

terien und Algen) in die Tiefe gelangen zu lassen, sorgen obertags geeignete Filter für eine zumindestens teilweise Abtrennung aus dem Einpreßwasser.

Da die Wirkung der verwendeten Bakterizide durch Resistenzbildung der Bakterienstämme mit der Zeit nachläßt oder überhaupt ausbleibt, müssen durch ständige Kontrollen immer neue Gegenmittel bzw. deren Dosis oder Konzentration im Labor überprüft werden. Als weitere Schwierigkeit kommt dazu, daß das in der Wasserflutanlage durch Bakterizide vorbehandelte Einpreßwasser bei der Verpumpung von der Anlage zu den Einpreßsonden durch die in den Rohrleitungen angesiedelten, resistent gewordenen Bakterien erneut infiziert wird. Es müssen daher laufend Untersuchungen angestellt werden, um diesem Umstand Rechnung tragen zu können. Es wird dabei das Einpreßwasser sowohl bei Verlassen der Wasseraufbereitungsanlage wie vor dem Eintritt in die Flutsonde überprüft und sodann die entsprechenden bakteriologischen Maßnahmen gesetzt.

Literaturauswahl für das Hauptkapitel II.3.5.:

BLUM, E. 1963; BONEVSKI, R. & WEBER, K. 1978; BRÄUER, L. et al. 1986; BROZ, J. 1940;

BUCHTA, H. 1983; CORRENS, C. W. 1941; CORRENS, C. W. & SCHUMANN, H. 1949; DEURER, R. & SOBOTT, R. 1989; DIETRICH, H. & SCHNEIDER, H. 1978; DÜRBAUM, H.-J. 1961; ENGELHARDT, W. v. & PITTER, H. 1951; ENGELHARDT, W. v. 1960 und 1973; FLEISCHMANN, C. & KUMMERER, W. 1989; FORSTER, L. 1958 und 1967; FORSTER, L., KRATOCHVIL, H. & WEICHSELBRAUN, O. 1970; FÖRSTER, S. & HAUENHERM, W. 1971; FREHSE, W. 1973; HAMEISTER, E. 1960; HILTERMANN, H. 1966; HOFER, E. 1984; HUFNAGEL, I. & SCHARMBACHER, A. 1989; JANAK, J. 1957; KÄGLER, S. 1987; KURZWEIL, H. 1973; LADWEIN, H. W. 1976 und 1983b; LANGER, I. 1958; LAUTERJUNG, J. & EMMERMANN, R. 1990; MARESC, O. 1959 und 1970; MEDER, H. G. 1966; MUTHENTHALLER, H. & EDELMANN, A. 1956; NEUMANN, H.-J. 1981c; NEY, P. 1986; PASSLER, W., THIARD, A. & LANIK, A. 1958; RIECKMANN, M. & BECKER, J. 1962; SCHALKHAMMER, G. K. 1958; SCHMID, Ch. 1956; SCHMIED, H. & SUCHANEK, R. 1976; SCHMIED, H. 1984; SCHUBERT, Ch. & FRICKE, S. 1985; SCHWARTZ, W. & MÜLLER, A. 1958; SCHMIDT, H. 1954; SOMMER, D. (Red.) 1986; STRADNER, H. & PAPP, A. 1961; SUIDA, H. & PÖLL, H. 1933; TEICHMÜLLER, M. 1979; TREY, F. 1958; WALACH, G. 1978; WALGER, E. 1965; WETZEL, W. 1960; WIESENER, H. 1952, 1955 und 1960; WIESENER, H. & KAUFMANN, A. 1957; WOLETZ, G. 1967.

II.3.6. Lagerstättenphysik und Lagerstättentechnik

von Heinrich MURER

II.3.6.1. Einführung

Zunächst ist es notwendig, den Begriff „Lagerstätte“ und seine Bedeutung bei der Gewinnung von Erdöl und Erdgas zu erläutern. Als „Lagerstätte für Erdöl oder Erdgas“ definiert man eine natürliche Anreicherung von wirtschaftlich nutzbaren, flüssigen oder gasförmigen Kohlenwasserstoffen in Speichergesteinen meist tief unter der Erdoberfläche.

In Österreich liegen diese Erdöl- und Erdgaslagerstätten in einer Teufe von 500 bis 6000 m. Es sind in der Regel poröse Sandsteinlagen bzw. poröse und geklüftete Dolomite oder Kalkgesteine. Das Erdöl

und/oder Erdgas findet sich im Poren- und Kluftraum dieser Speichergesteine. Als weiteres flüssiges Medium ist immer mehr oder weniger Salzwasser vorhanden.

Das physikalische Verhalten des Erdöls und Erdgases sowie dessen Wechselwirkungen untereinander und mit seinem Speichergestein wird durch die „Lagerstättenphysik“ beschrieben. Die Aufgabe der „Lagerstättentechnik“ besteht darin, den Öl- und Gasinhalt der Speichergesteine zu ermitteln, die davon wirtschaftlich gewinnbaren Anteile – die Vorräte – zu errechnen und Maßnahmen vorzuschlagen, wie die Öl- und Gasausbeute erfolgen soll, insbesondere welche Aktivitäten zu

einer Erhöhung des gewinnbaren Anteiles führen können.

