

天然ガスの地下備蓄

— 21世紀日本のエネルギー安全保障と環境政策 —

真柄 欽次

目次

はじめに

1. 石油開発、パイプライン輸送と枯渇油・ガス田でのガス貯蔵の歴史
 2. ガス地下貯蔵の利点と貯蔵法
 - (1) 枯渇油・ガス田での貯蔵
 - (2) 油・ガス田上部の帯水層へのガス貯蔵
 - (3) その他の帯水層へのガス貯蔵
 - (4) 岩塩層へのガス貯蔵
 3. 天然ガス地下備蓄の例
 4. 二酸化炭素の地下貯留、固定
- 結論と提言

はじめに

我が国の一次エネルギー消費の中、石油は約51%を占め、1970年代において約75%であった当時に比べれば、かなり減少したとは言えるものの、石油への依存度は未だに高い(石油連盟 2002)。しかも、石油の主な供給地が遠距離でかつ政情不安定な中近東である事実を考えれば、早急な改善が望まれる。エネルギー安全保障には1) 十分な資源埋蔵量、2) 使用の安全性、3) 環境への配慮などが重要であるが、4) 供給地からの距離や 5) 供給地や輸送途中地域の政情に加えて、6) 資源の多様性も重要であろう(真柄 2002)。たった1つのエネルギー資源に大きく頼っているよりも、多様なエネルギー資源に頼っている方が安全である。その点で石油中心のエネルギー政策から天然ガスや自然エネルギーへのゆるやかな移行が望まれる。

液化天然ガス(LNG)として、主として中近東とインドネシアから大量の天然ガスがタンカー輸入されているが、日本の一次エネルギーに占めるガスの割合は約13%で、世界平均である24%よりかなり低い(真柄 2002)。原子力に大きく依存しているフランスを除くヨーロッパ諸国やアメリカ、カナダではガス生産地から主要都市へのパイプライン網が完備しているため、一次エネルギーに占める天然ガスの割合は高い。我が国においても、少なくとも10%の増加が近い将来達成されることを期待している。そのためには輸入幹線パイプラインの建設が必要であろう。

近年、ロシア・極東シベリア地域やサハリン沖での膨大な天然ガス資源が話題になっているが、これらの地域は我が国から4000キロ以内の距離にあり、経済的なパイプラインの

敷設が可能である。ルートとしては「サハリン—北海道—本州」の北のルートと「シベリア—朝鮮半島—本州」の南ルートが考えられるが、ガスの安定供給を考えれば両方のルートのパイプライン建設が望まれる。もし、どれか1つのルートに事故があれば、他のルートが使えるからである(真柄 2002 10月)。

本州部分のルートについて言えば、日本海沿岸地域を通る方が太平洋沿岸を通るより有利である。理由の第1は日本海側の方が人口密集地域が少なく、敷設コストが少ないばかりでなく、災害が発生した場合の被害を低く抑えることが可能である。太平洋側ほどでは無いとしても、パイプライン敷設がややコスト高になる地区では海底(水深50—150米)での敷設が考えられる。漁業補償や海の環境を守るための費用を入れても、海底の方が陸地より、低コストになる可能性がある。

日本海側の新潟、山形、秋田の各県には数十の油・ガス田が存在し、それらの多くは現在枯渇化しつつある。油・ガス田を形成する地下構造はなべを「さかさま」に伏せた形、つまり「背斜」ないし「ドーム」状で、油・ガス層を覆い、かつ石油やガスの流出を防いでいる「帽岩(Cap rock)」が発達している。もともと石油や天然ガスを保有していたこれらの地下構造はガスの貯蔵にも最適で、かつ地上でのガスタンクの建設に比べて安価、かつ安全である。地上施設は地下施設の10倍以上のコストがかかる可能性があり、しかも事故などの危険性も高い。パイプライン・ルートの近くに安全な地下ガス備蓄地を持つことは、エネルギー安全保障の観点から最も望ましいことである。太平洋側にはこれらの地下構造はあまり知られていない。天然ガスの備蓄のメリットは3つあり、1) 緊急時用のため、2) 夏の不需用期と冬の需用期の供給調整(ピーク・シェービング)、3) 安いときに買い、貯蔵し、高い時に販売する(天然ガス・マーケットでの利用)ことができる。

