¹⁾) abgeteuft. Die Lokation liegt etwa zwölf Kilometer südsüdöstlich des Gasfundes Bleckmar Z1 innerhalb des Erlaubnisgebietes Celle. Strukturell ist dieser Bereich dem südlichen Teil des Rotliegend-zeitlichen Becklingen-Grabens zuzuordnen. Dort wurden Chancen gesehen, in den Sandsteinen des Rotliegend ein neues Gasfeld zu entdecken. Nach den Auswertungen der 3D-Seismik »Wietze« lagern die Sedimente des Rot-

liegend im Bereich dieser Lokation in einem Halbgraben diskordant über den verkippten Vulkaniten des tieferen Rotliegend, eine ähnliche geologische Situation wie sie im Bereich des Gasfundes Bleckmar Z1 vorgefunden wurde. Die nähere Umgebung des Zielpunktes war durch eine Amplitudenanomalie in der Seismik charakterisiert, die auf eine gute Speichergesteinsausbildung hoffen ließ. Die Bohrung erreichte das Rotliegend mit einer Differenz von nur wenigen Zehner Metern gegenüber der Vorhersage in einer Tiefe von etwa 4.500 m. Während des Bohrens zeigten die sandigen Partien des Rotliegend durchweg deutliche Gasanzeichen, die zu der Entscheidung führten, Tests durchzuführen. Es wurde je ein Drill-Stem-Test auf einen Abschnitt im Vulkanit, auf den Grenzbereich von Vulkanit und auflagernder Breckzie sowie auf die Sandsteine der tieferen Hannover-Formation durchgeführt. Aufgrund unzureichender Porositäten und Durchlässigkeiten der Gesteine konnten beim Testen jedoch nur geringe Mengen eines Gemisches aus brennbaren Gasen und Flüssigkeiten nachgewiesen werden. Daraufhin wurde die Bohrung als nicht fündig eingestuft und verfüllt.

Bereits 1993 wurde an der Westflanke des südlichen Schneverdingen-Grabens etwa 5 km östlich des Feldes Walsrode/Idsingens die Bohrung *Walsrode-Ost Z1* (EMPG) abgeteuft. Der Wustrow- und der Havel-Sandstein des Rotliegend waren gasführend angetroffen worden, die schlechten Speichereigenschaften der Träger ließen aber keine wirtschaftliche Förderung erwarten.

¹⁾ Auftraggeber bzw. federführende Firma, Abkürzungen siehe Tabelle 1.

Eine geplante Ablenkung der Bohrung stand lange Zeit zur Diskussion. Nun wurde die Bohrung als fehl eingestuft und soll verfüllt werden.

Gebiet westlich der Ems

Etwa 6 km südöstlich des Dolarts wurde innerhalb des Erlaubnisgebietes Jemgum die Bohrung *Rheiderland Z1* (Wintershall) abgeteuft. Das Ziel der Bohrung waren die Sandsteine des Rotliegend in einer Antiklinalstruktur auf einer dem Groningen-Hoch östlich vorgelagerten Tiefscholle. In dieser Region finden sich die erdgashöffigen Horizonte treppenstufenartig gegen Osten abgesenkt. Auf der östlich und der westlich benachbarten Scholle konnte die Gasführung im Rotliegend bereits durch mehrere, zwischen sechs und neun Kilometern entfernte Bohrungen nachgewiesen werden. Wirtschaftliche Mengen konnten mit diesen Bohrungen aber nicht gefördert werden, da entweder die Speichereigenschaften der Sandsteine zu schlecht ausgebildet waren oder die Gassättigung nicht ausreichte. Ende 2003 stand die Bohrung *Rheiderland Z1* bei einer Teufe von 4.112 m im höheren, tonig ausgebildeten Teil des Rotliegend, und zwar im Bahnsen-Member der Hannover-Formation wenige Meter oberhalb der sandigen Zielhorizonte. Im Januar 2004 wurden die Zielhorizonte durchteuft und die Bohrung bei einer Teufe von 4.265 m im Vulkanit des Rotliegend eingestellt. Obwohl die potenziellen Speicher zwar deutlich tiefer als prognostiziert, aber immer noch oberhalb des Gas-Wasser-Kontaktes der tiefer gelegenen östlichen Nachbarscholle angetroffen wurden, waren die Gasanzeichen während des Bohrens nur schwach. Dieser Befund wurde durch die Bohrkerne und die Auswertungen der Bohrlochmessungen bestätigt. Da die Speicher verwässert waren, wurde die Bohrung als fehl eingestuft und ohne Teste verfüllt.