Zur Erreichung dieses Zieles ist eine möglichst enge Zusammenarbeit der Lagerstättentechniker mit den Erdölgeologen sowie den Bohr- und Fördertechnikern notwendig. Von maßgebender Bedeutung sind hierbei natürlich auch die wirtschaftlichen Gesichtspunkte.

Etwa ab 1940 gelang es, durch Verbesserung lagerstättentechnischer Maßnahmen den durchschnittlichen Ausbeutefaktor (Entölungsgrad, Entgasungsgrad), also das Verhältnis zwischen initialem (ursprünglich vorhandenem) Öl- oder Gasinhalt einer Lagerstätte und dem daraus wirtschaftlich gewinnbaren Anteil, wesentlich zu steigern.

Im Falle der Erdöllagerstätten gelang sogar eine Verdoppelung. Mit den gegenwärtigen technischen Möglichkeiten können in Österreich etwa 37% des in den Lagerstätten gespeicherten Öls gewonnen werden. Bei den Gaslagerstätten wird im Schnitt ein Ausbeutegrad von 68% erreicht. In den USA beträgt der mittlere Entölungsgrad vergleichsweise 32%. Die Erhöhung der Ausbeutefaktoren ist vor allem auf die intensive Untersuchung der Fließvorgänge von Öl, Gas und Wasser in den Lagerstätten und auf die daraus resultierende Weiterentwicklung der Ausbeute-techniken zurückzuführen. Horizontalbohrungen ermöglichen eine wesentliche Steigerung der Förderraten (siehe Hauptkapitel II.4.4.).

Der bedeutendste Fortschritt bei der Verbesserung des Ausbeutegrades wurde durch Wasserinjektion (Wasserfluten) in Öllagerstätten erreicht. Diese Art der Ausbeutemethode wird als sekundäre Entölungsmaßnahme bezeichnet, da der primäre Energiehaushalt der Lagerstätte (Expansion von Lösungsgas und/oder Nachdrängen von Lagerstättenwasser) durch externe Energiezufuhr (Wasserinjektion) ergänzt wird. Prozesse zur Erhöhung des Entölungsgrades über das durch Wasserfluten erreichbare Ausmaß, wie z. B. Dampf- fluten, Einpressen von Kohlendioxid oder Chemisches Fluten, werden unter der Bezeichnung „Verbesserte Entölungsverfahren“ (Enhanced Oil Recovery

= EOR), früher auch „Tertiäre Entölung“ genannt, zusammengefaßt.

Heute gilt als Sammelbegriff für alle Verfahren, die über die Primäre Ausbeute einer Öllagerstätte hinausgehen (Wasserfluten eingeschlossen) die Bezeichnung „Improved Oil Recovery“ (IOR).

Mit Hilfe dieser Verfahren werden in Zukunft Steigerungen des Entölungsgrades bis auf 40% erwartet.

Eine andere Art von Ausbeuteverbesserung wird in zunehmendem Maße dadurch erreicht, daß Produktionsbohrungen im Lagerstättenbereich möglichst horizontal geführt werden (Horizontalbohrungen; siehe auch Kapitel II.3.1.6.). Dies bringt gegenüber einer konventionellen vertikalen Produktionsbohrung den großen Vorteil einer wesentlich längeren Perforationsstrecke und damit einer besseren Zutrittsmöglichkeit zum gewinnbaren Lagerstätteninhalt.

II.3.6.2. Tiefbohrungen und Testarbeiten, Wirtschaftlichkeit

Hat eine Tiefbohrung auf Erdöl und/oder Erdgas eine nach Inhalt und Ausdehnung bekannte Lagerstätte erreicht und werden die bisherigen Vorstellungen über diese durch die Auswertung spezifischer Messungen im Bohrloch (vgl. Kapitel VI.2.2.) bestätigt, so wird die Bohrung im allgemeinen verrohrt und perforiert. Es erfolgt der Anschluß an das Förderleitungsnetz und die Sonde kann zu produzieren beginnen.

Bei nicht eindeutiger Situation – wie etwa bezüglich der Art der Porenfüllung – oder falls die Bohrung zur Erweiterung bereits aufgeschlossener oder zur Erschließung neuer Lagerstätten dient, ist ein Zuflußtest auf die fraglichen Speichergesteinszonen erforderlich. Solche Testarbeiten (vgl. die Kapitel II.3.2.3. und VI.2.2.) ermöglichen über Druck- und Zuflußmengenmessungen nicht nur eine Aussage über die Art des gespeicherten Mediums (Öl, Gas, Wasser), sondern auch über die im Speichergestein vorhandenen Druckverhältnisse und über dessen Durchlässigkeit. Ferner erhält man Informationen über etwaige Zuflußhemmungen und schließlich

über die zu erwartende Tagesproduktion. Diese ist zusammen mit Vorstellungen über die Größe der Lagerstätte und die gewinnbaren Vorräte das Kriterium für die Wirtschaftlichkeit des Bohrprojekts. Grundsätzlich ist die Wirtschaftlichkeit eines Bohrprojekts dann gegeben, wenn sämtliche dafür getätigten Ausgaben, in welcher Form auch immer, mit angemessener Verzinsung durch die Öl- und/oder Gasförderung der Bohrung wieder monetär zurückfließen. Bereits in der Planungsphase jedes Bohrprojektes erfolgt eine risikogewichtete Rentabilitätsbeurteilung (vgl. Kap. II.2.8.). Die Bewertungsverfahren sind sehr rechenintensiv, stellen jedoch heutzutage mit EDV-Unterstützung kein Problem mehr dar. Realisiert werden nur Bohrprojekte mit wirtschaftlicher Erfolgserwartung.