国内に多くのガス田を保有するアメリカとカナダには約450の地下備蓄基地があり、国内ガス需要の40日分以上の備蓄が行われているが、国内ガス資源の乏しいわが国においては、少なくともアメリカの2倍(つまり80日分)以上の備蓄能力を持つべきであるというのが、著者の個人的意見である。ところで、枯渇に近づいている我が国の油・ガス田の総備蓄能力については、これらを所有する2つの石油企業(石油資源開発および帝国石油)の機密に属することである上、どの油・ガス田を将来備蓄に使うかも各企業が決定する事柄であるので、著者の個人的意見を述べることは差し控える。一方、我が国の石油備蓄は2001年末現在166日分である(石油連盟 2002)。

輸入に当たっては、備蓄地区に近い日本海沿岸地域を通るパイプラインを主なガス輸入幹線ルートと考え、このルートから太平洋側の消費地への列島横断ルートによってガスを運ぶことが考えられる。現在、列島横断ルートとしては「新潟—東京ライン」と「新潟—仙台ライン」の2つしか存在しない。

天然ガスは化石燃料中、最もクリーンなエネルギーであり、単位発熱量当たり、石炭を100として、二酸化炭素排出では60、窒素酸化物(NOx)では40、そして硫黄酸化物(SOx)では0といわれる。燃料効率がよく、小規模な天然ガス発電が可能で、都市近郊でも発電所を建設可能なので、送電ロスが少ないメリットもある。このような資源を日本海沿岸地域を通して輸入することは、この地域の経済発展におおいに寄与するものと考えられる。

1. 石油開発、パイプライン輸送と枯渇油・ガス層でのガス貯蔵の歴史

坑井を掘ることによって、世界ではじめて石油が産出されたのは、1859年の E. L. Drake による成功であったと言われる。場所はペンシルバニア州タイタスビルであった (World Book 1980)。Drake はこの年の8月27日に、たった 21.2 m という浅い深度で油層に遭遇した。油層圧が低かったのでポンプを使って石油を汲み上げ、日産10-35バレルを得た。石油はバレル当たり20ドルという高値で売られた。

ところが、Drake による成功の2年前、つまり1857年にルーマニアとカナダで既に初期の石油産業が存在したと言う記録がある (World Book 1980)。この年ルーマニアでは手掘りの井戸から2000バレルの石油をバケツで汲み出した記録があり、ペンシルバニアからほど遠くないカナダ、オンタリオ州のオイル・スプリングスの近くで J. M. Williams という人が1857年ごろ井戸を掘り、石油を生産、蒸留し、灯油として販売したとのことである。当時、灯油として使われていたのは、石炭を乾留して得られるタール状の液体を蒸留した石炭油か、鯨油であったが、石油がそれらに取って代わることになった。

日本では1613年 (つまり徳川家康が将軍となった1603年のたった10年後) に、真柄仁平衛が現在の新津油田の近くで石油を採取し、ランビキと称する装置を使って蒸留したとのことである (平凡社 1995)。新津付近の油徴の「しみ出し」から石油を採取したのか、井戸を掘って石油を得たのかについては明確に分かっていない。我が国における近代的な石油鉱業の始まりは1886年の新潟県尼瀬油田の発見であった。いずれにしても、ルーマニアやカナダや日本の石油に関する記録は、世界的には無視され、石油大国である米国での1859年のイベントの影に隠されてしまう。

Drake の成功直後、ペンシルバニア州のタイタスビル近郊では何千もの石油井が掘られ、オイルブームが到来した。最初は川船や馬車によって石油は消費地へ運ばれたが、1865年には S. V. Syckel がタイタスビルの近くの鉄道沿線まで8キロの石油パイプラインを敷いた。1974年には直径 8 cm のパイプラインが油田地帯からピッツバーグ市までの97キロの区間に敷設された。1880年代のアメリカの主な石油生産州はペンシルバニア、ケンタッキー、オハイオ、イリノイ、インディアナなどであった。

