

天然ガス開発と生産の技術動向

Technical Aspects of Natural Gas Development

田村 嘉三郎*・井上 望**

Kasaburo Tamura Nozomu Inoue

1. はじめに

天然ガスの殆どは油田地帯で産出されている。賦存形態は原油中への溶解や独立ガス鉱床など様々であるが、その開発・生産技術は、体系的にも要素的にも原油開発・生産技術と一体である。昨今、炭層ガス、メタンハイドレート、地球深層ガス等の油田性ではない非在来型とも言える天然ガス鉱床が話題になっているが、それらの開発・生産技術も在来型技術の直接的応用か延長線上にあり、技術側面から見れば、在来型と非在来型を区別する必要はない。当該技術の大筋は、地下に存在する天然ガスを地上に導くためにガス井戸を掘削し、産出した天然ガスを処理して製品仕様の品位にまで仕上げ、パイプラインで出荷することであるが、対象とするガス田の個性に応じ具体的な適用技術の選択には相当の幅が生ずる。一方、天然ガスの輸送は独立した産業分野として発展してきたため、必ずしも当該技術の範ちゅうには含まれない。しかし、生産と需要および両者を繋ぐ輸送は本来切り離せないもので、パイプラインの建設が新規ガス田開発と一体となり、同開発計画の重要な柱となっている事例も多い。また、枯渇した油・ガス田を利用した天然ガスの地下貯蔵も開発・生産―輸送―需要の全体の流れの一部である。需要のピークに貯蔵ガスの排出で対応することで輸送設備負担の軽減を図り、更には供給力の安定性を高めるための言わば備蓄が同地下貯蔵の目的であるが、人造ガス田とも言える地下貯蔵の運用・管理技術は当該開発・生産技術そのものである。

天然ガス開発・生産技術は産業分野にかかわらず生産から需要の間の様々な断面で顔を出してくる。ロシアは年間1,000億 m^3 にものぼる天然ガスをヨーロッパ

に輸出しているが、ウクライナにある膨大な地下貯蔵施設がその供給力の安定装置となっていることは明らかである。そして、同施設での主役は当該開発・生産技術でもある。我が国における天然ガス導入促進という潮流の中で開発・生産技術を見直すと、それは単に鉱山(ヤマ)元と言う伝統的な区割りを捨て、ガス田から需要地までをパッケージでエンジニアリングする技術として面目を一新することが要請されている。

以上の視点から広義な範囲で捉えた天然ガス開発・生産技術の最近の技術のいくつかを紹介する。

2. 水平坑井掘削技術

「貯留層を水平に貫く」というアイデア自体は決して目新しいものではなく、例えば米国では古くは1920年代に出願された特許にその萌芽を見ることが出来る。しかし、米国内ではその後水圧破壊法が急速に普及したこともあり、1950年代にはこの技術は一時姿を消すことになる。一方、同時期にソビエトでも43坑が、また中国では2坑の水平坑井が掘削されているが、これも経済的魅力に乏しいという理由でその後この技術の適用は見送られていた。水平坑井掘削技術が再び脚光を浴びようになるのは1970年代後半からで、この時期にはElf, Exxon, Texaco, あるいはARCOといった開発会社が積極的な試みを行っている。そして、1980年代後半からは「水平坑井掘削ブーム」ともいべき現象が俄に沸き起こり現在に至っているわけであるが、これは、1985年頃にARCO社などによる新型の水平坑井掘削用装置の開発が成功したことや、北海において Unocal Netherlands 社が水平坑井掘削により目覚ましい成果をあげたことなどによるものである。

水平坑井掘削坑数は1985年の年間50坑に対し、1990年には全世界で年間約1,000坑が、また1993年までの累計掘削坑井数は6,000坑ともいわれており、2000年には年間5,000坑以上が掘削されるという見通しも

* 帝国石油㈱新潟鉱業所生産課長

** “ “ “ 技術課

〒950 新潟市東大通1-3-1新潟帝石ビル5F

ある。

2.1 水平坑井の分類と特徴

水平坑井は一般的に、垂直部から水平部へ移行するときの増角率によって図-1（出典：参考文献1）のように(a) Ultra Short Radius ($R=1\sim 2\text{ ft}$), (b) Short Radius ($R=20\sim 40\text{ ft}$), (c) Medium Radius ($R=300\sim 800\text{ ft}$), (d) Long Radius ($R=1,000\text{ ft}$ 以上)に分類される。