Die wirtschaftlichen Kenndaten sind dem an der Bohrung anwesenden Lagerstätteningenieur bekannt, sodaß noch vor Ort aufgrund des Vergleiches mit den Testergebnissen rasch über die Art und Wirtschaftlichkeit der weiteren Vorgangsweise entschieden werden kann.

II.3.6.3. Inhalt und Vorrat einer Lagerstätte

Die Bestimmung des Inhaltes einer Lagerstätte kann sowohl statisch wie auch dynamisch erfolgen.

Bei der statischen Methode wird der Speichergesteinskörper geologisch-räumlich erfaßt und daraus unter Berücksichtigung der Nutzporosität der Inhalt an Öl und Gas errechnet.

Beim dynamischen Verfahren wird aus der Öl- und Gasförderung und der dadurch hervorgerufenen Druckabsenkung in der Lagerstätte auf das Öl- oder Gasvolumen geschlossen. Wie bereits eingangs erwähnt, kann nur ein gewisser Prozentsatz des in der Lagerstätte gespeicherten Öles und/oder Gases wirtschaftlich gewonnen werden. Der wirtschaftlich ausbeutbare Anteil des Inhaltes einer Öl- oder Gaslagerstätte wird Vorrat genannt. Die möglichst präzise Kenntnis des Vorrates ist Voraussetzung für die Förderplanung.

Umgekehrt läßt sich aus dem Verlauf einer bestehenden Druck- und Fördergeschichte die erreichbare Endausbeute einer Lagerstätte, also deren Vorrat, ableiten. Eine sorgfältige Registrierung der Parameter Druck und Förderung ist daher unerlässlich. Besonders ist dabei auf Gaslagerstätten zu verweisen, wo in manchen Fällen bereits geringe Druckabweichungen zu Fehleinschätzungen der gewinnbaren Reserven von Millionen m³ führen können. In neu aufgeschlossenen Lagerstätten ist man zur Ermittlung der Vorräte auf empirische, statistisch ausgewertete Methoden angewiesen.

Es ist nun die allgemeine Praxis, die Vorräte nach dem Wahrscheinlichkeitsgrad ihrer tatsächlichen Ausbringung zu klassifizieren.

Demnach wird mit abnehmender Aussagesicherheit in sichere (Kategorie A), wahrscheinliche (Kategorie B) und mögliche (Kategorie C) Vorräte unterschieden. Vorräte der Kategorie D sind prospektiv, somit Reserven noch nicht erschlossener Öl- und/oder Gasvorkommen und stellen das Ziel der Aufschlußaktivität sowie verbesserter (tertiärer) Entölungsmaßnahmen dar. Sie sind aufgrund geologischer und lagerstättentechnischer Analogien hypothetisch ableitbar.

II.3.6.4. Möglichkeiten zur Erhöhung der Förderraten und des Entölungsgrades

II.3.6.4.1. Beeinflussung der unmittelbaren Sondenumgebung – Generalbehandlungen

Generalbehandlungen sind Maßnahmen in Förder- oder Wassereinpreßsonden, die zur Sicherung, Erhaltung, Wiederherstellung oder Verbesserung des Gewinnungsprozesses von Öl und Gas beitragen.

Stimulation

Man bezeichnet damit die mechanische, chemische oder auch über Wärmeanwendung induzierte Beeinflussung des Erdöl- oder Erdgasspeichergesteines zur Verbesserung der Produktivität einer Sonde.

Aus öl- und gasführenden, aber geringdurchlässigen Gesteinsformationen wird durch hydraulisches Aufbrechen (Frachbehandlung) und Säureanwendung wirtschaftlicher Zufluß erzielt. Etwaige Verunreinigungen der Formation um das Bohrloch herum, welche die Förderung behindern, werden durch Einpressen von Säuren (Salz- und/oder Flußsäure) beseitigt und das ursprüngliche Förderpotential der Sonde wiederhergestellt. So wurden in den letzten Jahren insbesondere bei Gassonden mit einer Salzsäure-Flußsäurekombination gute Erfolge erzielt.

Wasserisolation

Im allgemeinen sind Öl- oder Gasvorkommen im Speichergestein von einer wasserführenden Schicht unterlagert. Dieses unter Druck stehende Wasser stellt zwar zusätzliche Energie bei der Öl- und Gasförderung dar, führt jedoch mit fortschreitender Ausbeute zu einer Wasseranreicherung in der Lagerstätte, sodaß der Wasseranteil in der Produktion kontinuierlich zunimmt. Verwässerte Perforationsstrecken einer Sonde werden genau lokalisiert und durch Einpressen einer Zementschlämme abgedichtet.

