

Die Lagerung von Kohlenwasserstoffen im Untergrund : (Vergleichende Betrachtung und Erfahrungen im Ausland)

Autor(en): **Reiss, J. / Schaumberg, G.**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **68 (1977)**

Heft 1

PDF erstellt am: **22.07.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-914976>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Schweizerischen Rheinsalinen angehören. Während die NAGRA auf eigene Rechnung vorwiegend die Laboruntersuchungen durchführt, in der Meinung, dass daran weder die Öl- noch die Gas- noch die Salzindustrie interessiert seien, betreibt das «Konsortium Untertagespeicher» die Untersuchungen im Feld, also alle Sondierbohrungen und Sondierstollen, bis zum Zeitpunkt, wo eine Lagerstätte gefunden ist, in welcher eine Einlagerung radioaktiver Abfälle tatsächlich projektiert werden könnte.

Dieses aufwendige Untersuchungsprogramm, das vom Anfang bis zum Ende ganz auf Sicherheit gegen radioaktive Schäden ausgerichtet ist, stösst nun paradoxerweise schon in seiner ersten Phase, nämlich bei der Ausführung von Sondierbohrungen und Sondierstollen, auf grosse psychologische und politische Widerstände.

Lokale und kantonale Behörden verhindern Sondierbohrungen und Sondierstollen aus lokalpolitischen Überlegungen, den gesamtschweizerischen Charakter des Problems völlig verkennend. Bereits ist durch solche Untersuchungsverbote die geologische Abklärung wichtiger, interessanter Gesteinsvor-

kommen um Jahre verzögert worden. Und das, obschon jedermann weiss, dass in bestehenden Kernkraftwerken, in Spitälern und Forschungslaboratorien seit langem solche Abfälle produziert werden und die Planung der Endlagerung eine grosse, nachgerade beunruhigende *zeitliche Verspätung* aufweist. Der Rückstand gegenüber Deutschland kann ruhig mit etwa 15 Jahren angenommen werden.

Was die *Mehrheit* der Bevölkerung als zwingende Massnahme eines *modernen Umweltschutzes* betrachtet und zu Recht fordert, empfindet jene *Minderheit*, in deren Nähe der Abfall gelagert werden soll, selbstverständlich als eine *Belastung*.

Dieser Minderheit verständlich zu machen, dass eine solche Belastung *nicht unzumutbar* ist, dass sie nämlich nicht grösser ist als andere Belastungen, die wir alle täglich zu akzeptieren bereit sind, müsste doch wohl auch als eine vornehme, ja eine obligatorische, wenn auch *unpopuläre* Aufgabe der obersten Bundesbehörden betrachtet werden.

Adresse des Autors

Heinrich Jäckli, Dr. sc. nat., Professor für Geologie an der ETHZ, Limmattalstrasse 289, 8049 Zürich.

Die Lagerung von Kohlenwasserstoffen im Untergrund¹⁾

(Vergleichende Betrachtung und Erfahrungen im Ausland)

Von J. Reiss und G. Schaumberg

Mit steigendem Energieverbrauch müssen entsprechende Speicher für die Einlagerung von Gas, Öl und Atommüll bereitgestellt werden. Die Autoren erläutern die Möglichkeiten der Lagerung anhand von praktischen Beispielen. Fast überall ist der geologische Untergrund für irgendeine Speicherart geeignet.

1. Allgemeines

Die aus betrieblichen oder absatztechnischen Gründen notwendige Vorratshaltung von Rohöl, Ölprodukten und Gas wurde – bedingt durch die regionale Begrenzung der entsprechenden Versorgungsunternehmen – zunächst ausschliesslich in oberirdischen Behältern vorgenommen. Mit steigendem Energieverbrauch und zunehmender Ausweitung der Gasversorgungsunternehmen in überregionalen Verteilergesellschaften, die in der Regel durch Gasimporte darauf angewiesen sind, eine hohe Benutzungsstruktur einzuhalten (7000–8000 Bh/a)²⁾, mussten die Speicher in immer grösseren Dimensionen hergestellt werden. Dies zeigte dann auch sehr bald die Grenzen der obertägigen Lagerung auf, da solche Speicher sowohl von der Investition her wie auch von der Unterhaltung sehr teuer sind und überdies grosse Bebauungsflächen beanspruchen, wie dies aus den Fig. 1 und 2 sehr deutlich hervorgeht. Diese Figuren zeigen eine Anlage mit 8 Kavernen und einer Speicherkapazität von 2,8 Millionen m³ Rohöl, überdeckt von einem Tanklager, bestehend aus 18 Tanks zu je 100000 m³ Inhalt und einem Fassungsvermögen von 1,8 Millionen m³ Rohöl.

2. Die Speicherung von Öl im Untergrund

Seit Mitte der sechziger Jahre werden in Europa in grossem Umfang Mineralöl-Untergrundspeicher angelegt, ausgelöst durch eine weitgehend einheitliche Gesetzesregelung über die Bevorratung von Mineralölprodukten in der EG, aber auch durch das Sicherheitsdenken, insbesondere der Staaten, die

Vu la consommation croissante d'énergie, il faudra préparer des lieux de stockage pour l'entreposage du gaz, du pétrole et des déchets radioactifs. Les auteurs commentent les possibilités de stockage à l'aide d'exemples pratiques. Le sous-sol géologique se prête presque partout à l'un ou l'autre mode de stockage.

auf den Import ausschliesslich oder nahezu ausschliesslich angewiesen sind.

An unterirdischen Speichern bieten sich an:

1. Ausgeförderte Öl- oder Gaslagerstätten
2. Wassergefüllte Porenräume in klastischen Sedimenten, die eine lagerstättenähnliche Ausbildung sowie einen dichten Abschluss zum überlagernden Gebirge haben (sog. Aquifere)
3. Künstlich geschaffene Hohlräume im Felsgestein, wozu auch aufgelassene Bergwerke, Tunnel oder Stollen zählen können
4. Künstlich geschaffene Hohlräume in Salzformationen, die – soweit es sich nicht um aufgelassene Salz- oder Kalibergwerke handelt – in der Regel durch Ausspülen des Salzes von «übertage» durch Bohrungen hergestellt werden.

2.1 Die Speicherung von Öl in Steinsalz-kavernen

Als häufigste Methode der unterirdischen Speicherung von Öl und Ölprodukten hat sich bisher die Speicherung in ausgespülten Steinsalz-kavernen herausgebildet, da Steinsalz als absolut impermeabel angesehen werden darf, keine Verbindung mit dem Speicherprodukt eingeht und im allgemeinen so tief im Untergrund ansteht, dass Beschädigungen des Speichers von der Oberfläche her ausgeschlossen werden können. Ausserdem besitzt Steinsalz die für den Kavernenbau ausreichende Standfestigkeit und lässt sich gesteuert aussolen. Durch ent-

¹⁾ Referat anlässlich der Vereinsversammlung des Schweiz. Nationalkomitees der Weltenergiekonferenz vom 22. September 1976, gehalten von J. Reiss.

