

## 6.5 天然ガス

石油よりも広範な地域に埋蔵が確認されている天然ガスへの資源シフトが、世界的に進んでいる。

IEAは、「2006年に、既にオイルピークに達したが、天然ガスを含めた石油系エネルギーの消費は、今後も増えていく」と分析しており、石油の需要はピークを過ぎたが、天然ガスはこれから増えていくと評価している。

天然ガスとは、天然に存在する可燃性ガスの総称であるから、様々な種類の天然ガスがある。従来から採取されている「在来型」と呼ばれる天然ガスには、油田に付随したものが多く、石油系の天然ガスであるが、石炭系の天然ガス、バイオ系の天然ガスなども天然ガスであり、特に最近注目されているのは、非在来型天然ガスのひとつ「シェールガス」である。

### 6.5.1 シェール革命

シェールガスは、比較的深いところにほぼ水平に位置する「シェール層」に埋蔵されている天然ガスである。シェール層の多くは深さは2～3千メートルにある。

シェール（shale、頁岩、けつがん）は、堆積岩であり、有機物に富むものが多い。泥が水平に堆積してできた岩石のうち、堆積面にそって層状に割れやすいものをシェールと呼んでいる。

油母頁岩（ゆぼけつがん）は、ケロジェンを多く含むシェールで、これから採取される石油を「オイルシェール」と呼ぶ。オイルシェールを加熱して採取したガスは、オイルシェールガスと呼ばれる。

一方、頁岩から直接取り出されるガスがあり、これをシェールガスと呼ぶ。シェールガスの中には、高沸炭化水素が含まれており、これを取り出したものがシェールオイルである。シェール層から採取される資源をまとめると表のようになる。

シェールガスは、シェールの中に閉じ込められたガスを破碎して取り出すという特殊な採掘法で生産される「非在来型天然ガス」である。

従来の油田やガス田とは全く異なるシェールガスの採掘技術は1980年代に



図 6-5-1-シェール  
(出典：Wikipedia)

はほぼ確立されていた。しかし、採掘に関わるエネルギー効率が非常に高い中東の石油や在来型の天然ガスに対抗することができず、資源としては、注目されることがなかった。資源として最も重要な採算性の競争力が不足していた。

在来型の天然ガスは、独立した天然ガス田から得られる「ドライガス」、油田に随伴する「ウェットガス」、石炭に由来する「炭鉱メタンガス」などがあるが、比較的、自噴能力が高いため安価に採掘・生産ができる天然ガスである。

石油や天然ガスのような液体・気体の資源の「自噴能力」は重要で、自噴能力が高ければ、それだけ低コストの採掘が可能であり生産性が高い。ただし、自噴能力が高い資源は大規模な採掘事故を引き起こす危険性も高いため、採掘には高度な技術が必要である。

石油の生産が進み、油井の自噴能力が低下し、生産能力が低下した場合には、増進回収(EOR)が行われる。油田の開発には、莫大な設備投資が行われるため、生産性が落ちた油井をあきらめるのではなく、人為的に

押し出す方法がとられている。水圧をかけた場合は油田が劣化することが多いため、高圧ガスが大量に用いられることが多い。高圧の空気を送ると爆発するおそれがあるため、高圧ガスとしては窒素あるいはCO<sub>2</sub>が用いられる。このような目的では、高純度の窒素を必要としないため、低純度の高圧窒素を大量に供給する超大型の深冷空気分離装置が使用されている。近年はCO<sub>2</sub>の回収・貯留技術が注目されており、発電所などで大量に発生したCO<sub>2</sub>を回収、パイピングで送ってEORに使用、CO<sub>2</sub>の排出抑制と石油の増産の両方を

表 6-5-1-シェール（頁岩）から得られる資源と天然ガス関連の製品の名称

名称	内容
オイルシェール	油母頁岩のクロジェンから得られる石油
オイルシェールガス	オイルシェールから得られるガス
シェールガス	シェールを破碎して直接得られる天然ガス。シェール革命の主役のガス。
シェールオイル	シェールガスから得られる液体燃料。天然ガスの価格が低迷した時には重要な商品となる。NGLの一種。
NGL natural gas liquid	天然ガスの高沸成分を液化したもの。シェールガスの場合はシェールオイルと呼ぶ
LNG liquefied natural gas	液化天然ガス。天然ガスを精製・液化もの。主成分はメタン。

狙ったシステムが構築されつつある。

自噴能力が高く、先行して採掘される在来型資源に対して「非在来型」と呼ばれる資源では、自噴能力がないか、あるいは、その能力が非常に小さい。これは、石油でも天然ガスでも同じである。図 6-5-2に天然ガスの種類を示す（バイオガスを除く）。非在来型の天然ガスには、シェールガスの他に、炭層メタン（コールベッドメタン、CBM）、メタンハイドレート（主に凍土中にある水包接化合物、海底にもある）などが知られている。コストがかかり、利用が後回しになっているものが非在来型であるが、米国など、CBM 採掘の歴史が長いところでは、既に CBM を在来型天然ガスとしてカウントしており、在来型と非在来型の線引きは明確ではない。