2.2.2 Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Elbe-Weser

Die Bohrung *Imbrock-Süd Z1* (RWE Dea) sollte die Sandsteine des Rotliegend in einer strukturellen Hochlage zwischen den produzierenden Rotliegend-Gasfeldern Imbrock und Becklingen/Wardböhlen/Bleckmar auf ihre Gasführung untersuchen. Der Ansatzpunkt lag am äußersten Nordrand des Truppenübungsplatzes Bergen, der Zielpunkt etwa 650 m südsüdwestlich entfernt, innerhalb des Truppenübungsgebietes. Nach den Ergebnissen der umliegenden produktiven Bohrungen konnte in dieser Region vor allem innerhalb der tieferen Dethlingen-Formation mit speicherfähigen Sandsteinen gerechnet werden, die vermutlich

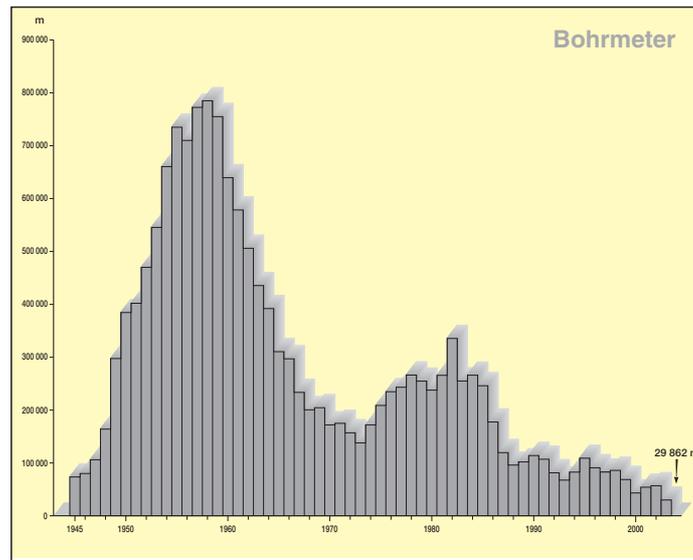


Abb. 3 Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945–2003

auch gasführend sind, soweit sie oberhalb der Gas-Wasser-Kontakte der angrenzenden produktiven Flächen angetroffen werden. Zum Jahresende 2002 stand die Bohrung bereits bei 4.086 m im Mittleren Buntsandstein. Nach technischen Problemen in der Verrohrungsteufe von 4.625 m im Werra-Anhydrit, die zur Aufgabe des Bohrloches führten, wurde die Bohrung bei 3.550 m abgelenkt. Mit der Ablenkung hat die Bohrung die Sandsteine im Rotliegend erreicht und wurde bei 5.100 m im Vulkanit eingestellt. Da die Zielhorizonte tiefer angetroffen wurden als prognostiziert, lag der gut speicherfähig ausgebildete Abschnitt der tieferen Dethlingen-Formation bereits unterhalb des Gas-Wasser-Kontaktes bzw. im Bereich der Übergangzone. Die darüber lagernden Sandsteine der tieferen Hannover-Formation waren zwar gasführend, wiesen aber unzureichende Speichereigenschaften auf. Auch die RFT-Messungen, die im Bereich der Hannover-Formation und höheren Dethlingen-Formation durchgeführt wurden, brachten keine Hinweise auf produktive Horizonte. Daraufhin wurde die Bohrung für nicht fündig befunden und verfüllt.

Gebiet Weser-Ems

Mit der Bohrung *Bahrenborstel Z14* (Wintershall) sollte das autochthone Staßfurt-Karbonat einer Hochscholle südlich der Produktionsbohrung *Bahrenborstel Z11* untersucht werden. Die Scholle befindet sich an der Westflanke des Feldeskomplexes *Bahrenborstel-Burgmoor-Uchte*. 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 war geplant, das Staßfurt-Karbonat zunächst mit einem Pilotloch aufzuschließen. Im Erfolgsfall sollte die Bohrung abgelenkt werden und der Träger mit einem horizonta-

len Bohrloch aufgeschlossen werden. Zum Jahresende 2002 stand die Bohrung bei 2.188 m im Mittleren Buntsandstein, im höheren Teil der Solling-Folge. Beim weiteren Durchteufen des Mittleren Buntsandstein, der in benachbarten Bohrungen in Förderung steht, traten besonders im Volpriehausen-Sandstein stark erhöhte Gasanzeichen auf. Im Zechstein-Salinar wurde das Staßfurt-Karbonat in zwei überschoenen allochthonen Schollen, allerdings nicht gasführend, angetroffen. Der Zielhorizont, das autochthone Staßfurt-Karbonat, ist dagegen vermutlich an einer sehr flachen (sub-horizontalen) Störung ausgefallen. Die Bohrung wurde, nachdem sie einige Meter im Oberkarbon gebohrt hatte, zunächst in einer

