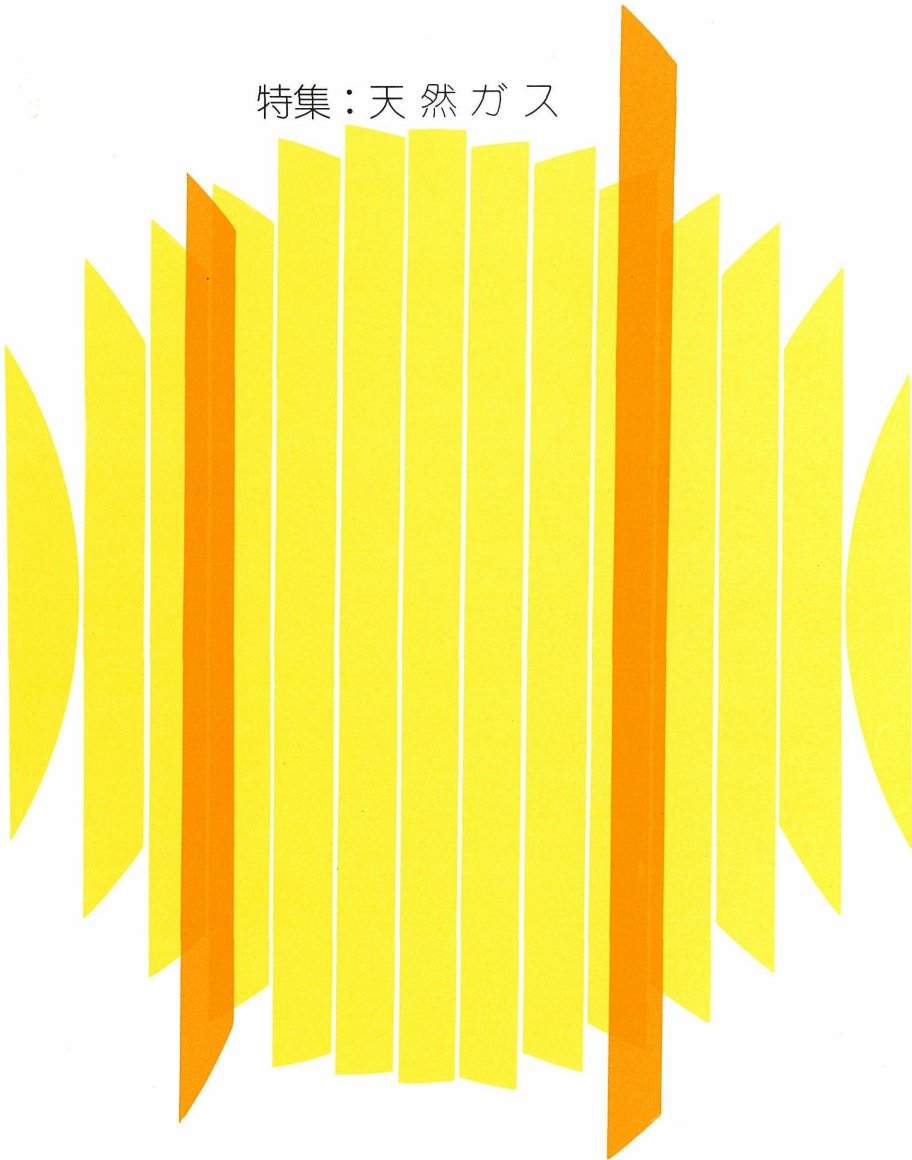


季報 エネルギー総合工学

Vol. 12 No. 3 1989. 10.

特集：天然ガス



財団法人 エネルギー総合工学研究所
THE INSTITUTE OF APPLIED ENERGY

目 次

環境問題と天然ガス	平 田 賢	1
天然ガスの産状と成因	星 野 一 男	6
天然ガス資源	山 村 政 彦	15
天然ガスの利用	疋 田 知 士	28
地球深層ガスの動向	越 川 文 雄	44
研究所のうごき		52

環境問題と天然ガス

平 田 賢

1. まえがき

地球環境問題がクローズアップされて来た。酸性雨やフロン問題は措き、炭酸ガス問題に絞って考えると、同じ効果を得るために排出される炭酸ガスが少ないエネルギー供給システムとしての原子力と天然ガスの重要性は、今後一層比重を増すことであろう。中でも天然ガス、乃至LNG（液化天然ガス）は、NO_xの問題を含めそのクリーン性が他燃料に較べて格段にすぐれている。また供給安定性も極めて高い高級燃料であり、わが国1次エネルギーの天然ガスに対する依存度はますます増大せしめるべきであろう。2030年頃に枯渇するとの説もあるが、一方で、地球深層の温度と圧力の下で、炭素と水素の供給さえあれば、メタンのような単純な炭化水素は合成されて行くとするいわゆる地球深層ガスの仮説も存在する。常温超電導や常温核融合が議論される世の中であるから“常識”は疑ってかかった方がよいかもしれない。

与えられた標題に対し炭酸ガスとNO_x問題に絞って日本の今後のエネルギー問題における天然ガスの位置づけを考えてみたい。

2. 地球環境問題と天然ガス

化石燃料を現用の技術で使用する限り炭酸ガスの発生は避けられないが、炭化水素の中でも炭素／水素比の小さいものほど同じ発熱量を得るために生成される炭酸ガスが少ないことは明らかである。1万kcalの熱発生量を得るために生成される炭酸ガス量は、石炭3.7kg、石油3.0kg、LNG2.1kgと概算されており、天然ガスを燃やした場合、石炭に対し約4割減、石油に対し約3割減となる。

加うるに天然ガスを燃料としたコージェネレーションなどの高効率システムを採用すれば、同じ電力、熱などの2次エネルギー量の需要に対して一次エネルギーの投入量が少なくてすみ、炭酸ガスの発生は更に抑制される。電力業界はLNGのような高級燃料を、100万kW級の巨大複合サイクル発電所で発電端効率43%程度で焚いてしまう。残りの6割の熱は、排気ガスと共に大気中へ、また蒸気タービンの復水器の冷却水の熱として海洋中へ捨ててしまっている。これに較べれば、コージェネレーションはガスエンジンやガスタービンで発電したあとの排熱を、暖冷房・給湯やプロセス蒸気に使って80%以上の総合効率をあげることが出来るので、同じ効果を得るのに炭酸ガスの発生量は更に半減することになる。

3. 省エネルギー技術開発と天然ガス

炭酸ガス排出量削減のためにもコージェネレーションのような省エネルギー技術開発を進めなければならないということになると、省エネルギー技術の本質について深く考えておく必要がある。

わが国は、高価な代金を払って石油、石炭、LNG(液化天然ガス)、核燃料などを輸入し、これをすべて「燃やして」しまい、高温の「熱」にしてから利用を始める。図1に1975年度および1986年度のわが国のエネルギーの流れを示す。図でわかるように、1次エネルギー供給量の総量はこの11年間に11%増え、目的のために有効に用いられた有用エネルギー量の総投入1次エネルギー量に対する割合、つまり日本全体のエネルギー利用率は、37%から35%へと悪化している。その理由は図でも明らかのように、日本の電力化率が進んで発電用に投入される1次エネルギー量が増え、その結果発電用のプロセスから発生する損失分が増大していることによる。

燃料を完全に燃焼させたときに得られる熱は、2,000℃前後の「高温の熱」であるが、日本全国で作りに出された全熱量のうち、約半分が「熱機関」のインプットであり、動力に変換されて発電機や自動車を駆動し、「電気エネルギー」や「機械の仕事」を発生する。残りの半分は熱の形のまま産業用および民生用の「加熱」に用いられている。

熱力学の第1法則によれば、エネルギーは不滅であり、はじめ「化学エネルギー」や「核エネルギー」の形で保有されていた一次エネルギーが、「熱」に姿を変え、さらに「機械の仕事(力学的エネルギー)」や「電気エネルギー」

に形をかえても、図1でわかるように、その総和は常に一定に保たれている。そして、人間にとって有用な仕事を終えたあと、すべてのエネルギーは「常温の熱」となって、大気や海水といった環境の中に入り、雲散霧消するが、その総量は最初に作り出された熱の総量と等しい。

自動車を例にとって考えてみよう。自動車はエンジンの出力によって空気の抵抗に打ち勝ち、ベアリングの損失や地面との摩擦に打ち勝って、人や物のある地点から目的の地点に運ぶ。ガソリンや軽油の燃焼によって、エンジンにインプットされた熱のうち、25%ほどが機械の仕事に変わり、残りの75%はエンジンの冷却水及び排気ガスの中に捨てられて大気中に逃げてしまう。自動車が信号待ちなどでアイドリング状態にある間は、輸送の目的を果たすことなく、無駄にエンジンがまわっていることになるから、真の目的のために有効であったと見積もられる機械仕事を分子にとった効率率は、わが国の場合、図1の運輸部門に示されているように、20%以下である。エンジンで発生した機械の仕事は、空気、ベアリング、地面などとの摩擦によって発生する熱とバランスしており、摩擦で発生した熱も最終的には、大気や地球といった環境の中に常温の熱となって雲散霧消する。環境の温度、すなわち常温まで下がりきった熱は、墓場に到着した熱であって、もはや使いものにならない。図1の右端である。テレビや照明のような「電磁波」の形で利用されたエネルギーも最終は常温の熱となって環境中に入ってしまう。

このようにエネルギーは、高温の熱に始まり常温の熱となってその一生を終えるまで熱

力学第2法則に基づき、温度の高いほうから低いほうへ一方方向に、不可逆的に流れ、自分では決して元に戻らない。最近よく“再生可能”なエネルギーという言葉が使われるが、エネルギーは、“再生不能”なのである。

したがって、熱は生まれたときの高温から、墓場に到着する常温まで下がって来る間に使いつくさなければならない。わが国の場合、熱の総合的な利用率は図1でわかるように35%程度で、最初に作り出した熱の6割以上は大気中かあるいは海水中へ捨てられている。この効率の悪さの大半の原因は、高温の熱に始まって常温の熱で終わる「熱」の利用技術の“まずさ”による。したがって「省エネルギー」とは庶民に我慢を強いることではなく、技術開発によってこのロスをせめて半分にすることである。もしも半分にすることが出来たらその量に相当するエネルギーは最初から

投入する必要がある。石油の輸入量は現在の半分でよいことになる。

化石燃料の燃焼や核燃料の分裂によって生成された高温の熱エネルギー、すなわち同じ熱の中でもポテンシャルの高い高級な熱エネルギーをそのまま熱として使うプロセスは鉄鋼、セメント、窯業など産業界でも限られているから、高温の熱はまず熱機関によって可能な限り効率よく他の利用しやすいエネルギー形態に変換しておき、最後にどうにもならない低温の熱エネルギーをプロセス、暖冷房、給湯などの熱源として利用するのが理想的である。最近まで、その総合的利用システムは開発されていなかった。省エネルギーというときすぐ“廃熱回収”という。200℃以下程度の低温域の熱の回収も大切ではあるが、意外に見過ごされているのがこの“高温部の熱の回収”である。

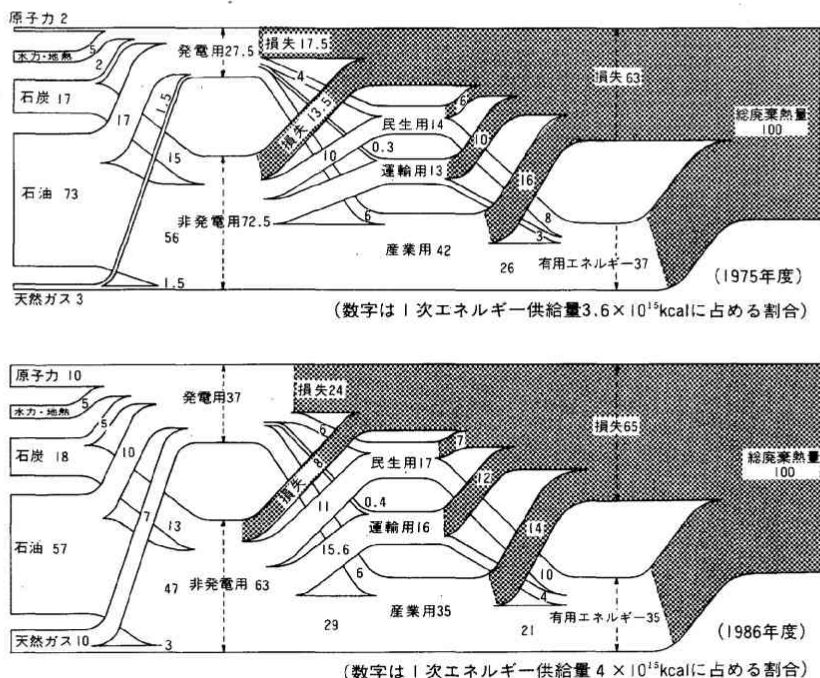


図1 わが国におけるエネルギー供給・消費のフローチャート

山の上にダムを作り、水が海面まで流下してくる間に、高度の高いところから順々に水力発電所を仕掛けて、水の落差を使いつくすことは誰でも考えることである。熱のほうの落差は温度差であるが、不思議なことに熱のほうは温度の高いところから次々と使っていくことが行われていない。バーナーに火を点けて風呂をわかす。石油ストーブで暖房をする。バーナーやストーブの火炎帯は $1,500^{\circ}\text{C}$ 以上の高温であるが、 46°C の風呂のお湯や 25°C の室温を得るために、 $1,500^{\circ}\text{C}$ 以上の熱を直接投入して誰もあまり不思議に思わない。廃熱回収は水の流れでいえば、もはや河口近くになった水の落差を利用しようとするようなものである。上流の温度の高いところは回収せずに直接流してしまっ、中流から河口のあたりを使おうと努力しているのがこれまでの多くの場合の熱利用の姿であった。有名なカルノーは、生涯にたった一つの論文「火の動力についての考察」(1824)の中で、「動力の発生を伴わない熱の高温から低温への移動は、正味の損失と見なさなければならない」と喝破しているが、その後160年間、我々、特に熱屋はこの指摘を一顧だにしてこなかったといえよう。

燃料に火を点けたらまずいったん動力に変換し発電機あるいはポンプ、圧縮機などの駆動に用い、しかるのちその排熱を熱として加熱なり暖房、給湯などに用いればよい。たとえば各家庭でも、都市ガスを燃やすなら、まずガスエンジンやガスタービンを経由して、発電機、あるいは圧縮機を回してヒートポンプで暖冷房を行なうと同時に、排ガスやエンジン冷却水の熱を利用して給湯を行なう。高温部は動力に、低温部は加熱にという熱エネルギー

利用システムがコージェネレーション(Cogeneration)である。このようなシステムの普及を図ることが省エネルギー技術開発の最も重要なポイントであると考え、筆者は第1次オイルショックの直後からその技術の振興に努めて来たが、やっと最近理解して下さる方が増えつつある。

高温部の熱で熱機関を駆動し、その動力で発電し、その排熱を熱としての用途に用いるシステムが徹底すれば図1の構成は根本から変わってくる。つまり「発電用エネルギー消費」と「非発電用」とは、図1のように“並列”に入るのではなく「発電」後、「非発電」へと“直列”に入ることになる。もっとも、図1の発電用1次エネルギーのインプットの中で、原子力、水力・地熱及び石炭の部分はこの図の通り、日本の電気エネルギー需要のうちベースロードを支える巨大発電システム専用として、“並列”であるべきであろうが、少なくとも石油並びに天然ガスを発電のために焚く部分については(1986年度で見ると発電用1次エネルギー投入量の約1/2)、これを“発電”だけのために“並列”で焚いてしまうのはあまりにももったいない話である。この部分は“直列”にして、現在民生利用の暖冷房・給湯の目的や、産業用の低温プロセス蒸気発生のために、別途焚いている石油・天然ガスを置き換えることにすれば、1次エネルギー投入の“ダブルカウント”がなくなり、図1のその巾ぶんは最初に投入するの必要がなくなるのである。この量は膨大であり現在の石油輸入量の1/3程度に相当する。

特にLNGのような高級燃料は巨大システムで焚いてしまうのではなく、コージェネレーションの燃料として、高効率で大切に使わ

なければならないだろう。

4. 窒素酸化物と天然ガス

LNGを燃料としたコージェネレーションシステムは、業務用として都市の中に設置されるケースが今後ますます増加するだろう。その場合当然考えておかなければならないのはNO_x対策である。

燃料の燃焼は化学反応であるから反応速度はアレニウスの式で表され、反応帯の絶対温度の強い関数である。具体的には、反応領域、つまり火炎帯の中に1500℃を超える部分が生ずるとNOの生成は急激に増してくる。火炎帯の中に1500℃以上の領域を作らないようにすることは、天然ガスのようなガス体燃料の場合は、液体燃料や固体燃料の場合に比べて比較的容易である。即ち、ガスエンジンのような火花点火機関では、燃料天然ガスと空気の子混合気の中を火炎が伝播するわけであるが、主燃焼室には通常の火炎が伝播しにくいほどの稀薄な混合気を作り、別に予燃焼室を設けてそこに濃い混合気を作って点火し、その火炎で主燃焼室の混合気を燃焼させるような2段方式による稀薄混合気燃焼を行わせると、火炎帯の温度は比較的低温に抑えられ、NO_xの発生も通常のガスエンジンの1/10程度になる。またガスタービンの場合にも、基本的に稀薄燃焼の技術を用い、更に水噴射等の技術を併用すれば、殆ど問題はないと筆者は考えている。

更に厳しい条件をつけられれば世界に冠たる脱硝技術の導入も考えるべきかもしれないが、それよりも移動発生源の規制の方が先であろう。

5. 広域パイプラインによる天然ガスの地方分散化

以上のような理由で、日本はますますLNGへの依存度を高めるべきであり、地方へも広く供給することを考えなければならない。LNGを日本各地に送る方法には、小型LNGタンカーによる1次受入基地からの2次輸送、タンクローリーによる2次輸送など、慎重にフィージビリティを調査しなければならないが、筆者は既存のガス会社の幹線高压導管網を横につなぎながら全国に拡大して行くことが最も現実的と考えており、現在基礎的な調査を進めている。米国にも、ヨーロッパにも天然ガスパイプラインは網の目のように敷設されており、先進諸国の中で天然ガス供給ライン網建設の最も遅れているのが日本であろう。電力・ガスのような公益企業は、経営の順調なときに少々の料金値下げをするよりも、このような社会資本投資にもっと力を入れるべきであろうし、また国も百年の大計として日本全国のパイプライン網建設に本腰を入れるべきと信ずる。目先の経済性のみで判断することでもなく、また民間企業にまかせておくべき性格の事業でもない。

6. むすび

天然ガスの利用拡大は以上のような信念に基づいて、私の残された人生を捧げるべき命題と考えている。

考えに誤りがあるかもしれないので、世の識者の方々の御叱正を仰ぎたいと思うこと切である。(ひらた まさる 東京大学先端科学技術研究センター教授)

天然ガスの産状と成因

星 野 一 男

1. 天然ガスとは

一般には、地中から天然に湧出するガスを総称して天然ガスと言っている。産出状況からみると、地質時代の若い地層や沼地・埋立地層などに含まれるメタンガス、石油生成に伴ってできるガス、化石植物が石炭化する過程でできるガス、などがあり、後二者もその主成分はメタンである。この他に、火山活動に伴うガス、温泉水・地熱水に伴って湧出するガスもある。これらのガスは通常マグマ性のガスであって、メタンの他に炭酸ガス、チッソ、ヘリウムなどの燃えないガスを含んでいる。