この図の中では、メタンハイドレートの採掘が行われていない。メタンハイドレートは、海洋底や凍土中にある包接化合物であり、地球の温暖化・寒冷化のメカニズムの中でも重要な役割を果たしてきたと考えられているが、その資源としての詳細はよく分かっていない。採掘が難しく、経済的で安全な採掘技術が確立されていない。

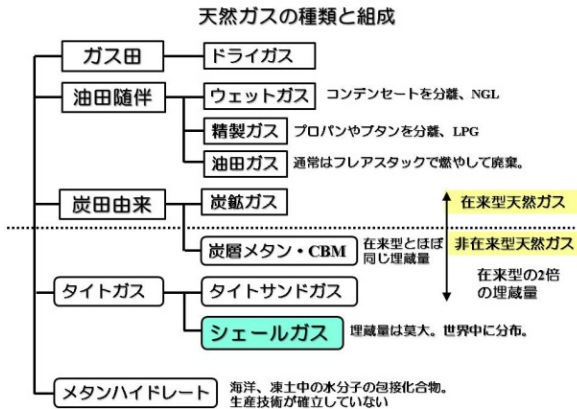


図 6-5-2-天然ガスの種類

在来型天然ガス田は、油田あるいは炭田に近い特定の地域に偏しているが、シェール層は、ほぼ世界中に分布しているのが、最大の特徴である。

技術の進歩によってシェールガスの相対的な競争力が高まったこと、米国政府のエネルギー政策の転換によってそれまで禁止されていたエネルギー資源の輸出が解禁に向かったこと、埋蔵される地域が大きく異なることなどが

重なりシェールガスの資源開発が始まった。

シェールガスは、在来型の石油・天然ガスに対して、採掘コストは安価ではないが、米国内で新たなビジネスがはじまったため、世界的なエネルギー資源バランスが変わり始めた。

石油や在来型の天然ガスのような資源は、産油国と産ガス国が限定され、資源国とそうでない国の間の関係、採掘権や様々な政治的な問題が世界の政治・経済・軍事を動かしてきたが、シェール層は基本的にどこにでもあると言われる。これは、どこでも採算が取れるという意味ではないが、在来型のエネルギー資源の世界地図を書き換えるのに十分な量が見出されている。

図 6-5-3 に主なシェールガス層の分布図を示す。

図の赤い部分が、2012 年時点で、シェールガス資源が見込まれた堆積盆地である。埋蔵量は、中国、米国、アルゼンチン、メキシコの順になっている。欧州と北米では、探査が先行しているため、様々な地域でシェールの採掘計画が進んでいるが、

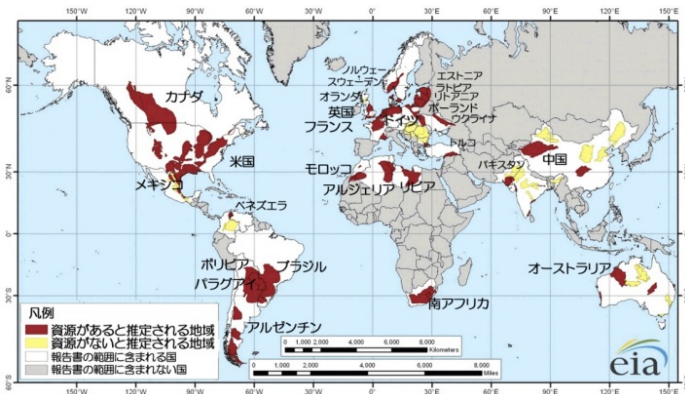


図 6-5-3-主なシェールガス層の分布図  
(出典：EIA 米エネルギー情報局)

世界的には、未確認の部分や公表されていないところが多い。日本やロシアなど、図でグレーに塗られている国は、この報告書では調査範囲外となっているが、日本列島は地質年代が新しいため、現時点では、日本におけるシェールガスの商業生産は難しいと考えられている。この時点では、ロシア、中東、アフリカなどが調査報告されていない。シェールは、硬石のような非常に固い岩であり、この中にガスが閉じ込められている。シェールガスが閉じ込められているシェールの隙間（微細な割れ目）の面積は、約  $10^{18} \text{m}^2$  (長

さで言えば  $10^{-9}$ m 四方)、メタン分子の大きさが、 $10^{-10}$ m 程度であるから、シェールガスが閉じ込められている隙間は極めて微細である。この隙間を大きく破碎するとガスが噴出、天然ガスを採掘することができる。