Teufe von 3.122 m eingestellt. Da die Sandsteine des Oberkarbon deutliche Gasanzeichen zeigten, wurde die Bohrung – allerdings mit veränderter finanzieller Beteiligung – zur weiteren Untersuchung des Oberkarbon als *Bahrenborstel Z14a* bis zur Endteufe von 3.430 m vertieft. Das Oberkarbon war vorwiegend sandig ausgebildet. Ein Open-hole-Test auf die Gesamtstrecke des Oberkarbon erbrachte keinen wirtschaftlichen Zufluss. Nach diesem Testergebnis wurde das Vorhaben *Bahrenborstel Z14a* als nicht fündig eingestuft. Die Bohrung wurde teilverfüllt und für einen Test auf den Mittleren Buntsandstein komplettiert. Hier wurden der Volpriehausen-Sandstein und anschließend der Dethfurt-Sandstein getestet. Lediglich im Volpriehausen-Sandstein, und auch hier erst nach Stimulationsmaßnahmen, flossen aufgrund der schlechten Speichereigenschaften nur geringe Mengen an Gas zu, die aber keine wirtschaftliche Förderung erlauben. Aufgrund der Testergebnisse wurde auch das Vorhaben *Bahrenborstel Z14* als nicht fündig eingestuft.

In der Rotliegend-Provinz Ostfriesland wurde in 2001 die Bohrung *Blaukirchen Z1* (GdFPEG) etwa zwei Kilometer 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 hatte bis zum Jahresende 2003 kein endgültiges Ergebnis erhalten, wurde inzwischen aber nicht fündig gemeldet.

Mit der Bohrung *Klosterseele Z6* (EMPG) wurden mehrere Ziele verfolgt. Die Stamm-

bohrung wurde bereits in 2002 als Produktionsbohrung im zentralen und strukturmäßigsten 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 Lagerstätten-Druck 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 Spülungsauflast) zur Anwendung. Unterhalb der Zechstein-Basis wurde geringmächtiges Rotliegend erbohrt, an das sich bis zur Endteufe von 4.801 m Ton- und Sandsteine des Oberkarbon anschlossen. Während des Bohrens gab es in beiden Intervallen gute Gasanzeigen. Im Rahmen der anschließenden Druckaufbauteste 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 etwa 5 km entfernte 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 5.230 m auf etwa 100 m Länge annähernd horizontal auf. Das Bohrloch wurde ohne Bohrlochmessungen komplettiert. In 2003 wurde ein Produktionstest durchgeführt, bei dem aber nur Wasser zufluss. Das Vorhaben Z6b wurde wie das Vorhaben Z6a als fehl eingestuft und verfüllt. Die Stammbohrung Klosterseele Z6 ist im Staßfurt-Karbonat gasföndig.

2.2 Feldesentwicklungsbohrungen

In 2003 ist die Anzahl der aktiven Bohrprojekte gegenüber dem vorangehenden Jahr von 22 auf 14 deutlich zurückgegangen. Als »aktiv« werden an dieser Stelle die Bohrprojekte bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Hinzu kommen zwei Projekte, die bereits vor 2003 die Endteufe erreicht hatten, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten. Zu mehr als einem Drittel wurden die Projekte als geologische Ablenkungen (im Bohrungsnamen mit nachgestelltem »a«, »b«, usw. gekennzeichnet) oder technische Ablenkungen bereits produzierender Sonden realisiert.

Im bislang einzigen deutschen Offshore-Erdgasfeld A6/B4 im Entenschnabel des

deutschen Sektors der Nordsee wurde in- zwischen die vierte Produktionsbohrung erfolgreich abgeteuft. Sie wurde im Westteil des Feldes in mehreren Horizonten, u. a. in den Vulkaniten des Rotliegend, fündig.