地下の油・ガス層に天然ガスを圧入、保存する試みは既に1915年にペンシルバニア州の北に位置するカナダ、オンタリオ州で始まった。前述のオイル・スプリングスに近いウエランドで世界最初のガス地下貯蔵を行った記録がある (World Book 1980)。翌1916年にはニューヨーク州バッファロー市近郊の Zoar 油田で、アメリカ最初のガス圧入が開始された。同年、ドイツでもガスの地下貯蔵が始まった。

2. ガスの地下貯蔵の利点と貯蔵法

ガス田に存在する埋蔵量の中、なるべく多くを生産するためには、油・ガス層工学的的手法を使って評価を行う必要があるが、一般的には、長期的に生産レイトを低く、かつ一定にしておくことが肝心である。しかし、ガスの需要は人間生活や生産活動、並びに季節に大きく影響されるので、急激に変化する。ガス田からの総生産量を最大に保ちつつ、変化する需要に対応するためには備蓄したガスによる需給の調整が必要となる。ガスが LNG (液化天然ガス) として輸入されている場合でも、備蓄は必要である。

夏の不需用期に生産や輸入されたガスを貯蔵し、冬の需用期に放出して、需給のバランスをはかるためのガスを **Base Load** と言う (Beckman 2003)。**Base Load** は季節の変化以外でも、生産地での災害やパイプライン事故などの時など緊急時にも使える。一方、一日の中で需要の多い時間帯と少ない時間帯の間の需給調整をするガスを **Peak Load** と呼ぶ (Beckman 2003)。

地上にガスタンクを建設するよりも安全、かつ安価である地下貯蔵には4つの方法がある：A. 枯渇近い油・ガス田の貯留層、B. 油・ガス田上部の帯水層、C. その他の帯水層、D. 岩塩層（他に炭鉱の廃坑あとなどに貯蔵することも可能であるが、「もれ」など安全性の観点から望ましくない）。

石油や天然ガスを地下で安定的に貯蔵するためには、これらのエネルギー資源の元となった母岩、石油やガスを飽和している貯留岩、石油やガスを逃がさないようシールしている帽岩、そして、油・ガス田を形成するための形である「トラップ」が存在している現存の油・ガス田を利用する方法がある。つまり、石油やガスが大量に地下に存在している場合には、これらの地層なりトラップなりが、ガス貯蔵にも満足できる状態で存在しているものと考えすることは当然である。しかし、現在活発に生産を行っている油・ガス田を使うよりも、枯渇状態に近い油・ガス田に圧入する方が得策であろう。

天然ガスの地下貯蔵の場合、これらのトラッピング・メカニズムが重要であるので、石油やガスが存在している地域なり場所は、そうではない所よりも、貯蔵に適していると考えられる。その上、これらの油・ガス田には、既に地上と地下に生産のためのインフラが構築されているので、貯蔵に当たって、新しい投資を行う必要はあまりない。通常、ガスの生産や輸送に詳しい技術者が油・ガス田の付近に居住している可能性も高い（労働力の確保もできる）。

(1) 枯渇油・ガス田での貯蔵

Base Load としてのガスを貯蔵する最善の場所は枯渇油・ガス田と考えられる。

1) 貯留層

貯留岩として我が国の油・ガス田地帯で知られているのは、砂岩、火山岩、凝灰岩及び石灰岩（ドロマイト質を含む）などがあり、いずれのタイプもガス備蓄に適する。但し、大量のガスを貯蔵するためには、層厚やトラップが大きく、かつ孔隙率も充分あることである（例10-20%）。ガスに対する浸透率も高いことが望まれる。火山岩層の場合、割れ目に石油やガスが存在するタイプがあるが、割れ目のない厚い帽岩が発達している地域以外では、ガスの地下貯蔵を避けるべきである。

2) 帽岩

北米やヨーロッパでは蒸発岩（岩塩と硬石膏）や低孔隙率の石灰岩が帽岩として存在する例が報告されているが、我が国では頁岩、泥岩などが主なものである。地震の多発する我が国では帽岩はその層厚ばかりでなく、その可塑性も大切である。可塑性があると（例えば、粘土）たとえ割れ目が発生しても、瞬時に、地下の横圧の影響で閉じる。この様なタイプの帽岩が国内外の油・ガス田地帯で発見され、「**Pressure Sealing Shales**」と命名された (Magara 1993)。