Sandsperrn

Während der Förderung von Erdöl und Erdgas wird bei nur schwach verfestigten Speichergesteinen (hauptsächlich Sandsteinen) Sand ins Bohrloch eingeschwemmt. Bei sehr geringem Sandgehalt kann der Sand mitproduziert und obertags abgeschieden werden. Beträgt jedoch der Sandanteil im Fördergut mehr als 1%, treten häufig schwere Erosionsschäden an den unter- und obertägigen Fördereinrichtungen auf, die sogar das Abstellen der Sonde erzwingen können.

Um solche „Sandeinbrüche“ in den Förder sonden zu verhindern, werden diese mit Sandsperrn ausgerüstet.

Eine Reihe von Methoden, wie etwa der Einbau von Sandfiltern, Verfestigung des Sandes durch Einpressen von Kunstharz oder auch speziell vorsortierter Quarzsande in die Perforationen einer lockeren Sandformation, wurden im Wiener Bek-

ken erprobt. Am besten hat sich ein Verfahren, das vom Brunnenbau übernommen wurde, nämlich die Installation eines Filterrohres mit einer Kiespackung als Abstützung zum lockeren öl- oder gasführenden Sandstein, mit dem Fachausdruck „Gravelpack“ bezeichnet, bewährt (siehe auch Kapitel II.4.1.1.).

Mehr als 500 solcher Installationen wurden seit Inbetriebsetzung der ersten Ölförder sonde der ÖMV AG durchgeführt.

Abschließend sei erwähnt, daß durch den gezielten Einsatz von Generalbehandlungsmaßnahmen seit 1964 um etwa 12 Mio. t mehr Öl gewonnen werden konnte.

II.3.6.4.2. Maßnahmen, welche die ganze Lagerstätte erfassen

Wasserfluten – Sekundäre Ölgewinnung

Durch Einpressen von Wasser in eine Öllagerstätte kann deren Ausbeute verbessert werden. Begonnen wurde mit dieser Maßnahme im Wiener Becken anfangs der fünfziger Jahre. 1992 wurde z. B. in 12 Lagerstätten Wasser injiziert; die tägliche Einpreßmenge war dabei rd. 20.000 m³.

Durch das Wasserfluten konnte bis Ende 1992 eine kumulative Mehrölausbringung von ca. 11,0 Mio. t erzielt werden. Allein im Jahr 1992 betrug dieser Sekundäranteil 368.000 t, das sind rd. 36% der Jahresölförderung der ÖMV AG (vgl. Abb. 84).

Es ist in diesem Zusammenhang darauf hinzuweisen, daß bei der ÖMV AG etwa 72% des mit dem Öl mitproduzierten salzhaltigen Lagerstättenwassers im Rahmen der Flutprogramme wieder in die Lagerstätte rückgeführt wird. Der verbleibende Rest an Produktionswasser wird in eigens dafür eingerichteten Sonden (Abwasserbeseitigungssonden) in tiefliegende salzwasserführende Schichten, die mit Sicherheit nicht mit dem Grundwasser in Verbindung stehen, nach untertage abgeleitet. Eine Einleitung von ungereinigten Sondenabwässern in öffentliche Gerinne erfolgt nicht. Damit wird ein wesentlicher Beitrag zum Umweltschutz geleistet.

Erdöl [Mio Tonnen]