In der Rotliegend-Erdgasprovinz zwischen Elbe und Weser wurden die Bohrungen Schmarbeck Z3a und Völkersen Z7 abgeteuft. Bis zum Jahresende 2003 hatte die Bohrung Schmarbeck Z3a noch kein Ergebnis erhalten und die Bohrung Völkersen Z7 ihre Zielhorizonte noch nicht erreicht. Im Gasfeld Söhlingen wurde mit der Bohrung Söhlingen Z15 in zwischen das vierte Tight-Gas-Projekt fündig gemeldet. In diesen Projekten wird das Erdgas eines sehr geringpermeablen Horizonts der Lagerstätte mit hohem finanziellen und technischen Aufwand mittels Horizontalbohrtechnik in Kombination mit mehrfachen Frac-Behandlungen förderbar gemacht.

Im Sauergasrevier zwischen Weser und Ems wurden die Bohrungen Klosterseele Z4a und Klosterseele Z6 im Staßfurt-Karbonat des Zechstein fündig.

Im Ölfeld Mittelplate unter dem Wattenmeer vor der Westküste Schleswig-Holsteins (Abb. 1) wurde neben der Bohrung Mittelplate-A 16, die Bohrung Dieksand 8, die vorerst letzte der Extended-Reach-Bohrungen, mit der die höheren Dogger-Sandsteine der Lagerstätte vom Festland aus erschlossen wurden, fündig gemeldet. Die Bohrung Mittelplate-A 15 soll erst fortgeführt werden, wenn die geplante neue Bohranlage auf der Plattform installiert ist. Zum Zwecke der Verpressung anfallender Lagerstättenwässer der Dieksand-Bohrungen wurde mit dem Abteufen der Bohrung Dieksand H1 begonnen.

Im Westemmland wurden in den Ölfeldern Rühle und Georgsdorf je zwei Bohrungen, davon jeweils eine geologische Ablenkung, fündig. Im Ölfeld Emlichheim hat die technische Ablenkung einer produzierenden Sonde den Träger wieder ölführend angetroffen und im Ölfeld Rühle (Elbe-Weser) war die geologische Ablenkung einer bereits produzierenden Sonde erfolgreich.

2.3 Bohrmeter

Im zurückliegenden Jahr hat die Bohrleistung mit 29.862 m seit Bestehen der Bundesrepublik ein neues Rekordtief erreicht. Gegenüber dem Vorjahr entspricht dieser Wert einem Rückgang um fast 50 %. Aufgrund der hohen jährlichen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf die unterschiedlichen Bohrkategorien, wird in diesem Bericht zur Betrachtung der Entwicklung der Bohrmeterleistung auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangehenden fünf Jahre herangezogen. Gegenüber diesem Mittelwert hat die Bohrleistung in 2003 sogar um mehr als 50 % nachgegeben. Die Entwicklung der jährlichen Bohrmeterleistung ist in Abbildung 3 dargestellt.

Ursache des Rückgangs ist vor allem, dass in

der Feldesentwicklung des Ölfeldes Mittelplate im Vergleich zu den Vorjahren nur in geringerem Umfang gebohrt wurde, weil einerseits das Programm zur Erschließung der Lagerstätte mittels Extended-Reach-Bohrungen von Land aus vorläufig abgeschlossen ist und andererseits Baumaßnahmen an den Anlagen der Mittelplate-Insel zu einer Bohrpause zwangen. So betrug der Anteil der gesamten Bohrmeter im Ölfeld Mittelplate im Vorjahr 42 % oder 24.000 m. Bei gleich bleibender Bohraktivität in Mittelplate wäre die gesamte Bohrmeterleistung in 2003 nur um 11 % geringer ausgefallen.

Auf den Sektor der Explorationsbohrungen entfielen etwa 12.400 m oder 41 % der Bohrmeter. Gegenüber dem Vorjahr entspricht das einem Rückgang um etwa 2.000 m oder 9 %, gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre einen Rückgang um etwa 15 %.

Aufgrund der genannten Umstände im Ölfeld Mittelplate ist der Rückgang auf dem Sektor der Feldesentwicklungsbohrungen wesentlich stärker ausgefallen. Hier wurden nur noch 17.500 m gegenüber 42.500 m im Vorjahr erreicht. Damit ist die Bohrleistung auf diesem Sektor um 59 % zurückgegangen. Im Vergleich zum Mittel der vorangehenden fünf Jahre ist das ein Minus von 60 %.