²⁾ Bh = Benutzungsstunden

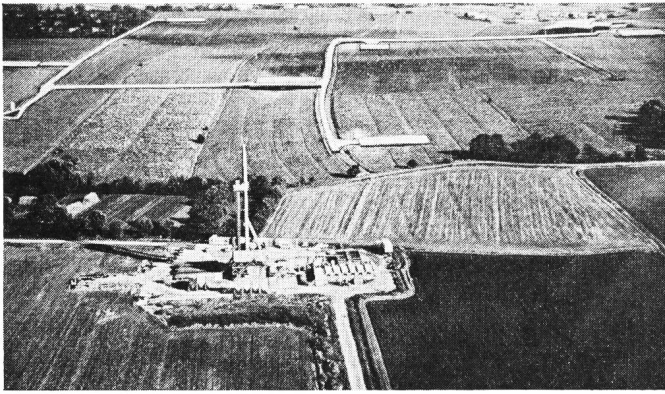


Fig. 1 Blick auf ein Kavernenfeld mit einer Tiefbohranlage

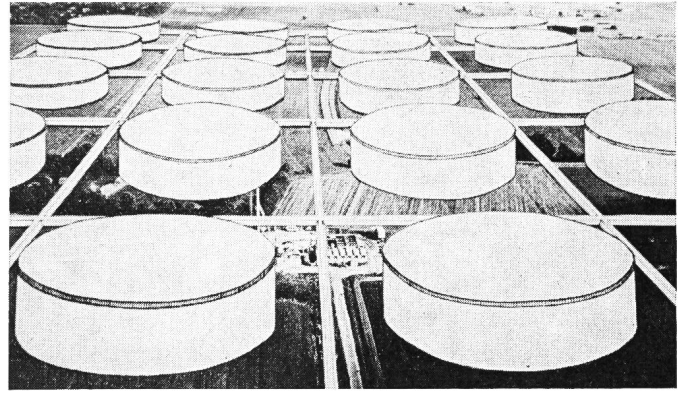


Fig. 2 Kavernenfeld, überdeckt von einer Tankanlage, bestehend aus 18 Tanks

sprechende Massnahmen beim Solen (Solprozeßsteuerung durch gezielten Einbau der Solrohre sowie durch Optimierung der Solrate bzw. durch Anwendung des geeignetsten Solverfahrens) kann die für die gegebene Standfestigkeit der Kaverne optimale Form hergestellt werden.

Bei Ölkavernen werden in Salzstöcken in der Regel langgestreckte, senkrecht stehende Hohlräume hergestellt, die Höhen bis zu 600 m und Durchmesser bis zu 50 m haben können (350 000–500 000 m³). Ist man dagegen gezwungen, Kavernen in schichtförmigen Salzlagern auszuspülen, so wird die Höhe der Kaverne durch die Mächtigkeit der Lagerstätte begrenzt. In diesem Fall muss der geforderte Hohlraum durch Vergrößerung des Kavernendurchmessers erzielt werden. Im Extremfall, zum Beispiel bei sehr flachen Lagerstätten, kann der Hohlraum auch durch Solen über 2 Bohrlöcher hergestellt werden, wobei das Salzgebirge zwischen den Bohrungen zunächst durch Einpressen von Wasser unter sehr hohem Druck (2- bis 2,2faches des hydrostatischen Druckes) gefract werden muss (zum Beispiel Rhône-Progil). Beim Solprozess wird das Frischwasser durch die Bohrung A in die Lagerstätte gepumpt und gelangt durch den Fractunnel unter ständiger Aufsatzung, entsprechend Fig. 3 zur Bohrung B, wo die Sole ausgetragen wird. (Besonderheit: Versenkung der Sole in der Bohrung A mittels eines Tubingstranges in einen tiefer gelegenen permeablen Horizont.) Auf diese Weise entsteht ein zwischen den Bohrungen befindlicher, langgestreckt liegender Hohlraum. Allerdings wird das Volumen einer derart hergestellten Kaverne auch bei Bohrlochabständen von bis zu 100 m nicht wesentlich über 10 000 m³ liegen können, während beim Solen von Kavernen in Salzstöcken Volumina bis zu 500 000 m³ hergestellt werden können.

Dabei ist anzumerken, dass Ölkavernen in Salzstöcken so ausgelegt sind, dass das Speichergut durch Verdrängung mittels Frischwasser ausgelagert wird. Bei dieser Verdrängung findet ein erneuter Solprozess statt, der zu einer Volumenvergrößerung um etwa 17,5% führt. Da die Kavernen in der Regel für fünfmaligen «Umschlag» ausgelegt sind, bedeutet das eine Volumenverdoppelung, so dass die Ölkavernen tatsächlich bereits in der Planung für ein Volumen von 1 Million m³ konzipiert sind.

In den USA sowie in Westeuropa, vor allem im norddeutschen Küstenbereich und in Südfrankreich, finden sich ideale Voraussetzungen für den Bau von Steinsalzavernen, da hier Salzstöcke bzw. mächtige Salzlager in ausreichender Menge vorhanden sind. Zudem sind, insbesondere in Norddeutschland, die Fragen der Frischwasserbeschaffung sowie der Sole-

besichtigung durch die Nähe der Nordsee verhältnismässig einfach zu lösen. Überlegungen, Salzavernen offshore in der Nordsee anzulegen, werden bereits seit einiger Zeit angestellt.

Bedingt durch diese Tatsachen waren Ende 1975 in der Bundesrepublik Deutschland etwa 6,5 Millionen t Rohöl in Steinsalzavernen gespeichert. Ein Überblick über die Verteilung gibt Fig. 4.

Die Speicherung von Rohöl und Ölprodukten in gesolten Steinsalzavernen kann als technisch ausgereiftes Verfahren angesehen werden. Bei insgesamt 123 Bohrungen in der BRD mussten lediglich 3 Bohrungen als nicht solfähig verworfen und verfüllt werden. Das entspricht etwa 2,5%.