このうち Ultra Short Radius の場合には通常のビットによる掘削は行えず、弾力性に富む小口径のパイプの先端から高圧のジェット水流を噴出して掘進する方法がとられる。従って、掘削可能な水平部の長さ

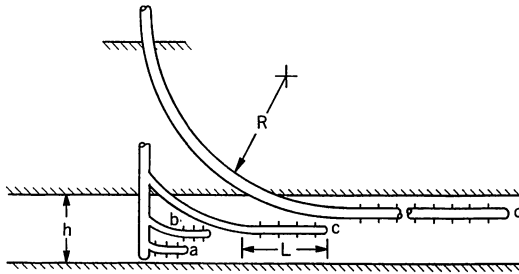


図-1 水平坑井の分類

も限られたものになる。また仕上げは、掘進時に使用したパイプを切り離してそのまま放置する方法が取られる。

Short Radius の場合には図-2（出典：Eastman Christensen）のように可動節を設けた掘管を用いた上のロータリーテーブルで回転を加え掘進することが一般的であったため坑跡の把握や制御が困難であったが、近年になって Short Radius 用の小型ダウンホールモーターが開発されるようになった。前述の Ultra Short Radius 同様、水平部を確実に貯留層の中に導ける利点はあるものの、水平部の長さは最大1,000 ft 程度である。スロットを開けたパイプ(Slotted Liner)を挿入して仕上げることは出来るが、セメンチングや後述の External Casing Packer (ECP) をセットすること等は出来ない。

現在主流になりつつあるのは Medium Radius の水平坑井であり、掘進時の掘管と坑壁との摩擦が、前2者に比べて一般に小さくなることから、1,000～4,000 ft 程度の水平部を掘削することが出来る。また、ケーシングの外側にパッカー (ECP) をセットすることで、貯留層を水層などから遮蔽したり水平部を分割して管理することが出来るほか、セメンチングを行

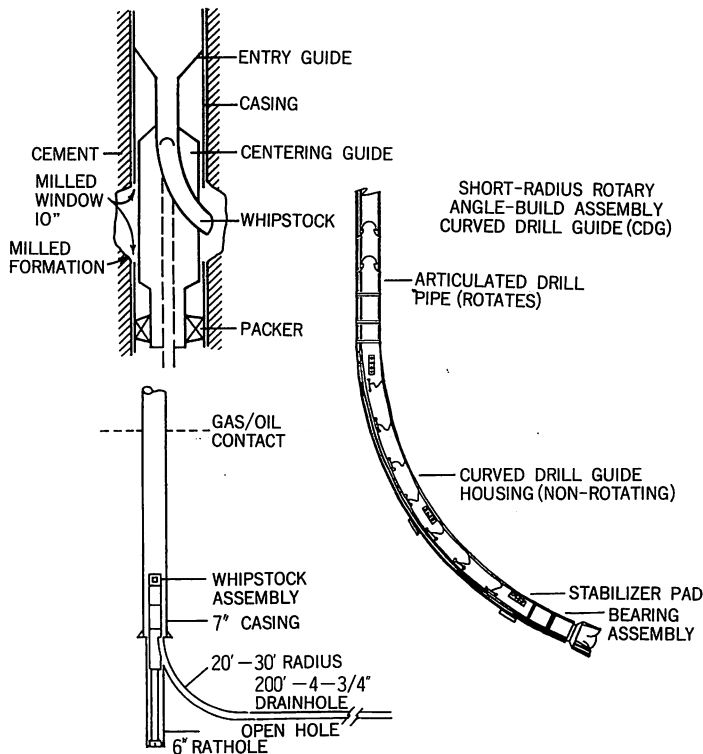


図-2 Short Radiusでの掘削

うことも可能である。

Long Radius で掘削する場合にはさらに長い水平部を比較的容易に掘進することができるが、図-1のように予め貯留層に垂直に掘り込んだ後に水平部を掘削することができないため、水平部を確実に貯留層内に導くことが困難になる。