Entsprechend hat sich die Verteilung der Bohraktivitäten auf die Bundesländer und Regionen verändert. Mit 77 % ist der Anteil des Landes Niedersachsen an den Bohrmetern gegenüber 52 % im Vorjahr wieder deutlich angestiegen. Nach 42 % im Vorjahr entfielen auf das Land Schleswig-Holstein nur noch 11 % der Bohrmeter. Eine in der Nordsee abgeteuft Bohrung schlägt in der Statistik mit 12 % zu Buche.

3 Geophysik

Die Aktivitäten der geophysikalischen Erkundung haben gegenüber den beiden Vorjahren deutlich abgenommen. Ursache für den Rückgang waren fehlende Aktivitäten in der Nordsee, denn dort konzentrierten sich die geophysikalischen Aktivitäten in den letzten Jahren. So waren die außerordentlich umfangreichen seismischen Messungen der beiden Vorjahre vor allem durch große 3D-Offshore-Surveys begründet. In 2002 wie in 2001 wurde in der Nordsee jeweils ein Survey (etwa 1500 km² deutscher Anteil) aufgenommen, dessen Fläche die Gesamtfläche aller Surveys eines Jahres – verglichen mit den Jahren 1996 bis 2000 – um ein Mehrfaches überstieg. Auch auf dem Sektor der 2D-Seismik betrug die Offshore-Messungen seit Mitte der 1990er Jahre ein Vielfaches der Messungen an Land. Wurden an Land im Mittel etwa 100 Profilkilometer pro Jahr gemessen, so waren es auf See etwa 1.400 km.

In 2003 wurden im Rahmen der Erdöl- und Erdgasexploration in Deutschland 3D-seis-

Abb. 6 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945–2003

sche Erdgas- und Erdölförderung trug damit rechnerisch zu 20,6 % zum Erdgasverbrauch und zu 3,1 % zum Mineralölverbrauch bei. Die inländische Erdgasförderung³⁾ konnte gegenüber dem Vorjahr absatzbedingt um etwa 3 % auf 22,1 Mrd. m³ in Feldesqualität gesteigert werden (Abb. 4). Hinzu kommen 140 Mio. m³ Erdölgas, das bei der Ölförderung anfällt. In Reingasqualität entspricht die Summe dieser Fördermengen einem Volumen von 21,1 Mrd. m³.

In 2003 standen 82 Erdgasfelder in Förderung. Aufgegeben wurden in Niedersachsen die Felder/Teilfelder Hohenkörben und Ringe-Zechstein sowie in Thüringen das Feld Behringen. Ohne Förderung, aber noch nicht endgültig aufgegeben, waren die Felder und Hemmelte-Buntsandstein, Neubruchhausen und die Teilfelder Alvern/Munsterlager, Kirchseelte und Osterheide in Niedersachsen sowie das Feld Albaching-Rechtmehring in Bayern. Das niedersächsische Feld Düste-Karbon konnte aufgrund technischer Probleme mit der einzigen Fördersonde nicht fördern.

Die Aufteilung der Fördermengen auf die Bundesländer zeigt, dass sich der Anteil Niedersachsens gegenüber dem Vorjahr um etwa 3 % auf fast 89 % erhöht hat. Ursache sind einerseits die gestiegenen Fördermengen in diesem Bundesland und andererseits die zurückgegangenen Fördermengen in Sachsen-Anhalt und in der Nordsee. Der Anteil von Sachsen-Anhalt ist von etwa 8 auf knapp 7 % und der Anteil der Nordsee von etwa 6 auf knapp 5 % gesunken. Auf Basis der Reingasqualität verschiebt sich die Verteilung wegen der hohen Stickstoffgehalte der Erdgase aus Sachsen-Anhalt und des hochkalorischen Gases der Nordsee: Niedersachsen 91 %, Nordsee 6 %, Sachsen-Anhalt 2 %.

Die zehn förderstärksten Felder lieferten zwei Drittel der gesamten inländischen Fördermenge. Die drei förderstärksten Felder, das Rotliegend-Gasfeld Rotenburg-Taaken mit einer Jahresförderung von 3,1 Mrd. m³, das Zechstein-Gasfeld Goldenstedt/Visbek mit 1,7 Mrd. m³ und das Rotliegend-Gasfeld Söhlingen mit 1,5 Mrd. m³, förderten bereits fast 30 %.