2.2 Die Speicherung von Öl in aufgelassenen Bergwerken

Die Speicherung von Rohöl und Ölprodukten in aufgelassenen Bergwerken ist sicherlich eine kostengünstige Art der Untertagespeicherung, wenn entsprechende Gruben vorhanden und diese den sehr strengen Sicherheitsanforderungen entsprechen. Auch hier gilt wieder, dass Salzbergwerke gegenüber anderen Bergwerken den Vorteil a priori dichten Gesteins

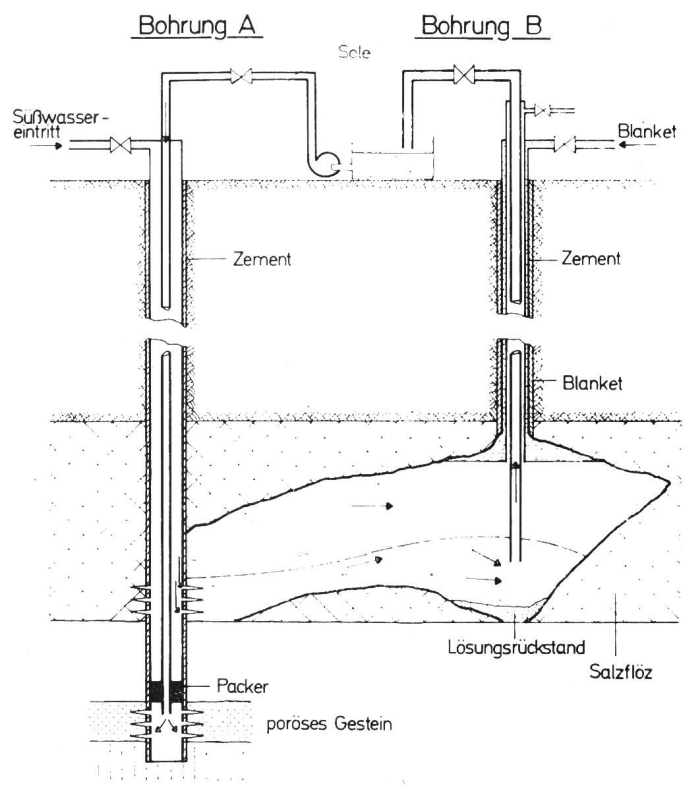


Fig. 3 Solen über 2 Bohrlöchern mit Soleversenkung in Bohrung A

haben. Undichtigkeiten sind meist gut lokalisiert und sehr gezielt abdichtbar.

In der BRD wurde zu Beginn der siebziger Jahre das ehemalige Kalisalzbergwerk «Wilhelmine Carlsgrück» bei Verden/Aller als Rohölspeicher eingerichtet. Dazu musste zunächst der Schachtsumpf entwässert und abgedichtet werden. Anschließend wurde der Schacht unterhalb des Kontaktes Salz-Deckgebirge zur Sicherung gegen Tageswässer durch Einbau eines Schachtpfropfens gesichert (Fig. 5). In den Schachtpfropfen wurden 18%"-Casings einzementiert, durch die 7"-Steigrohre bis in den Speicherhorizont führen. Die Entleerung des Speichers erfolgt mittels Tauchkreispumpen, die an den Futterrohren hängen. Nach Beendigung dieser Arbeiten konnte mit der Befüllung des Speichers, der ein Fassungsvermögen von etwa 500000 t Rohöl hat, begonnen werden.

Als bedeutendstes Beispiel für die Rohölspeicherung in stillgelegten Bergwerken ist jedoch die ehemalige Eisenerzgrube May-sur-Orne in Frankreich zu nennen. Hier sollen 150 km unterirdische Strecken zur Speicherung von 5 Millionen m³ Rohöl verwendet werden [1].

Auch in Grossbritannien soll eine ehemalige Anhydritgrube im Teeside County in einen Rohölspeicher mit einer Kapazität von 9 Millionen t umgewandelt werden. Das im Mittel 7 m mächtige Anhydritlager liegt in Teufen zwischen 150 und 310 m [1].

Schliesslich wird in Südafrika eine ehemalige Kohlengrube bereits seit 1969 als Rohölspeicher benutzt [1].

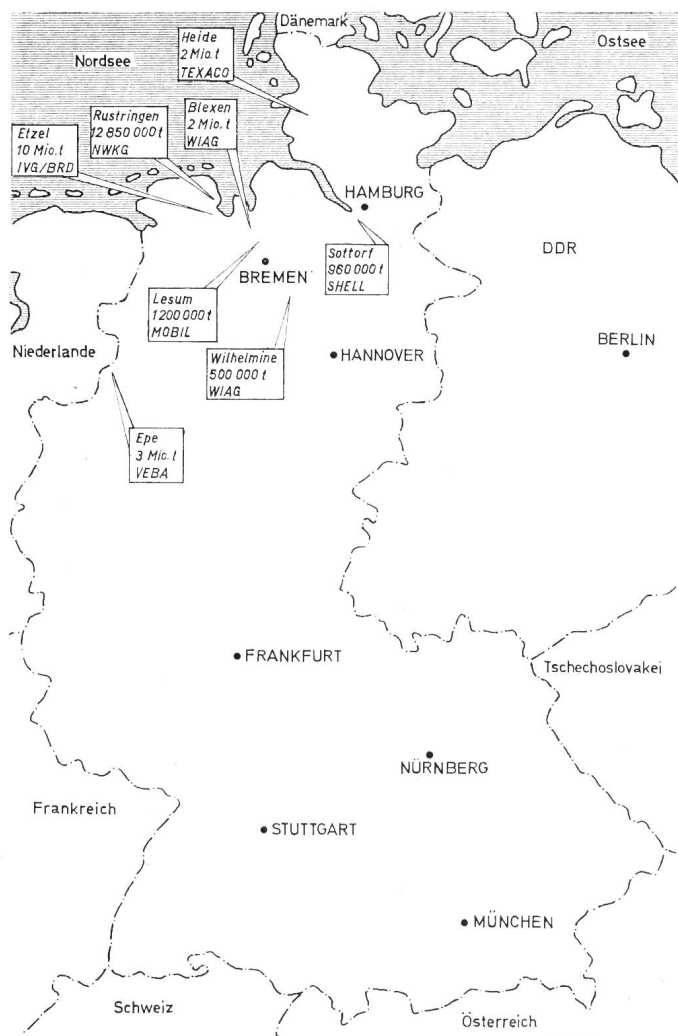


Fig. 4 Standorte der deutschen Ölspeicher

2.3 Die Speicherung von Öl in Felskavernen

Überall dort, wo keine für die Anlage von Speichern geeigneten Salzvorkommen angetroffen werden und wo entsprechende Bergwerke nicht zur Verfügung stehen, muss nach anderen unterirdischen Speichermöglichkeiten gesucht werden. Diese bieten sich an in der Anlage von Felskavernen, die jedoch möglichst homogene, harte Gesteinsformationen erfordern, so dass die geforderte Standfestigkeit der Kavernen gegeben ist. Am geeignetsten haben sich dichte Kalke, Anhydrit sowie kristallines Grundgebirge für den Kavernenbau herausgestellt.

Felskavernen können ausschliesslich bergmännisch aufgeföhren werden, das heisst, Felskavernen sind teurer in der Herstellung als die Umstellung aufgelassener Bergwerke oder ausgesolte Steinsalzkavernen. Für den geologisch-lagerstätten-technischen Untersuchungsaufwand gilt das gleiche.