固い岩に人工的に割れ目 (fracture) を作ることを、フラクチャリング (fracturing) と言い、フラクチャリングによってシェールが破碎される。フラクチャには、骨折という意味もあり、これを口語ではフラッキングと言うので、シェールガス関連の報道や論文では、このフラッキングという言葉もよく見かける。

現在主流となっている破碎方法は、超高圧の水 (500~1000atm) による水圧フラクチャリング法 (hydraulic fracturing) である。高圧水でシェールをフラクチャリングし、隙間が  $10^{-14}$ m<sup>2</sup> くらいの面積になると、ガスの移動が可能となる。最初の隙間の1万倍の広さにはなっているが、それでも小さな隙間であるため、通常の粘性流の流動ではなく、クヌッセン拡散によってガスが移動する。

この小さな隙間は、そのままでは、すぐに埋まってしまい、ガスがスムーズに取り出せなくなる。そこで、隙間がつぶれないようにして、流路を確保するために、砂や特殊な薬剤 (プロップアントと呼ばれる) が同時に注入される。

水圧フラクチャリング法では、スムーズにガスを排出させる水、「スリック・ウォーター」が用いられる。スリックとは、レース用の溝なしタイヤをスリック・タイヤと呼ぶように、表面がすべすべした状態のことを表し、スリック・ウォーターとは、シェールの破碎と同時に、隙間からガスがスムーズに排出される続けるための特殊な水である。

水圧フラクチャリング法を用いると、シェール層から天然ガスが採取される時に、地上には天然ガスと同時に大量のフローバック水が吹き返えすが、この水の中には大量のスリック・ウォーターと地層中の様々な物質が含まれている。スリック・ウォーターには、量としてはわずかではあるが、非常に多種類の特殊な薬剤が含まれており、その処理と環境への影響が懸念されている。米国議会では、シェールガス採掘の承認が議論された時に、フローバック水による環境汚染が重要な議題となった。スリック・ウォーターの組成は、採掘技術に関わるノウハウであり、完全には明らかにされていないが、中には環境負荷の大きい物質も含まれているようである。

図 6-5-4 は、在来型の天然ガスおよび石油とシェールガス層の関係を示したものであるが、この図からも分かるように、シェール層は非常に深く、地上付近の地下水とは深度が全く異なる。正しく処理されていれば、通常は問題ないと考えられるが、採掘装置の故障や事故によって漏洩が起ると地下水が汚染されるのではないかとという危惧がある。シェールガス採掘に伴う地下水の汚染も度々話題となっている。

他の資源を優先させて、シェールガスの採掘には慎重な国もある。たとえば、英国は学術調査の結果待ち、フランスは国内での採掘は禁止、ドイツは英国の評価待ち、などとなっている。

在来型は垂直の穴を掘れば自噴するが、シェール層は非常に深く、フラクチャリングを繰り返してガスを採取する。

シェールガスは、フラクチャリングを実施した直後からガスの採取量が減り始め、ガス量が少なくなると先端を水平に移動させて、再びフラクチャリングを行うということを何度も繰り返して生産される。このような水平移動による掘削を一定期間続けて周辺のシェールガスをあらかた採取した後、生産事業者は、設備・機材を一式解体し、次の採掘現場へ移動する。

したがって、シェールガスのガス田は一カ所に長期間あるのではなく、機材をかかえたコンボイが次々と移動してガスを生産していく。生産された天然ガスの出荷にはガスパイプラインが必要であり、既設のパイプラインが近くにあることが条件になる。図 6-5-5 は、シェールガスを採取する現場である（カナダのホーンリバー）。

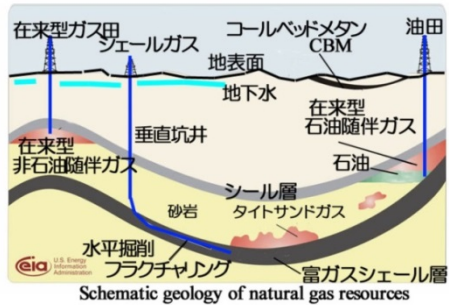


図 6-5-4 シェール層と在来型ガス田  
(参考：米 EIA のレポート)



図 6-5-5 シェールガスの採掘現場  
出典：JOGMEC 広報誌「特集シェールガス革命の正体」

在来型のガス田とは雰囲気はかなり異なり、草原の中の採掘現場にポンプ車などが集結している様子が写っている。

フラクチャリング装置や水の再処理設備など大量の機材が輸送されることによる環境問題として取り上げられることもある。また、移動先でのフラクチャリング用の水源の確保が難しくなることもあり、ゴルフ場の貯水池の水が使用されたこともある。

