講 演
 Lecture

関原天然ガス地下貯蔵の現状とモニタリング計画*

島 本 辰 夫**

(Received October 4, 2012 ; accepted November 29, 2012)

The status of Sekihara UGS and its delta-pressuring project

Tatsuo Shimamoto

Abstract : From a viewpoint of stable supply of gas resources, importance of natural gas underground storage has been widely recognized. Teikoku Oil (INPEX) established, for the first time in Japan in 1969, the underground gas storage (UGS) in Sekihara gas field, which was a depleted gas reservoir located a few kilometers north to Minami-Nagaoka. Since then, it has played a great role for peak shaving and/or emergency stockpile in Minami-Nagaoka gas production operation. At present, approximately 80 MMm³ of working gas is stored with the maximum deliverability of 2.4 MMm³/day.

For the purposes of increasing both the working gas capacity and withdrawal rate, delta-pressuring, operation at a maximum pressure greater than the discovery pressure associated with that reservoir, is expected for Sekihara UGS. Unfortunately, there are no experience and no regulations for “delta-pressuring” in Japan. The special measurements and the monitoring systems installed in Sekihara UGS for the safe operation of delta-pressuring are introduced in this paper.

Keywords : UGS (Underground Gas Storage), delta-pressuring, threshold pressure measurement, closure pressure, ELOT (Extended Leak Off Test), working gas, cushion gas, hysteresis performance

1. 地下貯蔵の現状

我が国の天然ガス需要 (771 億 m³/年) のうち一部 (約 4%) は新潟・関東・北海道など国内で生産されているものの、大部分は海外からの輸入によっている。これら輸入天然ガスは LNG としてタンカーで持ち込まれ、沿岸に位置する 34 か所の受け入れ基地で貯蔵されている (図 1)。LNG の貯蔵には極低温の断熱タンクが用いられており、使用の際には海水などにより加温され気体に戻されたのち、約 6 割は火力発電に使用され、4 割はパイプラインを通じて最終消費者に届けられる。2012 年現在、これら LNG 貯蔵タンクの総貯蔵容量は 1,529 万 kl (34 基地) に達しており、さらに今後 355 万 kl (11 基地) の建設が計画されている。

先に述べたようにタンクでの貯蔵では極低温状態を維持する必要があり、そのためには電力を要する。また設置に際して用地確保が困難な場合もある。さらに我が国の LNG 受け入れ基地は、今後 30 年以内に震度 6 弱以上の地

震の揺れに見舞われる確率の高い地域に立地しているケースが多いとの報告もあり、エネルギーセキュリティの観点からも万全とは言い難い。

地下貯蔵は、ガスを気体のまま地下に圧入して貯蔵する技術であり、タンクに比べ維持費は少なく済む。また、地下深くにあることから地震の影響を受けにくいのも長所の 1 つである。International Gas Union の発行した最近の統計によれば、世界には欧米を中心に 672 か所の UGS (Underground gas storage : ガス地下貯蔵設備) があり、344 Gm³ の天然ガス貯蔵能力があると報告されている³⁾。貯蔵量の 80% は枯渇油ガス田を用いたものであり、帯水層 13%・岩塩ドーム 6% がそれに続く。

図 1 天然ガスの供給と消費

* 平成 24 年 6 月 7 日、石油技術協会春季講演会開発生産部門シンポジウム「多様化するガス開発～天然ガスを求めて」で講演 This lecture was presented at the 2012 JAPT Development and Production Technology Symposium entitled “A wide variety of gas developments” held in Akita, Japan on June 7, 2012.