Die Abbildung 5 zeigt die Aufteilung der Fördermengen auf die Regionen und geologischen Formationen. Der überwiegende Teil der Erdgas Mengen wird aus den permischen Reservoirs des Rotliegend (43 %) und des Zechstein (40 %) gewonnen. Die übrigen Mengen stammen von Speichern aus Trias, Jura, Karbon und Tertiär.

Die inländische Erdölförderung konnte in 2003 nochmals angehoben werden und be-

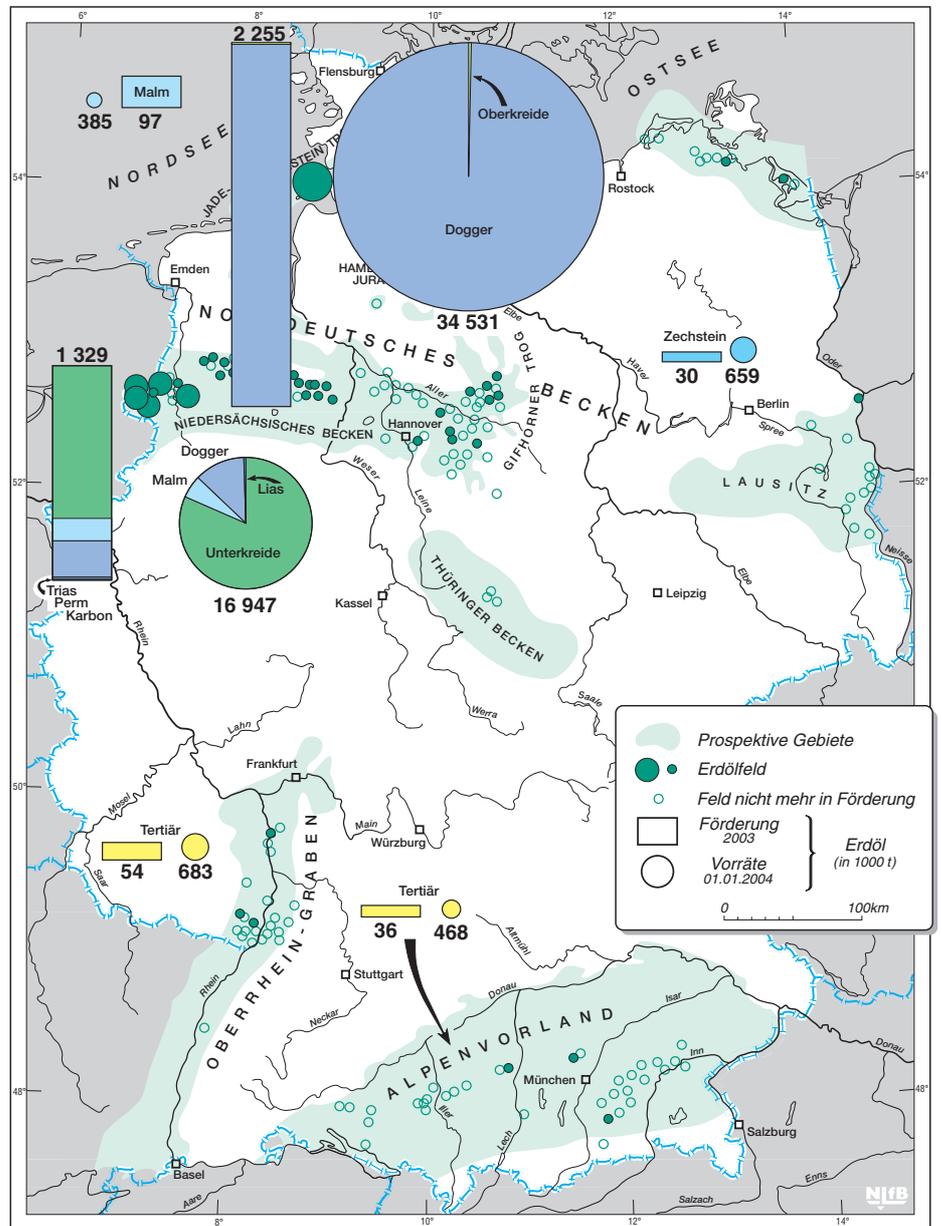
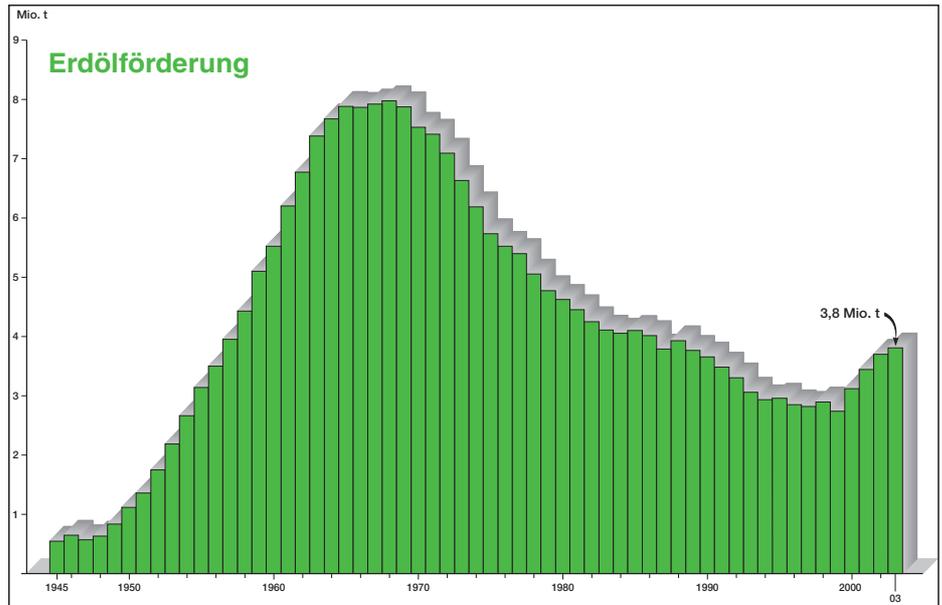