1993年までの最長水平部掘削記録は Maersk Oil og Gas AS 社が北海デンマーク沖で掘削した Tyra West Bravo 11 という坑井における8,200 ft（垂直深度約10,000 ft）である。

2.2 低浸透率ガス層に対する水平坑井技術の適用

ガス田開発の特徴として、開発当事者が需要家に對しある一定の契約期間内に、一定量のガスを継続的に供給し続ける義務を負う場合が多いことが挙げられよう。この責務を全うするためには、十分な埋蔵量を確保することは勿論であるが、ガス田全体の生産能力も需要家の要求を満たすものでなければならない。たとえ大規模な埋蔵量規模を持つガス層が発見されたとしても、その浸透率が極端に小さく、十分な生産能力が期待できなければガス田としての開発に移行することはできず、結果として貴重な資源を全く回収することができなくなる。このように極端な低浸透率ガス貯留層は所謂非在来型ガス貯留層の一つと見なすことができ、従来から水圧破砕法適用による坑井能力の増進によって開発が進められる傾向にあった。この傾向は現在も続いているが、近年の水平坑井掘削技術の進歩に刺激される形で、水平坑井による開発も俄に注目を浴びるようになってきている。

水圧破砕法で十分な効果をあげるためには、貯留層内に非常に長いフラクチャーを生成することが求められる。しかし、これが可能なのは、貯留層が事実上ほぼ均一な物性値（ヤング率やポアソン比）持ち、天然フラクチャーがほとんど存在せず、なおかつ貯留層上下の地層の最小水平応力が貯留層のそれに比べて十分に大きいときに限られるといっても過言ではない。

水圧破砕法と比較した場合の水平坑井のメリットは、上述したような、実際の評価がきわめて困難なファクターに左右されることなく、貯留層を確実に貫くことができる点にある。さらに、水圧破砕法ではマイナスの要因であった天然フラクチャーの存在も水平坑井においては坑井の生産能力を高める方向に働く要素となる。また、水層が貯留層に接近している場名にも水圧破砕法よりも水平坑井を選択した方がリスクは小さい。

一方、貯留層の垂直方向の浸透率が水平方向のそれ

に比べて極端に小さい場合や、貯留層が非常に厚い場合には水圧破砕法が有利になる。ただし、このような場合に水平坑井と水圧破砕法を組み合わせる試みもなされている。即ち、掘削後の水平部から複数のフラクチャーを生成させ垂直方向の導通性を高める方法である。

2.3 今後の技術的課題と動向

水平坑井の掘削技術そのものは現在ほぼ完成の域に達したものとされている。しかし、セメンティングやECPなどの層間遮蔽技術は未だ十分なものとはいえず、水平坑井における仕上げ技術の確立が焦眉の急となっており、例えば Oryx 社、米ロスアラモス国立研究所、Otis Engineering 社は共同で新材質のECPを開発中である。

一方、リアルタイムでの坑跡監視・制御システム（Measurement While Drilling : MWD）はさらに洗練された機能を備えつつあり、ビット直上（40～50 ft）の地層比抵抗や地層密度などを測定することが可能となった現在、単なる掘削技術というより物理検層技術をも包含する総合的なシステムに変貌を遂げた感がある。

ガス田開発という見地から見ると、冒頭述べたように水平坑井全体の掘削坑井数は爆発的に増加しているとはいえ、1988年から1992年に掘削された全水平坑井のうちガス井は僅か2.7%にしか過ぎない。しかしながら、米国 Gas Research Institute（GRE）が1990年から低浸透率ガス貯留層をターゲットとした水平坑井技術開発プログラムを開始したことから見ても、今後このような貯留層に対する水平坑井掘削技術の適用機会が増すことはほぼ間違いないであろう。