** 国際石油開発帝石㈱ INPEX Corporation

日本には現在5か所の天然ガス地下貯蔵施設（いずれも枯渇ガス田を利用したもの）が稼働中であり、国産天然ガス田の採掘の一環としての夏季・冬季の需給調整や緊急時のバックアップとして利用されている（図2）。ただし、その総量（ワーキングガス量）は12億 m^3 弱（LNG約200万 kl ）であり、先に述べた我が国の年平均の需要量から考えると6日分に満たない量である。一方、過去に行われた調査では、国内油ガス田の地下貯蔵可能量の総計は約265億 m^3 （LNG換算4,450万 kl ）に上るとされており、そのうち適応度の高い新潟県内の9か所の油・ガス田に限定しても約160億 m^3 （LNG換算2,700万 kl ）であると推定されている²⁾。もちろんこのほかにも帯水層を使用した地下貯蔵にも相当量のポテンシャルがあり、単純に容量だけから考えると、地下貯蔵を利用すれば本邦のガス貯蔵は盤石のようにも感じられる。しかし、現状ではこのような大規模な容積を、そのままエネルギーセキュリティの確保に利用することはできない。なぜならば、現在天然ガスの地下貯蔵施設の活用は、国産天然ガスによる利用に限られており、今後LNGで輸入した天然ガスを地下貯蔵しようとすれば新たな法的枠組みが必要となるからである。すなわち現行の鉱業法あるいは鉱山保安法は『国産天然ガスについては鉱物資源を合理的に開発することに資するとの判断からガス田を利用した地下貯蔵が行われている』という考え方に基づいており、したがって『輸入LNG気化ガスについては当てはまらない』ということになる。

天然ガスの地下貯蔵において圧入されるガスは、既存設備において出し入れ可能な『ワーキングガス』と、排出を行うためのエネルギーとして必要な『クッションガス』に分類されるが、大規模な貯蔵量には相当量のクッションガスが必要となるという問題もある。クッションガスは通常のオペレーションに使えないガスであるため、地下貯蔵

の経済性に大きな影響を与えるものである。このことも地下貯蔵のネガティブな要素である。またLNGタンクと違い沿岸に配置しなければならないという制限はないものの、対象となる地域や地層に限られているため、本当に必要とする場所に十分な地下貯蔵施設を構築できるという保証はない^{1)~3)}。

地下貯蔵のワーキングガス量を増やす別的手段として、運用圧力（圧入圧力）を大きくするという方法（delta-

・国内（新潟県内）5か所

・Working gas は約12億 m^3 （日本の年間消費量の1%）

・すべて枯渇ガス田・初期圧以下の運用

・関原ガス田における天然ガス地下貯蔵はもっとも古い

UGS	Start	Use	Working gas volume, MMm ³
Sekihara	1969	Peak Shaving	80
Katakai	1979	For Emergency	600
Shiunji	1989	Peak Shaving	192
Kumoido	1989	For Emergency	216
Nakajo	1985	For Emergency	80
TOTAL			1,168

『JAPT 70周年 記念出版 石油・天然ガス資源の未来を拓く 2.天然ガス地下貯蔵』
『中央鉱山保安協議会石油鉱山保安部会 平成20年資料』より

図2 日本の天然ガス地下貯蔵

pressuring) も考えられる。通常、枯渇油ガス田において発見時の圧力（初期圧力）は、長い年月にわたりガスを保持してきたという実績があるため、この圧力以下で運用する限りにおいては、ガスの漏えいするリスクは極めて少ないと考えられている。しかし、現実には初期圧力以上の運用に耐える堅牢性を有する油ガス田は数多く存在し、一定の安全基準を満たしていれば、初期圧以上のガスの貯蔵も可能となる。後で述べるが、欧米諸国では少なくとも70か所以上の枯渇油ガス田を利用した地下貯蔵施設において、一定の安全基準を確保したうえで初期圧以上の運用を行っている。一方、本邦において枯渇油ガス田はもとより帯水層やCCS（二酸化炭素の分離および地下貯蔵）に到るまで、流体の圧入により初期圧以上の圧力まで昇圧する際の安全性を確保するための基準は存在していない。したがって、日本の地下貯蔵施設では、すべて初期圧以下の運用を行っているのが現状である。本稿で紹介する関原地下貯蔵ガス田も他と同様に現在も初期圧以下の圧力で運用されているが、キャップロックの堅牢性やスパイルポイントの深度などを調査した結果、初期圧以上の運用が可能であることが示唆された。

2. 関原地下貯蔵ガス田の概要

関原地下貯蔵ガス田は長岡市の南西方約5kmに位置し、その南東にある南長岡ガス田を含め「南長岡鉱山」として操業している。地下構造は2つの高まりが連結した1つの背斜構造で、ガス貯蔵層は海面下1,000m付近の西山層中にあり、その下部および周辺に広大に発達した水層を有した水押し型ガス層である（図3、図4）。