Abb. 7 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe, 3. Gebiet Oder/Neiße-Elbe, 4. Gebiete Elbe-Weser, 5. Oberrhein, 6. Alpenvorland

²⁾ Reingas: auf einen Brennwert von 9,7692 kWh/m³ normiertes Erdgas bei Normalbedingungen.
³⁾ Gasvolumina der Produktion und der Reserven beziehen sich auf Normalbedingungen.

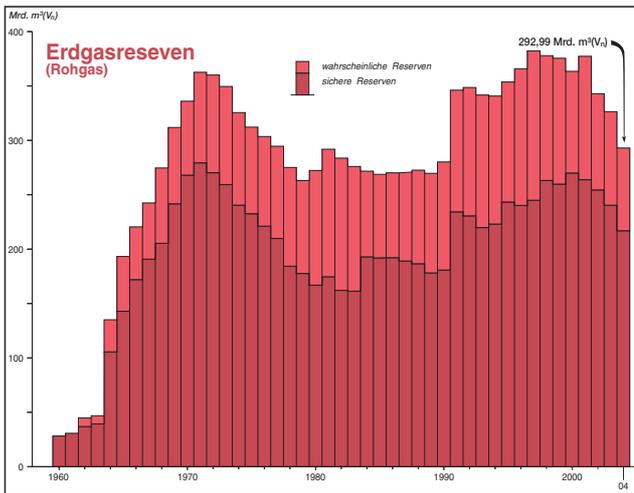


Abb. 8 Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1960–2004

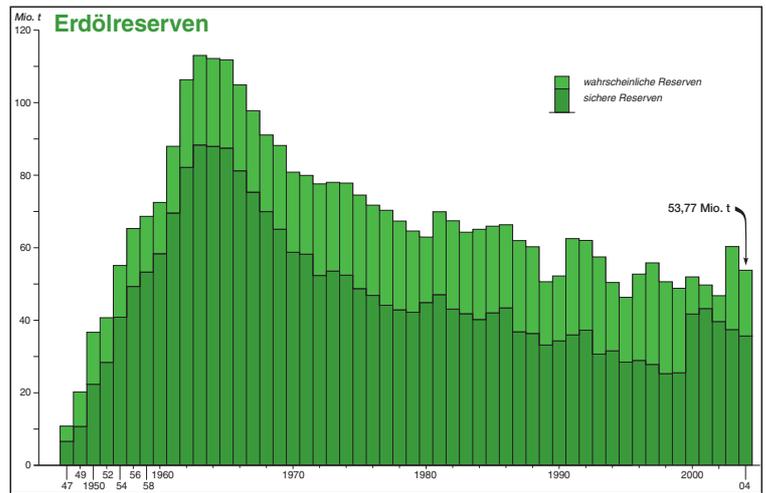


Abb. 9 Entwicklung der Erdölreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1947–2004

trug 3,8 Mio. t einschließlich der Kondensatmengen aus den Erdgasfeldern (Abb. 6). Ursache war eine weitere Fördersteigerung im Ölfeld Mittelplate um etwa 0,2 Mio. t auf nunmehr 2,2 Mio. t. Diese Fördersteigerung hat die im Allgemeinen rückläufige Produktion der inländischen Felder mehr als ausgeglichen.