Ein wesentliches Kriterium beim Felskavernenbau ist die Dichtigkeit des Gesteins gegen das Eindringen von Kohlenwasserstoffen. Als im Prinzip dicht ist in dieser Kategorie nur der Anhydrit anzusehen, da sämtliche übrigen Gesteine eine mehr oder weniger starke Porosität und Permeabilität bis hin zu einer bestimmten Klüftigkeit aufweisen. Um trotzdem die Forderung nach der Dichtigkeit sowie nach dem Schutz des Biozyklus vor dem eingelagerten Produkt zu erfüllen, muss beim Felskavernenbau zu einem technischen Trick gegriffen werden, indem man sich den Dichte- bzw. Schwereunterschied zwischen dem Speichergut Öl und dem Porenwasser zunutze macht. Wie aus Fig. 6 hervorgeht, steht der Kavernenhohlraum unter hydrostatischem Druck, da alle Poren des Gesteins unterhalb des Grundwasserspiegels mit Wasser gefüllt sind. Das Porenwasser fliesst ständig dem Kavernenhohlraum zu und wird von Zeit zu Zeit abgepumpt.

Voraussetzung für die Wirksamkeit dieser sogenannten «dynamischen» Dichtigkeit von Felskavernen ist jedoch, dass die Speicher in solchen Gebieten erstellt werden, wo die Wasserversorgung des Gesteins immer gewährleistet ist. Dies ist im allgemeinen dann der Fall, wenn der Speicher so weit unter dem Grundwasserspiegel angebracht wird, dass auch in Trockenperioden, wenn der Grundwasserspiegel absinkt, immer noch ein ausreichender hydrostatischer Überdruck vorhanden ist.

Um die Betriebskosten für die Wasserhaltung – Abpumpen und Reinigen des in den Speicher eingedrungenen Wassers – jedoch möglichst gering zu halten, sollten Felskavernen bevorzugt in Gesteinen mit geringer Permeabilität angelegt werden, so dass die eindringende Wassermenge so klein wie möglich bleibt.

Neben diesen petrographischen und hydrologischen Untersuchungen sind des weiteren noch umfangreiche geochemische Voruntersuchungen notwendig, die klären sollen, dass die Verträglichkeit von Speicherprodukt und Porenwasser bzw. Gestein gegeben ist, das heisst dass durch den Kontakt zwischen dem zu lagernden Produkt und dem Gestein bzw. dem Porenwasser keine chemischen Reaktionen entstehen, die entweder die Eigenschaften des Gesteins oder gar des Produktes verändern.

Auch der Felskavernenbau ist kein technisches Neuland. Felskavernen für die Ölspeicherung wurden bisher im wesentlichen in Skandinavien angelegt, da diese Länder über keine geeigneten Salzlagerstätten zur Anlage von Speichern verfügen.

Als bedeutendste Projekte sind die Speicher von Stavanger in Norwegen zu nennen, wo die Shell-Raffinerie Sola in 4 Ka-

vernern zunächst 20000 m³ Rohöl speichern will, sowie die Speicher der Koppars-Raffinerie der Shell bei Göteborg in Schweden. Die Felskavernen in Schweden sind zum Teil ausbaufähig bis zu 1 Million m³ Volumen. In Finnland ist bereits seit 1964 bei Porvoo ein Kavernenprojekt mit 500000 m³ Fassungsvermögen in 4 Kammern im Bau. Neben diesen Grossprojekten gibt es in allen 3 Ländern noch zahlreiche kleinere Felskavernenanlagen [1].

3. Die Speicherung von Gas im Untergrund

Produktion und Transport von Naturgas geschehen in der Regel sehr gleichmässig mit Auslastungen, die zwischen 7000 und 8000 Bh/a liegen. Dies wird einmal bedingt durch die gleichmässige Produktion von Gasfeldern, zum andern aber insbesondere durch die Tatsache, dass das Gas vom Erzeuger zum Verbraucher durch Fernleitungen mit bis zu mehreren tausend Kilometer Länge transportiert wird, die nur dann wirtschaftlich gefahren werden können, wenn sie gut ausgelastet sind. Da die Abnahme aber in der Regel starken Schwankungen unterliegt, muss ein Belastungsausgleich vorgenommen werden. Kleine Ausgleichsmengen können aus oberirdischen Kugeldruckbehältern und Mischgasanlagen bezogen werden sowie durch LNG-Anlagen. Saisonale Schwankungen sowie länger anhaltende Belastungsspitzen, wie sie in einem grösseren Versorgungsraum wie beispielsweise einem ganzen Land auftreten, können aber nur aus Untertagespeichern wirtschaftlich gedeckt werden. Ebenso kann eine Krisenbevorratung, wo zwangsläufig sehr grosse Mengen gespeichert werden müssen, wirtschaftlich nur in Untertagespeichern geschehen.

3.1 Die Speicherung von Gas in Steinsalzkavernen

Prinzipiell gilt das bei den Ölkavernen Gesagte auch für Gaskavernen im Steinsalz. Allerdings spielen hierbei Fragen der Dichtigkeit sowie der Standfestigkeit weitaus grössere Rollen. Bei der Dichtigkeit der Kaverne darf nicht nur die Kaverne als solche betrachtet werden, sondern es ist durch besonders sorgfältige Zementation, durch eventuelle Verwendung von Spezialverbindern bei den Verrohrungen sowie durch ausgewählte Komplettierungsmassnahmen dafür Sorge zu tragen, dass keine Gasverluste durch die Bohrung stattfinden, die unter Umständen zu einer Umweltgefährdung führen könnten. Bei der Berechnung der Standfestigkeit ist das Betriebsverhalten der Kaverne zu berücksichtigen. Während Ölkavernen nahezu ausschliesslich der Bevorratung dienen, wobei das Speicherprodukt eingelagert wird und der damit erzeugte Innendruck in der Kaverne über lange Zeiträume gleichmässig auf das umgebende Gebirge wirkt, werden Gaskavernen überwiegend als Betriebsspeicher verwendet, wobei – zumindest saisonal – starke Druckschwankungen auftreten. Das führt zu einer Änderung der effektiv wirksamen Spannungen im Gebirge, was sich wiederum negativ auf die Standfestigkeit auswirkt. Ungünstig ist weiterhin, dass Druckerhöhung und Druckabsenkung in der Kaverne nicht isotherm verlaufen. Um trotzdem die Standfestigkeit und die Konvergenz in Grenzen zu halten, müssen die maximal bzw. minimal zulässigen Betriebsdrücke sowie die maximalen Entnahme- und Einpressraten bereits bei der Planung der Kaverne anhand der gesteinsphysikalischen Daten des Speichergesteins genau definiert werden. Generell führt das im allgemeinen dazu, dass das Volumen der Einzelkaverne begrenzt und die Pfeiler- und Schwebenmächtigkeit gegenüber Ölkavernen erhöht werden müssen.