ガス貯蔵層はIII層と呼ばれ、火砕岩質砂岩（IIIa層）と安山岩質集塊岩（IIIb層）から構成される（図4下図）。これらには微小な天然亀裂（フラクチャー）の存在が示唆されており、そのため孔隙率は約10%と低いものの、浸透率は10mdから1,000mdとガス層としては比較的高く、また連続性に優れているため、一般に産出能力は高い。ガス貯蔵層は西山層上部の厚く均質な泥岩で直接覆われており、初期圧力は117.6 $\text{kgf/cm}^2\text{-a}$ （@945mSSL）である。

本ガス田は1961年に発見され、翌62年から商業生産を開始し、1967年に累計量3.2億 m^3 のガスを生産し枯渇した（図5）。その後、1968年7月から翌年4月まで当時の通産省から「重要技術研究開発補助金」の交付を受け、「わ

図3 関原天然ガス地下貯蔵の概要

図4 関原天然ガス地下貯蔵構造図

図5 圧力履歴とシミュレーション結果

図7 熱量変動

図6 ヒステリシスとシミュレーション結果

が国における枯渇ガス田を利用した天然ガスの地下貯蔵に関する工業化試験⁵⁾を実施した。この間、圧入・排出試験を繰り返し、1969年には実用規模でのガス圧入を達成した。現在では7坑の圧入排出井を有し、プラント増強によ

り240万m³/dayの排出が可能となっている^{5)~6)}。

枯渇ガス田ではその構造規模、初期ガス層圧力およびガス層の孔隙率が貯蔵能力を決めるが、関原ガス田の場合はガスの生産実績があるので貯蔵容量に関してはほぼ正確な値が把握できている。図5および図6は実測された圧力と数値シミュレータによる計算結果を比較したものであるが、圧力履歴が十分な精度で再現されているのがわかる。

水層が付随していない単独のガス層では、ガスを採取してもそのガス層の容積は大きくは変わらない。したがって採取したガスと同量のガスを圧入・貯蔵することが可能である。しかし関原ガス田のような典型的な水押し型のガス田では、ガスの採取による圧力の低下に伴い水層の水がガス層に浸入してくる。逆にガス圧入時には圧入されたガスが浸入した水を押し戻す。この水を押し戻す過程は水が浸入する過程に比べて一般に多くの時間を要するため、生産されたガス量よりも少ないガス量を圧入した時点で、初期

圧に到達することになる⁶⁾。したがって圧入・排出の周期が短い場合、必要な圧力が貯蔵ガス量に対して徐々に高くなる傾向があり、逆に水が押し戻される過程では圧力が落ちてゆく（戻ってゆく）現象が観察される（図6）。関原ガス田では約2.1億Nm³（9年間）の圧入によりいったん初期圧近傍にまで昇圧し、その後圧力緩和が生じ圧力は徐々に下がっている。

天然ガスを地下貯蔵する場合、ガス田に残っているネイティブガスと新たに圧入されるガスとが地下で混合される。すなわち、熱量や化学組成が違うガスが混じり合うため、排出時の熱量は圧入時とは違ったものになる。関原ガス田でも、ネイティブガスの熱量が9,500 kcal/m³であるのに対して圧入ガスのそれは10,300 kcal/m³であり、この両者が混じり排出されるので、実際に排出熱量としては9,800 kcal/m³が記録されている（図7）。このような熱量変化に対し数値計算やトレーサートストを用いて、メカニズムの解明が試みられてきたが未だ定量的な評価には至っていない。

もちろん当社にとって天然ガスは大切な商品であり、高品質のガスを安定的かつ安価にお客様に提供するのが当社の目的であるので、化学メーカーなど熱量変動に厳格な顧客に配慮し一定の熱量を維持する必要がある。このため、関原プラントに熱量調整装置を設け、排出を行う際はLPGを加えて排出ガスの熱量を10,300 kcal/m³に保っている⁶⁾。