Die Erschließung des im Wattenmeer vor der Westküste Schleswig-Holstein liegenden Ölfeldes Mittelplate mittels Extended-Reach-Bohrungen von der Landstation Dieksand aus ist zumindest vorerst abgeschlossen. In 2003 wurde die letzte der geplanten Bohrungen (Dieksand 8) in Produktion genommen. Mit einer weiteren Fördersteigerung ist erst nach Fertigstellung der für 2005 geplanten Pipeline zwischen der Förderinsel und dem Festland zu rechnen. Noch ist die Fördermenge auf der Förderinsel durch den tidenabhängigen Öltransport auf dem Seeweg limitiert.

In 2003 standen wie im Vorjahr 46 Ölfelder in Produktion. Die positive Förderentwicklung des Feldes Mittelplate, dem einzigen noch produzierenden Ölfeld in Schleswig-Holstein, und der natürliche Förderabfall der Felder in den anderen Bundesländern haben die Position Schleswig-Holsteins als förderstärkstes Bundesland weiter ausgebaut. In Schleswig-Holstein wurden 59 % des inländischen Erdöls gewonnen. Der Anteil Niedersachsens hat auf 35 % abgenommen.

Die Aufteilung der Fördermengen auf die Regionen und die geologischen Formatio-

nen ist in Abbildung 7 dargestellt. Inzwischen werden 65 % aus den Sandsteinen des Dogger (z. B. Mittelplate) gewonnen. Dagegen ist die Förderung aus den Sandsteinen der Unterkreide (vor allem Westemsland) auf einen Anteil von 25 % zurückgegangen. Aus diesen fördern z. B. die niedersächsischen Felder Rühle und Bramberge, die mit 298.000 t bzw. 200.000 t Jahresförderung nach Mittelplate die förderstärksten Felder sind.

5 Erdgas- und Erdölreserven

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven wurde zum Stichtag 1. Januar 2004 mit 293 Mrd. m³ (Feldesqualität) bewertet (Abb. 8). Sie haben damit um 33,4 Mrd. m³ oder 10 % gegenüber dem Vorjahr abgenommen. Die Erdgasreserven sind nunmehr das dritte Jahr in Folge rückläufig. Die statische Reichweite (Quotient aus Reserven und aktueller Förderung) der Reserven ist auf 13 Jahre gesunken und liegt damit unterhalb des Niveaus von 16 bis 18 Jahren der vergangenen zehn Jahre. Der Rückgang der Reserven um mehr als die Jahresförderung verdeutlicht, dass aufgrund der ausgebliebenen Explorationserfolge auch die wahrscheinlichen Reserven einiger Felder nach unten korrigiert werden mussten. In Abbildung 5 ist die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen dargestellt. Etwa 96 % der ausgewiesenen Reserven befinden sich in niedersächsischen Lagerstätten.

Auch die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven wurde zum Stichtag 1. Januar 2004 mit 53,8 Mio. t deutlich geringer als im Vorjahr bewertet (Abb. 9). Sie haben um 6,6 Mio. t oder 11 % abgenommen. Ursache dieses Rückgangs waren vor allem Umbuchungen von Reserven des Feldes Mittelplate in Ressourcen, die aufgrund strenger Klassifikationskriterien vorgenommen wurden. In den meisten Bundesländern konnte die Förderung des vergangenen Jahres durch Reservenzuwächse infolge von Höherbewertungen einiger Felder mehr als ausgeglichen werden. Die Reservenabnahme von Mittelplate konnte dadurch jedoch nicht ausgeglichen werden. Abbildung 7 zeigt die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen. Gegenwärtig liegen etwa 64 % der inländischen Erdölreserven in Schleswig-Holstein, sprich Mittelplate, und 32 % in niedersächsischen Lagerstätten.