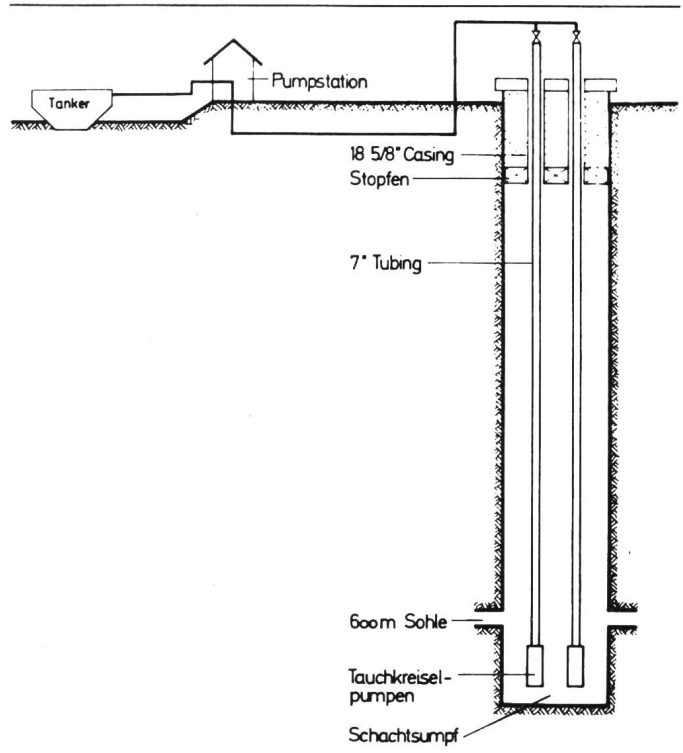


Fig. 5 Schematische Darstellung der Speicherung von Öl in einem Kalisalzbergwerk (Wilhelmine-Carlsglück)

Zur Verringerung der Temperaturänderungen innerhalb der Kaverne trägt ein grosses Verhältnis von Kavernenoberfläche zu -volumen bei, weil dadurch der kumulative Wärmeübergang vom und in das Gebirge begünstigt wird. Diese Überlegung führt zwar hin zur schlanken Kavernenform, jedoch haben derartige Kavernenformen höhere Konvergenzraten als kugelförmige, die wegen der günstigen gebirgsmechanischen Spannungsverteilung optimal sind.

Ausserdem darf ein Grenzwert an Kavernenhöhe sowie an Arbeitsvolumen nicht überschritten werden, da dies Auswirkungen auf den Fracdruck hat. Der Fracdruck ist derjenige Druck, bei dem am Rohrschuh der letzten zementierten Rohrtour hydraulische Rissbildung auftritt. Der kritische Wert liegt – je nach Ausbildung des Salzes – zwischen 0,16 und 0,19 bar/m.

Grundsätzlich kann gesagt werden, dass um so mehr Gas gespeichert werden kann, je tiefer die Kaverne angelegt wird. Gleichzeitig steigt auch der Anteil des Arbeitsgases. Diesen

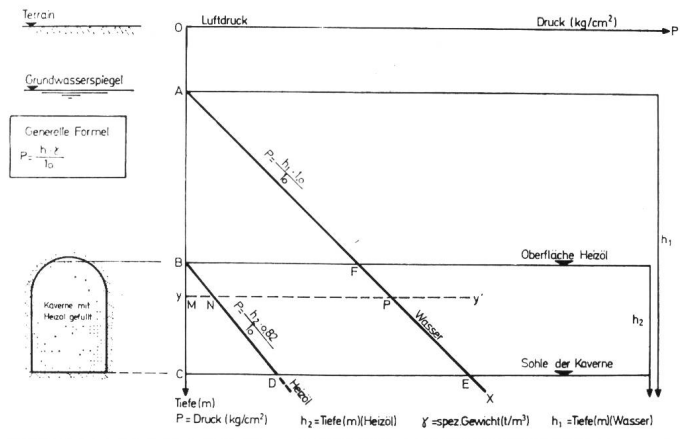


Fig. 6 Druckverhältnisse in einer Felskaverne

Überlegungen steht jedoch entgegen, dass mit zunehmender Teufe auch die Investitions- sowie die Bau- und Betriebskosten steigen und dass die Konvergenzrate rapide zunimmt, so dass im Laufe der Zeit mit höherem Verlust am Kavernennutzvolumen gerechnet werden muss. Das führt zwangsläufig zu einem Optimierungsprozess und letztlich zu einem Kompromiss zwischen Speicherdruck und -volumen, der so gelöst werden kann, dass das Speichervolumen auf mehrere Einzelspeicher aufgeteilt wird, die nur in solchen Teufen angelegt werden, dass die anstehenden bzw. geforderten Gasdrücke wirtschaftlich ausgenutzt bzw. dargestellt werden können [2].

Gegenüber anderen Untertagespeichern haben Steinsalz-kavernen den Vorteil, dass sie sich zur Speicherung grosser Gasmengen insbesondere für die Spitzenbedarfsdeckung dadurch sehr gut eignen, dass sie mit grosskalibrigen Verrohrungen ausgestattet werden können und dadurch in kürzester Zeit sehr grosse Gasraten darstellen können.

Diese Eigenschaft der Kaverne macht man sich zurzeit bei dem Prototyp eines Gasturbinen-Spitzenkraftwerkes in der BRD im Gebiet Oldenburg (Kraftwerk der Nordwestdeutschen Kraftwerke AG in Neuenhunorf) zunutze, wo während der Schwachlastzeiten Luft in 2 Kavernen gepresst wird, die bei Betrieb des Kraftwerkes zur Spitzenzeit direkt aus den Kavernen in die Verbrennungskammern der Gasturbinen geleitet

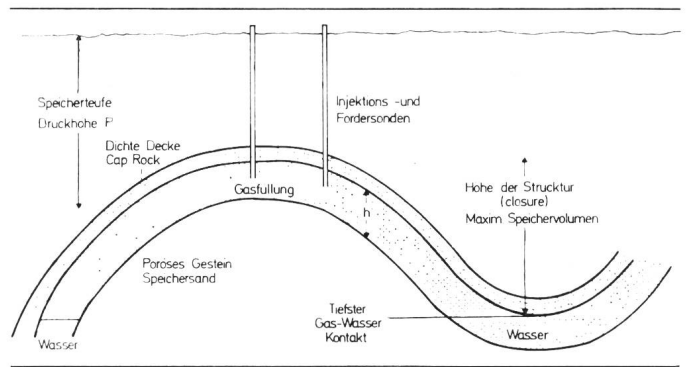


Fig. 8 Schematische Darstellung eines Porenspeichers

wird. Die in 600 m Teufe gelegenen Kavernen sollen mit Drücken zwischen 75 und 45 bar betrieben werden und müssen eine Luftrate von 417 kg/s darstellen. Die Anlage ist noch im Bau.

Die Gasspeicherung in Steinsalz-kavernen wurde 1961 erstmalig in den USA praktiziert und hat – als erfolgreiches und wirtschaftliches Speicherverfahren – inzwischen weltweite Verbreitung erfahren. Heute sind derartige Speicher sowohl in den USA wie auch in Kanada, in der UdSSR, in Frankreich (Tersanne), in Grossbritannien sowie insbesondere in der BRD im Bau bzw. im Betrieb. Dabei kann gesagt werden, dass die BRD mit einer Speicherkapazität von knapp 650 Millionen m³ (Vn) bis 1980, wovon 80 Millionen m³ (Vn) bereits zur Spitzenbedarfsdeckung zur Verfügung stehen, an der Spitze steht. Einen Überblick über die Gasspeicher in der BRD gibt Fig. 7.