現在、エネルギー資源として利用されているのは、前者の主として化石動植物に由来する可燃性ガスであって、狭義の天然ガスとはこれらを指している。従来、エネルギー業界、石油・ガス業界で一般に天然ガスと呼称されているのは、この狭義の天然ガスである。

2. 天然ガスの産状と分類

狭義の天然ガスは、鉱床の形態、すなわち地下に貯留されている形態によって次の三つに分類されている。

(1) 水溶型

(2) 油溶型

(3) 遊離型

水溶型は、第四紀層など最も新しい地質時代の未固結の堆積層中に生成される天然ガス鉱床であり、数百メートル程度の浅い地層から塩分に富んだ地層水と共に採取される。

これに対して油溶型天然ガスは、原油と一緒に出てくる天然ガスである。また、遊離型天然ガスとは、水や油のような液体に溶けた形ではなく、ガスだけが遊離して地下の地層中に溜っている鉱床である。

油溶型及び大部分の遊離型天然ガスは油田地帯に存在しており、石油と一緒に採取される。

天然ガスの分類として、鉱床の形態とは別に産出状態から区別することが行われている。このように油田地帯から石油と共に産出する天然ガスは油田ガスと呼ばれる。全世界でこれまでに発見されている天然ガスの大部分は、油田ガスである。油田ガスには油溶型と遊離型の両方の鉱床形態がある。後の成因の項で説明するように油田地帯で油溶型と遊離型を厳密に区別することは難しい場合があり、近接した地層で両者が混在する場合もある。このようなことから、一つのボーリング井から原油と天然ガスが相伴って出るのがむ

福島・茨城両県にまたがる常磐炭田の近くに
その例がある。

水溶性天然ガス鉱床のある所は“水溶性”ガス田と言われて、一般の“油田性”ガス田から区別される。油田性ガス田は、上記のように油田と共存するが、水溶性ガス田は油田と共存することはない。水溶性ガス田は例が少ないので、一般に単にガス田と言われる時には殆どの場合、油田性ガス田である。我国では、千葉県九十九里海岸、新潟市近傍、宮崎県南部などが水溶性ガス田地域である。

例は少ないが、炭田地帯で石炭層周辺の地層に商業的規模の天然ガスが貯留され、採取されることがある。これは炭田ガスと呼ばれる。炭田ガスは全て遊離型である。我国では

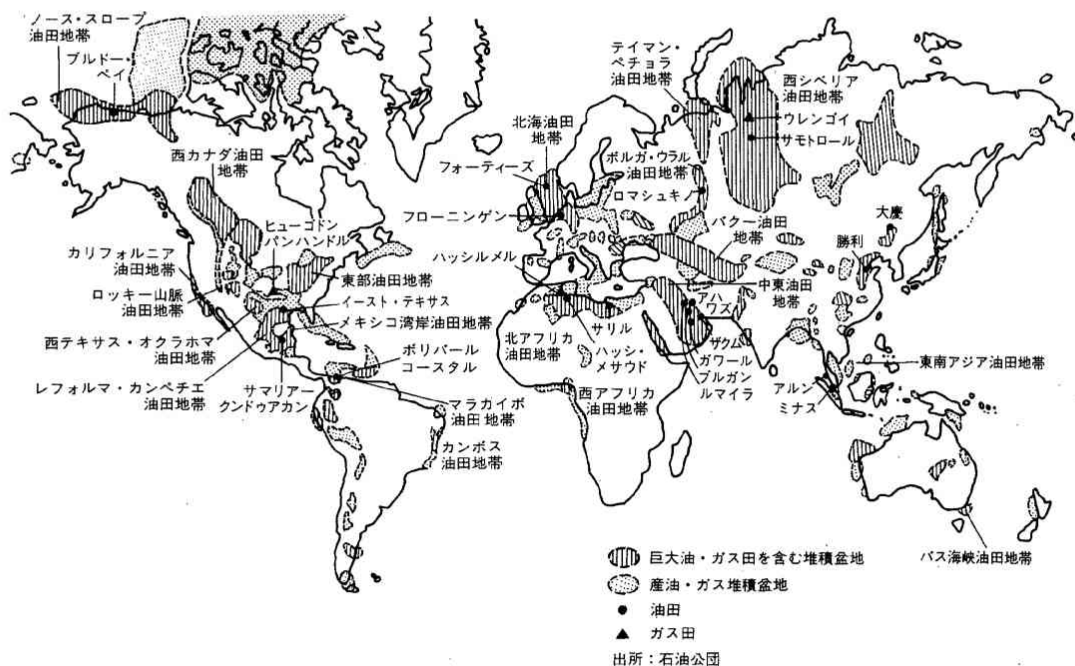
第1図に世界の主要なガス田地帯の分布を示す。また、第1表に主要なガス田のリストを示した。

現在までに発見されている天然ガス田の殆どは、油田ガスであるために主要ガス田の分布地域は油田分布域とほぼ一致している。

埋蔵量の大きな天然ガス田はソ連、北アフリカ、北欧、アメリカ南部に集中している。特にソ連には、世界最大のウレンゴイ・ガス田を始めとする巨大ガス田が分布している。

3. 天然ガスの組成と性状

天然ガスの化学組成を第2表に示す。油田ガス、炭田ガス、及び水溶性ガスについて我



第1図 世界の油田・ガス田地帯 (石油公団・石油鉱業連盟 1988)

第1表 世界の主要ガス田
(I.P.E. 1988年版より作成)

順位	ガス田名	地域	埋蔵量(億m³)	1986年生産量(億m³)
1	Urengoi	USSR	80825	2970
2	Yamburg	USSR	47515	7
3	Bovanenkovskoye	USSR	41468	—
4	Hassi R'Mel	Algeria	33960	—
5	Zapolyarnoye	USSR	26678	—
6	Hugoton	USA	20376	105
7	Orenburgskoye	USSR	17779	453
8	Groningen	Netherland	16470	506
9	Medvezhye	USSR	15466	425
10	Rhourde Nuss	Algeria	15282	—
11	Kharasavei	USSR	12640	—
12	Kruzenshtern	USSR	11192	—
13	Sovetabad	USSR	9990	198
14	Yuzhno-Russkoye	USSR	7500	—
15	Prudhoe Bay	Alaska	7342	277
16	Shatiyk	USSR	6226	255
23	San Juan Basin	USA	4245	227
25	Leman Bank	UK	3396	410
26	Frigg	Norway	2830	279
	Reynosa	Mexico	1047	372
	Crossfield	Canada	—	1358

国の代表的なガス田の例を示した。

ここで見るように、通常の可燃性天然ガスの主成分はメタンであるが、その他の成分は油田ガスと水溶性ガスでは大きな差異がある。それは水溶性ガスではC₂以上の炭化水素は含まないが、油田ガスではC₂以上の炭化水

素を含むことである。

油田ガスでは主成分のメタンは90～85%を占める。その他、エタン、プロパン、ブタン、ペンタンなどパラフィン系飽和炭化水素が含まれる。本表ではブタン以上は一括して示している。炭化水素以外では、少量の窒素、炭

第2表 天然ガスの分類と組成

(重量%)

	油 田 ガ ス				炭田ガス	水溶性ガス	
	油 溶 型		遊 離 型		遊離型	水 溶 型	
	*秋田	*新潟	*新潟(1)	*新潟(2)	*常磐	*千葉	*宮崎
CH ₄	87.6	91.5	87.8	84.5	91.3	98.7	80.3
C ₂ H ₆	6.58	4.23	5.51	4.78	0.015	—	0.06
C ₃ H ₈	3.79	1.09	2.44	1.68	—	—	—
C ₄ *	1.49	0.64	1.39	0.85	—	—	—
N ₂	0.46	2.34	2.83	2.39	7.50	0.32	2.41
CO ₂	0.10	0.21	—	5.76	0.84	0.72	17.10
He	0.0004	0.0006	0.0058	0.0028	0.026	0.0001	0.007
H ₂	0.0008	0.0005	—	0.0008	—	—	0.005
他					Ar0.109 O ₂ 0.09		O ₂ 0.22

* 坂田ら (1986) * 永田 (1982)
* * 脇田、佐野 (1983)

酸ガスを含む。また、極微量ではあるがヘリウム、水素などが検出される。これらの微量成分の割合は地域、坑井によって差異がある。例えば、新潟のある坑井では炭酸ガスが数%も含まれている。

水溶性ガスに含まれる炭化水素は殆どメタンであり、その他にはエタンを微量に含む程度である。微量成分では、油田ガスと同じように窒素、炭酸ガス、ヘリウム、水素等を含んでいる。炭田ガスの化学成分は、水溶性ガスとよく似ている。常磐炭田の例では水素は検出されず、アルゴンなどが検出されている。

この他にガス田の地質的背景によって、硫化水素、水銀などを含むことがある。我国では炭酸ガスが90%以上も含まれていた上毛ガス田の例がある。外国では硫化水素が40%を超えた例もある。また、米国では特にヘリウムの含有率が非常に高いガス田が知られており、ヘリウム資源として活用されている。我国の水溶性ガス田ではメタンが溶解している塩分の高い地層水中にかなりのヨードが含まれており、ヨード資源として活用されている。

第3表にパラフィン系炭化水素の鉱床別組成領域を示した。プロパン、ブタンなど加圧あるいは冷却により、容易に液化しやすい成分を含む天然ガスはしばしば湿性(ウェット)ガスと呼ばれ、そうでないものは乾性(ドライ)ガスと呼ばれる。油田ガスは大部分湿性ガスであるが、水溶性ガス、炭田ガスは乾性ガスである。

このように、液化しやすい成分を比較的多く含む油田地帯の天然ガス田からは、工業的に液化石油ガス(LPG)が生産される。LPGの主成分はプロパン、あるいはブタンである。

第3表 天然ガスの組成領域

(天然ガス鉱業会、1983による)

分子式	分子名 (n-パラフィン系)	沸点 (℃)	天然ガス				LPガス (天然ガス)	
			①	②	③	④	⑤	⑥
CH ₄	メタン	-161	↕ (炭田ガス)	↕ (水溶性ガス)	↕ (油田・ドライガス)	↕ (油田・ウェットガス)	↕ (プロパンガス)	↕ (ブタン)
C ₂ H ₆	エタン	-89						
C ₃ H ₈	プロパン	-42						
C ₄ H ₁₀	ブタン	-0.5						
C ₅ H ₁₂	ペンタン	36						
C ₆ H ₁₄	ヘキサン	69						
C ₇ H ₁₆	ヘプタン	98						
C ₈ H ₁₈	オクタン	125						
C ₉ H ₂₀	ノナン	150						
C ₁₀ H ₂₂	デカン	174						

一方、ガス田から採取された天然ガスを-162℃(1気圧)まで冷却すると、主成分のメタンをそのまま液体化することができる。かつては我国から遠く離れた海外の天然ガスを我国で使用することは困難であったが、このように液体化された海外産天然ガスは、低温技術及び輸送技術の進歩により、最近、液化天然ガス(LNG)として大量に生産国から

消費国に輸入されるようになった。

天然ガスの主要成分であるメタン、エタン、プロパン、ブタン、二酸化炭素、及び硫化水素の物性を第4表に示した。

天然ガスの比重は、通常同一条件における空気の密度に対するその天然ガスの平均密度の比をもって表す。可燃性天然ガスの比重は

普通、0.56～0.95の範囲であるが、炭素数の多い炭化水素や炭酸ガスを多く含むガスでは空気よりも重いことがある。

天然ガスの発熱量は、単位容量 (Nm³) 当たりの熱量(kcal)として求められる。可燃性天然ガスの発熱量は、水溶性ガス、炭田ガス

第4表 天然ガス成分の物理定数表

(天然ガス鉱業会、1977による)

	メタン	エタン	プロパン	イソブタン	正ブタン	二酸化炭素	硫化水素
分子式	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₀	CO ₂	H ₂ S
分子量	16.04	30.07	44.09	58.12	58.12	44.01	34.08
分子容	22.36	22.16	21.82	21.77	21.49	22.26	22.14
融点 °C (latm)	-182.6	-172.0	-187.1	-145.0	-135.0	-56.6	-85.5
沸点 °C (latm)	-161.4	-88.6	-42.2	-10.0	-0.6	-78.3	-60.3
液体比重 (60 / 60°F)	0.300	0.378	0.512	0.562	0.581	0.816	0.790
ガス比重 (空気 = 1)	0.555	1.049	1.522	2.007	2.010	1.529	1.176
臨界温度 °C	-82.5	32.3	96.8	135.0	152.0	31.1	100.4
臨界圧力 atm	47.4	50.45	44.5	38.3	37.2	73.5	91.8
蒸発潜熱 kcal / kg	121.9	116.9	101.8	87.56	92.09	137.8	131.1
融解潜熱 kcal / kg	14.0	22.2	19.1	—	18.0	45.3	—
空気混合上限 %	5.3	3.12	2.37	1.6	1.86	—	43.0
爆発限界下限 %	13.9	15.0	9.50	8.5	8.41	—	45.50
総発熱量 kcal / Nm ³	9,520	16,820	24,320	31,530	32,010	—	—
総発熱量 kcal / kg	13,270	12,400	12,030	11,810	11,840	—	—
真発熱量 kcal / Nm ³	8,550	15,370	22,350	29,050	29,510	—	—
真発熱量 kcal / kg	11,950	11,350	11,080	10,900	10,930	—	—
ガス比熱 C _p kcal/kg	0.2928	0.2279	0.2158	0.2151	0.2205	0.1106	0.141
ガス比熱 C _v kcal/kg	0.223	0.191	0.191	0.196	0.202	0.095	0.107
C _p / C _v	1.308	1.193	1.133	1.097	1.094	1.164	1.32
液体比熱 kcal / kg	—	—	0.297 (6.1°C)	0.298 (-10°C)	0.304 (-17.8°C)	—	—
蒸気圧 kg/cm ² (37.7°C)	—	54.8	13.4	5.1	3.6	—	39.1
燃焼必要空気量 m ³ / m ³	9.53	16.67	23.82	30.97	30.97	—	—

混合物の場合にも1つの臨界値が存在し、ここでは気相の密度、組成が液相のものと同じになる。この臨界値は後に記す対応状態の仮臨界値とは異なるものである。

などのドライガスでは7000~9000kcal/Nm³であるが、油田ガスでは10000~15000kcal/Nm³に達する。但し、窒素や炭酸ガスを多く含むガスでは低くなる。

4. 天然ガスの成因

天然ガスの成因は、石油の成因に比べて従来研究が遅れていた。その理由の一つには、前節に述べたように、天然ガスにはさまざまな鉱床形態や産状形態があり、成因についての考え方がまとまりにくかったことであり、次の理由は石油に比べて利用が遅れていたことである。しかし、最近、石油の成因の研究が進むにつれて、石油と随伴する油田性ガスも石油の生成に密接に関係していることが明らかにされるようになった。

現在、石油の成因についての主流的考えは、それが生物起源の有機物に由来するといういわゆる有機説である。大多数の石油地質学者、有機地球化学者が描いている石油生成の過程は次のようである。(第2図参照)

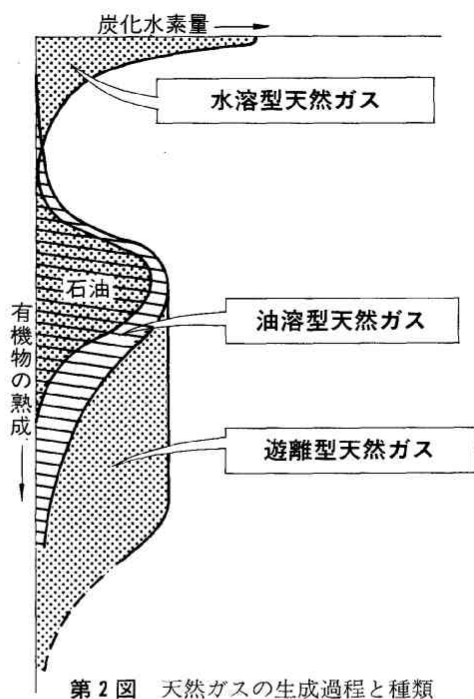
石油(及び天然ガス)の起源物質は、湖底に埋没した植物や海洋底に沈積した原始的な動植物である。これらの有機物遺骸の炭化水素は、酸素が豊富な酸化環境であれば、炭酸ガス、水などとして拡散してしまうが、還元的环境であれば、地層中に沈積して有機物に富んだ堆積岩が生まれる。

堆積岩の上に次々と新しい地層が重なると、堆積岩は徐々に深部に埋没して上載岩石の重みのために圧縮され、堆積岩中の有機物は深部の高い地温のために熟成作用を受ける。

堆積岩層の埋没の初期には、生物遺骸がバクテリアなどの微生物で分解されてメタンを

発生する場合がある。その時には地層の圧密もそれほど進まず、堆積岩は大量の地層水を包含しているので、発生したメタンガスは地層水に溶解した形で貯留される。水溶型天然ガスはこのようにして生成されたものである。我国はアメリカと共に世界的に著名な水溶性天然ガスの賦存国である。しかし、天然ガス鉱床としてのメタンの中ではこのような生化学的過程で作られるのはむしろ少数派であり、多数派である油田ガスは次のステージのケロジェンの熱分解作用によって作られる。ケロジェンの実態はまだ分からないことが多いが、いずれにしても生物起源の有機物が還元環境で重・縮合して、フミン酸等を経て、有機溶媒にも、アルカリにも溶けないケロジェンに変換して形成されるものである。ケロジェンを含む堆積岩が長い地質時代の間、地下の高温下におかれると、熟成してメタンや油溶型天然ガスとなる。更に温度が高くなると、ケロジェンは過熟成となり、このような変成ケロジェンからはメタン成分の多い遊離型天然ガスが発生するようになる。

第2図は縦軸に有機物(あるいはケロジェン)の熟成度を取り、横軸に炭化水素量を取って生成される天然ガスの種類を模式的に表したものである。ここに示されるように、まず成因的には水溶型天然ガスと油溶型及び遊離型天然ガスは異なるグループである。水溶型は生化学的過程によって生成したバイオ・ガス(biogenic gas)であるのに対して油溶型及び遊離型はケロジェンが長時間の加熱作用により高分子有機物から炭素数の小さい炭化水素に変化する過程として生成される熱分解ガス(thermogenic gas)である。

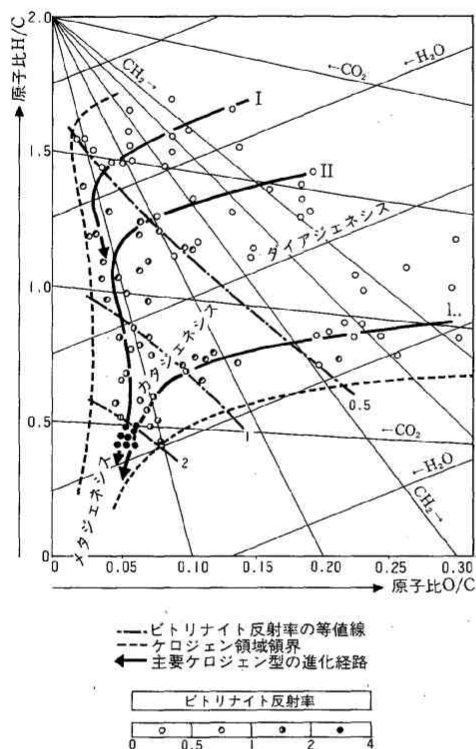


第2図で見られるように、油溶型天然ガスは石油の生成量が最も多くなった時に生成されるガスであって、炭素数が2以上の炭化水素成分を含むのが特徴である。石油の生成が始まる地温は60~100℃と考えられている。一方、200℃以上の地温状況下では炭素結合の破壊がおこって生成石油量は次第に減少して、生成される炭化水素のほとんどはメタンのみとなって遊離型天然ガスが作られる。