水圧法に代わる二酸化炭素や窒素などの高圧ガスを用いた高圧ガスフラクチャリングが検討されている。

ガスを用いるフラクチャリングは、水圧法に比べると、環境への負荷が小さいが、深いシェール層の超高圧力に対応するのが難しいため、比較的浅い地層あるいは水圧法が使えない特殊な地層の採掘に用いられてきた。写真は、窒素ガスによるシェールガスの採掘の様子である。液体窒素を高圧ポンプで圧縮し、ガス化してフラクチャリング流体を作っている。（出典：APCIレポート）



図 6-5-6-シェールガスの採掘のための液体窒素タンクローリー

液体窒素を供給する専門会社の HP によると供給速度は最大 40 万 Nm<sup>3</sup>/h とのことである。

液体窒素を大量に輸送するためかなりコストがかかる。そこで全てガス圧で行うのではなく、水圧フラクチャリング法のスリック・ウォーターに窒素ガスを混ぜることによって、水の使用量を大幅に減らすことが行われている。その結果、フロバック水が減り、その処理の負担が大幅に軽減するという。

「安価なシェールガスが、在来型の天然ガスの脅威になる」という論調が広まったことがあったが、基本的には、自噴しないシェールガスの採掘コストは在来型の天然ガスよりもかなり高い。シェールガスが安価なのではなく、在来型天然ガスの生産に非在来型天然ガスであるシェールガスの生産が加わったため、天然ガス全体の生産量が増加、価格が押し下げられるという現象が起こっているということである。

シェールガスは、他のエネルギー資源のビジネスに大きな影響を与えているが、新規のシェールガスビジネスの成否は、天然ガス全体の価格、エネルギー資源の価格に大きく左右される。

シェールガスの主成分はメタンであるが、少量の高沸成分を含むので、これを取り出すと、液体製品は、石油やLPGなどと同じ用途に用いることができ、比較的高値で取り引きすることが可能である。天然ガスの高沸成分を液化したものをNGLと呼び、シェールガスの場合は、シェールオイルと呼ぶ。

液体燃料は使い勝手がよいため、ガス価格が低迷してもそれなりの価格で取引されることが多く、シェールビジネスでは、シェールガスだけでは採算が取れない時に、シェールオイルで経営を支えるということも多い。シェールビジネス、シェール革命は、シェールオイルとシェールガスという二つの商品によって成り立っている。

シェールガスの急速な普及によって事故も発生している。

北米のバッケン地区（米国ノースダコタ州、モンタナ州）では、シェールオイル採掘によって、それまで衰退していた地域が活性化されたことで有名になった。「バッケンブーム」と呼ばれる。

しかし、鉄道輸送事故も相次いだ。シェールオイルは、揮発性の高い軽質油であるため専用の輸送用貨車が必要であるが、これが間に合わず、従来からあった重油用に設計された貨車を転用したことが原因となって火災事故が起こった。

シェールガス、シェールオイルの採掘場所は、山奥になることも多く、液化プラントや輸出基地のある海岸地域までの輸送インフラの整備や安全な輸送方法の確立が課題である。

JOGMEC レポート「シェール革命の自動車への影響」（伊原賢、2013年9月2日）では、シェールガスの埋蔵量については、次のような予測が示されている。

「例えば地下で100の炭化水素ができた場合、石油根源岩中に留まっているガスや石油は80%程度といわれている。残りの20%の炭化水素が地下で加えられた圧力と温度で非常に長い時間をかけて在来型の油・ガス田に移動していく。しかし、途中で“寄り道”をするので、その約10%、つまり全体の2%程度だけが在来型の油・ガス田に移動すると考えられている。この2%のうち、地上への採取分は、石油で35%といわれるので、全体に占める石油の地上採取分は0.7%ということになる」

地下にできる全ての炭化水素のうち、シェール層（石油根源岩中）に80%、残りの20%のうちの10%が油田やガス田に移動し、最終的には0.7%が地上へ回収可能な石油と言う。



シェールガスのうち 7%くらいが回収可能といわれているので、全炭化水素の 6%くらいが採取可能なシェールガスとなり、莫大な埋蔵量があるとされる石油と比べてもシェールガスの方が桁多い。

レポートの説明を図にすると図 6-5-7 のようになる。地下にある炭化水素の量は、膨大であるが、そのうち多くが採取できず、これまでに知られている石油と天然ガスの採掘可能埋蔵量は全体の 2%にしかない(石油は 0.7%)。

これに対して採取可能なシェールガスの量は 20%、シェールオイルの量は 7%もある。シェールオイルだけでも石油の 8 倍もあるということである。

かつて言われた、石油枯渇説は、この円グラフのうち、採取が可能な石油・天然ガスの総量から、既採取量と将来採取可能量を議論されていたようである。在来型の油田の探索や発見も相次いでいるが、それ以上に大きいシェール層や炭化水素資源全体については議論されなかったのかも知れない。