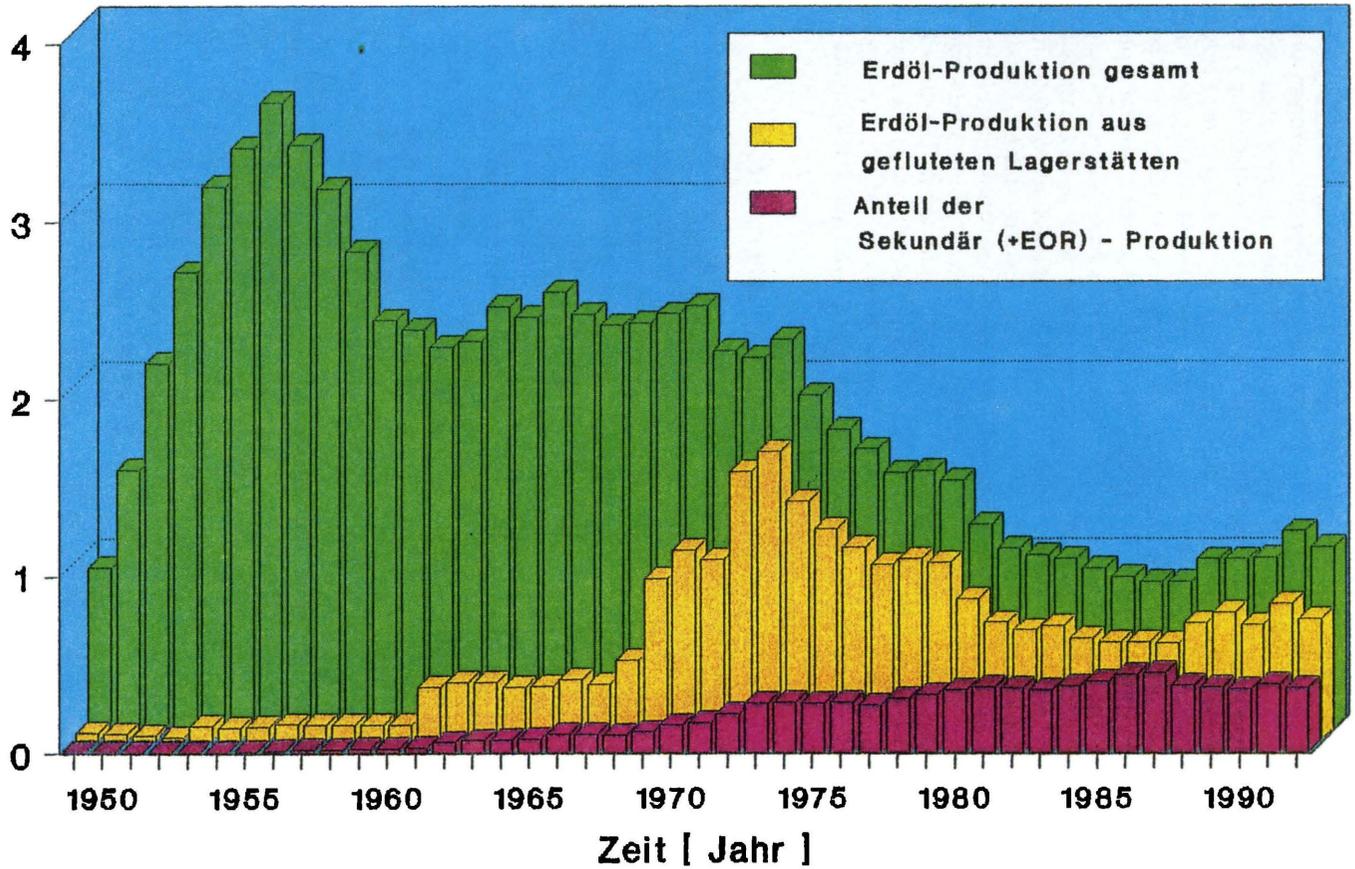


Abb. 84. Jahres-Erdöl-Förderung der ÖMV-AG 1949 bis 1992

Verbesserte Entölungsverfahren (EOR)- Tertiäre Entölung

Eine wesentlich aufwendigere Technologie ist erforderlich, um den Entölungsgrad einer Lagerstätte über das mittels Wasserflutprozeß erreichbare Ausmaß weiter zu steigern. Man nannte diese Techniken früher „Tertiäre Entölungsverfahren“, da sie häufig an die sekundäre Gewinnungsphase anschlossen. Heute verwendet man dafür den Sammelbegriff „Verbesserte Entölungsverfahren“ (Enhanced Oil Recovery = EOR), da ein abgeschlossenes Sekundärverfahren keine notwendige Bedingung für den Einsatzzeitpunkt eines verbesserten Entölungsverfahrens darstellt.

Innerhalb der ÖMV AG wurde z. B. bereits 1971 mit Vorarbeiten für EOR-Aktivitäten begonnen.

Bei dem damals und in den späten siebziger Jahren relevanten technischen und wirtschaftlichen Umfeld waren folgende Verfahren möglich:

- Dampfbluten (Einsatz von Heißdampf),
- Alkalifluten (Einsatz von Natronlauge),
- CO₂-Fluten (Einsatz von Kohlendioxyd),
- chemisches Fluten (Einsatz von Polymeren).

Ein Dampfblutprogramm wurde im Ölfeld Maustrenk (nördliches Wiener Becken) 1980 gestartet, blieb jedoch gegenüber der Projektierung unter den Erwartungen und wurde daher im Juni 1984 eingestellt. Seither wird in die ehemaligen Dampfreaktionssonden Wasser eingepreßt, um die in der Lagerstätte gespeicherte Wärme für die weitere Entölung auszunützen.

Beim Alkalifluten wird dem Flutwasser Natronlauge zur Verbesserung des Auswascheffektes gegenüber Öl beigegeben. Zwei begrenzte Feldversuche (Pilottests) wurden von der ÖMV AG Mitte des Jahres 1980 im 9. Tortonhorizont des Feldes Matzen unternommen. Davon verlief einer nahezu planmäßig und brachte ein wirtschaftlich positives Ergebnis. Der zweite Versuch in einem bereits höher verwässerten Bereich des 9. Tortonhorizonts mußte 1984 wegen nur geringfügiger Auswir-

kung auf die Produktion vorzeitig eingestellt werden.

Für die Anwendbarkeit des Kohlendioxydflutens wurden drei Lagerstätten in die nähere Auswahl gezogen und eingehend analysiert. Aufgrund der drastischen Änderung des Ölpreises kam es jedoch zu keiner Realisierung eines Feldprojektes.

Da im allgemeinen feststeht, daß durch Polymere bzw. Polymere in Kombination mit Alkalifluten ein besserer Entölungseffekt erzielt werden kann, als durch Alkalifluten allein und ferner Lagerstättencharakteristik und Situation im 9. Tortonhorizont des Feldes Matzen günstig scheinen, wurde ab 1989 chemisches Fluten mit Polymeren labor- und lagerstätten-technisch untersucht. Die praktische Erprobung in einem begrenzten Teil der Öllagerstätte des 9. Tortonhorizonts des Ölfeldes Matzen hat Mitte des Jahres 1992 begonnen.