ケロジェンがこのようなに熟成する過程は、ケロジェンの種類によってそれぞれ異なる過程を辿る。現在、ケロジェンは始源物質によって3つの型があることが知られている。

I型は藻類などの有機物に由来するもので別名を油母頁岩型とも言われる。III型は陸上の高等植物に由来する有機物を多く含み、石炭型とも言われる。II型は中間型で海棲の動物プランクトンや底棲生物などに由来するケロジェンである。第3図は炭素に対する水

素及び酸素の原子比を軸として、それぞれのケロジェンの熟成過程を示したものである。I型は当初H/Cが高く、O/Cが低い。一方III型はH/Cが低く、O/Cが高い。ビトリナイト反射率¹⁾はケロジェンの熟成度を示す一つの指標である。ビトリナイト反射率がほぼ0.5から2.0の範囲がカタジェネシス領域²⁾で



第3図 ケロジェンのI, II, III型の熟成過程 (Tissot and Welte, 1978)

- [注] 1) 石油根源岩となる堆積岩中には、石炭の一種である揮炭(ビトリナイト)に由来する微小片が含まれる。顕微鏡下で測定されるビトリナイト微小片の反射率は、堆積岩中の有機物が炭化水素に熟成してゆく進行度を示すインデックスとして使われる。
- 2) 地下に埋没した堆積岩は高い温度・圧力のために、長い地質時代の間に岩石組織や成分の物理・化学的性質が変化する。有機物に変質し、熟成する過程をダイアジェネシス、カタジェネシス、メタジェネシスの三段階に分けることがある。カタジェネシスは第二段階であり、ケロジェンが熱分解をうけて石油(および天然ガス)が生成される領域である。

あり、第2図の石油生成領域に相当する。

ケロジェンの種類は石油生成帯における石油とガスの比率を左右する一つの要素である。IおよびII型においては石油が多いが、III型ではガスが多い。

このようにいわゆる油田地帯で、石油鉱床が発見されるか、ガス鉱床が発見されるかは、堆積岩が作られたときの環境が重要な因子である。概括的に言えば、陸地に近いところで作られた陸成堆積層の分布する所はガス田が作られる可能性が大きいし、一方、海成堆積岩が発達する地域では油田が作られる可能性が大きい。

炭田ガスはその産出状況が石炭層を賦存する陸成堆積岩と密接に関係しているところからIII型ケロジェンに由来するガスであると思われる。しかし、炭田ガスには石炭のごく近傍より出るものと、石炭層よりかなり離れた地層に見出されるものなど変化が多い。前者は油田ガスと同じく、有機物の熟成時に生成されたガスであるが、後者は石炭化作用に伴って生成されたガスである可能性が大きい。

5. 無機メタン説、いわゆる深層ガスについて

以上に述べたように、現在までに発見された可燃性ガスは、一応有機起源と見做されており、その探査技術もこの考えの下に発展しており、また、埋蔵量の算定もこの考えに基づいてなされている。

一方、地下の石油、天然ガスに対しては、無機起源説も古くから存在していたが、最近ゴールド等が積極的にこの説を唱えて以来、いろいろな分野での関心を集めている。以下簡単に最近の無機生成説とこれをめぐる動き

に触れる。

ゴールド等の説は次のようにまとめられる。炭素や水素のような元素は宇宙化学的にみると最も大量に存在している元素である。太陽系が進化する過程をみても炭化水素化合物は非常に普遍的な物質であり、生物が存在していない惑星にメタンが気体として存在していたり、ある種の石油に似た炭化水素が隕石の一部に見出されたりすることがある。約45億年前に地球が誕生した時、地球大気の大部分はメタンであった。地球が進化する過程でこれらメタンなどの炭化水素が地球内部にとり込まれたはずである。地球深層部にはこのような無機質なメタンが大量に存在し、地殻の弱い所を通して地表部に移動している可能性がある。地下深部にはこのように有機物とは関係なく、無機的に生成した可燃性ガスが大量に存在し、ガス田を形成しているところがあるのではないかと。

このような深層無機ガスについては、石油地質学や、有機地球化学の面から検討が行われている。スウェーデンではゴールド説を基にして7000メートルの深いボーリングが行われた。

これまでの例では、変成岩や花崗岩のようなマグマ性の岩石や、マントル物質が噴出する海洋底などから、メタンが検出されており、しかも、これらのメタンは同位体分析などによると無機起源ガスである可能性が大きい。

しかし、これまでに発見された無機メタンガスはいずれも少量あるいは微量であって、商業規模のガス田に結びつけられるような例はいまだ見出されていない。また、これらの無機メタンがゴールド説で予想されている性格のものなのかどうか、これから検討され

なくてはならない。

長期的な展望下では、天然ガスはエネルギー資源の中でも、今後ますますその重要性が増していくことの明らかな地下資源であると言われている。

いずれにしても、この貴重な天然ガス資源

をより長期に、より確実に、人類の財産とすることできるように、我々は無機メタンへの調査を含めて、地下の天然ガス資源の探査に今後も粘り強い努力を続けるべきであろう。(はしの かずお 清水建設(株) 顧問 前地質調査所 燃料資源部長)

天 然 ガ ス 資 源

山 村 政 彦

1. はじめに

天然ガスとは広い意味では天然に産するガスの総称であって、炭化水素を主成分とする可燃性天然ガスのほか炭酸ガス、窒素ガス、硫化水素ガスなどを主成分とする火山ガス、温鉱泉ガスその他天然に産するガスも含まれる。しかし一般に天然ガスと言えば、天然に産する可燃性ガスをさし、成分としてはメタンを主成分とするものである。メタンガスの臨界温度は -82.5°C であるので天然ガスは自然界では気体状態として存在している。

類似の名称のもので液化石油ガス (LPG)、天然ガス液 (NGL) やコンデンセートがあるが、これらはプロパン、ブタン以上の炭化水素を主成分としていることから、常温・常圧または常温・加圧の状態で液体であり、いわゆる天然ガスとは一般的に区別されている。

天然ガスは自然状態で気体であることから、輸送に費用がかかりすぎるためエネルギー市場には遅れて登場してきた。しかしパイプライン網の敷設により、また一方極低温技術による液体化 (LNG) することによりエネルギー消費市場と連結され消費が増加しつつある。

主成分であるメタンガスは自然界に多量に存在すると言われているが、資源的には高濃度のものが多量に一つのロットとして集中することが必須であり (いわゆる鉱床) そうでなければ回収コストがかかりすぎてエネルギー資源として利用できない。しかし資源的にみても天然ガスは豊富であり、今後の利用拡大があっても充分供給されうる見通しである。

2. 天然ガスの賦存状況

(1) 天然ガスの区分

天然ガスの分類は米国では1978年の天然ガス政策法 (NGPA) により36のカテゴリーに分類されているが、これは発見時、賦存場所、胚胎地層、生産規模および生産者からの販売契約・市場関連などによって区分されている。

賦存状況による区分としては日本ではJISM1006で遊離形ガス層と水溶性ガス層に分類されている。現在この定義をさらに明確にするために構造的ガス層と水溶性ガス層の2つに大分類し、構造的ガス層をさらにドライガスとガスコンデンセートに分類しようとしている。一方通商産業省のエネルギー生産・需給統計では、油田ガス、ガス田ガス (構造的および水溶性) および炭田ガスに分類して

いる。またアメリカ石油協会（API）では、ガス井戸ガス、石油井戸ガスおよび水溶性ガスに分類している。従っていろいろの分類方法があるが、ここではつぎのように区分してみることにする。

①ガス田ガス；天然ガス主体に生産されるガスで、これはまた、ガス井戸ガス、遊離形ガス、構造的ガスおよび非随伴ガスとも呼ばれており、ガスキャップガスからガスのみを生産した場合にも相当する。石炭層に起因する天然ガスがある地下構造に集積した炭田ガスもこのカテゴリーに入る。オランダのフローニンゲンガス田はこの型の炭田ガスである。生産量に占める割合が一番多く米国で75%程度日本でも70%程度となっている。

②油田ガス；随伴ガス、油井ガスまたはケーシングヘッドガスなどとも呼ばれており、生産される石油に溶解しているものが地上で分離されてガスになったものである。ガスキャップガスが下部の石油の生産中に石油と同時に生産される場合があり、これは油田ガスに区分される。生産量に占める割合は15～25%程度であるが日本の場合は3%程度である。

③水溶性ガス；地下水に溶解しているガスで地表で水と分離される。日本に於ける生産量に占める割合は24%と他国に比べて例外的に高い。

以上の分類のほかに天然ガスの性質としてドライガス（またはリーンガスとも言う乾性ガス）とウェットガス（湿性ガス）に区分する。これは常温で液体となる水分やプロパン以上の重質の炭化水素等を若干含むものをウェットガスといい、メタンガスがほとんどである場合ドライガスといわれている。ウェットガスも地上施設で湿性成分を分離すればド

ライガスとLPGなどの製品になる。油井ガスは大部分がウェットガスの状態で生産される。

(2) 随伴されるガス

天然ガスの生産に伴って産出するガスとしては、ヘリウムガス、窒素ガス、炭酸ガス、硫化水素ガスなどがある。ヘリウムガスは0.3%以上の含有量があれば分離しても採算性があると言われている。米国のテキサス州、オクラホマ州およびカンザス州一帯の天然ガスには多量のヘリウムガス（最大12%）が含まれている所があり（いわゆるヒューゴトン・パンハンドル地域）ここでは古くから天然ガスからヘリウムガスを回収し貯蔵している。窒素ガスは主に石炭系ガス田に多く、途中の処理では、LNGの場合を除いては除去出来ないで、窒素ガスを含んだ天然ガスは発熱量が低くなる。

3. 埋蔵量および生産量

(1) 定義

天然ガスの地下に賦存している量を埋蔵量（または鉱量）といい、その確実性によって例えばJISやAPIによれば確認埋蔵量、未確認埋蔵量に分け、未確認埋蔵量をさらに推定埋蔵量と予想埋蔵量に分けている。APIにはさらに未発見埋蔵量のカテゴリーがある。これらの埋蔵量の計算方法はそれぞれの規格で規定されている。埋蔵量はさらに地下に存在している量すなわち原始埋蔵量とのうち地上に採取されうる可採埋蔵量とがあり、天然ガスの場合は一般に原始埋蔵量の60～70%が採取される。一般に埋蔵量といえば可採埋蔵量を表している。

生産量についても、実際に井戸から生産さ

れた天然ガスから、石油の生産性を高めるための地下への再圧入した天然ガス、ガスリフト用に使用された天然ガスや、保安上のための焼却・空中放散された天然ガスなどを除いた量を商業化量と言っており、一般に商業化量を生産量と言っている。

量の表示方法は一般に4つの基準があり、それは次のようになっている。

- ①スタンダード・立方フィート（ウェット・ベース）SCF；温度60°F，圧力1気圧，水蒸気飽和状態における1立方フィートのガス
- ②スタンダード・立方フィート（ドライ・ベース）SCF；温度60°F，圧力1気圧，水蒸気含有無の状態における1立方フィートのガス
- ③ノルマル・立方メートル（ドライ・ベース）Nm³；温度0°C，圧力1気圧，水蒸気含有無の状態における1立方メートルのガス
- ④スタンダード立方メートル（ウェット・ベース）；Sm³；60°F，1気圧，水蒸気飽和状態におけるガス1立方メートル

API規格などでは、①のSCFを使用しているが日本は③を用いている。ソ連は④を用いている。天然では水蒸気はほとんど飽和状態である。換算表は以下のとおりである。

SCF (wet base)	1	1.02	38.0	35.3
SCF (dry base)	0.982	1	37.3	34.7
Nm ³ (dry base)	0.0263	0.0268	1	0.929
Sm ³ (wet base)	0.0283	0.0288	1.08	1

(2) 埋蔵量および生産量

現在の世界の埋蔵量および生産量を第1表に示している。埋蔵量についてはオイルアンドガスジャーナル誌によるもので1988年12月

第1表 世界の天然ガス埋蔵量および生産量
(単位：兆立方フィート)

	天然ガス 埋蔵量	天然ガス 生産量
アジア・太平洋	240.650	3.7976
インドネシア	83.590	1.2348
マレーシア	51.700	0.4609
インド	22.861	0.2691
パキスタン	17.722	0.4198
オーストラリア	16.633	0.5328
バングラディシュ	12.715	***
ブルネイ	11.600	0.2836
ビルマ	9.460	0.0317
ニュージーランド	5.150	0.1897
タイ	3.885	0.1623
バプア・ニューギニア	3.030	***
日本	1.410	0.0771
中 東	1,182.123	2.6381
イラン	494.400	0.6707
アラブ首長国連邦	201.515	0.5750
カタール	156.700	0.1644
サウジアラビア	145.848	0.7409
イラク	95.000	0.0599
クウェート	42.500	0.1561
シリア	13.130	0.0168
中立地帯	12.300	***
オマーン	9.320	0.0624
バーレーン	6.700	0.1758
北イエメン	3.700	***
西ヨーロッパ	200.117	7.0299
ノルウェイ	85.500	0.9941
オランダ	62.507	2.7312
イギリス	22.740	1.6553
イタリア	10.240	0.6972
西ドイツ	9.393	0.6589
デンマーク	4.320	0.0857
アフリカ	253.310	2.0257
アルジェリア	104.200	1.4716
ナイジェリア	85.000	0.0988
リビア	25.700	0.2352
エジプト	11.470	0.1952
南北アメリカ	518.444	23.9342
アメリカ合衆国	187.200	17.1070
ベネズエラ	102.243	0.6803
カナダ	95.100	3.4727
メキシコ	74.831	1.2774
アルゼンチン	26.700	0.6596
トリニダード・トバゴ	10.500	0.1355
ボリビア	5.354	0.0982
チリ	4.200	0.708
エクアドル	4.020	0.0023
コロンビア	3.943	0.1804
ブラジル	3.700	0.2034
自由世界 計	2,394.641	39.4255
共 産 圏	1,560.700	28.7425
ソ 連	1,500.000	25.6738
中 国	31.700	0.7239
そ の 他	29.000	2.3448
合 計	3,955.341	68.1680

末時点、生産量についてはインターナショナルペトリウムエンサイクロペディア誌からの引用で1987年の1年間の生産量である。埋蔵量は、3,955兆立方フィート（石油換算6,600億バーレル）であり、生産量は62兆立方フィート（石油換算114億バーレル、日産3,110万バーレル）となっている。

埋蔵量、生産量ともに多いのはソ連で世界のそれぞれ約38%を占めている。生産量ではソ連について多いのは米国であり、この2国がとびぬけており、2国で世界の生産量の約70%を生産している。共産圏のその他の国の生産量のうち1.2678兆立方フィートはルーマニアで生産されている。米国の生産量は1970年代前半がピークで1972年および1973年には23兆立方フィートの生産実績がある。なおこの表では地域のうち埋蔵量・生産量の多い国のみを表わしているため、各国の合計は地域の数字より少なくなっている。既に述べたように生産量は商業化量となっているので、実際に井戸から生産された量はこのほかに約9兆立方フィート追加される。

井戸1本当りの天然ガス生産量は、多いものは1日当り150百万立方フィート（約425万立方メートル）のものもある。米国の単純平均では1987年末のガス井戸は253,856本であり、1987年中の生産量が14,147,014百万立方フィート（日産38,759百万立方フィート）であるので、1987年に途中で放棄された井戸や新たに完成した井戸による井戸数の増減はあるが、平均するとガス井戸1本当り1日の生産量は0.15百万立方フィート（約4,300立方メートル）になり、米国の井戸は平均的には生産量は多くない。日本では、1988年のガス田のみの単純平均でガス井戸1本当り日産4,631

立方メートルとなっているが生産性の良い井戸は日産量60万立方メートル（約20百万立方フィート）のものもある。世界的にみて日産5—30百万立方フィートの井戸は生産性の良い井戸と言える。

第2表 各国の天然ガス消費量（1986年）
（単位：10億立方フィート）

国名	生産量	輸入量	輸出量	消費量
北米				
カナダ	2,774	9	748	2,035
メキシコ	921	2	0	923
米国	15,991	749	61	16,221
計	19,686	760	809	19,179
中・南米				
アルゼンチン	547	78	0	625
コロンビア	144	0	0	144
トリニダード・トバゴ	152	0	0	152
ベネズエラ	674	0	0	674
その他	262	0	78	184
計	1,779	78	78	1,779
西欧				
オーストリア	42	143	0	185
ベルギー、ルクセンブルグ	2	315	0	317
アイルランド	59	0	0	59
フランス	147	907	0	1,054
西ドイツ	545	1,467	39	1,973
イタリア	562	705	0	1,267
オランダ	2,570	59	1,234	1,395
ノルウェー	957	0	923	34
スペイン	13	87	0	100
イギリス	1,600	448	0	2,048
ユーゴスラビア	86	138	0	224
その他	87	107	21	173
計	6,670	4,376	2,217	8,829
東欧及びソ連				
アルバニア	14	0	0	14
ブルガリア	5	220	0	225
チェコスロバキア	25	402	0	427
東ドイツ	403	255	2	656
ハンガリー	250	168	0	418
ポーランド	205	240	0	445
ルーマニア	1,340	70	0	1,410
ソ連	24,195	105	2,778	21,522
計	26,437	1,460	2,780	25,117

第2表 (つづき)

国 名	生産量	輸入量	輸出量	消費量
中 東				
バーレーン	180	0	0	180
イ ラ ン	536	0	0	536
ク ウ ェ ー ト	173	18	0	191
オ マ ー ン	70	0	0	70
カ タ ー ル	193	0	0	193
サウジ・アラビア	890	0	0	890
アラブ首長国連邦	537	0	106	431
そ の 他	55	0	18	37
計	2,634	18	124	2,528
アフリカ				
アルジェリア	1,330	0	728	602
エ ジ プ ト	200	0	0	200
リ ビ ア	198	0	30	168
ナイジェリア	116	0	0	116
チュニジア	15	24	0	39
そ の 他	18	0	0	18
計	1,877	24	758	1,144
極東及び太平洋				
オーストラリア	483	0	0	483
中 国	484	0	0	484
イ ン ド	180	0	0	180
インドネシア	1,180	0	739	441
日 本	75	1,397	0	1,472
マレーシア	528	0	249	279
ニュージーランド	142	0	0	142
パキスタン	392	0	0	392
そ の 他	701	5	365	341
計	4,165	1,402	1,353	4,214
合 計	63,249	8,118	8,118	62,790

4. 天然ガス消費量

(1) 天然ガス消費量

世界の天然ガスの消費量を第2表に示している。これは米国エネルギー省のエネルギー年報から引用している。生産量はドライベースであり、消費量には貯蔵量も含まれている。最大の消費国はソ連で、約3兆立方フィートを西欧に輸出しているが、国内では21兆立方フィート強を消費している。ついで米国であり16兆立方フィート強を消費しているが、前