シェール革命は、世界のエネルギー資源に大きなインパクトを与えているが、在来型の天然ガスの探索も進んでいる。

マダガスカルの巨大ガス田に続きサブサハラを中心とした東アフリカに多くのガス田・油田が発見されている。ブラジルでは、既に巨大なプレソルトの海底油田が発見されているが、その対岸であるアフリカのアンゴラでも海底油田が確認されており、世界の油田・ガス田の分布図の書き換えが進んでいる。

これまでに探索や開発が行われきた石油・天然ガスの量が、全炭化水素資源量の 2%にしかないという推算に驚くが、採取可能なシェール層の量が全炭化水素の 20%と非常に多いことにも驚く。このレポートの説明通りであれば、シェールオイルとシェールガスを合わせた採取可能な資源量は、これまでに知られている油田・ガス田の 10 倍以上あるということになる。

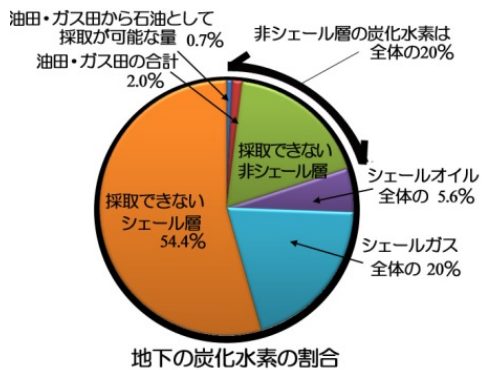


図 6-5-7-地下の炭化水素に占めるシェール層の割合 (参考: JOGMEC レポート「シェール革命の自動車への影響」2013 年)

6. 5. 2 天然ガスの性質

地下から取り出される可燃性ガス（燃料ガス）は、全て天然ガスであるが、一般に天然ガスと呼ばれているものの多くが、石油系の天然ガスである。

天然ガスも石油も発見され、使われ始めたのは 1000 年以上前と言われているが、液体である石油に比べて、気体である天然ガスは実体が見えず、運ぶ手段もなかったため、広く利用されることはなかった。長い間、天然ガスは地産地消の資源であり、産ガス地と消費地が結ばれるようになったのは、パイプラインによる大量輸送や液化による輸送の技術が確立し、インフラ整備が進んだ 20 世紀以降のことである。天然ガスの研究が進められたのは比較的新しく、日本で天然ガスが広く利用されるようになったのは、20 世紀後半からである。

石油系資源の代表である原油は、C7（ヘプタン+）以上の炭化水素を多く含み、石油系の天然ガスはメタンを多く含む。（図 6-5-8a-標準原油の化学組成）標準原油の成分のうち、約半分がヘプタン以上（分子量 225）の炭化水素である。

これに対して、ワックス原油と呼ばれる重質油は、図 6-5-8b に示すように、ほとんどがヘプタン以上（分子量 351）の炭化水素からなる。

一方、揮発性原油（volatile oil）は、ヘプタン+（分子量 181）が少なく、メタンや、エタン、プロパンなどの軽い炭化水素の割合が多い。

天然ガスのうち、ドライガスと呼ばれるものは、高沸成分が少なく、図 6-5-8c に示すように、ほとんどの成分がメタンである。

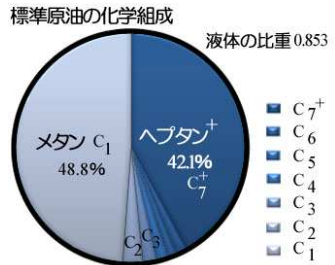


図 6-5-8a-標準原油の化学組成

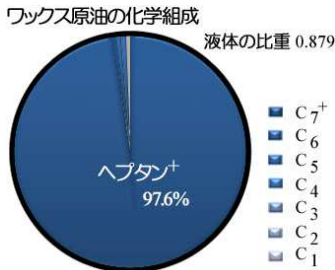


図 6-5-8b-ワックス原油の化学組成

天然ガスが地下にある時、気体となっている成分のうちいくつかは、地上に出てきた時に液体となりこれを「コンデンセート」と呼んでいる。コンデンセートの多い天然ガスをドライガスに対してウェットガスと呼ぶこともある。

ガスコンデンセートは、次のような組成となっている。

世界で生産される天然ガスのうち約14%がコンデンセートであり、天然ガスの精製時にコンデンセートが分離され、液体燃料 NGL として利用されている。

「有機起源説」では、地下の無酸素環境に堆積した生物の遺骸がバクテリアで分解され、地温と地圧の作用でケロジエン（油母）が形成され、これが根源物質となって石油や天然ガスが作られる。このようにしてできる天然ガスは、いわゆる「化石燃料」と呼ばれる資源である。化石とは言っても、実際の化石ではなく、地質時代に堆積した動植物などの死骸が地中に堆積し、長い年月をかけて地圧・地熱などにより変成されてきたと考えられているためこのように呼ばれる。