Sämtliche bereits im Betrieb befindlichen Gasspeicher laufen zur vollsten Zufriedenheit der Betreiber.

Neben der Gasspeicherung in gasförmigem Aggregatzustand kann in Steinsalz-kavernen naturgemäss auch Flüssiggas (LPG) gespeichert werden, wie dies bei dem ersten deutschen Speicher, der Kaverne Heide 101 der Texaco, geschieht. Diese Kaverne mit einem Fassungsvermögen von etwa 20000 m³ wurde 1963 fertiggestellt und ist mit Propan/Butan gefüllt.

Lediglich die Speicherung von Naturgas in flüssigem Aggregatzustand, sogenanntes LNG, in Steinsalz-kavernen ist bisher grosstechnisch wegen der komplizierten thermodynamischen Verhältnisse noch nicht möglich. Jedoch wird an der Lösung dieses Problems gearbeitet.

3.2 Die Speicherung von Gas in Porenspeichern

Für die Speicherung von Gas in Porenspeichern müssen folgende geologische Voraussetzungen erfüllt sein (Fig. 8):

- das Vorhandensein poröser und permeabler Gesteinsschichten in geeigneter Teufe,
- die Ausbildung einer für die Speicherung geeigneten Struktur wie zum Beispiel einer Antiklinale (Aufwölbung) oder einer abdichtenden Verwerfung,
- das Vorhandensein einer undurchlässigen Deckschicht über dem Speicherhorizont, die ein Abwandern des Gases verhindert.

Poröse Gesteine mit ausreichender Permeabilität sind Sande, Kiese, Sandsteine sowie poröse oder klüftige Kalke, deren Poren in der Regel mit Wasser gefüllt sind.

Die Speicherkapazität eines derartigen Aquifers ist abhängig von dem Volumen des freien Porenraumes, das heisst Porenraum des Gesteins abzüglich des Haftwassers sowie der Mächtigkeit und der Teufenlage der Speicherschicht.

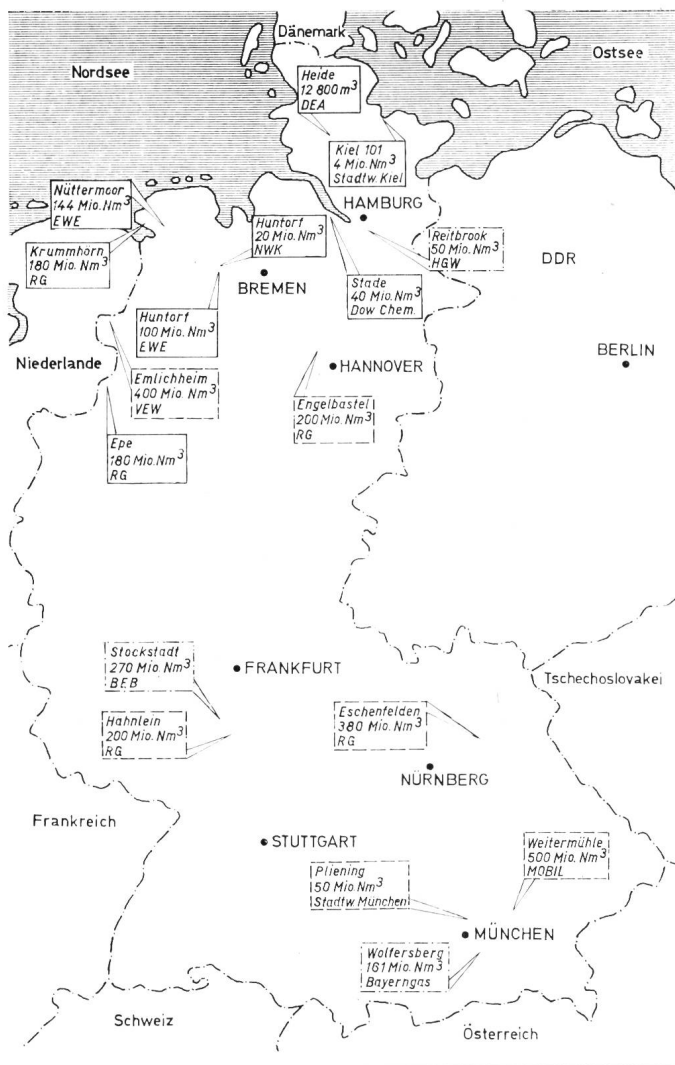


Fig. 7 Standorte der deutschen Gasspeicher

Die Förderkapazität der Einzelsonde und damit die Sonden- zahl pro Speicher bei gegebenen Speicher- und Förderdaten wird dagegen von der Permeabilität des Speichergesteins sowie dem teufenbedingten Gasdruck bestimmt.

Die Deckschichten sind meist Ton oder Tonstein, tonige Mergel oder stark vertonte Sandsteine bzw. Salzschieben. Von ihrer Dichte hängt es ab, ob – bei gegebenen übrigen Voraus- setzungen – ein Speicher eingerichtet werden kann und welcher maximale Speicherdruck möglich ist.

In der Praxis hat es sich herausgestellt, dass die mittleren Porositäten nicht unter 10 % und die mittleren Permeabilitäten nicht unter 70–100 mD liegen sollten. Bezüglich der Teufenlage stellen Speicherteufen von 1500–2000 m insbesondere wegen der Investitionskosten wirtschaftliche Grenzen dar. Technisch sind jedoch auch grössere Speicherteufen zu bewältigen.

Die Hauptschwierigkeit bei Porenspeichern stellt ihre Auf- findung dar. Dabei wird zunächst mit Hilfe der Seismik unter- sucht, wo eine mögliche Speicherstruktur anzutreffen ist (Fig. 9). Die Ergebnisse der seismischen Erkundungen müssen sodann mit den bekannten regionalgeologischen Daten über die anstehenden Formationen korreliert werden. Endgültige Sicherheit über die gesteinsphysikalischen Parameter wie Per- meabilität, Porosität und Abdichthorizont liefern jedoch erst die Bohrkern einer Aufschlussbohrung. Allerdings sind aus den Ergebnissen der Kernuntersuchungen, unterstützt durch eine Reihe von elektrischen Bohrlochmessungen und gegebenenfalls Geophonversenkmessungen zwecks Korrelierung der Ergebnisse der an der Oberfläche durchgeführten seismischen Untersuchungen mit den tatsächlichen Untergrundverhält- nissen, noch keine endgültigen Schlüsse auf die Kapazität sowie den seitlichen Abschluss des Speichers zu ziehen. Hierzu müssen noch etwa 2...4 weitere Bohrungen abgeteuft werden, mit denen dann recht umfangreiche Förder- bzw. Einpresstests durchgeführt werden, um den Abschluss und die Grösse des Aquifers, den Triebmechanismus sowie die Fliesseigenschaften für Wasser und Gas zu ermitteln. Diese Untersuchungen nehmen im allgemeinen mehrere Monate in Anspruch, so dass von Beginn der seismischen Untersuchungen bis zur Fertigstellung eines Porenspeichers etwa 5...8 Jahre vergehen.