述のアメリカガス協会の数字(15兆立方フィート弱)と若干差があるが、これは貯蔵分が含まれているためと推測される。米国の天然ガスの消費量は1960年代の後半から1970年代の前半が多く、1972年、1973年にはほぼ20兆立方フィート消費しており、最近は若干増加してきたが当時の約80%である。当時は天然ガス価格が低く押えられていたことも理由の一つである。年間1兆立方フィート以上消費しているのは、英国、カナダ、西独、日本、ルーマニア、オランダ、イタリアおよびフランスの8ヶ国とソ連、米国の合計10ヶ国である。

(2) 天然ガス消費の占める割合

天然ガスの一次エネルギー消費に占める割合を第3表に、また1987年の最終エネルギー消費に占める割合を第4表に示している。これはOECD統計および総合エネルギー統計等に基づく資料である。一次エネルギー消費に占める割合は米国では1970年代前半では30%近く占めていたが、現在では英国の23.8%について22.4%である。この表には出ていないが、オランダは例外的で一次エネルギー消費に於ける天然ガスの占める割合は53%程度となっている。米国についてイタリアが21.9%、西独17.1%となっており、フランス12.4%および日本9.7%となっている。米国は1960年代の後半に、オランダは1970年代の前半に天然ガスの一次エネルギーに占める割合が現在の水準かそれを上回るレベルに達している。そのほかの国では、現在英国はピークに達しつつあるもののまだ増加中である。

一方1987年の最終エネルギー消費に占める天然ガスの割合は、英国30.4%、イタリア23.2%、米国21.5%、西独18.1%、フランス17.9%となっており、日本は3.3%である。

第3表 天然ガスの一次エネルギーに占める割合

(単位: 10^{10} kcal&%)

・米 国

暦 年	1973	1977	1983	1987
総 供 給	1,759,390	1,900,160	1,711,910	1,865,710
天 然 ガ ス	29.8%	24.7%	24.3%	22.4%
石 油	45.6%	46.9%	40.6%	41.1%
石 炭 等	19.9%	21.5%	26.3%	27.4%
原 子 力	1.1%	3.4%	4.1%	5.8%
水 力 等	3.6%	3.5%	4.7%	3.3%

・英 国

暦 年	1973	1977	1983	1987
総 供 給	220,810	209,350	193,020	208,670
天 然 ガ ス	11.6%	18.0%	22.4%	23.8%
石 油	50.4%	45.3%	37.5%	36.2%
石 炭 等	34.7%	32.2%	33.6%	32.9%
原 子 力	2.8%	4.0%	5.8%	5.9%
水 力	0.5%	0.5%	0.7%	1.2%

・西 独

暦 年	1973	1977	1983	1987
総 供 給	266,230	272,170	252,690	271,720
天 然 ガ ス	9.9%	15.5%	15.6%	17.1%
石 油	55.7%	52.2%	43.6%	42.2%
石 炭	31.8%	27.8%	33.0%	28.2%
原 子 力	1.0%	2.9%	5.8%	10.7%
水 力 等	1.6%	1.6%	2.0%	1.8%

・フランス

暦 年	1973	1977	1983	1987
総 供 給	179,690	187,090	186,250	206,460
天 然 ガ ス	7.7%	10.3%	12.3%	12.4%
石 油	68.2%	61.4%	48.1%	42.5%
石 炭	16.4%	16.2%	13.8%	9.7%
原 子 力	1.8%	3.6%	17.3%	28.7%
水 力	5.9%	8.5%	8.5%	6.7%

・イタリア

暦 年	1973	1977	1983	1987
総 供 給	132,250	138,560	135,500	148,860
天 然 ガ ス	11.0%	16.5%	16.8%	21.9%
石 油	73.8%	67.2%	63.8%	59.3%
石 炭	7.6%	7.4%	10.0%	10.6%
原 子 力	0.5%	0.7%	1.0%	0.0%
水 力	7.1%	8.2%	8.4%	8.2%

・日 本

年 度	1972	1977	1982	1987
総 供 給	347,037	387,271	364,386	422,409
天 然 ガ ス	1.2%	3.6%	6.9%	9.7%
石 油	75.5%	74.8%	61.8%	56.9%
石 炭	16.1%	14.4%	18.5%	18.0%
原 子 力	0.6%	1.8%	6.3%	10.0%
水 力	5.6%	4.4%	5.1%	4.1%
そ の 他	1.0%	1.0%	1.4%	1.3%

第4表 天然ガスの最終エネルギーに占める割合 (1987)

(単位: 10^{10} kcal&%)

	産 業 用	民 生 用	運 輸 用	非エネルギー	合 計
・米 国					
エネルギー総量	397,230	409,700	465,120	56,450	1,328,510
天 然 ガ ス	31.7%	39.1%	***	***	21.5
電 力	16.6%	33.7%	0.1%	***	15.4%
石 油	25.1%	19.1%	99.9%	100.0%	52.7%
石 炭 等	26.6%	8.1%	***	***	10.4%
計	29.9%	30.8%	35.0%	4.3%	100.0%
・英 国					
エネルギー総量	42,260	59,290	40,770	3,890	146,210
天 然 ガ ス	31.4%	52.6%	***	***	30.4%
電 力	18.6%	23.7%	0.7%	***	15.2%
石 油	29.8%	12.5%	99.3%	100.0%	44.0%
石 炭 等	20.2%	11.1%	***	***	10.4%
計	28.9%	40.5%	27.9%	2.7%	100.0%
・西 独					
エネルギー総量	64,400	82,840	47,010	4,960	199,220
天 然 ガ ス	23.2%	25.7%	***	***	18.1%
電 力	22.7%	19.0%	2.0%	***	15.7%
石 油	29.8%	46.4%	98.0%	100.0%	54.6%
石 炭 等	24.3%	8.9%	***	***	11.6%
計	32.3%	41.6%	23.6%	2.5%	100.0%
・フランス					
エネルギー総量	44,250	51,840	37,540	3,970	137,620
天 然 ガ ス	24.9%	26.2%	***	***	17.9%
電 力	20.3%	27.1%	1.9%	***	17.2%
石 油	35.8%	42.3%	98.1%	100.0%	57.1%
石 炭 等	14.3%	1.7%	***	***	5.7%
計	32.1%	37.7%	27.3%	2.9%	100.0%
・イタリア					
エネルギー総量	39,740	37,540	30,900	3,730	111,920
天 然 ガ ス	31.0%	35.7%	0.8%	***	23.2%
電 力	21.4%	19.2%	1.6%	***	14.5%
石 油	33.3%	43.4%	97.6%	100.0%	56.6%
石 炭 等	14.3%	1.7%	***	***	5.7%
計	35.5%	33.6%	27.6%	3.3%	100.0%
・日 本					
エネルギー総量	142,960	70,123	63,423	8,097	284,604
石 炭	7.13%	0.20%	***	***	3.62%
コ ー ク ス 等	19.49%	0.99%	***	***	10.04%
原 油	0.01%	***	***	***	0.01%
石 油 製 品	49.75%	46.58%	97.69%	100.00%	61.08%
天 然 ガ ス	1.75%	9.30%	***	***	3.17%
そ の 他 ガ ス	0.66%	5.19%	***	***	1.61%
電 力	19.35%	35.73%	2.31%	***	19.04%
新エネルギー等	1.84%	1.96%	***	***	1.41%
地 熱	0.02%	0.05%	***	***	0.02%
計	50.2%	24.6%	22.4%	2.8%	100.00%

一次エネルギー消費との比較では、英国、フランスでの割合が大きく増加しており、西独、イタリアが若干増加している。これは英国、フランスでは天然ガスを発電用にほとんど使用していない（フランスでは若干使用している。）ためである。米国と日本は逆に一次エネルギー消費に占める割合より低くなっており、これは相当量の天然ガスが発電用に使われているためである。

(3) 日本に於ける天然ガスの需給バランス

第5表に日本に於ける天然ガスの需給バランスを示している。

第5表 日本に於ける天然ガス需給バランス
(単位：10¹⁰kcal)

年 度	1972	1977	1982	1987
国 産	2,770	2,952	2,239	2,313
輸 入	1,260	10,908	23,000	38,475
在庫変動	-23	-11	* *	15
供給合計	4,006	13,849	25,238	40,803
電 力	1,241	8,203	18,032	30,366
都市ガス	983	3,769	5,859	9,164
化学工業	1,236	1,004	643	632
鉄 鋼	* *	120	257	136
そ の 他	410	309	105	78
自家消費	27	892	607	543
統計誤差	-109	446	264	117

これは総合エネルギー統計から引用しているが、1987年では約94%がLNGとして輸入されている。供給量のうち約74%が電力事業の発電用燃料に供給されており、22%が都市ガス供給として家庭用・産業用に供給されている。残りの化学工業、鉄鋼、その他については、都市ガスの供給システムを使わずに、直接LNG輸入または天然ガス生産者からの供給あるいは自家生産である。なお1987年の電力事業に於ける発電電力量に対する燃料構成では天然ガスは21%を占めており、また都市ガス事業に於ける原料比率では天然ガスは

70.4%になっている。94%を占めるLNG輸入については輸入先別、輸入会社別の実績を第6表に示している。これは電力需給の概要などから引用している。

第6表 企業別・輸入先別LNG受入・輸入実績
(1987年度)

(単位：千トン)

	インド ネシア	ブルネ イ	マレー シア	アメリ カ	アブダ ビ	合 計
東北電力	2,642	—	—	—	—	2,642
東京電力	392	3,552	3,930	722	2,262	10,858
中部電力	3,891	—	—	—	—	3,891
関西電力	3,279	—	—	—	—	3,279
九州電力	1,984	—	—	—	—	1,984
東京ガス	—	1,040	1,900	240	—	3,180
大阪ガス	1,890	640	—	—	—	2,530
東邦ガス	620	—	—	—	—	620
新 日 鉄	569	—	—	—	—	569
合 計	15,267	5,232	5,830	962	2,262	29,553

5. 価格動向

(1) 天然ガスの価格体系

天然ガスの価格方式は石油などの方式と大きく異なっている。それは引取保障(テイク・オア・ベイ、ミニマルビルまたはヘル・オア・ハイウォーター条項など)の条項が入ることと固定価格(引取り量に関係なく一定の価格)と従量価格(引取り量に比例)との組み合わせになっていることである。引取保障の入った価格体系は一般にLNG売買契約や天然ガス輸入契約に多く、固定価格と従量価格の組み合わせは一般に末端配給者との販売価格や卸売契約などに多い。米国の場合、天然ガス生産者から天然ガス輸送業者(いわゆるパイプライン会社)に販売する価格(井戸元価格)には連邦エネルギー規制委員会(FERC)による価格規制(シーリング設定)がまだ残っている天然ガスのカテゴリーが若干ある。パイプライン会社からの販売、輸送価格はす

べて連邦のFERCの承認が必要であり、末端販売価格は州または市（テキサス州など一部の州において）の管轄におかれている。ニューヨーク州では州の憲法に反するとの理由で固定価格のような購入量がない時に支払いの生じる方式は認めていない。米国の価格決定方式は歴史的にコスト・ベースでありJ A R（ジャスト・アズ・リーズナブル）に基づくリターンを認めている。一方欧州では市場ベースの代替エネルギーとの比較（市場価値バリューオリエンテッド）で決められている。従って米国ではよく言われるようにガス対ガスの価格競争が発生しコスト削減合理化が行なわれている。欧州の価格は各国によって若干差があるが、末端販売価格は国または市による認可になっている。契約・価格方式の公開については、米国では生産者（又は輸入業者）からパイプライン会社、パイプライン会社から配給業者、配給業者から末端消費者への販売についてはすべて公開されているが、欧州では卸売・輸入契約については、輸入天然ガスが多いため相手国との交渉力を保持すると言う理由で公開されていない。

(2) 平均価格

前述のような価格方式では、引取量によって単位価格も変化するので一般に価格比較の場合平均価格を用いる。平均価格とは販売価格と販売量による単純平均単位当たり価格であり、週、月、3ヶ月および年間平均などがある。以下価格と言えは平均価格とする。第7表に米国における井戸元価格、卸売価格（シティーゲート価格）および末端消費者への販売価格の推移を示している。これはアメリカガス協会の1988年ガスファクツからの引用である。米国の天然ガスは井戸元価格では1984

年、卸売価格では1983年、末端価格では1984年が最高の価格となっていたが、現在はまだ低下傾向にある。現在の価格を石油に等熱量換算すれば井戸元価格9.5\$/bbl、卸売価格18.7\$/bbl、末端価格24.2\$/bblになる。

米国の1986年、1987年の天然ガス井戸元価格と消費部門別価格と英国、フランスおよび西独の1986年の消費部門別価格を第8表に示している。米国についてはエネルギー省E I Aの資料を用い、欧州については個別に調査したものである。比較のために第9表にこれを1立方メートル当りの円（¥/m³）に換算したものを示している。

第7表 米国に於ける天然ガス価格の推移
（年間平均価格）

	井戸元価格 (\$/MCF)	卸売価格 (\$/MMBTU)	末端価格 (\$/MMBTU)
1965	0.156	0.339	0.618
1970	0.171	0.354	0.641
1971	0.182	0.389	0.681
1972	0.186	0.429	0.730
1973	0.216	0.463	0.788
1974	0.304	0.573	0.953
1975	0.445	0.798	1.285
1976	0.580	0.984	1.599
1977	0.790	1.308	1.974
1978	0.905	1.466	2.184
1979	1.178	1.812	2.522
1980	1.588	2.414	3.134
1981	1.982	2.885	3.650
1982	2.457	3.598	4.456
1983	2.593	4.041	5.121
1984	2.655	3.890	5.128
1985	2.511	3.821	5.017
1986	1.942	3.579	4.602
1987	1.710	3.339	4.315

第8表 欧米における天然ガスの年間平均価格

米 国

(単位：\$/MCF)

	井戸元	輸入	生産者 販売	卸売	家庭用	商業用	産業用	電力用	その他	全平均
1986年	1.942	2.53	2.39	3.58	5.65	5.04	3.23	2.72	4.02	4.60
1987年	1.710	2.14	2.12	3.34	5.39	4.77	3.11	2.51	3.42	4.32

英国

(単位：ペンス/サーム)

	家庭用	商業用	工業用	全平均
1986年	43.1	35.6	23.9	36.3

フランス

(単位：サントーム/kWh)

	家庭用	商業用	工業用	全平均
1986年	22.86	16.69	9.36	14.70

西独

(単位：ペニヒ/kWh)

	家庭用	商業用	工業用	全平均
1986年	6.5	5.8	5.0	4.9

第9表 欧米における天然ガスの年間平均価格 (¥/m³)

米国

	井戸元	輸入	生産者 販売	卸売	家庭用	商業用	産業用	電力用	その他	全平均
1986年	8.91	11.61	10.97	16.43	25.94	23.14	14.83	12.49	18.45	21.12
1987年	7.85	9.82	9.73	15.33	24.74	21.90	14.28	11.52	15.70	19.83

英国

	家庭用	商業用	工業用	全平均
1986年	39.0	32.2	21.6	32.9

フランス

	家庭用	商業用	工業用	全平均
1986年	56.7	41.4	23.2	36.5

西独

	家庭用	商業用	工業用	全平均
1986年	54.2	48.4	41.7	40.9

オランダ

	家庭用	温室用	産業用
1986年	65.1	20.4	35.2

米国に於ける天然ガス価格はMC F（千立方フィート）当りのドルであるが（契約ではDサーム, MMBTUなどあるが、ほぼ同じ単位と考えてよい）、英国ではサーム当りのペンスで表わされ、フランスはKWh当りのサンチーム、西独もKWh（又は石油・石炭換算）当りのペニヒで表示している。換算率としては、1 MC F=28.32m³, 1 サーム=2.52m³, 1 KWh=11.63m³とし、通貨交換率として1 US \$ = ¥130, 1 FF = ¥21.3, 1 £ = ¥228 および1 DM = ¥71.7としている。コスト・ベース（適正なりターンが保証されており、資本コストの外部調達コストおよび自己資本に対するりターンは税引前で18%程度である。）の米国は欧州に比べて全体の平均で50—65%程度と低くなっている。

家庭用については、米国、英国が産業用より20%程度高くなっているのに対して、フランス、西独は50%以上となっている。それは工業用の負荷変動の少ない大規模な消費に供給することによって稼働率を増大して需要を増加させてコスト維持を計ろうとするフランス、西独と既に天然ガス化が充分に行なわれ償却も相当進んでおり、かつ自国内の天然ガスではほぼ自給出来る米国と英国では、全平均価格でも十分に他エネルギーと競合できることから産業用と家庭用の差をそれほど大きくしなくても産業用に供給できる事を表わしていると思われる。

なお天然ガスの供給形態は、価格体系と関連するが、常に安定供給する契約（ファームコントラクトあるいはコア・コントラクト）と供給力不足の場合は供給を中断できる中断可能契約（インタラプティブルコントラクトあるいはノンコア・コントラクト）があり、

産業用の一部には後者の契約がある。これは天然ガスの消費は季節的、時間的変動があり、冬期の最大需要時と夏期の不需要時の差が大きく、最大需要に合わせて供給システムを維持・管理すれば年平均設備稼働率は25—30%程度しかない。従ってコストを下げるためには稼働率を増加させる必要があり、供給能力不足時には天然ガスの供給を中断出来るインタラプティブル契約を導入している。家庭用などのファーム契約と比較して非常に安い価格での供給となっている。

6. 将来の見通し

天然ガス資源の見直しは、最近のエネルギー供給の安定性と環境問題の中で行なわれている。石油資源とはほぼ同じ資源量をもっているが、エネルギー市場への供給システムにコストがかかることから米国・オランダを例外として遅れて供給されてきたエネルギー源である。米国ではエネルギー安全保障の面から石油の輸入量の増加が議論されているが、天然ガスについて言えば国産石油よりも30%程度多く生産されている。若干の輸入があるが自給可能な資源である。1950年代後半からの低価格規制による需要増加供給力低下などにより1970年代には天然ガス不足が発生した。1978年の天然ガス政策法（NGPA）による自由化移行による供給力の増大と、一方石炭との価格競争による市場の縮小などもあったが、全土にくまなくは巡らされたパイプライン網、パイプライン会社の投資意欲などにより、エネルギー資源の中での一つの役割りを果たすと考えられる。1990年代中には現在の50%の供給増を予想している米国の調査機関もあり、カナダ・メキシコ・アラスカを含

めた全体の大陸として考えるならば、埋蔵量、生産力および輸送供給システムも短期的な需給アンバランスを除けば合理的に機能すると思われる。

西欧では英国の北海に於ける生産力はあまり増大しない、ノルウェーの北海は今後も新規開発によって生産力は増大するであろう。現在は生産費の70%弱程度が英国に輸出されているが、1993年完成予定のジーパイプ計画などがあり、将来は大陸への供給が増大すると思われる。大陸の天然ガス供給システム建設の出発点となったオランダのフローニンゲンガス田は生産のピークを越えつつあり、従来持っていた供給変動調整の機能も弱くなってきている。そこで大陸各国は米国・英国と同様地下貯蔵により稼働率の変動に対応すべく対応している。またフローニンゲン産の天然ガスは窒素分が多く低カロリー（発熱量8,400kcal/m³であり約10%程度他の天然ガスよりカロリーが低い）であるためこのガスの供給を受けていた大陸の諸国は、複数の供給システムとなっており、フローニンゲンの天然ガス供給システムの一般の天然ガス供給システムへの切り換えを同ガス田の生産量の減退に合わせて行なわなければならない。西欧への域外からの供給はソ連、アルジェリアおよびリビアなどから行なわれており、ソ連からはイタリアの22%、西独・フランスの29%前後の消費量に対する割合が供給されており総量で約320億立方メートルを越えている。ついでアルジェリアである。西欧の基本的な考えとしては消費量との比率で一国の輸入量が30%を越えない事を安定供給の面から維持している。将来の供給先としてはナイジェリアなどの西アフリカや中東が考えられる。イラ