Die Lagerstättensimulation

Die mathematische Modelldarstellung einer Lagerstätte mit Beschreibung der Fließvorgänge von Öl, Gas und Wasser innerhalb derselben wird Simulation genannt. Prinzipiell wird ein maßstäblich reduziertes Abbild (Modell) der Lagerstätte entworfen und dieses in viele – oft mehrere hundert – Teilbereiche gegliedert. Die Entölungs- und Druckentwicklung der Teilbereiche und deren gegenseitige Beeinflussung werden untersucht.

Besonders arbeitsintensiv ist hierbei die Modellerstellung, d. h. die richtige Konfiguration und teilbereichsorientierte Zuordnung der Lagerstättenparameter, wie Porosität, Sättigungsverteilung, Durchlässigkeit etc. Der Zeitaufwand hierfür beträgt je nach Größe und Komplexität der Lagerstätte oft mehrere Monate. Erst wenn das Modell fertig ist und damit die Nachrechnung der Produktions- und Druckgeschichte gelungen ist sowie Übereinstimmung mit der tatsächlichen Geschichte erreicht wurde, ist es möglich, den Entölungsverlauf für die Zukunft vorherzusagen.

Mit dem Modell kann die Lagerstätte nun bis zum Förderende produziert und

so das technisch und wirtschaftlich optimale Ausbeutekonzept eruiert werden. In der Natur ist dies nur einmal möglich. Die Simulation eröffnet quasi die Möglichkeit zum optimalen Management der Lagerstätte.

Infolge der Datenfülle und des sehr hohen Rechenaufwandes sind für Lagerstättensimulationen Rechenanlagen der 3. Generation erforderlich.

II.3.6.5. Das Speichern von Erdgas

Eine natürliche Bevorratung an Erdöl und Erdgas ist durch die in den Lagerstätten vorhandenen, gewinnbaren Vorräte gegeben.

Das Ersetzen dieser Vorräte, wie etwa durch Rückführung aus dem Importkontingent, ist im Falle von Rohöl nicht empfehlenswert, da nur ein Teil dieses in der Lagerstätte eingepreßten gasfreien und daher zähen Rohöles („Totöl“, „Tanköl“) wiedergewinnbar ist.

Bei Erdgas ist das „Auffüllen“ von beinahe ausproduzierten Erdgaslagerstätten und die anschließende verlustfreie Rückförderung hingegen sehr gut möglich.

Es gehört zu den Aufgaben der Lagerstättentechniker gemeinsam mit den zuständigen Geologen alle Überlegungen, Berechnungen und sonstigen Vorarbeiten auszuführen, die für die Errichtung eines Erdgasspeichers nötig sind. Dazu gehören u. a. die Ermittlung der Raumausdehnung und der Tiefenlage der vorhandenen, fast ausgeförderten Lagerstätte, ihre petrophysikalischen Kennwerte (Nutzporosität, Wassersättigung, Durchlässigkeit, Förderkapazität) sowie die Abschätzung des noch verfügbaren Speicherraumes.

Da Erdgas aus wirtschaftlichen Gründen in Mengen angeliefert wird, die nicht an die monatlichen und jährlichen Bedarfschwankungen im Inland angepaßt sind, ist es notwendig, im Sommer Importgas zu speichern, um daraus im Winter die inländischen Bedarfsspitzen zu decken.

Zur Sicherstellung der jeweils geforderten Abgabe an die Kunden (z. B. Landesferngasgesellschaften) werden in Österreich seit 1968 Erdgasspeicher betrieben.

Die vier Erdgasspeicher der ÖMV AG in Niederösterreich nahe Gänserndorf und in Oberösterreich nördlich der Stadt Steyr sind:

- Speicher Matzen, NÖ., 3. und 4. Unterrannhorizont, Ausbauezeit 1968 bis 1972,
- Speicher Tallesbrunn, NÖ., 5. Sarmathorizont, Ausbauezeit 1973,
- Speicher Schönkirchen-Reyersdorf, NÖ., 5. Sarmat- sowie 5. und 6. Tortonhorizont, Ausbau ab 1976,
- Speicher 11. Tortonhorizont, Matzen, Ausbau 1992/93
- Speicher Thann (gemeinsam mit der RAG), OÖ., Eozän/Oberkreide, Ausbauezeit 1976–1978; Erweiterung 1990/91.

Die Rohölaufsuchungs AG (RAG) unterhält in Oberösterreich folgenden Erdgasspeicher:

- Speicher Puchkirchen, OÖ., A1 der Oberen Puchkirchener Serie, Ober-Oligozän, 1. Ausbaustufe 1981–1982, 2. Ausbaustufe 1989–1990.

Die genannten Erdgasspeicher sind, wie erwähnt, teilweise ausgeförderte Erdgaslagerstätten, die in Tiefen zwischen 500 und 1200 m gelegen sind. Durch eigens für diesen Zweck niedergebrachte Bohrungen wird bei geringem Bedarf anfallendes Erdgas eingepreßt. Steigt der Bedarf über die angelieferte Menge, kann das Erdgas aus denselben Bohrungen, die nun Sonden heißen, wieder entnommen werden. Der Fachausdruck für diese disponible Gasmenge ist „Arbeitsgas“. Diesem gegenüber steht das im Speicher vor Speicherbeginn noch vorhandene Restgas, das als „Polstergas“ bezeichnet wird und das im Normalfall während des Speicherbetriebes nicht gefördert wird.