比較的浅いところ（3000m 程度）までは石油が多く、それよりも大深度になるとほとんどが天然ガスになると言われている。

一方、「無機起源説」では、地球創世記に内部に閉じ込められた原始物質から天然ガスや石油が合成されるため、より深い地球深層ガスが地上付近に現れているという説明になる。

石油の場合、含まれるバイオマーカーの分析などから、有機起源説が有力となっているが、化石地層よりも大深度で油田が発見されることがあり、本当のところは、成因がよく分かっていない。天然ガスには、化石資源とは無

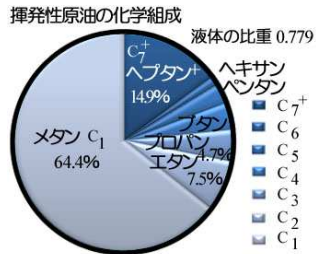


図 6-5-8c-揮発性原油の化学組成

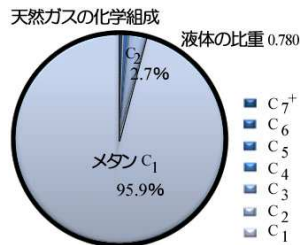


図 6-5-8d-天然ガスの化学組成

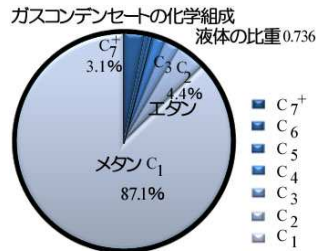


図 6-5-8e-ガスコンデンセートの化学組成

関係のヘリウムガスが含まれこともあり、成因や地下のガスの移動現象など未解明のところが多い。

科学的にはよく分からないことが多い石油・天然ガスであるが、資源産業・工業的には、重質油、原油、軽質油、石油系天然ガス（ウエットガス、ドライガス）の順にメタンが多く、軽くなり、それぞれ異なる取り扱い方法（流通、貯蔵技術）があり、製品の価値も異なっている。

重質油や原油は、非常に多くの種類の炭化水素を含み、精製によって液体燃料とすることができるため、使い勝手が良い。エネルギー資源を性状で見るとき、液体で取り扱うということは非常に有利である。固体や粉末である石炭は貯蔵、運搬、安全管理上、液体燃料より不利である。

天然ガスや水素などの気体燃料も、気体のままでは高圧の容器が必要であり、液化には多くのエネルギーを要するため、液体燃料より使いにくい。石油製品は、液体のまま流通できるため、比較的高価に取り引きされる商品となる。しかし、原油は、多成分であり、硫黄分などを多く含むため、原油から作られる石油製品は燃焼によって有害物質を排出しやすい。

一方の天然ガスは、メタンが主成分で、最初の精製でコンデンセートを分離する時に有害物質が除去されるため、非常にクリーンな燃料となる。生産される天然ガスは、おおまかには、①コンデンセートセパレータでコンデンセートと遊離水を分離②デハイドレータで脱湿③不純物(CO<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>S、COS、水銀など)の除去、という手順で精製されてパイプラインに送られる。

精製が十分に行われないと、パイプラインの途中で天然ガスのハイドレートが生成したり、天然ガス中のコンデンセートが凝縮したりと

表 6-5-1-産地によって異なる天然ガスの組成

ガス田・国名	メタン	エタン
Lacq Profond フランス	69.0	3.0
Gron-ingen オランダ	81.3	2.9
Frigg 英国・ノルウェー（北海）	95.7	3.6
Alberta カナダ	91.9	2.0
Kenai 米国（アラスカ）	99.8	0.1
Hassi R'mei アルジェリア	83.7	6.8
Afan ナイジェリア	81.0	6.5
Chaivo サハリン	92.8	3.9
Lurnut ブルネイ	90.1	5.1
Das Island U.A.E	75.1	23.1
Ras Laffan カタール	89.9	6.6
Arun インドネシア	87.7	6.9
Badak インドネシア	90.8	4.7
Centra Luconia マレーシア	91.6	4.1
Bintulu マレーシア	89.3	5.6
Withnell Bay オーストラリア	87.5	8.3