ン革命前に成立したイラン・ソ連および西欧との天然ガススワップ供給計画（IGAT-2プロジェクト）は革命により中止したが、現在イラン・ソ連間の天然ガス供給が再開される予定であり、それが将来さらに発展する可能性もある。西欧の天然ガスは英国・オランダを除いてまだ発展の段階にあり、現在も供給システムの整備が行なわれており、供給源としてはノルウェー北海地域、ソ連、アルジェリアなどの北アフリカ、ナイジェリアなどの西アフリカおよび中東が予想される。1992年のECの統合により現在も統合されている天然ガス供給システムはさらに機能化されていくものと思われる。

日本を含む環太平洋の天然ガス市場は米国、西欧と大きく異なっている。それは生産国と消費国が別々であることLNGによる供給が大部分を示めている事である。第10表に環太平洋の主要な埋蔵量保有国の埋蔵量、生産量および消費量を示している。将来も主要生産国でかつ輸出国となるのはインドネシア、マレーシア、オーストラリア、およびブ

第10表 環太平洋主要国の天然ガス資源
(単位：兆立方フィート)

国 名	天然ガス埋蔵量	天然ガス生産量	消費量
インドネシア	83.590	1.235	0.271
マレーシア	51.700	0.461	0.095
インド	22.861	0.269	0.269
パキスタン	17.722	0.420	0.420
オーストラリア	16.633	0.533	0.404
バングラディシュ	12.715	0.000	0.000
ブルネイ	11.600	0.284	0.021
ビルマ	9.460	0.032	0.032
ニュージーランド	5.150	0.190	0.190
合 計	231.431	3.424	1.702

ルネイなどである。インド、パキスタン、バングラディシュおよびビルマなどは埋蔵量は豊富であるが、これが生産されても、量的にまたコスト的に輸出されうるかは予想し難い。

輸入国としては、日本がLNG換算で環太平洋から年間約3,000万t輸入しており、そのほか韓国と台湾が年間約350万tを輸入している。将来これに天然ガス輸入国としてシンガポールが加わると思われるが規模は小さい。従って将来の見通しとしては産ガス国の消費の増加と日本、韓国および台湾の輸入量の増大が、将来の需要と供給の安定性見通しの重要なファクターになると思われる。LNG供給の場合には、液化プラント、積出港周辺の埋蔵量であることの必要性、プラント・LNG船稼動がフラットである事から天然ガス田の生産性を当初から大きくしなければならぬため回収率が下ること（特に85%程度を占めるガス田ガスに於いて）および動力としての自家消費がある事などから天然ガスの

供給の場合に比して20%程度下がる。以上の事を考慮しても前記の供給可能国から日本への供給可能量は、LNG換算約35億トンと計算される。日本への天然ガス資源としては、このように充分であるが天然ガスの場合、供給システムが完備されないと資源があっても供給出来なくなるので供給システムの完備に充分注意しておく必要がある。

7. おわりに

天然ガスは資源量としては充分であるが、消費地が遠隔であれば輸送にコストがかかるといった潜在的弱点を持っている。その点で石油がいかに輸送に適しているかがわかる。しかし有効資源活用の面や、エネルギー安全保障の面（特に輸入エネルギーの多い日本に於いて）からも今後はある程度天然ガスにシフトせざるを得ないと思われる。（やまむら まさひこ 石油公団天然ガス事業室 次長）

天 然 ガ ス の 利 用

正 田 知 士

1. はじめに

天然ガスはクリーンかつ埋蔵量豊富な石油代替エネルギーとして着実に利用が拡大しつつあるガス体燃料である。天然ガスは常温で気体であるがゆえに輸送・貯蔵が液体・固体に比べて困難であり、その利用の本格化は石油・石炭に比べて遅れたが、米国が全土をカバーする高圧パイプライン網を完成させて天然ガスの消費において世界をリードする一方日本およびフランスが液化天然ガス(LNG)の海上輸送をおこなって天然ガスの消費を拡大していった結果、天然ガスは現在では世界の一次エネルギーの約5分の1を占めるに至った。最近では炭酸ガス発生量の少ない化石燃料としても注目されている。本稿では天然ガスの利用に関して、まず利用と切り離すことができない輸送方法について述べ、次ぎに現在の用途および消費量、さらに将来期待される新しい用途について概説する。

2. 天然ガスの輸送

天然ガスを生産地(ガス田)から消費地まで輸送する方法としていろいろ提案されているが、パイプラインによる方法および低温液化してLNGとして輸送する方法の2つが代

表的なものである。まずこの2つの代表例について述べ、その後で各方法の相対比較について記す。

2-1 パイプライン輸送

現在最もパイプライン網を発達させている米国においても、当初は永年に亘って石油井戸からの天然ガスのほとんどは大気中で燃焼廃棄されていた。石炭などを原料とする製造ガスに比べて、一酸化炭素を含まない、発熱量が高いなどの利点を有する天然ガスでもこれを消費地まで輸送する手段無しには捨てられるしかなかったのである。表1に米国における主要ガス産出地域および埋蔵量をまとめ、図1にそれらの地図上の位置、およびガス田と消費地を結ぶパイプライン網の現在の姿を示した。長距離パイプラインが初めて敷設されたのは1891年インディアナ州中部のガス田からシカゴまでの120マイルであるといわれる。1920年代パイプラインの建設が盛んになり20インチ径のパイプが200マイル以上の地点間を結ぶようになるが、現在のようなかたちに整備されるのは第2次大戦後である。現在の長距離パイプラインの総延長は約3万5千マイル(5万6千キロ)であり、カナダ、シカゴ、メキシコとも結ばれている。¹⁾

ヨーロッパも図2に示すようにパイプライ

表1 アメリカ合衆国の主要ガス産出地域

地 域	埋蔵量 (tcf)	%	図1上 の位置
Louisiana州メキシコ湾岸	169	23	①
Texas州メキシコ湾岸	130	17	①
Anadarko/Amarillo地域	117	16	②
Permian盆地	73	10	③
東部Texas	50	7	④
Appalachia地域	39	5	⑤
California	33	4	⑥
Prudhoe湾 (アラスカ北極地方)	26	3	—
San Juan盆地	22	3	⑦
そ の 他	92	12	—
合 計	751	100	

ン網を発達させている。²⁾1944年のイタリアにおける大規模ガス田の発見以来、フランス、オランダ、ドイツ、北海（英国東南沖およびノルウェー沖）と次々に大規模な天然ガス資源が発見され、それに呼応してパイプライン網が整備されていったものである。

2-2 LNG輸送

天然ガス液化の歴史は、第一次大戦末カナダで1919年に、アメリカで1921年に戦争用気球のヘリウムとLNGを併産したときにさかのぼるといわれる。その後1930年にはパイプラインによって天然ガスを送る際の液化、貯蔵、供給に及ぶ基本特許が成立する。1957年アメリカのコンストック社はブリティッシュ・ガス・カウンシルと共同でブリティッシュ・メタン社を設立し、アメリカからイギリ

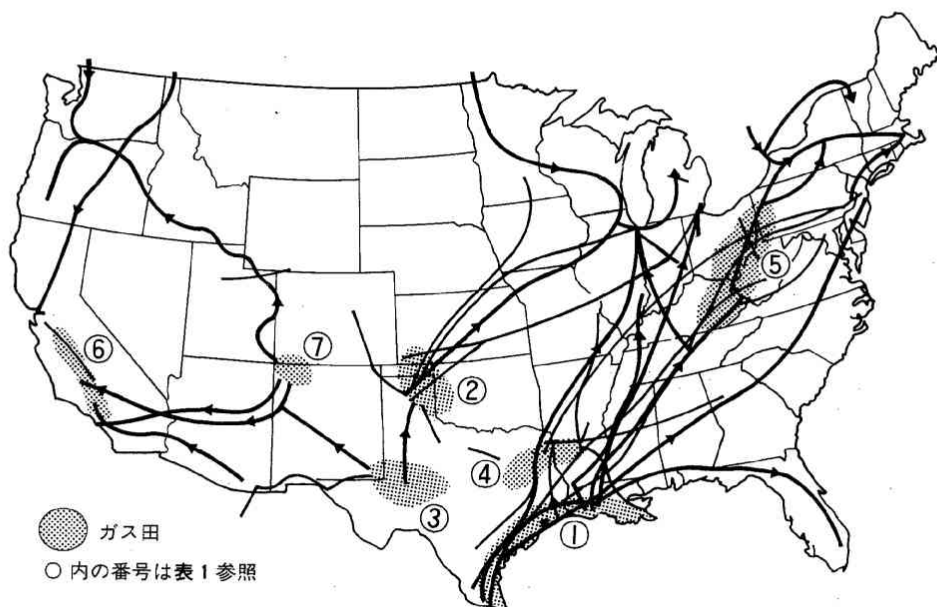


図1 アメリカ合衆国天然ガスパイプライン網

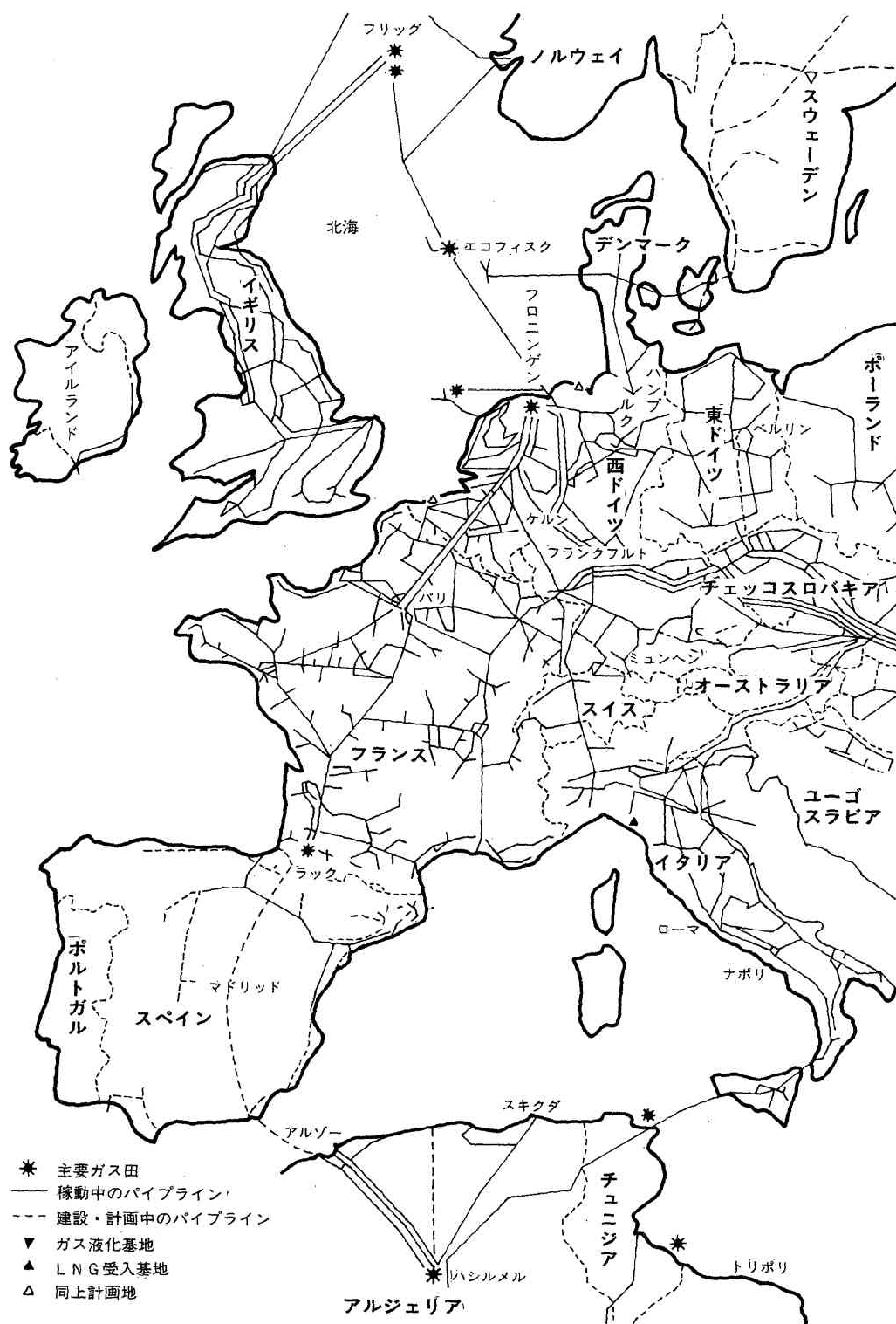


図2 ヨーロッパの天然ガスパイプライン網

スへのLNG海上輸送の実験を開始、1959年にはタンカー「メタン・パイオニア」号がLNGをアメリカのルイジアナ州からイギリスのキャンベイ島まで輸送する。この成功に引き続き1961年イギリス政府がアルジェリアのアルズーで天然ガスを液化し2隻のタンカーでキャンベイ島まで輸送するプロジェクトを認可し大規模海上輸送の先鞭をつけた。わが国においては1969年アラスカからのLNGが東京ガス根岸工場に陸揚げされたのがLNG輸入の始まりとなった。³⁾

その後日本がリードする形でLNGの取引量は増加していく。図3には1979年から1986年に掛けてのLNG取引量の推移を示すが、最近では世界の取引量の70%以上が日本への輸入であることが分かる。これらLNGの海上輸送には専用のLNGタンカーが使用される。国際ガス連盟が1987年に行った調査によれば、その時点でのLNGタンカー(容量4000

m³以上)の数は74隻であり、そのうち3分の2は容量125,000m³級のタンカーである。⁴⁾

表2および表3には、国際ガス連盟が1986年に行った調査に基いて、これらのタンカーの目的地である世界のLNG受入れ基地の一覧表を、各基地の主な天然ガス供給源および保有しているLNG貯槽の容量と共に示す。数においても容量においても日本がLNG受入れ設備で世界をリードしていることが明らかである。図4に西ヨーロッパのLNG受入れ基地の位置を、図5に日本および韓国のLNG受入れ基地の位置を示す。このような設備の増強を背景に図3に見るように世界のLNG輸送は着実に増加している。⁴⁾

2-3 天然ガス輸送法の比較

天然ガスを生産地から消費地まで輸送するに当たっては、既に述べたようにパイプラインによる方法およびLNGタンカーによる方法が大量輸送法として現在広く行われている。

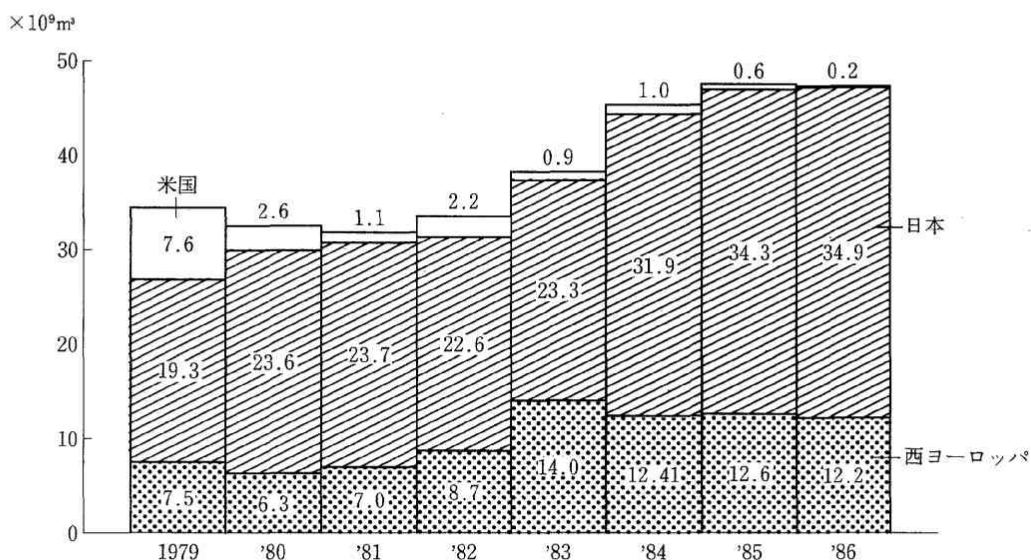


図3 世界のLNG取引量の推移

輸送法の選択に大きく影響するのはガス田と消費地の間の地理的条件（すなわち陸上を行けるのか或いは海を渡らなければならないのか。および輸送距離がどのくらい長いのか）、

および輸送容量の2点である。各々の輸送法についてコスト比較をLeibsonらによって行われた試算例にしたがって以下に述べる。⁵⁾

表2 世界のLNG受入基地とLNG貯槽・その1—外国（1986年）

地 名	所 有 者	主 な 供 給 源	L N G 貯 槽	
			数	合計容量(m ³)
(ヨーロッパ)				
Canvey Island(イギリス)	British Gas	(1)	6	48,000
Panigaglia(イタリア)	SNAM	リビア(2)	2	100,000
Barcelona(スペイン)	Enagas	リビア, アルジェリア	4	240,000
Cartagena(スペイン) (3)	Enagas	アルジェリア		
Huelva(スペイン) (3)	Enagas	アルジェリア		
Le Havre(フランス)	Gaz de France	アルジェリア	3	36,000
Fos sur Mer(フランス)	Gaz de France	アルジェリア	3	150,000
Montoir de Bretagne(フランス)	Gaz de France	アルジェリア	3	360,000
Zeebrugge(ベルギー)	NNTM/Distrigaz	アルジェリア	3	261,000
(アメリカ合衆国)				
Everett(Mass.)	Distrigas of Mass.	アルジェリア	2	95,000
Cove Point(Md.)	Columbia LNG/Consolidated LNG	(休止)	4	240,000
Elba Island(Ga.)	Southern Energy	(休止)	3	190,800
Lake Charles(La.)	Trunkline LNG	アルジェリア	3	286,200
(アジア)				
平沢(韓国) (3)	Korea Gas Corp.	インドネシア	4	400,000
永安(台湾) (3)	Chinese Petroleum Corp.	インドネシア	3	300,000

(1) ピークシェーピング用に使用中であり、現在受入れていない。

(2) 現在受入れていない。

(3) 建設中

表3 世界のLNG受入基地とLNG貯槽・その2—日本（1986年）

名 称/地 名	所 有 者	主 な 供 給 源	L N G 貯 槽	
			数	合計容量(m ³)
根 岸	東京ガス, 東京電力	ブルネイ, アラスカ	12	680,000
袖 ヶ 浦	東京ガス, 東京電力	ブルネイ, アブダビ, マレーシア	34	2,520,000
泉 北 I	大阪ガス	ブルネイ	4	180,000
泉 北 II	大阪ガス	インドネシア	15	1,125,000
戸 畑	北九州LNG	インドネシア	8	480,000
姫 路	関西電力	インドネシア	7	520,000
姫 路	大阪ガス	インドネシア	7	560,000
知 多	中部電力, 東邦ガス	インドネシア	4	300,000
新 知 多	知多LNG	インドネシア	6	480,000
東 新 潟	日本海LNG	インドネシア	6	520,000
富 津	東京電力	マレーシア	4	360,000
東 扇 島	東京電力	マレーシア, インドネシア	9	540,000
四 日 市	中部電力	インドネシア	4	320,000
柳 井	(1) 中国電力	オーストラリア		
大 分	(1) 九州電力	オーストラリア		