Da der Aquifer eine Formation ist, die zwar vor ihrer Nut- zung als Gasspeicher kein Gas enthält, jedoch die Eigen- schaften einer Gaslagerstätte hat, in die lediglich in geologischen Zeiträumen kein Gas aus dem Muttergestein migrierte, handelt es sich um eine sichere Speichermethode. Allerdings ist auch hier, wie beim Kavernenspeicher, besonderer Wert auf eine

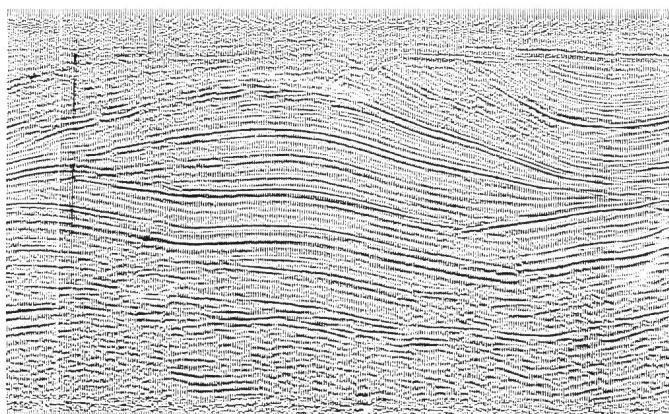


Fig. 9 Seismogramm einer Aufwölbung (mögliche Struktur für einen Porenspeicher)

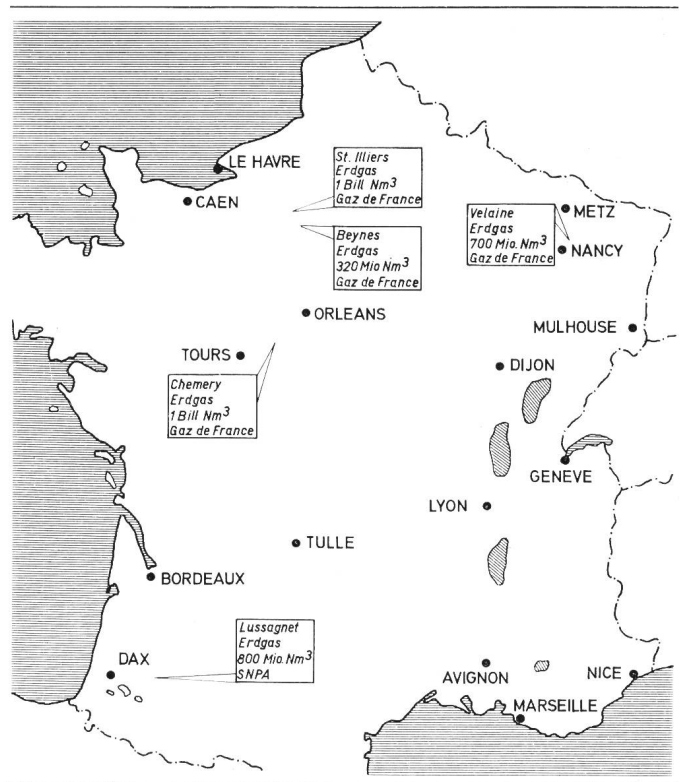


Fig. 10 Standorte der französischen Porenspeicher

exakte Abdichtung der Zugänge durch sorgfältige Verrohrung und Zementation der Bohrungen sowie durch ausgewählte Komplettierungsmassnahmen zu legen.

Beide Speichertypen, Salzkavernenspeicher und Porenspei- cher, haben charakteristische Anwendungsbereiche, die nicht unbedingt zu einer Konkurrenzsituation führen müssen, son- dern einander sehr gut zu ergänzen vermögen. Der Poren- speicher eignet sich insbesondere zum Ausgleich saisonaler Schwankungen sowie für die Bevorratung. Letzteres vor allem wegen der im allgemeinen sehr grossen Speicherkapazität. Diese kann zwar durch Zusammenschaltung mehrerer Einzel- kavernen zu einer Grossanlage auch bei Steinsalzkavernen er- reicht werden, jedoch wird von dieser Möglichkeit in der Regel solange kein Gebrauch gemacht, wie ausreichende Poren- speichermöglichkeit mit sowieso grosser Kapazität zur Ver- fügung stehen.

Die bevorzugte Verwendung des Porenspeichers als saison- aler Speicher wird noch durch die Trägheit des Speichers unterstützt, der sich nicht in kürzesten Zeiträumen auf volle Leistung hochfahren lässt, wie dies bei der Kaverne leicht möglich ist. Deshalb ist die Spitzendeckung ein bevorzugtes Einsatzfeld für die Kaverne.

Porenspeicher sind weltweit verbreitet. Die USA verfügen über 360 Gasreservoirs, Kanada über 17, die UdSSR über 14. In Frankreich sind gegenwärtig 5 Porenspeicher im Betrieb, und in der BRD sind 7 Speicher im Betrieb und 4 weitere im Bau. Die Standorte der französischen Speicher sind aus Fig. 10 ersichtlich [1].

Zu den Porenspeichern sind auch erschöpfte Gas- und Öl- lagerstätten zu rechnen, die in Gasspeicher umgewandelt wer- den. Der Vorteil ehemaliger Lagerstätten liegt darin, dass hier- für keinerlei Exploration mehr aufgewendet werden muss, da sämtliche Lagerstättenparameter sowie die Speicherkapazität, die Druckverhältnisse und die Fliesseigenschaften aus der

Fördergeschichte des Feldes entnommen werden können. Allerdings sei einschränkend gesagt, dass nur Süssgas-Lagerstätten nahezu unbesehen in Speicher umgewandelt werden können. Öllagerstätten eignen sich wegen der gegenüber Gaslagerstätten vielfach andersartigen Lagerstättenparameter sowie insbesondere wegen des Restölgehaltes im Förderhorizont nicht immer für die Gasspeicherung. Hier sind spezielle Untersuchungen notwendig. Sauer gas-Lagerstätten bieten den Nachteil, dass die Gasqualitäten zwischen Speichergas und in der Lagerstätte verbliebenem Restgas nicht übereinstimmen, so dass umfangreiche Aufbereitungsarbeiten erforderlich werden, die in den meisten Fällen einen derartigen Speicher unrentabel machen.

Eine Untersuchung in der BRD hat ergeben, dass bei Einhaltung bestimmter Kriterien von 123 Süssgas-Lagerstätten nur 13 für die Gasspeicherung geeignet sind und ein totales Speichervolumen von etwa $12 \times 10^9 \text{ m}^3$ (V_n) haben. Von den 208 untersuchten Öllagerstätten eignen sich dagegen nur 6 für die Gasspeicherung. Ihr Speichervolumen liegt bei etwa $2 \times 10^9 \text{ m}^3$ (V_n). Insgesamt stünde somit ein nutzbares Speichervolumen von knapp $15 \times 10^9 \text{ m}^3$ (V_n) (Arbeitsgas) zur Verfügung [3].