図8 初期圧以上に昇圧した場合の貯蔵体積

図9 欧米における砂岩層油ガス田を利用した地下貯蔵の運用圧力

3. 欧米における天然ガス地下貯蔵実態調査と関原天然ガス地下貯蔵の現状とモニタリング計画

関原地下貯蔵ガス田は、1969年以来国産ガス安定供給のための緊急時のバックアップソースとして、また季節的需要変動に応えるためのスイングソースとして活用してきた。しかし昨今のガス需要の増大に伴い拡大する季節間需要格差を吸収しかつ緊急時にも安定した供給を行うためには、これまでガス田の初期圧力以下に制限していた「最大運用圧力」を引き上げ、貯蔵量を段階的に増加させる方法も考える必要がある。たとえば関原の場合、最大運用圧力を現在の10%引き上げるとワーキングガス量は6千万m³増加する（図8⁵⁾）。

先に述べたように天然ガス地下貯蔵ガス田の運用圧力に関しては、現在のところ法令などによる規制はないが、ガスの地下貯蔵認可時の施業案には自然な状態での貯蔵ガス保持能力を示すものとして「最大運用圧力＝初期圧力」と記載されている。将来、初期圧力を超える運用を行うためには、その技術安全性を確保するべく新たなデータの取得および監視体制が必要となることから、諸外国の事例をも調査した上で、安全性を確保するために必要な技術評価項目を整理する。

先に述べたように、本邦では初期圧力を超えた地下貯蔵の事例はないが、欧米を中心とした諸外国では、関原ガス田同様の地質状況の油ガス田を利用した地下貯蔵の実例

図10 初期圧以上の引き上げに伴うリスク要因

図11 レザーシミュレーションスタディ：スピルポイント

216 件のうち 70 件は初期圧力を超えて運用している（図 9）。このほかにも帯水層（初期圧力を超える）を対象とした地下貯蔵は 80 件以上あり、合計すると初期圧以上の地下貯蔵の実例は 150 件以上あることになる。当社では、「初期圧力を超えた地下貯蔵」を操業している欧州各社およびそれらの国の監督官庁を訪問し聞き取り調査を行うとともに、欧米の地下貯蔵・ガスビジネスのコンサルティング会社を通して情報収集をはかり、運用圧力引き上げに必要な技術検討・各種試験に関する調査を実施した。その結果貯蔵圧力引き上げに伴うリスク要因は次のようにまとめられた（図 10）。

- I. ガス貯蔵層直上の帽岩（キャップロック）の破壊や帽岩内へのガスの浸透、および断層を介した上位層準への貯蔵ガスの漏えい
- II. 地下貯蔵層こぼれだし（スピルアウト）による貯蔵ガスの漏えい
- III. 坑井（休廃止坑井を含む）を介した上位層準・地表への貯蔵ガスの漏えい

諸外国ではこれらリスク要因に対し、計画時には

- ① 地震探査または地質検討による構造の把握
- ② キャップロックの遮蔽（シール）性評価を行い、操業時には
- ③ 数値シミュレーションモデルを用いたガス田挙動の把握
- ④ ガス貯蔵層の圧力監視

UGS formation is isolated from surface

図 12 塩分濃度の確認

図 13 キャップロック遮蔽性評価：スレッショルド圧力測定

⑤ ガス水界面の測定（飽和率測定）

を行うとともに、「段階的昇圧」により常に安全性を確認しながら実施しているということが分かった。

これに倣い関原ガス田でも同様の検討を行った。まず、地震探査断面図や井戸の情報を基に構造を把握し、こぼれだし点（スピルポイント）がガス層の北東に位置しその深度がおよそ 1,250 mSSL であることが示された（図 11）。また前述の数値シミュレーションモデルを用いた感度解析により、少なくとも 138 kgf/cm² になるまではガスはスピルポイントに到達しないことが分かった。もちろん、ガスがスピルポイントに到達したからといって、直ちに環境や安全に影響を及ぼすものではなく、あくまで操業上の損失にかかわるものであるが、できるだけ安価にガスを提供するという当社の目的を全うするためには必要な検討であると考えている。