(1) 建設中



図4 西ヨーロッパのLNG受入基地



図5 日本および韓国のLNG受入基地

LNGによる場合について、図6にLNG製造コストを、図7にLNGタンカーによる輸送コストを示す。またパイプラインによる輸送コストについて図8に示す。これらの3つの図を比較することによってパイプラインとLNGの大まかな比較ができる。LNG海上輸送の場合のコストは図6の製造コストに図7の輸送コストを加えさらに再ガス化コスト約0.3ドル/百万btuを加えて算出される。これを図8のパイプラインによる場合のコストと比較すると、4000km以上の長距離を大量に輸送するような場合にはLNGが有利であるということになる。

現実の選択に当たっては地理的・政治的要因が経済的要因に優先する場合が多いと思われるが、1986年のBritish Petroleum Statisticsによれば、世界の天然ガス輸出入におけるパイプラインとLNGのシェアは表4のようになっている。世界の年間貿易量2200億 m^3 のうち、パイプラインが約4分の3 1700億 m^3 、LNGが残りの4分の1 約500億 m^3 、とパイプラインによるものが圧倒的に多い。LNG輸入国の断然トップは日本であり、それとほぼ同量の天然ガスを西ドイツはパイプラインで輸入していることが分かる。

天然ガスの輸送法としては、LNGやパイプラインのほかに、井戸元でメタノールにする方法などが検討されている。天然ガスをメタノールに転換して輸送する方法は、発電用あるいは自動車用燃料としてメタノールを大量に消費するシステムを作り上げこれと組み合わせれば、海上輸送に際して普通のタンカーで運べるため、特に輸送距離が長い場合にLNGに比べて有利となる。現在のメタノールの市場規模では小さすぎてメタノール転換法

はコスト高になるといわれる。

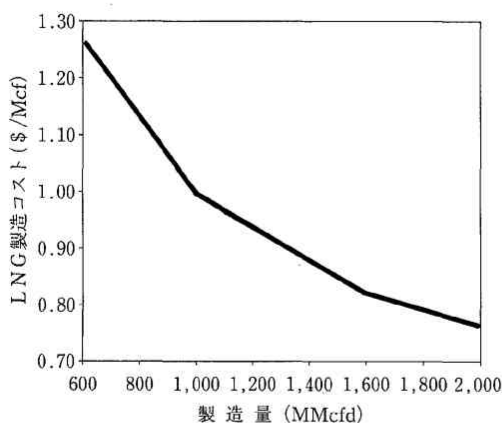


図6 LNG製造コスト

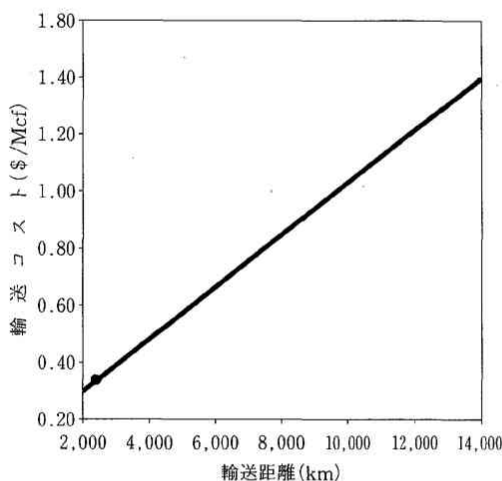


図7 LNGタンカーによる輸送コスト

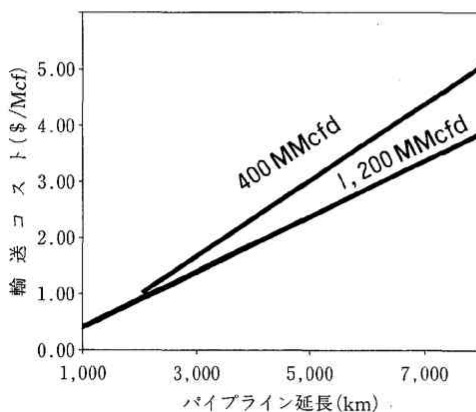


図8 パイプラインによる輸送コスト

表4 世界の天然ガス輸出入（1986年B P統計）

国名	輸 出 量 (10億m ³)			輸 入 量 (10億m ³)		
	パイプ ライン	LNG	計	パイプ ライン	LNG	計
米 国		1.4	1.4	21.4		21.4
カナダ	21.4		21.4			
メキシコ						
ベネズエラ						
その他のアメリカ	2.2		2.2	2.2		2.2
ラテンアメリカ				17.4	7.7	25.1
イタリヤ				19.6		19.6
オランダ	30.1		30.1	1.7		1.7
ノルウェー	26.7		26.7			
イギリス				12.6		12.6
西ドイツ				36.6	0.1	36.7
その他ヨーロッパ	0.6		0.6	17.6	5.1	22.7
アラビア		3.0	3.0			
イラン						
クウェート						
サウジアラビア						
その他中東						
アルジェリア	8.5	12.0	20.5			
リビア		0.9	0.9			
ナイジェリア						
その他アフリカ				0.6		0.6
日本					38.6	38.6
インドネシア		20.5	20.5			
その他アジア・オセアニア	2.2	13.8	16.0		0.1	0.1
自由世界計	91.7	51.6	143.3	129.7	51.6	181.3
ソ連	76.9		76.9	2.2		2.2
その他共産圏				36.7		36.7
世界合計	168.6	51.6	220.2	168.6	51.6	220.2

3. 天然ガスの利用状況

3-1 天然ガス消費量

世界の天然ガス消費量は第二次大戦後順調に伸び続けている。表5は消費量の推移を1950年と1985年の間について示したものである。⁶⁾この35年間で約9倍の伸びを記録してい

る。図9には最近の20年間についての世界の天然ガス消費量の増加を図示した。⁶⁾表5および図9から分かるように、まずアメリカ合衆国が世界の天然ガスの消費をリードするが1970年代前半のピークを境に減少に転じている。これには「天然ガス法」の規制による新規設備投資の減退、産ガス量の頭打ち、等が

影響したといわれる。

一方でソ連は、1950年代より天然ガスの探
鉱およびパイプライン網の整備に力を入れて
天然ガス消費を伸ばし、現在では世界最大の

天然ガスの消費国であり、また生産国である。

(ソ連は1986年には生産量6940億 m^3 のうちの
約一割に当たる770億 m^3 をヨーロッパに輸出
している。相手国は輸出量の多い順に、西ド

表5 主要国における天然ガス消費の推移

(単位：10億 m^3 /年)

国	年	1950	1960	1970	1980	1985
アメリカ		167	345	605	570	494
ソ連		6	45	198	427	530
イタリア		1	6	13	26	30
フランス		—	3	10	27	26
オランダ		—	—	27	34	37
イギリス		—	—	12	47	53
西ドイツ		—	1	12	50	46
日本		—	1	4	26	40
その他		10	45	146	250	401
世界計		184	446	1,027	1,457	1,657

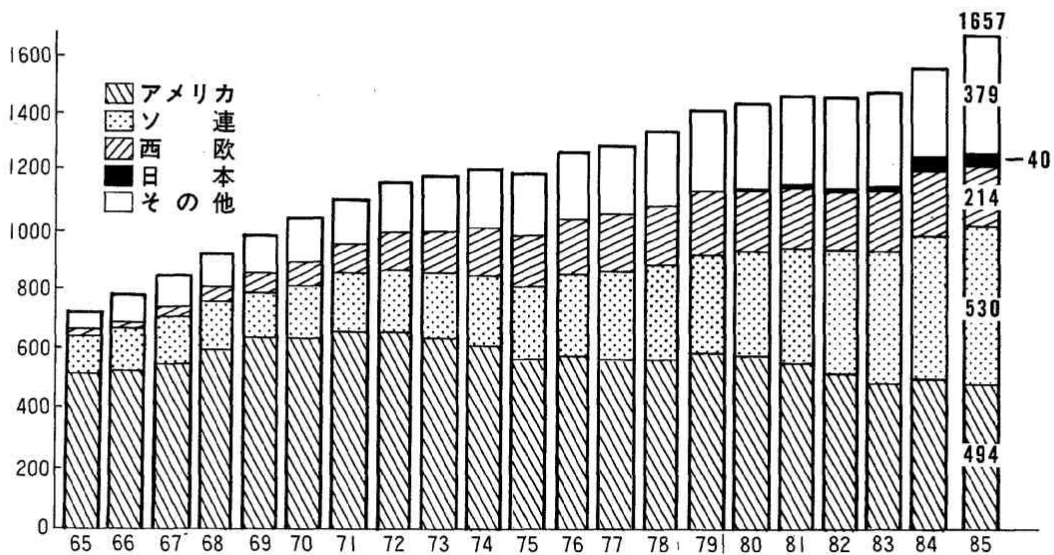


図9 世界の天然ガス消費量の推移 (単位：10億 m^3)

イツ、チェコスロバキア、イタリア、東ドイツ、ポーランド、フランス、ブルガリア、ハンガリー、オーストリア、ルーマニア、ユーゴスラビア、フィンランド、である。⁶⁾表5にみるように、ソ連のほかにも、イギリス、西ドイツ、日本、オランダ、イタリア、フランスなど天然ガスの主な消費国も概ねその消費を大きく伸ばしている。

表6は各国の天然ガスの消費量、輸入量、および天然ガスが一次エネルギーに占めるシェアを1985年について示したものである。一次エネルギー中の天然ガスシェアを見るとやはり天然ガスの輸入国ほど天然ガスのシェア

が低いのが分かる。日本、フランス、西ドイツがその例である。表6から輸入法としてのLNGの比率が高いのは日本の100%とフランスの38%であることも分かる。⁶⁾

日本における天然ガスの消費が本格化するのは1969年にLNGの輸入が開始されてからであるが、表7にその前後のわが国の一次エネルギー供給の変化を示す。⁷⁾1965年から1985年までの20年間に、国産天然ガスのシェアもともと小さい1.2%から0.6%に下落する一方、LNGのシェアは最初の導入以来クリーンな石油代替エネルギーとして増加し続け1985年には9.2%を占めるに至った。

表6 各国の天然ガスの消費量、輸入量および一次エネルギー中のシェア（1985年）

国名	消費量 (10億m ³)	輸入量 (10億m ³)		一次エネルギー中の天然ガス比率	輸入消費量	L N G消費量
		パイプライン	L N G			
米 国	493.8	22.9	1.0	24.7%	4.6%	0.2%
西 欧	213.9	36.5	12.9	15.6	23.1	6.0
イ 英	53.2	12.1	0	23.7	23.8	0
フ ラ	25.9	14.5	9.0	12.3	89.0	34.1
西 ド	46.0	35.5	0	15.5	76.8	0
イ タ	30.3	19.7	0.4	19.4	67.8	1.3
オ ラ	36.7	2.8	0	47.1	8.0	0
ソ 連	530.2	2.4	0	34.7	0.5	0
そ の 他	379.5	34.0	0	13.0	—	—
日 本	40.0	0	35.7	9.9	96.0	96.0
計	1,657.4	95.8	49.6	20.1	12.9	3.1

表7 わが国の一次エネルギー供給の推移

(換算単位: 10¹⁰kcal)

種 別		1965			1975			1985		
		実 数	換 算	比率%	実 数	換 算	比率%	実 数	換 算	比率%
水 力	10 ⁶ kWh	76,420	18,772	11.3	85,906	21,047	5.8	87,946	21,547	5.4
原 子 力	10 ⁶ kWh	37	9	0.0	25,125	6,156	1.7	159,578	39,097	9.8
石 炭	10 ³ t	73,279	45,217	27.3	80,936	60,192	16.4	111,902	79,421	19.8
石 油	10 ³ kl	102,606	96,704	58.4	288,334	267,890	73.3	243,535	221,117	55.2
天 然 ガ ス	10 ⁶ m ³	2,018	2,008	1.2	2,778	2,663	0.7	2,400	2,315	0.6
L N G	10 ³ t	—	—	—	5,059	6,728	1.8	27,831	37,015	9.2
国産エネルギー			56,037	33.8		43,812	12.0		74,687	18.6
輸入エネルギー			109,577	66.2		321,907	88.0		325,966	81.4
合 計			165,614			365,719			400,653	

3-2 天然ガスの用途

天然ガスが世界でどの様に利用されているのかを1985年について表8に示す。⁶⁾ 欧米各国

表8 主要国の天然ガス用途 (1985年)

国名	天然ガス利用分野 (1)			二次エネルギー中の ガス比率 (2)		
	工業用	民生用	発電用	工業用	民生用	合計
米 国	% 34.3	% 46.4	% (12.4) 19.3	% 34.9	% 40.2	% 23.6
西 欧	37.3	48.5	(6.3) 14.2	21.6	26.9	17.7
英	33.7	64.6	(0.9) 1.7	33.2	48.6	29.5
仏	46.4	50.6	(1.2) 3.0	23.4	25.4	17.4
西独	38.9	43.6	(8.5) 17.5	23.1	23.0	17.4
伊	38.4	41.9	(13.6) 19.7	27.0	31.3	20.9
蘭	28.8	44.8	(61.7) 26.4	46.0	72.9	46.4
日 本	8.9	23.7	(19.0) 67.4	2.7	13.0	4.7

- (1) 発電用欄の () 内は総発電量中の天然ガスシェア。
(2) 「ガス」には天然ガスおよび製造ガスを含めLPGを除く。

の中ではイギリスおよびフランスの発電用燃料用途が少ないのが目立つ他は、工業用或いは民生用（家庭用プラス商業用）燃料としての利用のされ方はほぼ似通っている。日本における発電用途の割合の高さは特徴的である。表8には合わせて、総発電量中の天然ガスのシェア、および二次エネルギー中の都市ガスの比率を示した。オランダは表6で見たように一次エネルギー中の天然ガス比率が47%と非常に高い国であり、発電用としてまた二次エネルギーとして天然ガスに対する依存が極めて高いことが分かる。

日本における天然ガスの用途およびその推移を表9に示す。これを図示したのが図10および図11である。1969年のLNG輸入開始の前後で日本における天然ガスの消費量およびその用途割合は急速に変化し、現在では電力および都市ガス用がほとんどである事が分かる。都市ガス用途の内訳は図12に示すようであり、工業用の比率が徐々に高くなりつつある。また今後はenergy conservationおよび地球環境保護の観点からコージェネレーション（熱電併給）による一層のエネルギー利用効

表9 国産天然ガスおよびLNGの用途別消費量の推移

(単位: 10¹⁰kcal)

年 度	1966年			1976年			1986年		
	天然ガス	LNG	計	天然ガス	LNG	計	天然ガス	LNG	計
電 力	5 (0.2)	—	5 (0.2)	386 (14)	5,213 (66)	5,599 (53)	617 (27)	29,192 (78)	29,809 (75)
都 市 ガ ス	350 (18)	—	350 (18)	658 (25)	2,600 (33)	3,258 (31)	869 (38)	7,878 (21)	8,747 (22)
鉄鋼, その他鉱工業	306 (16)	—	306 (16)	342 (13)	23 (0)	365 (3)	66 (3)	483 (21)	549 (1)
その他エネルギー用途	273 (14)	—	273 (14)	215 (8)	23 (0)	238 (2)	170 (8)	24 (0)	194 (0)
非エネルギー用途	1,024 (52)	—	1,024 (52)	1,083 (40)	0 (0)	1,083 (10)	543 (24)	0 (0)	543 (1)
合 計	1,958 (100)	—	1,958 (100)	2,684 (100)	7,859 (100)	10,543 (100)	2,265 (100)	37,577 (100)	39,842 (100)

率の向上が重要になってくると思われるが、わが国でもガスエンジン、ガスタービンなどを用いる都市ガス燃料によるコージェネレーションシステムは、1988年3月の時点で計189台(102,000kW)であったものが1989年3月には295台(151,000kW)と毎年大きく伸びている。

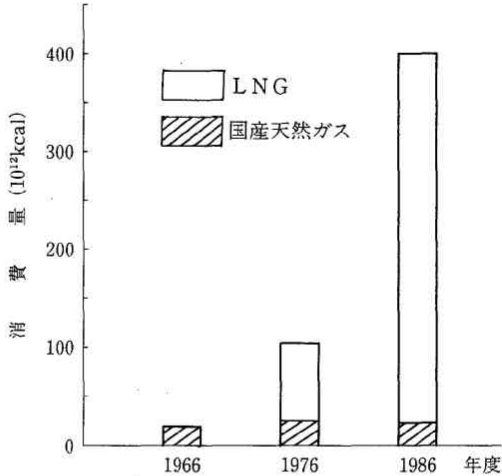


図10 我が国における天然ガス消費量の推移

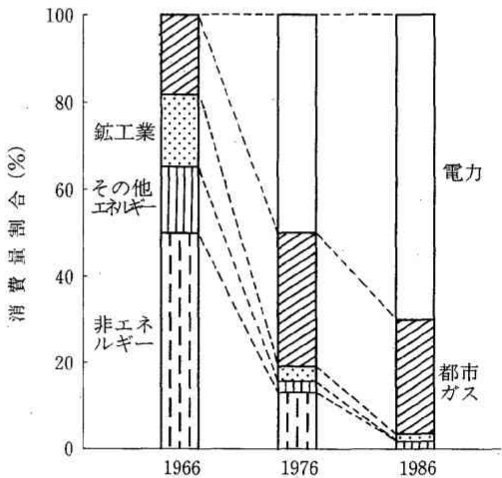


図11 我が国における天然ガス用途別消費量割合の推移

3-3 天然ガスの化学原料用途

表9 および図11中の非エネルギー用途とあるのは主に化学原料用である。天然ガスを化学原料として生産される化成品は図13に示さ

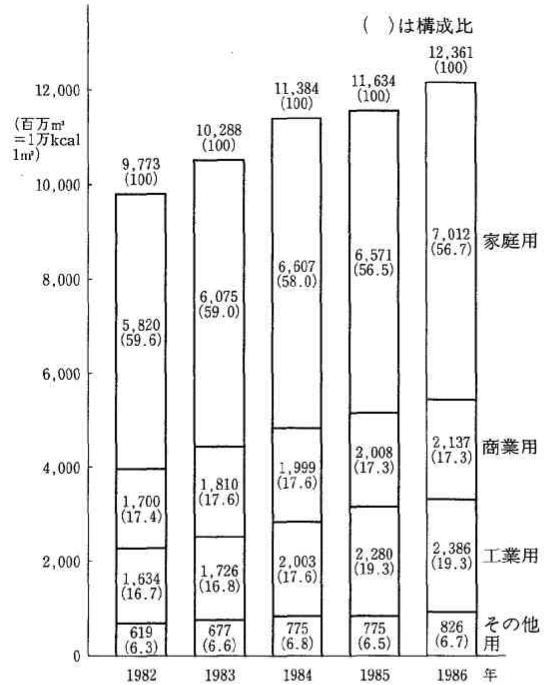


図12 都市ガス用途別販売量の推移と構成

れるように多岐にわたる。³⁾天然ガスを化学原料として使用する国の代表は米国であり、その1980年における数字を表10に示す。表にみるように天然ガス全消費量の約17%を石油化学工業が使用し、約4%が純粹に原料として使用される。残りの13%は合成用その他の燃料である。生産される製品はアンモニア、メタノール、水素、カーボンブラックなどである。¹⁰⁾