Dem steigenden Inlandsbedarf an Erdgas folgend, wurde die Kapazität der Erdgasspeicher, z. B. der ÖMV AG, seit 1968 laufend vergrößert (Abb. 85). Den Vertragspartnern (im Falle der ÖMV die Landesferngasgesellschaften) steht gegenwärtig ein nutzbares Arbeitsgasvolumen von rund 2,2 Mrd. Normalkubikmeter Gas und eine stündliche Abgabeleistung von etwa 1,0 Mio. Normalkubikmeter zur Verfügung. Ein Normalkubikmeter m^3 (V_n) ist

SPEICHERBEWEGUNG

IN MILLIONEN NORMALKUBIKMETER

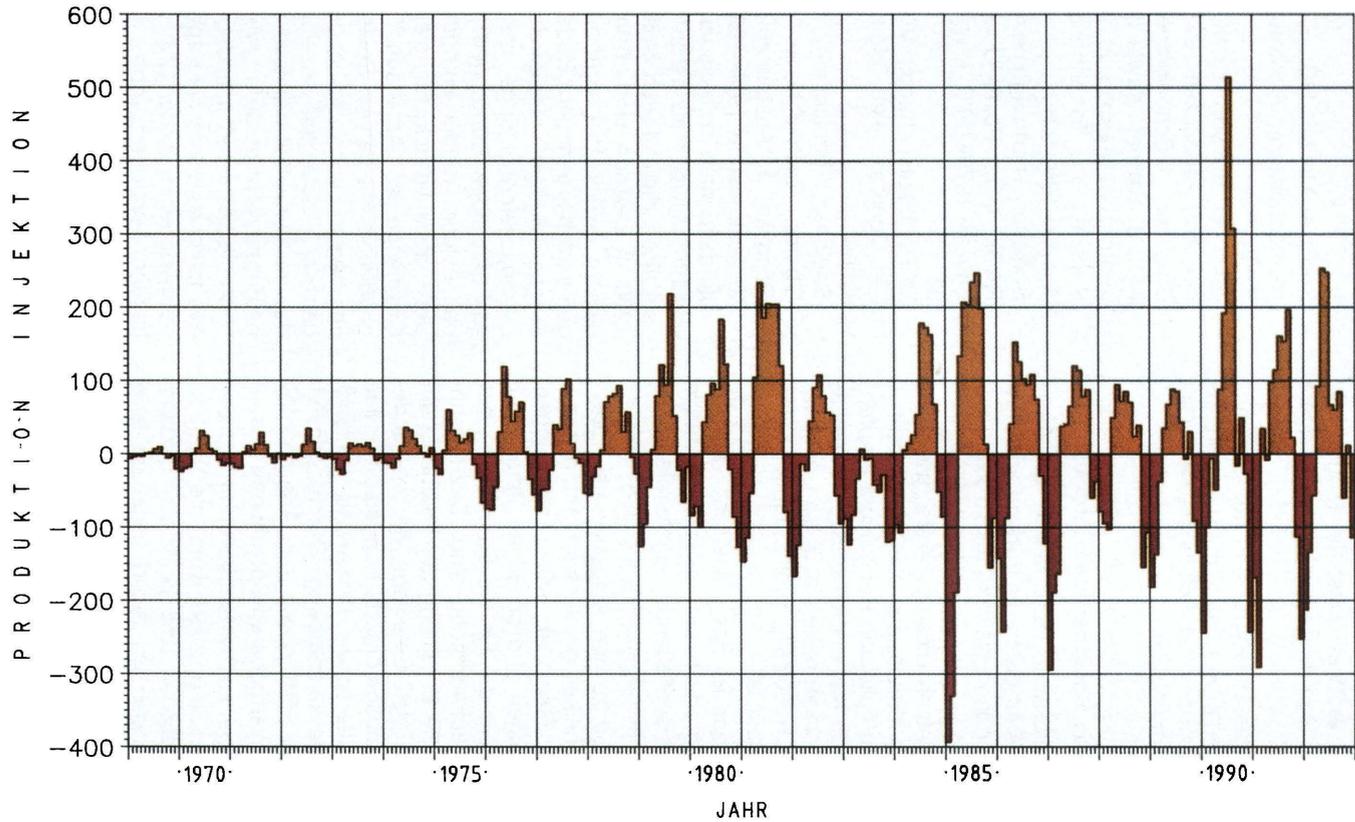


Abb. 85

ein Kubikmeter Gas zu den Standardbedingungen von 0°C und atmosphärischem Druck.

Bei weiter steigenden Importgasmengen wird es notwendig sein, das Speichervolumen weiter auszubauen. Zum wirtschaftlichen Betrieb eines Erdgasspeichers sind die günstige Lage zu den Verbrauchszentren, geringe Gaskompressionskosten, hohe Arbeitsgas- sowie geringe Polstergasmengen wesentlich, was bei allen österreichischen Speichern erfüllt ist. Weitere Angaben zum Thema Erdgasspeicher sind auch Kapitel II.4.2.2. zu entnehmen.