3. 天然ガスの生産技術

ガス田から生産される天然ガスは天然揮発油（ガスから抽出液化した油）と坑井水（地層中に閉じ込められた太古の海水）と共に採取される。天然ガスには生成環境により硫化水素（ H_2S ）、メルカプタン（COS）等の硫黄化合物、二酸化炭素（ CO_2 ）、窒素、水分、水銀等の不純物質を含んでいることが有る。天然ガス開発に於ける山元でのガス処理は、販売契約上の品質保証、需要家までの処理、輸送上の障害を発生させないガスとするために、ガスと油水を分離する気液分離工程、ガス中の重質炭化水素分及び水分を除去する露点調整工程、先に揚げた不純物質を除去する精製工程により構成される。

近年のガス田開発は国内での新潟県長岡市近郊のグリーンタフ層開発、海外でのインドネシアナツナ島プロジェクトのように、 H_2S 、 CO_2 等の酸性ガスを多く含んだガス処理を必要とするプロジェクトが増えている。本章では種々の生産技術の内、酸性ガス除去プロセスの現状と今後の展開について話を進めていく。

3.1 酸性ガスの販売ガス仕様

天然ガス中の不純物質の除去対象及びそのレベルは販売ガス仕様により異なるが、海外では毒性の問題から H_2S 4 ppm以下、 CO_2 については確たる規定は無いが、腐食問題から2～3%程度の所が多く見受けられる。国内においては過去、酸性ガスを含むガス生産が少なかったことから販売ガス仕様に規定することは稀であり、一般的には処理設備、パイプラインに対する腐食対策として社内基準を設けることが多い。世界の天然ガス貿易の3～4%を占めるLNGでは、製造工程上低温液化される為、厳しい許容レベルが設定されている。参考として、LNGプラントにおける典型的な許容レベルを表1に示す。

3.2 酸性ガス除去プロセスの現状

酸性ガス除去プロセスには、化学吸収、物理吸収等様々な機構が使われ、代表的なプロセスを表2に示す。化学吸収系は最も広く使われているプロセスで化学

表1 LNGプラントにおける不純物の許容レベル

不純物	許容値
水	1～0.5ppm
H_2S	4 ppm以下
CO_2	50～125ppm
全硫黄	150mg/Nm ³ 以下
水銀	0.01μg/Nm ³

表2 酸性ガス除去プロセス

除去法	プロセス
化学吸収液	(アミン系) MEA, DEA, DGA, DIPA, MDEA
	(K_2CO_3 系) ベンフィールド, カタカーボ
物理吸収液	Selexol, Purisol, Rectisol
ハイブリッド溶液	Sulfinol
固定層吸着法	モレキュラーシーブ
分離膜	ポリイミド, 酢酸セルロース, ポリスルフォン
深冷蒸留	RyanHolmes, CFZ

反応による酸性ガスを溶液中に吸収し分離除去するシステムである。特にMEA(モノエタノールアミン)プロセスは1930年代から使用され始め吸収効率是非常に高く、最も普及率が高い。炭酸カリウムを使用するベンフィールドは国内石油精製業界で一般的に使われている。

物理吸収系はガス中の酸性ガス分圧の高い場合有利な利点を持つが、原料ガス中にプロパン以上の重質炭化水素を含む場合、酸性ガス吸収と同時にそれら炭化水素を吸収し、損失に繋がるという欠点を持つ。

ハイブリッド系はアミン溶液と物理吸収液の混合物により構成され、性質は化学吸収系と物理吸収系の中間的な特性を持つ。

固定層吸着法は極性を有する粒子表面に酸性ガスを吸着除去するプロセスですが、天然ガス開発業界では主に水分除去用として使用している。

深冷蒸留、膜プロセスについては、後述する。

3.3 酸性ガス除去プロセスの新潮流

近年、省エネルギー、省メンテナンス性を指向し、又 CO_2 圧入によるEORプロジェクトの増加、高濃度酸性ガスを含むガス田開発の意欲から新たなプロセスが登場してきている。