ニュージーランドでは天然ガスを原料としてガソリンを製造するプラントが1986年から操業されている。後述するLNGなども合わせて、天然ガスによる輸送用燃料自給率を50%以上に高めることを目的にしたものである。GTG (Gas-to-Gasoline) プロジェクトと呼ばれるこの計画の概要は図14に示すように、毎日約400万m³の天然ガスから途中合成ガスおよびメタノールを経由して約1600トンのガソリンを作るというものである。

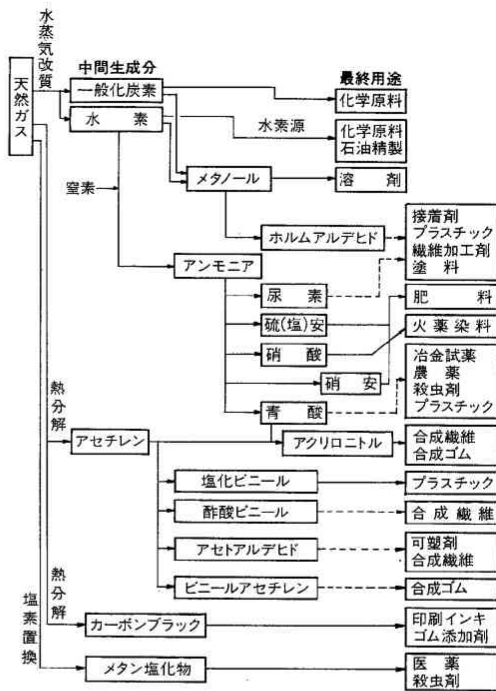


図13 天然ガスからの誘導製品一覧

表10 米国における天然ガスの化学原料用途 (1980年)

天然ガス消費量総計	490	(単位: 10億Nm ³)
石油化学工業消費量	83.5	
内訳		
合成用原料	31.1	
一般燃料	52.4	
(製品) (原料) (合成用) (合成用) (生産量)		
アンモニア	9.80 + 8.01 = 17.81	1800万 ^{トン}
メタノール	2.06 + 1.47 = 3.52	330万 ^{トン}
水素	5.47 + 2.67 = 8.14	22億m ³
カーボンブラック	0.59 + 0.53 = 1.57	
その他	0.45	
	18.4	12.7 31.1

わが国の国産天然ガスを原料とする化学工業は1952年のメタノールの合成に始まり、アンモニア、アセチレン、青酸、塩化メタン、およびそれらの誘導製品の生産を行ってきた。最近の生産量を新潟県の場合について見ると表11のようであり、メタノールおよびアンモニアが主要製品である。表9および図11に見るように日本国内の天然ガス消費量に占

める化学原料用途の比率は極めて小さく約1%に過ぎない。

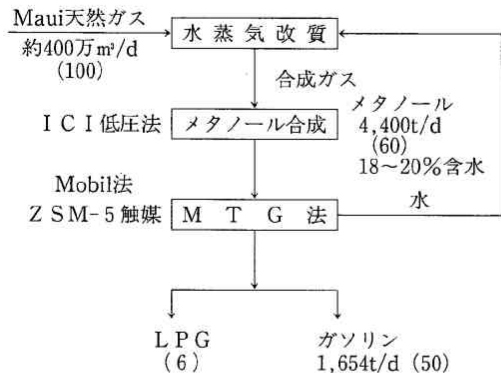


図14 ニュージーランドGTGプロセスの概要

表11 天然ガスからの化成品生産(昭和63年, 新潟県)

企業名	一次製品	昭和63年 生産実績 (1,000t/年)	操業開始	天然ガス 所要量 (1,000m ³ /日)
三菱瓦斯化学㈱	メタノール	89	昭27. 10	843
	アンモニア	189	昭32. 5	
協和ガス化学工業㈱	メタクリル酸メチル	42	昭34. 11	95
	塩化シアニル	3	昭34. 11	
	青酸ソーダ	3	昭39. 12	
旭カーボン㈱	カーボンブラック	95	昭26. 6	1
日本曹達㈱	二硫化炭素	10	昭34. 12	8
	硫化水素	6	昭34. 12	
信越化学工業㈱	クロロメタン	49	昭34. 4	15

4. 天然ガスの新しい用途

天然ガスは最もクリーンな化石燃料であり、そのクリーンさは益々重要さを増しつつある。酸性雨問題、炭酸ガス問題に対する回答として、天然ガスは発電用・工業用・民生用燃料として今後もその消費を伸ばしていくと考えられるのであるが、そう言う従来の延長線上の用途の他にこれまで余り比重の高くなかった或いは全然存在しなかった用途についても検討が加えられている。天然ガス自動車、化学原料等の用途である。

4-1 天然ガス自動車

天然ガスを充填した高压容器を積載した天然ガス自動車は、イタリアで第二次世界大戦直前に輸入石油不足の問題を解決するために始まったと言われる。現在比較的天然ガス自動車の台数が多いのは、イタリア27万台、ソ連20万、ニュージーランド11万台などで、¹²⁾ いずれも豊富な天然ガスを背景に石油への依存度を減らそうとしている地域である。

燃料を天然ガスとすることの利点は、

- ・燃料費がガソリンに比べて安い。
- ・ガソリンその他の燃料に比べ排気ガスがクリーンであり、環境汚染が極めて少ない。特に軽油を燃料とするディーゼルエンジン排気の問題への解答になり得る。
- ・寒冷地の冬季におけるエンジンスタートが容易である。

等があげられており、世界各国で関心が高まっている。

天然ガス自動車のデメリットとしては、

- ・ガソリンに比べ貯蔵密度が小さいために、一充填当たりの走行距離が3分の1以下と少ない。
- ・天然ガスの高压容器が重く大きい。
- ・ガソリンエンジンをそのまま利用する場合出力がダウンする。
- ・燃料供給ステーションシステムを造り上げる必要がある。

等があり種々解決の努力が行われている。¹³⁾ これらの制約の下で天然ガス自動車は、大型車両を使用し予め定められたルートを走行する人員あるいは貨物の輸送用に先ずは使われることになる。

天然ガス自動車には、上述の高压容器によるCNG (Compressed Natural Gas) 自動

車の他にも、吸着剤を使用してガス貯蔵圧力の低下を図ったANG (Adsorbed Natural Gas) 自動車、あるいは低温にしてさらにガス貯蔵圧力を常圧近くにまで下げるLNG (Liquefied Natural Gas) 自動車が検討されているが、いずれも一長一短があり中ではCNG自動車が主流になろう。

前にも述べたように天然ガスは容易にメタノールに転換できまたさらにガソリンに転換することもできるから、天然ガスが将来の自動車燃料の原料として広く使われる可能性も大いにある。

4-2 天然ガスの化学的利用

天然ガスが化学原料として様々に使われていることは既に述べたが、さらに新たな利用法の研究開発が図15に示す分野で行われている。

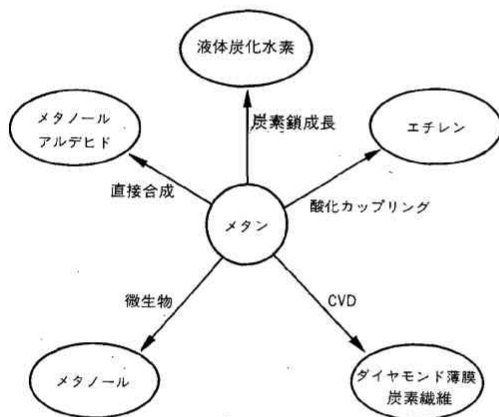


図15 新しいメタン利用法

エチレン、メタノール、液体炭化水素、ダイヤモンド薄膜、等いずれも天然ガスの主成分であるメタンを効率良くより価値の高い物質に転換しようとする試みである。

メタンを原料として酸化カップリング反応によってエチレンを製造するプロセスについてその開発はまだ実験室の段階であるが、消

費地から遠く離れ且つ埋蔵規模が小さくてLNGプラント建設がコスト的に引合わなくて今まで利用されなかったガス田の井戸元等でのプラント立地が検討されている。この未利用ガス田の井戸元立地という考え方は、メタノール製造などについても適用されるものである。

メタンからのガソリン等の液体炭化水素がメタノールの合成に関しては、従来法であるメタンを水蒸気改質反応によって合成ガスに

転換しその合成ガスからガソリンやメタノールを製造するという二段或いは三段階の反応を一段で済ませるような、より効率の高いルートを見付けようとするものである。触媒の探策が行われ、また微生物の利用なども検討されている。

新規な用途として研究されているのは、ダイヤモンド薄膜や炭素繊維の製造で、低圧における気相分解法が検討されている。(ひきたともじ 東京ガス㈱技術研究所課長)

参考文献

- 1) A.R. Tussing, et al., "The Natural Gas Industry", Ballinger Pub. Co., 1984
- 2) 津村, 石油経済ジャーナル, 5, 1987
- 3) 日本LNG会議, "LNG便覧", 1981
- 4) 国際LNG会議日本国内懇談会, "世界のLNG関連データ集", 1989
- 5) I.Leibson, et al., LNG-8, Session IV, Paper 6
- 6) 日本ガス協会, "21世紀に至る都市ガス事業の展望", 1986
- 7) 資源エネルギー庁, "総合エネルギー統計", 1988
- 8) 日本工業新聞社, "87-88エネルギー総合便覧", 1988
- 9) 日本ガス協会, "ガスエンジン・ガスタービン事例集III"
- 10) M.E.Samsa, "Gas Research Insights", 1984, Gas Research Institute
- 11) 新潟県, "天然ガスと石油開発の現況", 1989
- 12) 蓮池, エネルギー総合工学, 11(4), 1989
- 13) 米田, 天然ガス, 8(9), 1985

地球深層ガスの動向

越川 文雄

1. 天然ガスの成因

天然ガスは、生物起源の有機物が重縮合して出来たケロジェンという不溶性の高分子が地下の高温下におかれて熱分解し、石油とともに生成される。さらに高温の状態におかれケロジェンが過熱成した場合には、ガス単独で生成される。

そのほか、水中に埋没した動植物がバクテリア等によって分解し生成されるガスもある。

このような成因の説明は、いずれも有機起源説によるものであり、現在天然ガスの成因探査の有力な作業仮説となっている。これは18世紀の後半から主流となっており、これまでにかなりの研究成果が得られている。しかし、起源物質としてケロジェンが浮かび上がったのは、ここ10年ぐらいの間といわれ、これにより十分説明できない問題もかなり残されている。

これとは別に、それ以前から無機成因説が提案されており、今日まで少数派ながら続いている。とくにソ連の学者に支持者が多いようである。1980年代に入ってこの説を支持するような発見等が行なわれ、さらにゴールド教授らによる学説等により無機起源説に対す

る関心が出てきている。同教授らは進歩著しい宇宙科学の最近の知見を組み入れて仮説推論をしており、旧来の無機起源説とは大きな違いを示している。

ゴールド教授は、オーストリア生まれ、英ケンブリッジ大を卒業した天文学者で、米ハーバード大、コーネル大で教鞭をとり、現在は英国に住みトリニティカレッジの名誉フェローになっている著名な学者である。自らの学説を異端の学説とよび、生物起源の学説に挑戦するという意気込みで取り組んでおり、それだけに石油ガスの専門家には戸惑いを持って受け止められたようである。

わが国の専門家の感觸としては、無機起源のガスは地球上に存在するであろうと考えているようであるが、商業規模の鉱床賦存可能性については懐疑的である。

しかし、国際エネルギー機関（IEA）のレポート等天然ガスの成因に関する権威あるものに取り上げられるようになっており、わが国においても資源エネルギー庁がまとめた「21世紀のエネルギービジョン」においても同様な期待が述べられている。

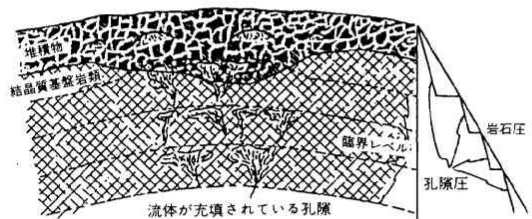
2. ゴールドの学説

太陽系に存在する元素の賦存量をみると、

水素が一番多く、あとヘリウム、酸素、炭素の順に並んでおり、炭素は4番目に多い元素である。木星、土星、天王星、海王星さらには冥王星にもそれぞれの大気メタンを主体としたガスが存在する等メタンは宇宙における炭素のもっとも一般的な存在状態になっている。それにも拘わらず地球上のメタンはすべて生物起源のものであると考えるのは不自然であり、地球の誕生、進化の過程でメタン等の炭化水素が地球深部に取り込まれたと考えられることも可能であろう。

地球深部のメタン等の存在については、ダイヤモンドが多く示唆を与えている。即ち、ダイヤモンドは、従来地表からバクテリア等の形で地中に入り込んだ有機物の炭素により出来たものと言われてきたが、同教授は地下150から300キロメートルの深部に於て高温高压にさらされた無機成因の炭素から直接合成されたものと考えた。そのためにはこの様な深部に於て高濃度の炭素の凝集作用が起き、かつ急速な冷却が行われなければならない、メタン等のガスが深部から噴き出し、膨張したと考えている。しかもダイヤモンドには微少な空隙に強く圧縮されたガスが閉じこめられており、その中には炭酸ガスとメタンが含まれている。このことは地球深部にメタンが存在することを示すものだとしている。たとえ地球深部にメタンが取り込まれたとしても、果して高温高压下でそのまま存在し続ける事が出来るであろうか。この点については、ゴールド教授自身米ガス研究所の助成金により実験研究をしたり、理論研究も別途行なわれたりして300キロメートルぐらいの深さまではある程度安定であろうと推論している。

深部にメタンがあるとしても、それがどのようにして地表の近くでガス鉱床に上昇して来るのであろうか。火山噴火のように溶岩をともしなわずにガスが流出して来る「冷たい」脱ガス作用によるとの仮説を立てた。深部に於てガスが集まり、その圧力を増し、周囲の溶岩圧よりも高くなると岩石は破碎し、割れ目により孔隙ができる。ガスは岩石よりも軽いのでガス中の圧力勾配が岩石内よりも小さく、ある程度の高さまで孔隙が広がると（その最上部を臨界レベルと呼んでいる）孔隙底部のガス圧は岩石圧に対抗できず、孔隙がつぶれ、ガスは閉じこめられる。その後下層のガスは再び圧力を増し始め、上層部との間の孔隙が開き下層から上層にガスが流入する。それにより上層ガス貯留領域のガス圧は急速に高まり、その上部に割れ目をつくりガス貯留領域を広げようとする。前述のメカニズムにより新たに上層のガス貯留領域がつくり出される。このようにして深部から地球表面に向かって何層にもガス貯留領域を作って時間をかけガスは上昇して行く。図1はその様子を示したものである。



最上位の臨界レベルは堆積物中にあるかもしれないし、基盤岩中にあるかもしれない。堆積物中の浸透性の低い層は、島状のキャップロックとなり、その下に貯留層を形成する。これが石油や天然ガス探査に際してめざす地層である。臨界レベルは平面とはほぼ近い形態を呈している可能性はあるが、連続した面をなしているにちがいない。

出典：T. ゴールド「地球深層ガス」

図1 垂直方向に重なる圧力系における流体の充填領域

一つの貯留領域の最大垂直距離は、岩石の密度、その深度におけるガス密度および岩石の圧縮強度により推定されるが、地表に近く温度の低い硬い結晶質岩石中ではおよそ4から8キロメートルとなる。地表に一番近い貯留領域は、堆石岩中であれば3から6キロメートルのところに、硬い結晶質岩石中ではさらに深いところに存在すると推定される。

なお、深部からのガスが無機成因のものであることの一応の判定方法としては、ガス中のメタンの構成要素である炭素や随伴するヘリウム等の同位体分析を用いているが、この点についてもさらに解明すべき点が残されている。

堆積岩においては、深度も比較的浅いところに貯留領域があり、しかもガス貯留に適した細かい孔隙に富んでいるため、当面の優先開発目標になるであろう。そのほか、断層地帯や太古の巨大な隕石の衝突により破碎されている基盤岩地帯が有望であろうとしている。いずれにしても掘削費用等を勘案すると当面は3から10キロメートルの深度のものが対象になるであろう。

この学説によれば、有機成因説による従来の探鉱法で不可欠とされた有機堆積物の探査をする必要がなく、しかもガスの漏出を防ぐキャップロックとなる不透性の岩石についての探査も浅い深度では必要であるが、深いところでは不要となる。

この様な学説とは別にわが国の脇田東大教授は日本海側に広がるグリーンタフという火成岩で発見された大量の天然ガスについてHe同位体分析を行ない、独自の無機成因説を提案している。これは従来の油ガス層より深い4,000から5,000メートルの深部に賦存す

るものであり、約1,400万年前東北日本の西半分が海底下にあったとき、発生した海底火山活動により噴出したマグマ中のガスに含まれた炭酸ガスと水素が熱によりメタンに変わったという考え方である。ガスに含まれるヘリウムの同位体分析によると、ガスの少なくとも3分の1はこうして出来た無機成因のものであろうと推定している。なお、わが国の石油ガス専門家の感じとしては、ゴールド説よりも脇田説の方が受け入れられ易いようである。

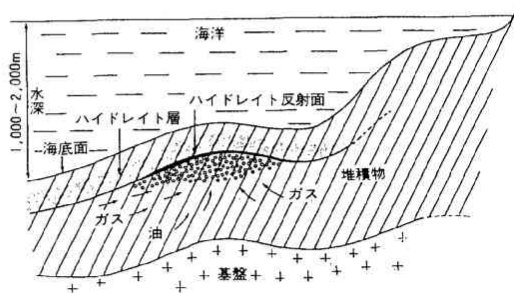
3. ガスハイドレイト

ガスハイドレイトは、メタン、炭酸ガス等のガスが水による氷の結晶構造の中に閉じこめられた包接化合物といわれるものである。天然ガスの成因を高压でパイプライン輸送するとき水分があると、これが発生しパイプの閉塞を起こしたりする。圧力が高いと0度以上でも生成し、湿った雪のような形状をしている。

シベリア、アラスカ等の永久凍土層地域にそれが大量に賦存する（地表から200から1,000メートルの間の地下に賦存するといわれる）ことが推定された。また、大陸棚斜面や深海底にも圧力温度条件からみてその存在可能性が予想された。その可能性のある水深は、海水温により変るが290から800メートルより深いところではないかと見られている。その存在は「国際深海掘削計画」(Deep Sea Drilling Project 略して DSDP) の成果の一つとして深海掘削船「グローマーチャレンジャー号」により確認された。DSDP は、その後名称が変更され、現在では「海洋掘削計画」(Ocean Drilling Project 略して ODP) とな

り、船も新造船の「ジョイデス・レゾリューション号」に変わった。この計画は、これまでに海洋底の構造運動等に大きな成果を上げてきた国際学術プロジェクトである。ハイドレイトの存在は地震探査により明確な反射面として示されるが、他の原因によるものとの識別が難しいといわれる。これまでの推定では、海洋の広い範囲で賦存するのではないかと見られており、4カ所の海域にて試料採取にも成功している。1982年には四国沖にて試みられ、明らかにメタンを主体としてガスを含むコアの採取に成功した。日本近海では東海沖、宮崎沖等でも反射面が得られており、その分布幅は数キロから数十キロに及んでいる。