3) トラップ

我が国はもとより、世界の油・ガス田のトラッピング・メカニズムはほとんどが「背斜構造」か「ドーム」であり、ガスの備蓄に適する構造である。但し、このような地下構造が断層で切られている場合や通常の「断層トラップ」においては、ガス漏れの可能性が高い。他のトラップ・タイプとしては貯留岩が深度の浅くなる方向に向かってせん滅している「せん滅トラップ」でガスの貯蔵にも適したものである。

(2) 油・ガス田上部の帯水層へのガス貯蔵

帯水層に貯蔵されたガスも **Base Load** として、有用なガスである。

枯渇油・ガス層の場合と同様の地層（砂岩、石灰岩など）であれば、ガスの貯蔵は可能である。油・ガス田の浅い深度にある帯水層であれば、緩いトラップが形成されている可能性があるため、トラップ形成の点でも問題はない。しかし、対象とする帯水層の上に十分な帽岩が存在しているかどうかが一番問題となる。もし、帽岩によるシールが不十分だとガス漏れの原因となるので、十分な注意が払われるべきである。長期間に亘る圧力テスト（空気を圧入して、圧力の降下があるかどうか確かめる）などが必要である。

(3) その他の帯水層へのガス貯蔵

油・ガス田以外の地域で帯水層にガスを貯蔵する場合は貯留層の層厚、孔隙率、浸透率などの加えて、トラップと帽岩が存在するかどうかを調べなければならない。物理探査と何本かの浅井戸の掘削及び検層により、地下の状態をよく検討するとともに、圧力テストで安全性を確認した後でなければ、ガス圧入は危険である。しかも、テストは長期にわたるものでなければ、ならない。つまり、候補地を決める以前に大きな投資が必要となる。大規模な帯水層へのガス地下貯蔵の例としては、モスクワ近郊のものが知られている⁸⁾。モスクワ近郊のカルズコーではカンブリア紀（約5億年前）の砂岩層（帯水層）へのガス圧入が1959年に始まった。

各種テストの結果、ガスの地下貯蔵が決定したとして、計画を実施する場合には地上と地下のインフラ整備のための大きな投資が必要となる。もともとガスが存在していなかった地層にガスを貯蔵する場合は大量（貯留層容積の約半分）のガスをクッション・ガスとして圧入しなければならない。クッション・ガスは貯留層の中に止まって、ガス生産にパワーを与えるものである。つまり、このガスは地下貯蔵のための重要な投資であるが、販売して、換金することのできないガスでもある。

(4) 岩塩層へのガス貯蔵

地質時代の過去に乾燥気候を経験した地域（例えば、中近東、ヨーロッパの一部やアメリカ南部地域）には厚い岩塩（蒸発岩の一つ）が発達している。岩塩そのものは可塑性があり、しかも浸透性がほとんどないので、帽岩として、有効である。しかも、岩塩の比重は約 2.2 g/cm^3 で、外の堆積岩より軽いため、地下で浮き上がり、「ドーム」を形成する（岩塩ドーム）。つまり「トラップ」と「帽岩」の両方が岩塩地帯に存在し、油・ガス田を形成している（例、中近東のイラン、イラクとアメリカ・ルイジアナ州）。これらの油・ガス層（枯渇に近い）にガスを圧入することも可能であるが、岩塩そのものに地下洞窟を

人工的に作り、ガスを地下貯蔵することも可能である。方法は簡単で岩塩層に向かって井戸を掘り、水を圧入すると塩が溶解する。塩水を長期にわたって、汲み出すと大きな地下洞窟ができる。先にも述べたとおり、岩塩には可塑性があり、浸透性がほとんどないので、理想的なガス貯蔵庫となる。ただし、上に述べた「帯水層」同様、地上と地下のインフラは新しく作らねばならない。

岩塩中の洞窟に貯蔵してあるガスは地層孔隙間を通過する必要がないので、生産の増減が瞬時に行えるので、**Peak Load** として有効なガスである。

地下に貯蔵されたガスの全てを放出し、販売することはできない。貯蔵層にパワーをつけるクッション・ガスは地下に眠ったまま、ワーキング・ガスを押し出す助けをする。だから、クッション・ガスが多ければ、コスト高となる。