- ・フォーミュレイティッドアミン
- ・分離膜
- ・深冷蒸留分離

(1) フォーミュレイティッドアミン

本プロセスはアルカノールアミンの一種であるMD EA(メチルディエタノールアミン)をベースとした従来のMEA, DEA(ディエタノールアミン)と同じ化学吸収系に層する酸性ガス除去プロセスで、プロセスフローは基本的な吸収/再生型の構成と同じものを用いている。アミンの特性は窒素原子と結合している炭素原子数によって概ね決定され、第1, 2, 3級アミンはそれぞれ名称と同じ個数の炭素原子が窒素原子に結合している。 H_2S とアミンとの反応は高速な陽子移動メカニズムにより、瞬間的に完了する。 CO_2 との反応は第1, 2級アミンはアミンカーバメイトを生成するが、3級アミンは窒素原子に活性水素原子がないことから直接 CO_2 との反応であるカーバメイトは生成せず、水分子を介したアミンカーボネイトを作る。

第1, 2級アミンと CO_2 との反応は激しい発熱反応であり、その逆反応にあたる再生過程で多くの熱量が必要となること、カーバメイトの脱水反応で生成され

れる。3級アミン低腐食性により溶液の高濃度化が達成されたこと、低い必要再生熱量の特徴から省エネルギープロセスとして注目され始めた。3級アミンであるMDEAに、その欠点であるCO₂との低い反応性を補う反応促進剤を少量添加したフォーミュレイティッドアミンプロセスは初期投資、操業費を下げられる経済的なプロセスとして商業化された。このプロセスは新規プロジェクトへの適用の他、既存MEA、DEAプラントにおける溶液変更の形で導入が進んでおり、商業化されたプロセスは以下のものがある。

- ・UCARSOL (UOP社)
- ・GAS/SPEC (Dow Chemical社)
- ・TEXTREAT (Texaco Chemical社)
- ・AMDEA (BASF社)

(2) 分離膜、深冷蒸留分離

高濃度酸性ガスを含むガス田開発の意欲から、原料ガスの一時処理用（酸性ガスの粗分離用）として分離膜、深冷蒸留分離技術の開発が進められている。

水素ガス製造等で実用化されているポリマー製分離膜は酸性ガス除去プロセスとしても注目され、技術開発が進んでいる。分離膜の酸性ガス除去原理は膜の持つ各天然ガス成分との透過性の違いを利用し炭化水素成分と酸性ガス成分を分離するもので、その透過量は透過性と各成分の分圧によって決まる。表3に分離膜の典型的な透過性を示す。アミンプロセス等のように水溶液を用いないため腐食問題が起こらず、プロセスが単純でほとんど保守作業が必要ないこと、水分の同時除去が可能であること等分離膜は多くの利点を持っている。一方、通常天然ガス中のメタン濃度は高いためメタンの透過性は酸性ガス成分に較べ低いものの、メタンの透過ロスが大きくなるのが本プロセスの最大の欠点である。また重質炭化水素含有量が高い場合、膜の可塑化現象により選択性が悪くなることも欠点の一つとなる。現在商業化されている分離膜素材には以

表3 分離膜の典型的な選択性

天然ガス成分	選択性
H ₂ O	50~500
H ₂ S	15~30
CO ₂	15~25
CH ₄	1 (参照値)
N ₂	0.8
C ₂ H ₆	0.6
C ₃ H ₈	0.5

下の物が有る。

- ・ポリイミド
- ・酢酸セルロース
- ・ポリスルフォン

深冷蒸留は深冷と呼ばれる-73℃以下の温度領域での物理挙動を利用した精製技術であり、分離対象なるものの相対揮発度によって分離される。メタンとCO₂の分離は相対揮発度が大きい比較容易であるが、CO₂濃度が高い場合固体生成の問題が発生する。EORプロジェクトで実績のあるRyan/Holmesプロセスでは、固体の生成条件を変えるためにプロパン以上の炭化水素混合物を添加物として使用している。CFZ (Controlled Freeze Zone) プロセスでは、固体生成と再溶解現象を旨く制御しメタンとCO₂の分離を行っている。本プロセスはナツナ島LNGプロジェクトでの採用が検討され、パイロットトストを終了した段階であり今のところ操業実績はない。