ガスハイドレイトは、図2に示すように海底下数百メートルのところに海底面に平行して存在し、背斜構造部においてはそれがキャップロックの役を果たし、その下にガスを大量に貯蔵している可能性があると考えられている。米においてはハイドレイトからのガス採取についても技術的な研究が行なわれてきたが、それよりも下層部のガス貯留層からのガス採取がフィジビリティが高いと考えられている。しかし、未だその存在は確認されていない。



黒い部分がハイドレイトによる地震探査記録の反射面であり、ハイドレイト層の下限にあたる。その下に深部から移動してきた多量のガスがトラップされている。
出典：町原勉「海洋底ガスハイドレイト」

図2 ガスハイドレイト下部ガス貯留層

そのガスの起源については、それが有機物を多く含む堆積層中で発見されていること、炭素同位体分析等により有機成因によるとの考えが強いが、ゴールド教授はその賦存可能性が膨大なこと等よりみて無機成因による寄与分も大きいのではないかとしている。海底の堆積層の厚みが増えてハイドレイト層の温度が上がれば、その部分のハイドレイトは溶けてその上部に新たなハイドレイトが形成される。地球温暖化により永久凍土地帯のハイドレイトはメタンを放出して下部に新たな層を作ることになるだろう。

なお、本年は再び日本近海に於て「ジョイデス・レゾリューション号」による海底掘削調査が行なわれる事になっており、その成果の一部としてハイドレイトに関連した新たな知見が得られる可能性がある。

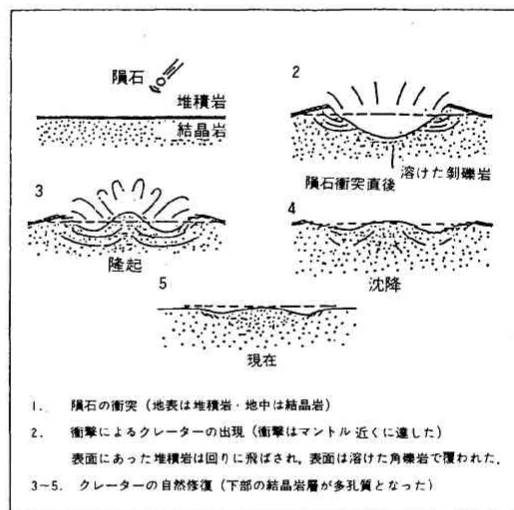
4. スウェーデンのシリヤンプロジェクト

スウェーデンは、東にバルチック海やソ連のコラ半島、西に北海と大石油ガス田に囲まれているが、国全体が深部に至るまで花崗岩で形成されており、有機成因説による石油ガスの鉱床賦存を期待しにくい地質条件にある。しかし、ヨーロッパ最大の隕石孔シリヤンリングには何カ所かで天然ガス石油の地表徴候があり、ゴールド学説による深層天然ガスの賦存が期待された。

そのため、スウェーデンの電力公社は Dala Deepgas Prospecting Company (略称 DDP, なお、Dala とは16ないし17億年前の英崗岩類である) という新会社を設立し、深層天然ガス探査計画に着手した。

シリヤンリングは首都ストックホルムの北西300キロメートルのところにあり、3億6千

万年前に直径2キロメートルの巨大な隕石が落下したといわれる。そのため直径60キロメートル、深さ3ないし6キロメートルの大きなクレータができ、地表から64キロメートルの深さまで亀裂が生じた。図3に示すように、その後クレータ周囲の地圧により徐々に隆起する等の変化を経て、現在ではクレータの外周部に小高い丘が連なり、内側には8つの湖がある。



出典：第3回大陸地殻探査国際会議報告（62年9月）

図3 シリヤン・リングの生成過程

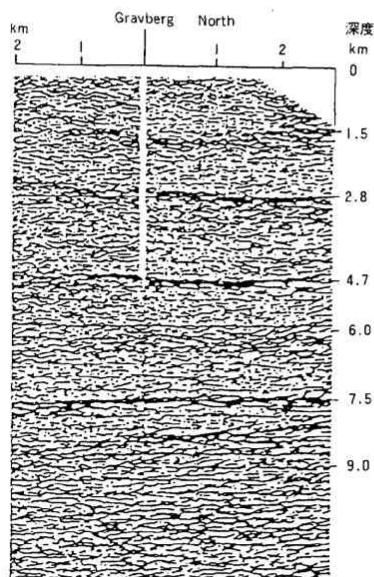
隕石衝突時の亀裂は深層天然ガスの発生源であるマントル部まで達し、その衝撃とその後の地層の隆起、沈降によって基盤岩に割れ目が発生し、ガスの深部からの上昇、貯留を容易としている。さらに衝突時に発生した超高温により溶けた岩石はガスを貯めるキャップブロックの役割を果たすと推定された。

この計画の目的は、(1)深層天然ガスが大量に集合して存在していることの確認（ゴールド説の検証）(2)商業規模の鉱床（約8,000億立米）の発見である。第1期は5,000メートルの深度（地震探査による第3反射層）を目標として1986年にボーリングを開始した。その後

目標深度を地表調査の結果最も有望と推定された7,500メートル（第4反射層）に変更したが、資金切れのため1987年6,350メートルのところで中断した。

資金は約2,800万ドル（40億円）であり、電力公社の他政府450万ドル、米ガス研究所（GRI）400万ドル（一部米エネルギー省が負担したといわれる）さらには民間投資家が提供した。当初地域全域について地震、重力加速、磁気探査、地化学調査等通常石油ガス探査で行なわれる調査を実施するとともに隕石衝突による影響の調査や岩石構造調査等深層ガス特有の調査も行なった。

衛星映像を解析すると、地表付近の北北西—南南東の線状断裂構造がかなり深部にまで発達していると推定された。また、重力調査の結果ではリング全域にわたり大きな負の重力異常を示し、特に北部で顕著になっており、地下岩盤に多くの割れ目が期待された。地震探査では図4に示すように数層の顕著な反射



出典：沖津文雄「シリヤンプロジェクト：石油地質学に対する大胆なる挑戦」

図4 シリヤン隕石孔地震探査断面図

面が認められ、これらがキャップロックになりうると期待された。

さらにリングの7カ所で調査井（深いもので700メートル）のボーリングを行い、その結果をも踏まえて本格ボーリング地点を決定した。その地点は Gravberg というところで負の重力異常の中心となっており、かつ地震波反射層が存在するところである。

掘削は、最初の3カ月間非常に順調で深度3,918メートルまではなんのトラブルもなかった。その後孔曲がりの発生等のトラブルが相次ぎ作業を6,350メートルのところで中断せざるをえなくなった。この間坑内地質調査、検層等が行なわれるとともにボーリングにより得られたコア（掘削岩芯）、カッテングス（掘屑）、ガス、流体について非常に多くの研究がなされている。その結果有意な量のメタンの存在を確認するまでにいたっていないが、専門家グループの率直な評価結果をふまえ再度挑戦することを決定した。

1988年に掘削を再開し、現在も継続している。しかし、掘削中断が1年近くにおよんだ事により孔壁の部分崩壊もあり、孔曲がりも大きく再掘削はかなり難行しているようであり、この3月中旬6,900メートルとなっている。

このための資金は440万ドルで、電力公社50%その他企業等50%を負担している。

5. 米、スイス等の動向

米DOEは、当初比較的容易に開発が可能と考えられる15,000フィート以下の深度に賦存するタイトガス、シェールガス、コールベッドメタンを UGR (Unconventional Gas Resource) として区分し研究開発を進めてき

たが、その後無機起源説に関するものもこの枠の対象にしている。1983年からはガスハイドレイトも追加した。

民間では、ガス研究所 (GRI) がDOEの支援をえて深層天然ガスに関する研究を行っている。とくにスウェーデンのプロジェクトについては資金的な協力をするとともに現地に駐在員をおき、科学的な分析とサンプリングの機能強化に貢献した。なお、2期目に入ってからにはさらに限定された協力にとどまっている。こうして得た情報等を基に検討し、米国内でのボーリングについて方針を決定することにしているといわれる。これまでも独目に理論研究やフィールド研究を進めてきており、大学、地質調査所等の他機関との協力も積極的に行なっている。

カナダにおいては、ケベックから60マイル離れたシャルボアという隕石孔にてアビオジェニック燃料会社が深層天然ガスの商業開発を目指して各種調査をしていると言われる。

スイスにおいては、スイスペトルール社とズルツァー社が深層ガスコンソーシアム (TGK) を設立し、民間のNEFF (Swiss National Energy Research Foundation) の資金援助を得て、近くアルプス北部の地表徴候のある地域に於て、調査酒動を行なうことになっている。すでにそのための準備が進められており、予定としてはまず3年半の地上調査を行なった上で、本格ボーリングの計画を確定することにしているといわれる。

ソ連では、数キロメートルの油田、ガス田における探鉱用ボーリングは珍しいことではないようである。学術研究用の超深度掘削にも積極的に取り組んでおり、モスクワの北はば1,300キロメートルにあるコラ半島ムルマ

ンスクではすでに1万2,000メートルまで掘削されている。これは深部地質全般についての研究を目的としたものであるが、炭化水素の分析も行なわれており、基盤岩中からかなりの炭化水素が検出されたといわれる。そのほか10坑の超深度掘削が現在行なわれており、それらにおいても炭化水素の分析等が行なわれている。さらに主要資源地域で石油等の探査を目的に10数キロの掘削計画が進められているといわれる。

なお、ソ連の超深度掘削の目的の一つに地殻下部やマントルの直接観察がある。このことは米に於て深部マグマを利用するマグマ発電の研究開発計画において本年からカリフォルニアのロングバレイで6,000メートルのボーリングに着手することと軌を一にしており、注目すべきであろう。

西独においても、欧大陸の深部構造調査を目的とした14,000メートルのボーリングを総額4億5千万DMをかけて行なう大陸深部掘削計画(KTB)が進められており、1987年にパイロットボーリング(3,000—5,000メートル)が開始されており、炭化水素等の分析が行なわれている。

6. 今後のわが国の取り組み

前述したように欧米では、必ずしも活発とはいえないまでもコンベンショナル、アンコンベンショナルともに学術レベルから実用レベルまで幅広く天然ガスについての研究開発が進められている。それに比し無資源国であり、LNGの大輸入国であり、その取引条件の大幅緩和を強く望んでいるわが国は、その取り組みが著しく見劣りがするようである。世界有数の経済大国に成長したわが国は、こ

れまでのように海外での研究成果をもとに技術進歩をはかるといふ姿勢は好ましいことではなく、率先して人類の知見のフロンティアを拡大するような研究開発に取り組み、大いに世界に貢献することが求められている。

とくに日本海側に広く分布するグリーンタフは、無機成因説を検討する上で貴重なフィールドであるとの専門家の見解もあり、わが国周辺の海底にはハイドレイトにも恵まれているといわれている。これらについての調査研究は、わが国が積極的に取り組み、自国のみならず世界に貢献し得る課題であると考えられる。

火山噴火、地震予知についてもゴールド教授は深層天然ガスが関与しているという説をたてているが、地熱開発においても炭酸ガス等深部起源とみられるガスが大きな役割を果たしているように思われる。それぞれの分野の研究開発においてもこのようなガスの起源、挙動等についての解明をも念頭において相互に連携を密にし進めることが望まれる。さらに進んで関連分野それぞれの目的に沿ったオムニバスの共通基盤研究としてこの解明を目的とした研究開発を進めることも重要であると考えられる。

いずれにしても、地下の問題については人間の目で確かめることが出来ないことが多く、しかも複雑であり、素人の理解としては画一的なモデルによりすべてを説明しなければならないという必然性もないように思われる。天然ガスの有機成因説はこれまで多くのデータの蓄積と検討が行なわれ十分信頼のおけるものであるが、これも作業仮説の域を出ることはできないであろう。従ってそれが唯一のものと限定的に考えるのではなく、他の仮

説についても極力留意し、必要に応じ検証の努力をする姿勢があってもよいように思われる。

その他、ソ連、西独等で行なわれているような学術研究用の深部掘削も、わが国でいくつか計画されているが、未だ実現を見ていない。そのような試みが国内で行なわれれば、石油、天然ガスの探査、地震予知等にも大いに貢献する知見を得ることが出来るであろう。

資源エネルギー庁では、本年度深層天然ガスに関して、(1)探査プロジェクトの現状調査、(2)地球化学等の学説レビュー(3)探査、掘削技術の調査、(4)わが国における推定埋蔵地域等

の分析検討を総合的体系的に調査検討することになっている。その検討を通して、深層天然ガス、ハイドレイトといった unconventional gas へのわが国の取り組むべき方向について提言がまとめられることを期待したい。さらに、こうした活動を踏まえて天然ガスに関するわが国の研究開発活動が活発になることを期待したい。

なお、本稿は、エネルギー・資源協会会報 Vol 10, No.3 (1989) へ寄稿したものに加筆したものであり、次の参考文献より適宜引用させていただき、また関係の方々のご指導を頂いた。ここに深く感謝の意を表する。(こしかわ ふみお 専務理事)

参考文献

- (1) 沖津文雄；シリアンプロジェクト石油地質学に対する大胆な挑戦, 天然ガス, Vol. 30, No. 6 (1987), 18—25。
- (2) 町原勉；海洋底ガスハイドレイト (上), 天然ガス, Vol. 31, No. 7 (1988), 2—9。
- (3) T. ゴールド；地球深層ガス(1988), 日経サイエンス
- (4) エネ総工研；極限領域エネルギーへの挑戦 (1988), 電力新報社

研究所のうごき

(平成元年7月1日～9月30日)

◇ 月例研究会の開催

第63回月例研究会

日 時：8月25日(金) 14:00～16:00

場 所：航空会館6階 中ホール (603)

議 題：

- (1) 先端技術をめぐる最近の国際情勢
(資源エネルギー庁公益事業部原子力発電課長 谷口富裕氏)

第64回月例研究会

日 時：9月29日(金) 14:00～16:00

場 所：航空会館6階 中ホール (603)

議 題：

- (1) ディーゼル排気ガス規制及び軽油の低硫黄化をめぐる内外の情勢
(プロジェクト試験研究部主管研究員 田村啓一)
- (2) 地球環境に関する東京会議の成果について
(環境庁長官官房審議官 高橋光男氏)

◇ 主なできごと

- 7月5日(水) 第3回シミュレーション技術部
会開催
第1回小規模石油燃焼機器の環
境適合性向上に関する調査委員
会開催
- 6日(木) 第2回FC委員会開催
- 7日(金) 第3回原子力熱流動スーパーシ
ミュレータに関する勉強会開催
- 12日(水) 第1回ディーゼルエンジンの超
低NOx化に関する調査委員会
開催
- 13日(木) 第2回電気自動車の導入とその
社会、経済、環境・エネルギー
的インパクトに関する研究委員
会開催
- 17日(月) エネルギー技術データベース体
系化法の開発研究会開催
第1回石炭技術分科会開催

- 8月1日(火) 第2回エネルギー需要予測検討
委員会開催
- 3日(木) 第4回原子力熱流動スーパーシ
ミュレータに関する勉強会開催
- 21日(月) 第4回軽油の低硫黄化に関する
調査、エンジン試験分科会開催
- 22日(火) 第4回軽油低硫黄化に関する調
査、委員会及び環境影響分科会
(合同)開催
第1回実用発電用原子炉廃炉技
術調査廃止措置手続分科会開催
- 23日(水) 第1回実用発電用原子炉廃炉技
術調査廃止措置物量等分科会開
催
- 24日(木) 第1回実用発電用原子炉廃炉技
術調査廃止措置廃棄物再利用分
科会開催
- 29日(火) 第6回天然ガス勉強会開催
第2回無停電電源装置信頼性等
評価委員会・専門部会開催
- 31日(木) 第1回原子炉総合数値解析シス
テム実用化検討委員会開催
- 9月1日(金) 第2回無停電電源装置信頼性等
評価委員会開催
- 9月4日(月) 第1回次世代ハウスエネルギー
供給システム専門委員会開催
- 6日(水) 第4回シミュレーション技術部
会開催
- 12日(火) 第1回運転自動化関連技術調査
委員会開催
第1回次世代ハウスエネルギー
供給システム作業会開催
- 13日(水) 第1回中小型軽水炉検討委員会
開催
- 14日(木) 第1回FBR実用化方策検討委
員会開催
- 18日(月) 第2回FBR新技術F/S基盤
技術評価検討W/G分科会開催
第1回高度負荷集中制御シス
テム検討委員会開催
- 21日(木) 分散型新発電技術実用化実証研
究に関する調査委員会開催
- 22日(金) 第2回FBR新技術F/Sシス
テム概念評価検討W/G分科会
開催
- 29日(金) 第1回FBR新技術F/Sイメ

◇ 人事異動

○ 7月1日付
(採用)

重田 潤 主管研究員に任命
プロジェクト試験研究部に配
属

古澤貴和 主任研究員に任命
プロジェクト試験研究部に配
属

安田健次 主任研究員に任命
プロジェクト試験研究部に配
属

(異動)

下岡 浩 企画部勤務を解除
プロジェクト試験研究部に配
属

蓮池 宏 企画部兼務を解除

(退任)

プロジェクト試験研究部主管研究員
出口京司 (出向解除)

○ 7月7日付
(採用)

栗山和重 主任研究員に任命
プロジェクト試験研究部に配
属

大栗正隆 業務部長に任命

(退任)

プロジェクト試験研究部主任研究員
加藤俊明 (出向解除)

○ 7月27日付
(採用)

岩城秀雄 主任研究員に任命
プロジェクト試験研究部に配
属

(退任)

プロジェクト試験研究部研究員
横式和弘 (出向解除)

○ 7月31日付
(退任)

経理部 落合紀久江 (依願退職)

◇ その他

第8回エネルギー総合工学シンポジウム開催

平成元年7月18日(10時~16時)日本工業倶
楽部大会議室において「地球環境とエネルギー
選択——その課題と展望——」のテーマのもと
にシンポジウムを行った。

◇ 海外出張

(1) 蓮池宏研究員は、米国の電気自動車開発状
況及びロサンゼルス市の自動車交通の現状と
将来展望を調査するため、7月23日から9月
23日の間、アメリカに出張した。

(2) 栗山和重主任研究員は、SMIRT主催の
「第2回中小型炉国際セミナー」で研究成果
を発表し、IAEA主催の「次世代炉の安全
問題」に参加するため、8月20日から9月2
日の間、アメリカに出張した。

(3) 古澤貴和主任研究員は、ディーゼルエン
ジンの超低NOx化に関する調査のため、9月
14日から9月26日の間アメリカ、イギリス、
フランス、韓国に出張した。

(4) 柴田誠一常務理事は、(株)日本原子力産業会
議主催の「第14回世界エネルギー会議参加米
国視察団」に参加し、9月16日から9月29日
の間、アメリカ、カナダに出張した。

(5) 黒沢厚志研究員は、国際会議「HCI Inter-
national'89」参加及びヒューマンファクター
関連研究動向調査のため、9月16日から9月
30日の間、アメリカに出張した。

(6) 岩城秀雄主任研究員は、燃料電池開発情報
センター企画の「欧州燃料電池調査団」に参
加し9月17日から9月29日の間イタリア、西
ドイツ、オランダに出張した。

季報エネルギー総合工学 第12巻第3号

平成元年10月20日発行

編集発行

財団法人 エネルギー総合工学研究所

〒105 東京都港区西新橋 1-14-2

新橋SYビル(6F)

電話 (03) 508-8891

無断転載を禁じます。(印刷) 和光堂印刷株式会社