地質検討に関連した塩分濃度の把握も重要である。これにより、油ガス層の水が、生活用水や農業用水とどの程度分離されているかを知ることが出来る。調査の結果、魚沼層と灰爪層との境界付近に塩分濃度の分岐点があり、ガスの貯蔵層は天水の影響する地表とは隔離されていることが分かった（図 12）。

次にキャップロックの遮蔽（シール）性評価としてスレッ

Break down pressure at surface

図 14 キャップロック遮蔽性評価：フラクチャー閉合圧力測定

図 15 モニタリング井の目的と配置

ショールド圧力測定を行った。これはガス層直上で取得したコアを水飽和し、片面にガス圧力をかけ、ガスがコアに侵入する圧力を測定するものである。この結果、本キャップブロックの泥岩は 84 kgf/cm^2 の差圧(初期圧の+60%以上)までガスを維持できることが明らかになった(図13)。また、坑井掘削時にキャップブロックにおいて ELOT (Extended Leak Off Test) を行いフラクチャー閉合圧力を測定し、 170 kgf/cm^2 という結果を得た(図14)。これはたとえキャップブロック中にフラクチャーが存在しても、少なくとも初期圧の+40%昇圧するまでは開かないことを示している。

現在、関原ガス田において初期圧以上に昇圧しようという具体的な計画はない。しかし、関原ガス田で監視観測体制を整備しその経験を蓄積することは、将来日本において地下貯蔵の初期圧以上の運用や帯水層を用いた CCS の安全基準を策定する必要が生じたとき、必ず有益であると考へ下記のような監視観測体制を構築中である(図15)。

●固定式圧力計による常時圧力監視：

- ・関原 R-9 号井 IIIb 層
- ・関原 R-24 号井 IIIa 層
- ・関原 R-4 号井 Ic 層
- ・関原 R-12 号井 II 層

●ガス水界面の測定：

- ・関原 R-9 号井 IIIb 層
- ・関原 R-22 号井 IIIa-b 層

ここで、Ic 層と II 層は貯蔵層 (IIIa-b 層) の上部に位置する枯渇ガス層であり(図4)、万が一ガスの漏えいがありこれら上層にトラップされた場合、微小な圧力変化(各々シミュレーションスタディーにより漏えい時の圧力レスポンスを計算し Ic 層では $0.04 \sim 0.16 \text{ kgf/cm}^2/1 \text{ 万 m}^3$ 、II 層では $0.4 \text{ kgf/cm}^2/1 \text{ 万 m}^3$ と試算されている)が観測されると考えている。また、ガス水界面に関しては物理検層などを用いて観測する予定である。これら監視観測設備は現段

階でまだ完動している状況ではないが、すぐに整備できる体制が整えられている。

4. おわりに

比較的クリーンなエネルギーとして天然ガスの必要性が高まる中で、枯渇油ガス田を用いた天然ガスの地下貯蔵は、資源や既存設備の有効利用というだけでなく安全性の観点からもその価値は高い。一方地下貯蔵について欧米では多くの実績があるが、日本にはそもそも候補となる油ガス田の数が少ないため、その利用には限界がある。本稿では、このように限られた地下貯蔵施設においてワーキングガスを増やす方法として、初期圧以上での運用を提案し、そのための監視観測体制を紹介した。これらの安全性を考へることは、天然ガスの地下貯蔵だけでなく、帯水層を用いた CCS にも関係する観点だと思う。

SI 単位系換算係数

$$\text{kgf/cm}^2 \times 98.0665 = \text{kPa}$$

参 考 文 献

- 1) 経済産業省総合資源エネルギー調査会 総合部会, 2012: 天然ガスシフト基盤整備専門委員会 資料.
- 2) 石油技術協会, 2004: 石油・天然ガス資源の未来を拓く.
- 3) International Gas Union, 2012: WOC2 -Meeting- 資料.
- 4) 中央鉱山保安協議会石油鉱山保安部会, 2008: 資料.
- 5) 帝国石油株式会社, 2007: 関原地下貯蔵ガス田貯蔵圧力の初期圧を超えた引き上げに関する調査および監視体制の構築について.
- 6) 大下敏哉, 2002: 枯渇油・ガス田の有効利用, 石技誌, 67(6), 538-546.