4. 天然ガスの輸送と貯蔵

近年発電用燃料、都市ガス原料として需要が急伸し天然ガスは石油、石炭に並ぶ基幹エネルギーとして利用促進の機構が高まってきている。こうした背景のもと天然ガス利用拡大のため、わが国では幹線パイプライン網整備構想が鉄鋼、電力、都市ガス事業者を中心に組織された「広域天然ガスパイプライン委員会」などで広く論じられている。わが国におけるガスパイプライン敷設長は約2000Km程度で、米国の44万Km、EC圏内の80万Kmに較べ非常に短く、利用拡大のための社会資本の脆弱さは明白です。表4にわが国のパイプライン敷設状況を示すが、この表からも明らかのように国内天然ガス生産地域である新潟県を除き、LNG基地が立地される大都市周辺部に集中し、天然

表4 国内パイプライン敷設状況

会社名	敷設距離 (Km)
(ガス事業社) 東京ガス	464
大阪ガス	416
東邦ガス	69
(電気事業社) 東京電力	56
中部電力	31
関西電力	23
九州電力	4
(石油開発 石油資源開発 会社) 帝国石油	499 654

天然ガス利用地域が狭い地域に限定されていることが分かる。

世界のエネルギー安全保障面から見ても、一次エネルギー供給に占める天然ガス比率がわが国10%、欧米20%、最終エネルギー消費ではわが国5%、欧米21~30%と欧米に比べ非常に低い状況と成っている。エネルギー源の多様化からも天然ガス比率を引き上げることが必要である。

4.1 パイプラインの運用

都市ガス業者の年間需要変動を見てみると、業者毎の需要構造により若干の差はあるが、民生用としてのガス利用が多いため需要は季節的、時間的に非常に大きく変動している。冬期の需要は夏期の約2倍、冬期の最大需要日は夏期の最少需要日の約3倍にも変動し、日内変動も平均日量に対し数十%から1.5倍に達している。この激しい変動がガスの生産調整やパイプラインの運用を難しく、複雑なものにしている。

ガス生産施設やパイプライン能力に余裕のある場合の需給調整はそれ程難しい業務とはならないが、能力限界に近づくにつれ、ガスパイプライン状況を把握し制御する総合的なシステムが必要となる。当社においても、昭和56年から幹線パイプライン監視制御(SCADA)システムを導入し、圧力、温度、流量のデータ収集および異常警報発信、緊急遮断弁の操作等を遠隔制御している。安定したガス供給を確保するためには販売量の変化を的確に予測し、前もって生産量やライン圧力を調整しておく必要がある。そのため蓄積された運転データを用い気温や曜日等を要素とした精度の高い需要予測法の確立が重要であり、その予測に基づく近未来のパイプライン挙動をダイナミックに予測することも必要になる。当社においても両予測法ともに完成し実用に供していますが、一層の精度向上を目指し開発を継続中です。その他今後開発が期待される技術として、パイプラインのガスリーク箇所の検知システムや緊急時の適切な対処法を担当者に教えてくれる支援システムが挙げられる。

4.2 天然ガスの地下貯蔵

季節的なガス需要の変動について天然ガス利用先進地域である欧州のガス輸送、配給会社の例を見てみると、冬期の最大需要日と夏期の最小需要日の比は4~6と日本国内に比べ大きな値となっている。この激しい需要変動によりピークシェーピングの要求は高く、その対策としてガスの地下貯蔵、LNG貯蔵が盛んに行われている。日本国内においても飽和状態に近い

表5 天然ガス地下貯蔵の地理的分布

	枯渇油 ガス田	帯水層	岩 ドーム	塩 鉱山
北アメリカ	253	47	19	1
西ヨーロッパ	23	19	11	2
東ヨーロッパ	46	16	3	1
アジア	4	0	0	0
計	426	82	33	4

LNG立地、緊急時対策用の国内備蓄問題から「貯蔵」ということが重要と成ってきている。天然ガスの地下貯蔵法として以下の3つの形態が現在使用されており、その適用例の地域分布を表5に示す。

- ・枯渇油、ガス田貯蔵
- ・帯水層貯蔵
- ・岩塩ドーム貯蔵

(1) 枯渇油、ガス田貯蔵

地下構造をガス貯蔵庫として利用するための重要な条件を以下に挙げる。

- ・ガスを貯蔵しうる孔隙性を有すること
- ・ガスが容易に動きうる良好な浸透性を有すること
- ・ガスが上方向に逃げることを防ぐため浸透性のないキャップロック(帽岩)が存在すること
- ・ガスタンクとなる背斜構造を持っていること