いった輸送障害が起こることがあり、腐蝕や様々なトラブルの原因ともなる。産ガス地（ガス田）には、天然ガスの精製プラントが必要である。

天然ガスを液化する場合は、主成分がメタン（標準沸点は 190.56K）であるため、温度が低く、さらに精製のレベルの要求が高くなる。H<sub>2</sub>S は 4ppm 以下、CO<sub>2</sub> は 100ppm 以下、水は 1ppm 以下とされる。LNG の生産（天然ガスの液化）は、①、H<sub>2</sub>S、CO<sub>2</sub> の除去②水の除去③水銀の除去④重質炭化水素の除去⑤液化プロセス、といった手順で行われる。表に主なガス田の天然ガス組成を示す。メタンが主成分であるが、産地によってその濃度が大きく異なっている。

LNG は、精製されていても純粋な液体メタンではないため、生産地によってわずかに組成が異なっている。

LNG の受け入れ基地では、様々な産地からの LNG が集積され、組成が異なり、温度も異なる LNG が貯槽に移送されるため、「ロールオーバー現象」に注意が必要である。槽の中で、密度の異なる LNG が層状になり、これが放置されると、突然急激な上下の層の混合が発生して、BOG（ボイルオフガス）の発生が起こる。ロールオーバーによってタンクの圧力が急上昇し、最悪の場合タンクが損傷することもある。温暖化係数が大きいメタンを主成分とする天然ガスが安全弁から大量に放出されることになり、事故にならずとも環境に与える影響は大きい。ロールオーバーは、地上タンクだけでなく、今後、普及が期待されている天然ガス燃料船でも起こりうることであり、現象のシミュレーションや防止策が検討されている。

### 6.5.3 天然ガスインフラ

天然ガス発電は、石炭火力発電や原子力発電のスチームタービンに比べて効率が高い高温ガスタービンが使用されるため、石炭火力からのエネルギー転換を行えば、二酸化炭素の排出量が激減する。

図 6-5-9 に示すように天然ガスの燃焼ガス中の  $\text{CO}_2$  と窒素酸化物 ( $\text{NO}_x$ ) の排出量は石炭、石油よりも少なく、硫酸酸化物 ( $\text{SO}_x$ ) は排出されない。

一方、天然ガスの主成分であるメタンは、二酸化炭素よりも温暖化係数が大きい。二酸化炭素の排出を抑えるために天然ガスへの転換が推奨されているが、もし事故や故障などで、未燃焼のメタンが放出される「メタンスリップ」が起こるとかえって温暖化を進めてしまう。採掘、輸送時、使用時の漏洩防止が重要である。

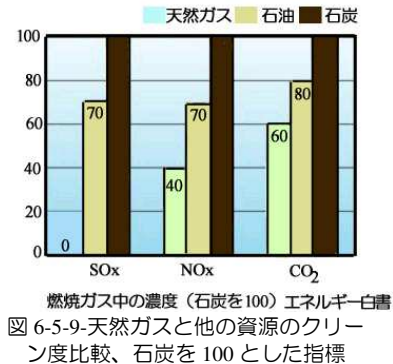
メタンは過去の地球の温暖化・寒冷化の歴史の中でも重要な役割を果たしており、過去に起こったと思われる、地下や海底のメタンハイドレートの大量放出と急激な気候変動の関係が研究されている。

天然ガスやメタンの利用には、このような危険を伴うことを忘れてはならないが、上手に使えば、クリーンで環境にやさしいエネルギー源となる。

米国では、発電燃料の 7 割くらいを石炭火力が占めるが、これを天然ガスに転換するだけで、二酸化炭素の排出量を、20%以上も削減できると見込まれており、その効果や影響は非常に大きい。

また、中国、インド、ドイツなどの古い石炭火力発電所からは二酸化炭素だけでなく、煤煙や  $\text{PM}_{2.5}$ 、硫酸酸化物などの有害物質の排出が大きいため、石炭から天然ガスへのエネルギー転換は、環境問題にとっても非常に重要な解決策になる。

北米、欧州、中東、ロシアなど先進国には、国内と国境をまたぐ巨大なガスパイプラインのネットワークとこれに付随するインフラがあり、中国、韓



国、東南アジアでも天然ガスパイプラインの整備が進んでいる。

先進国を中心に、天然ガスパイプラインが発達しているため、シェール革命が引き金となって、世界中でエネルギー資源の天然ガスへのシフトが進んでいる。主要国の中で、ガスパイプラインや貯蔵施設を持たない日本だけが特殊な存在である。

図 6-5-10 は、欧州の主な天然ガスパイプラインである。欧州とアフリカ、ロシアが巨大なパイプラインでつながっている。

英国と北欧をつなぐ海中のパイプラインやアフリカと欧州をつなぐパイプラインなどが示されている。日本は島国であるため、海を隔てた英国などが外国とつながっていないが、大西洋、北海、地中海、