Nachteilig bei allen Porenspeichern ist, dass der Kissengasanteil, der im Mittel mit 50% des Gesamtspeichervolumens angenommen werden kann, im allgemeinen nicht wiedererwerbbar ist.

3.3 Die Speicherung von Gas in aufgelassenen Bergwerken

Sehr selten ist die Speicherung von Naturgasen im gasförmigen Aggregatzustand in aufgelassenen Bergwerken, da die Abdichtungsarbeiten an den Gruben die Wirtschaftlichkeit des Projektes häufig in Frage stellen.

Bekannt sind lediglich 3 derartige Speicher. Dabei handelt es sich um die 1959...1963 umgerüstete Braunkohlengrube Leyden in den USA, die in 250 m Teufe liegt und eine Speicherkapazität von 85 Millionen m^3 (V_n) bei 21 bar Druck hat, sowie um den abgedichteten Kalischacht Burggraf-Berndorf, der seit 1970 in der DDR in Betrieb ist, und schliesslich um ein Salzbergwerk bei Erfurt in der DDR, das derzeit auf seine Eignung als Gasspeicher untersucht wird [1].

Über die Speicherung von Flüssiggasen in aufgelassenen Bergwerken ist bisher nichts bekannt.

3.4 Die Speicherung von Gas in Felskavernen

Die bisher diskutierten Untertagespeicher für die Gasspeicherung befassten sich – mit Ausnahme einer kurzen Anmerkung bei den Steinsalz kavernen – ausschliesslich mit der Speicherung von Gas in gasförmigem Aggregatzustand.

Steinsalz kavernen sind sowohl für die Hochdruckspeicherung von gasförmigem Gas wie auch für die nahezu drucklose Speicherung von Flüssiggas geeignet, wobei jedoch bei der Flüssiggasspeicherung das Konvergenzverhalten der Kaverne und somit die Teufenlage zu berücksichtigen sind.

Porenspeicher sind in ihrer Gesamtheit nicht für die Speicherung von Flüssiggas geeignet, wenn man von einem Versuch in den USA absieht, wo in Texas Flüssiggas in einer Gaskondensat-Lagerstätte in 1700 m Teufe gelagert wird [1].

Felskavernen sind dagegen nicht für die Speicherung von gasförmigem Gas geeignet. Diesbezügliche Versuche sind bisher immer an der Frage der Abdichtung der Kavernen gescheitert. Somit sind also Felskavernen ausschliesslich als

Flüssiggasspeicher anzusehen, wobei unter Flüssiggas LPG und nicht verflüssigtes Naturgas (LNG) zu verstehen ist, da diese Gase wie zum Beispiel Propan und Butan nur in sehr geringen Anteilen in Wasser löslich sind. Allerdings ist in der Regel dafür Sorge zu tragen, dass der Kavernen-Innendruck – wie bereits bei den Ölspeichern diskutiert – unter dem hydrostatischen Druck des umgebenden Gebirges liegt, um ein Abwandern des Gases in das meist geringfügig poröse Gebirge zu verhindern. Bei Flüssiggasen mit einem Dampfdruck von etwa 9 bar bedeutet das jedoch, dass die Kaverne mindestens 100–110 m unterhalb des Grundwasserspiegels angelegt werden muss. Bei Ölkavernen ist es dagegen ausreichend, zwischen 5 und 20 m unter dem Grundwasserspiegel zu sein, um ein ausreichendes Druckgefälle zum Kaverneninnern zu erhalten. Aus diesem Vergleich wird ersichtlich, dass die Anlage von Flüssiggas-Felskavernen aufwendiger und damit kostspieliger ist als der Bau von entsprechenden Ölspeichern.

Ausgehend von ersten Erfahrungen dieser Art der Flüssiggasspeicherung in Schweden, werden diese Speicher heute in aller Welt erfolgreich betrieben.

In den USA sind rund 10% der Flüssiggas-Untertagespeicher Felskavernen, die in den verschiedensten Gesteinen wie Granit, Schiefer, Kalk und Dolomit neben Ton- und Salzformationen, angelegt wurden.

In Frankreich existieren 3 Felskavernenspeicher. Der Speicher Lavéra liegt in etwa 110 m Teufe, wurde im Kalkstein aufgeföhren und hat ein Fassungsvermögen von 123000 m^3 . Das Speichergut ist Propan. In Petit Couronne, in Nordfrankreich, sind in 2 Kavernen in einer Teufe von etwa 140 m 52000 m^3 Propan und 12000 m^3 Butan gespeichert. Der Speicher Corcelles, eine Propan-Versuchskaverne von 100 m^3 Inhalt, wurde an einer Bergflanke angelegt und künstlich gegen das umgebende Gebirge abgedichtet.

In Grossbritannien wird von ICI eine bergmännisch aufgeföhrene Kaverne in einer Salzformation angelegt (Propylenspeicher bei Port Clarence), in Belgien wurden mehrere Kavernen im Tonstein in der Nähe von Antwerpen angelegt, und in Italien ist bei Livorno in etwa 100 m Teufe eine Kaverne – ebenfalls für Flüssiggas – im Tonstein angelegt worden [1].

4. Schlussbetrachtung

Diese Darstellung soll einen Überblick über die Vielfalt der Möglichkeiten bei der Anlage von Untertagespeichern geben. Prinzipiell ist die Wahrscheinlichkeit, dass der geologische Untergrund für irgendeine Speicherart geeignet ist, nahezu überall gegeben. Letztendlich wird es immer darum gehen, die wirtschaftlichste Lösung zu erkunden, bzw. darum, ob vorhandene Lösungsmöglichkeiten überhaupt wirtschaftlich sind und wenn nicht, möglicherweise der Sicherheitsgedanke Priorität haben sollte.

Literatur

- [1] B. O. Haudan: Untertagespeicherung. Ein weltweiter Überblick. ANEP 1975 – Jahrbuch der Europäischen Erdölindustrie, Otto-Vieth-Verlag, Hamburg 1975.
- [2] H.-G. Haddenhorst, H. Lorenzen, F. Meister, G. Schaumberg und J. Vicanek: Hochdruck-Erdgas-Kavernen. Erdöl-Erdgas-Zeitschrift, Heft 5/6 (1974), S. 154...161, 90, 197...204.
- [3] H. Lübben und G.-J. Gralla: Kriterien für die Speicherung von Gas in deutschen Erdöl- und Erdgaslagerstätten. Haus der Technik, Vortragsveröffentlichungen, Heft 357, Juni 1957.

Adresse der Autoren

Jochen Reiss, Dipl. Bergingenieur, Dipl. Geologe, und Gerd Schaumberg, Dr. Ing., Deutsche Schachtbau- und Tiefbohrergesellschaft GmbH, Waldstrasse 39, D-4450 Lingen (Ems).