枯渇油、ガス田では元々ガスが存在していたのでその貯蔵条件は充分証明済である。ガスの地下貯蔵では不需要期、地上で圧縮したガスを地下に圧入し加圧状態で貯蔵し、必要な時にガスが持つエネルギーを原動力として排出される。この原動力として使われるガスをクッションガスと呼び、その必要量は要求される排出レートと排出圧力によって決まる。それ以上圧入されたガスが圧入、排出に利用できるガスでワーキングガスと呼ばれる。本地下貯蔵の実例は世界中に400以上あり、その70%が米国に集中している。わが国でも新潟県内4ガス田で実施しているが、その規模は数億Nm³以下の小規模なものである。その実例の内、当社の関原ガス田の概要を示す。昭和36年に開発された関原ガス田は43年迄に3億6千万Nm³のガスを生産し枯渇し、昭和43年から通産省の交付を受け「我が国に於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」を開始した。その後、圧入/排出サイクルを繰り返して地下貯蔵フィールドとしての関原ガス田の能力を把握し、それ以降ピークシェーピング用ガス源として活用してきた。昭和60年代に入り南長岡ガス田の生産開始によりその存在意義は非常用備蓄

ガス田と変わっている。

(2) 帯水層貯蔵

ガス貯蔵の必要な需要地近くに適当な枯渇油、ガス田が存在しない場合、帯水層を利用することが出来る。技術的にはガス田に貯蔵することと大きな違いはないが、クッションガスがガス田本来に存在するネイティブガスを利用できず、すべて地上から圧入されるため貯蔵の経済性が悪くなる欠点をもっている。また貯蔵能力についても枯渇油、ガス田の場合その生産段階で既知となる地層データも検討、調査することとなり、開発投資は大きくなる。貯蔵ガスのリークを防ぐためのキャップロック性能と帯水層の構造評価が重要な調査課題であり、その調査技術は難しく、最もリスクの高い検討となる。欧米では約80箇所の貯蔵例があり、わが国の適用例はないが、過去関東平野において調査されたことがある。

(3) 岩塩ドーム貯蔵

ほとんど浸透性を持たない岩塩ドーム中に真水を圧

入し、岩塩を溶解させることにより空間を作り、その空間中にガス貯蔵を行う方式です。作られる空間は直径70m程度で掘削深度も比較的浅いことから貯蔵可能ガス量は小さい。枯渇油、ガス田や帯水層貯蔵での岩石中の細かい孔隙に貯蔵する場合と異なり、完全な空間中にガス貯蔵するため、ガス事業社のホルダーと同様に圧入／排出の応答性が良く、即座な排出が可能であるという利点を持っている。欧米に約30の適用例があるが、国内には岩塩ドーム構造は存在しない。

以上天然ガス開発の3つの要素技術について述べてきたが、わが国をはじめとした天然ガス利用拡大の潮流の中で、進められている開発技術の一端でもご理解して頂けることを祈念し最後とする。

参考文献

- 1) Joshi, S.D. : "A Review of Horizontal Well and Drain-hole Technology", paper SPE 16868 presented at the 1988 SPE Rocky Mountain Regional Meeting in Casper.

協賛行事ごあんない 「産業廃棄物の有効利用とその実用化技術」

〈主催〉 化学工学会関西支部
 〈後援〉 近畿通商産業局（予定）
 〈日時〉 6月21日(火)～23日(木) 9:30～16:30
 〈会場〉 大阪科学技術センター8階中ホール
 (大阪市西区靱本町1-8-4)
 〈内容〉 21日…メタル・エネルギーの回収
 22日…有効利用のための分離・反応技術
 23日…有効利用のための粉碎・造粒・熱処理技術
 (プログラムは、別途問い合わせ下さい)

〈参加費〉 3日間: 会員40,000円, 会員外55,000円
 1日間: 会員20,000円, 会員外27,000円
 〈申込締切〉 5月31日(火)
 〈定員〉 100名
 〈申込・問合せ先〉 化学工学会関西支部 (大阪市西区靱本町1-8-4)
 大阪科学技術センター6階 TEL 06-441-5531)