枯渇油・ガス層の場合、クッション・ガスは総量の約50%となり、アメリカでの開発コストは2-3.5ドル/1000立方フィートとなる。帯水層の場合はもともとガスが存在していなかったため、クッション・ガスは総量の80%に及び、開発コストはやや高く、2-4ドル/1000立方フィートとなる。一方、岩塩洞窟中に貯蔵するときのクッション・ガスは総量の約3分の1程度で済むが、先にも述べたとおり、地上及び地下インフラ建設コストがかかるため7-14ドル/1000立方フィートとなる。

参考として、アメリカでガス・タンクを地上に建設する場合のコストは25-40ドル/1000立方フィートと言われる。わが国の場合、諸規制と土地高のため建設コストはさらに増大するであろう。結論として、コストと安全性の両面から地下でのガス備蓄の方が地上のタンクより、はるかに望ましい。

3. 天然ガス地下備蓄の例

大下（2002）によると、世界で618例の地下貯蔵が報告されているが、その75%は枯渇油・ガス層で行われ、残り14%は帯水層、19%は岩塩層で行われている。地域としては、北米が約75%で、ヨーロッパが20%近い。我が国では新潟県の5つのガス田で地下貯蔵の実績がある（中条、紫雲寺、雲出、片貝、及び関原）。

このうち長岡市西方の関原ガス田は1961年に深度1000米の火砕岩質砂岩中で発見され、1967年までに累計3.6億立方メートルの天然ガスを生産して、枯渇した。ガス層の孔隙率は約10%と低いが、浸透率は10-300ミリダージー（md）と高く、ガスの生産性は高かった。1969年に約1.4億立方メートルのガスを圧入し、日産160万立方メートルが可能であることがわかり、ピークシェービングに使われている。ガス田を所有している帝国石油（株）によると、ネイティブガス（もともとあったガス）は1.1億立方メートル、圧入ガス1.4億立方メートル、合計2.5億立方メートルであったが、現在のクッションガス（貯蔵層にパワーを与えるガス）は約1.7億立方メートル、ワーキングガス（販売できるガス）は約0.8億立方メートルとなる。

ガスの地下貯蔵となれば、世界の約4分の3を占める北米、とくにアメリカを無視するわけには行かない。上に述べた1916年のニューヨーク州 Buffalo 市近郊の Zoar 油田におけるガス地下貯蔵のあと、第二次大戦終了までは、1943-44年のテキサス南部からウエスト・バージニアへの1265マイル（約2000キロメートル）、口径24インチ（約60 cm）のガス・パイプライン敷設が主なイベントであった。しかし、大戦終了後、オクラホマ、カンザス、ルイジアナ、テキサスの産油・産ガス地帯から北東および中西部の工業地帯への大口徑パイ

プラインが建設された。

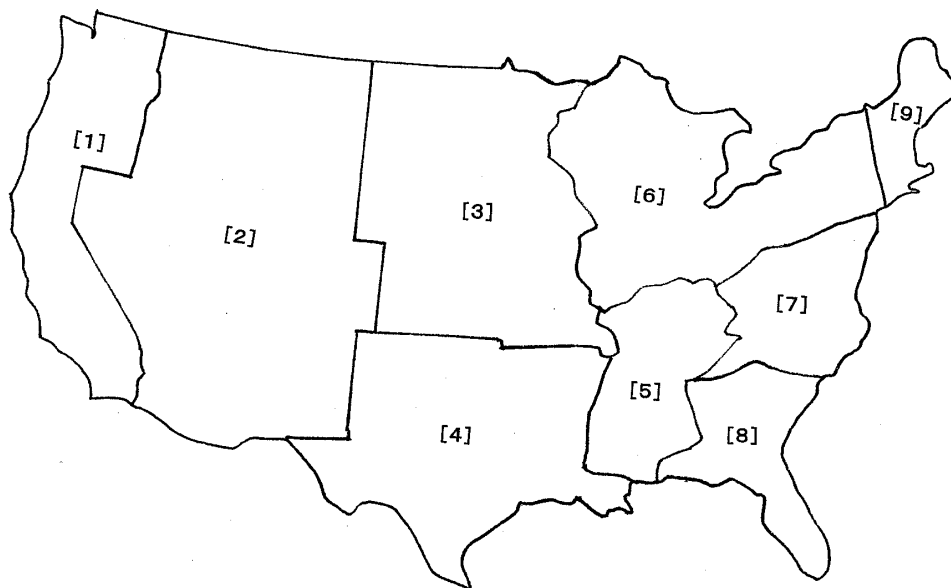
ガスの地下備蓄については、1950-65年間に、中西部での帯水層、ペンシルバニア、オハイオ、ウエスト・バージニア州の枯渇油・ガス層、そしてミシガン州での岩塩層へのガス圧入が実施された。最初の岩塩ドームへのガス貯蔵は1970年にミシシッピ州で始まった。