Literaturauswahl zum Hauptkapitel II.3.6.:

ASTL, A., VOIGT, H. D. & LAUTERBACH, M. 1979; BACHER, R. 1979; BERGER, F. 1987; BETZ, D. 1964; BITTKOW, P., FRITSCH, B. & SEUME, T. 1989; BLUM, E. 1955, 1956 und 1958; BOUHROUM, A. 1992; BREMEIER, M., FINK, G. & HEINEMANN, Z. 1991; BRUNNER, W. & ZISSER, F. 1991; DIETZEL, H.-J. & KLEINITZ, W. 1989; DIETZEL, H.-J. 1990; DOLAK, E. 1969; DOLAK, E. & LACHMAYER, O. H. 1970; DOLAK, E. & PERNTHANER, P. 1976; DOLAK, E. et al. 1982; FERTL, W. H. 1981; GADE, B., HOLLERBACH, A. & NEUMANN, H.-J. 1988; GAMPERL, J. 1980 und 1982; GRAF, H.-G. et al. 1984; HOLLINDERBÄUMER, J. 1991; HOLST, A. 1988; HORVATH, Sz. & LACHMAYER, O. H. 1964; KARNER, R. 1983; KASSAI, L. 1980; KAUFMANN, A. 1961, 1976, 1978 und 1984a; KAUFMANN, A. & STOCKENHUBER, F. 1979; KESSEL, D. G. 1983 und 1986; KESSEL, D., PUSCH, G. & ALBERTSEN, M. 1989; KLEINITZ, W. 1988; KLEINITZ, W. & BAK, F. 1991; KOSSWIG, K. 1980; KREJCI-GRAF, K. 1979 b; KRETSCHMAR, H.-J., KAMMEL, D. & HEIDENREICH, H. 1989; KRETSCHMAR, H.-J., CZOLBE, P., HEILMANN, M. & KÜHNEL, G. 1985; LANGANGER, H. 1989; LAUTERBACH, M., VOIGT, H.-D. & ASTL, A. 1979; LEPPER, U. 1976; LOGIGAN, St. 1955 und 1982; LOGIGAN, St. & LACHMAYER, O. H. 1969; LOGIGAN, St. et al. 1977; LÖTSCH, Th. & PUSCH, G. 1988; LÜBBEN, H. 1980; MALCHER, H. 1976; MARAVIC, M. 1976; MAYERGÜRR, A. 1976; MISRA, A. 1962; MOHR, W. 1989; MÜLLER, K. 1960, 1961 a und 1961 b; NEUMANN, H.-J. 1964, 1981 a und 1981 b; NEUMANN, H.-J. & PACZYŃSKA-LAHME, B. 1986; PERNTHANER, P. 1969; PUSCH, G., MEYN, R. & MÜLLER, Th. 1987; PONTILLER, F. 1992; PUSCH, G. 1989; PUSCH, G. & LÖTSCH, Th. 1987; PUSCH, G., MEYN, R. & MÜLLER, Th. 1987; PYC, J. 1991; RANJBAR, M. 1991; REINICKE, M. 1988; RIECKMANN, M. 1983; RIEDER, E. 1991; RÜHL, W. 1976, 1977 a und 1977 b; RÜTTINGER, J. 1975; SCHLEINZER, H. 1984 und 1991; SCHÖNBERGER, K. 1982; SCHRÖCKENFUCHS, G., LOGIGAN, St. & SPITZL, J. 1973; SCHRÖCKENFUCHS, G. 1984; SCHUBERT, Ch. 1985; SCHULZ, W. 1970; SCHULZ, W., WESSELY, W. & BRASE, K. 1991; SEITZ, E. 1984; STOCKENHUBER, F. 1976, 1978 und 1983; SÜSSER, R. 1989; THRASH, J. C. jr. 1980; TUNN, W. 1979; VÖGL, E. 1961, 1965 und 1970; VOIGT, H.-D. 1979 und 1990; WHITE, D. A. & GEHMAN, H. M. 1979; ZIEGENHARDT, W. 1976; ZISSER, F. 1992.

II.3.7. Dokumentation der Ergebnisse von Prospektion und Aufschließung

von Friedrich BRIX

Die in den Abschnitten II.2. und II.3. beschriebenen Tätigkeiten bei der Aufsuchung und Aufschließung von KW-Lagerstätten erfordern eine entsprechende Dokumentation der Ergebnisse.

Die Erdölgesellschaften haben dabei spezielle Gepflogenheiten, Berichtsarten und Formulare entwickelt, die sich aber grundsätzlich zumeist nur unwesentlich voneinander unterscheiden. Es müssen eben die sehr ähnlichen Vorgangsweisen und deren Resultate sowohl für den firmeninternen Gebrauch wie für die Berichter-

stattung an die zuständigen Behörden entsprechend festgehalten werden.

Im folgenden werden die wichtigsten Berichte und Dokumentationen in geraffter Form beschrieben, wobei die dazugehörenden Arbeiten mit den betreffenden Artikeln zitiert werden.

II.3.7.1. Geowissenschaftliche Prospektion

Alle Prospektionsarbeiten, die der Aufsuchung von KW-Lagerstätten dienen, wie geologische, geophysikalische und