表1にはアメリカ合衆国全土と9地域のガス備蓄量と最大日産販売（可能）量が示されている（Beckman 2003）。アメリカは現在、全土で3兆立方フィート（石油に換算すると約5億バレル）近くのガス備蓄を持ち、緊急の日産能力は700億立方フィート（備蓄量の

表1 アメリカ合衆国の天然ガス地下備蓄量と最大販売量／日⁶⁾

地域	備蓄量	最大販売量／日
Region	Working Gas	Max. Delivery
[1] Pacific	1460億立方フィート	73億立方フィート
[2] Mountain	2020	25
[3] West North Central	1845	40
[4] West South Central	6607	164
[5] East South Central	1611	42
[6] East North Central	8672	210
[7] Middle Atlantic	3935	88
[8] South Atlantic	1733	33
[9] New England	0	0
合衆国合計 U.S. Total	27884	667

図1 アメリカ合衆国の天然ガス地下備蓄、地域図



[1] Pacific [2] Mountain [3] West North Central [4] West South Central [5] East South Central
 [6] East North Central [7] Middle Atlantic [8] South Atlantic [9] New England

約2.4%) 近くである。主な地域としては、東部工業地帯に近い [6] East North Central とテキサスやルイジアナの産油・産ガス地帯を含む [4] West South Central での備蓄能力が高い (図1参照)。

ドイツ南部のブライトブラン・ガス田は20年間の生産の後、1990年代中頃に地下備蓄基地に変換された。貯蔵能力は約400億立方フィート、最大日産能力は約4.7億立方フィートである。旧ソ連では1958年以降、バシユカトフ、エルシャンスコー、アマナクスコーなどの枯渇油・ガス田でガスの地下貯蔵は始まった。さきにも述べたとおり、モスクワ近郊のカルズコーでは1959年に帯水層へのガス圧入が開始された。この施設は、その後ガスの地下備蓄についての基礎研究の基地となった (Beckman 2003)。

中国では天津市南方約45キロの大張陀にこの国最大のガス貯蔵施設がある。この地域には、もともと砂岩尖滅と断層の組み合わせによるトラップでガスが集積していたが、これらの地層にガスを圧入することにより、地下貯蔵が行われた。

4. 二酸化炭素の地下貯留、固定

天然ガスの備蓄に適する地下構造は二酸化炭素の地下貯留、固定にも適するもので、アルジェリアやノルウエーなど産油諸国の帯水層で実施されている (金子 2003)。油田によっては、石油と共に生産される天然ガスの中に燃焼しない二酸化炭素が混合 (随伴ガス) されているため、分離後、空中に放出されるのが通常であったが、近年の地球環境問題の重要性に鑑み、地下の帯水層に圧入、貯留されるようになってきた。邪魔なガスを地下に押し戻すという消極的な理由からだけでなく、アルジェリアの場合、二酸化炭素貯留によって減少する温暖化ガス排出量を将来の排出権取引で有利に使う可能性を求め、ノルウエーの場合は国策会社スタットオイルが北海油田からの随伴ガスを閉じ込める (年間100万トン規模) ことによって、新しく国内で始まる炭素税支払いを避けることを意図している。

日本国内でも新潟油田地帯の関原ガス田で実験が行われている (大下 2002)。実験の目的は1) 圧入された二酸化炭素の帯水層内での挙動を把握し、2) 帯水層ガス貯留システムの安全性を確認し、3) その管理方法を確立することである。二酸化炭素圧入後の経時的な変化をモニターすることに主眼がおかれている。日本国内と近海地域の帯水層は、約900億トンの二酸化炭素貯留能力を持つと評価されるが、この値は火力発電機一基当たり年間約300万トンの排出量と比べても、充分大きな値である。

今世紀前半に実行に移される可能性のある国際的な排出権取引において有利な地位を築くために、地下に火力発電所、製鉄所、セメント工場などから大量排出される二酸化炭素を貯留、固定する基地を建設することは、最も安全で安価な方法である可能性が高い。京都議定書を遵守するためにも、二酸化炭素を効率よく、しかも安全に処理する方法を考えねばならないが、地下固定がその選択肢のひとつであることは間違いない。

結論と提言

石油へ過度に頼っている我が国の一次エネルギー供給状態を緩和し、エネルギーの多様化を進めつつ、21世紀のエネルギーと言われる「水素—自然エネルギー」への橋渡しを進めるためにも、極東シベリアの天然ガスへの開発援助と輸入が望まれる。輸入に当たって

は国際的なパイプライン・システムの建設と国内のパイプライン幹線の敷設が望まれる。ルートとしては、人口過密な本州太平洋沿岸を避けて、東北日本海沿岸、北陸、山陰地方を通過したのち九州に達することが考えられる。この日本海沿岸ルートの新潟、山形、秋田県下には多くの油・ガス田が存在し、それらの多くが枯渇に近づいている。枯渇油・ガス層へのガス備蓄はすでに始められており、上部の帯水層へのガス圧入もテストされている。

極東シベリアでの天然ガス開発と日本への輸入に関する日露の利害の一致点は

- 1) 日本にとってのクリーン・エネルギーの安定供給
- 2) ロシアの外貨獲得と、極東シベリア地域開発の可能性、そして
- 3) 日本からロシアへのエネルギー・環境分野における技術援助の可能性である。

輸入幹線ルートの近くに、天然ガスの地下備蓄基地を追加建設することは、日本のエネルギー安全保障にとって望ましいことである。もし、実現すれば、中近東からの石油に頼り過ぎている我が国のエネルギー問題解決と環境保護にとって有益と考えられる。

日本海側を通過して輸入されるガスはいくつかの本州横断供給パイプラインによって、太平洋側の消費地に運ばれる。21世紀日本のエネルギー安全保障に欠かせないこのパイプライン敷設計画を、北米やヨーロッパの具体的な例に学びながら、策定し提案することが望まれる。

地下の帯水層への二酸化炭素ガスの圧入、固定の可能性についても、国内で実験が継続されているが、実現すれば京都議定書の実行だけでなく、将来の国際的な二酸化炭素排出権取引において、わが国が有利な立場に立てる可能性を示唆するものである。何よりも、平成不況のさなか日本の高い技術力に支えられた環境ビジネスの発展に貢献するものと期待される。安全で、かつ低コストであり、地域活性化にも役立つ「天然ガス」と「二酸化炭素」の地下貯蔵と貯留・固定を推進すべきであると信ずる。

謝辞

査読者から貴重なコメントをいただいた。ここに厚く感謝申し上げたい。

参考文献

- Beckman, K. L. 2003 “Natural gas storage: Historical development and expected evolution” www.gti.com.
- 平凡社 1995『日本大百科事典』。
- 金子憲治 2003 2月「アルジェリアで CO₂ 地中貯留開始、三菱重工の“脱炭”事業が本格化」『日経エコロジー』: 15。
- Magara, K. 1993 “Pressure sealing: An important agent for hydrocarbon entrapment” *Jour. Petroleum Science and Engineering*, 9(1): 67–80
- 真柄欽次 2002「北東アジアを見据えた、今世紀日本のエネルギー政策」宇野重昭編『北東アジア研究と開発研究』国際書院。
- 真柄欽次 2002 10月24日「天然ガスパイプラインの可能性、鳥根県立大学 NEAR リポート」『山陰中央新報』。
- 大下敏哉 2002「枯渇油・ガス田の有効利用」『石油技術協会誌』67(6): 538–546。
- 石油連盟 2002『今日の石油産業』石油連盟。

World Book. 1980 *World Book Encyclopedia*, Chicago.

World Petroleum Congress 2002 Proceedings of 17th World Petroleum Congress.

キーワード：天然ガス 地下備蓄 エネルギー安全保障 環境政策 二酸化炭素

(Kingi MAGARA)