図 6-5-10-欧州の天然ガスパイプライン、赤が既設、青が計画中、

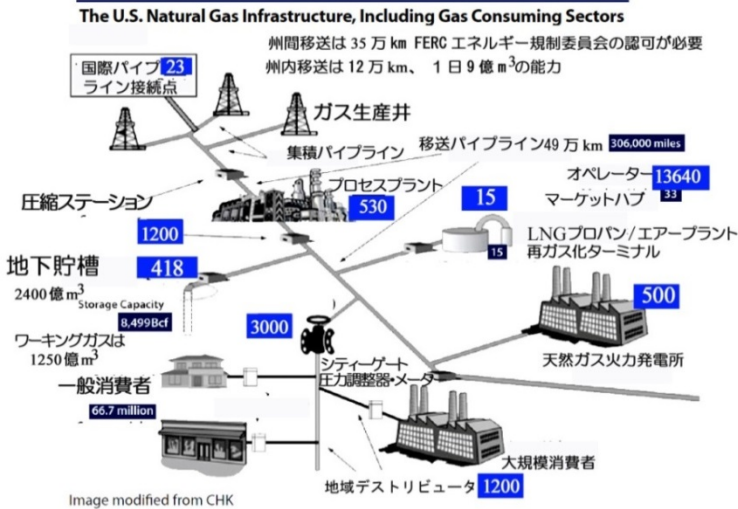
出典：原子力百科事典 ATOMICA (2006 年 11 月)  
海外情勢 > ヨーロッパ各国 EU > EU 共通エネルギー政策  
(14-05-15-06)の図 3、データの出所は欧州委員会 INOGATE  
計画 2006 年

黒海にもパイプラインがあり、英国、アイルランドは欧州パイプラインとつながっており、北アフリカやノルウェーも海を隔ててつながっている。

この図では、計画中となっている、ロシアとドイツを直接つなぐ（他の国を通過せずに海中を通る）パイプラインも一部は既に開通しており、海中の鋼管で高圧の天然ガスを輸送する技術が確立している。

近年は、このガスパイプラインの中に、LNG の受け入れ基地が増えており、北米からの LNG の輸入にも対応できるようになっている。

図 6-5-11 は、米国の天然ガスインフラの模式図である。図中の白抜きの数字は各施設の設置数を表わしている。欧州のパイプラインは、多くの国の間の連携で成り立っているが、北米はアメリカ合衆国だけでも巨大な市場であり、巨大な生産基地であるため、国内のネットワーク（インターステート）が整備されている。米国は、カナダなど隣国とも国際パイプラインで接続され、欧州やアジアとは、LNG で接続されている（インターナショナル）。



JPECレポート2012年度第16回(2012/8/16) 「米国の天然ガス地下貯蔵事情」より天然ガスインフラシステム図  
(出典：NPC, NATURAL GAS INFRASTRUCTURE) JPEC:一般財団法人 石油エネルギー技術センター

図 6-5-11-米国における天然ガスネットワーク  
出典：NPC, NATURAL GAS INFRASTRUCTURE/JPEC レポート 2012 年度  
第 16 回「米国の天然ガス地下貯蔵事情」に注釈などを加筆

都市間は、パイプラインで結ばれ、液化プラント、ガス化プラント、地下貯蔵所、発電所、プロセスプラント、熱量調整用窒素ガス供給プラント（深冷空気分離装置）などの設備が整備されている。

地下の高圧貯蔵所（UGS）は、時間変動を吸収し、季節変動のための備蓄を行う巨大な施設であり、北米と欧州、ロシアで確立している技術である。米国内のガス生産井は、集積パイプラインでつながれ、圧縮ステーションで移送、530ヶ所あるプロセスプラントで精製・火力調整などが行われる。

パイプラインには 418ヶ所の巨大な地下貯蔵槽が接続されており、その総容量は 2400 億 m<sup>3</sup> になる。貯蔵には残圧（貯蔵槽が圧力でつぶれないためのクッションガス）が必要であるから、実際に利用できるのは 1250 億 m<sup>3</sup> となる（ワーキングガス）が、それでも圧力が 50 気圧の時には、約 5 兆 Nm<sup>3</sup> という莫大な貯蔵量となる。

これに液化ガスの受入れ基地や空気分離プラントなどが接続され、巨大な供給ネットワークが構築される。ガスの火力調整や保安用には、大量の窒素ガスが使用される。輸入 LNG は、再ガス化蒸発プラントから供給される。



米国の場合、従来は基本的に輸入だけであったが、天然ガスや石油などのエネルギー資源の輸出が解禁されつつあるので、ガス化プラントだけでなく、輸出用の液化プラントの建設も行われている。

消費側では、火力発電所のような大規模消費とシティーゲートを通じた地域デストリビューションが行われる。

米国の天然ガスネットワークは、基本的に民間の運営であるが、州の間の移送には合衆国政府が関与しており、さらに国際間のネットワーク（カナダとメキシコ）に接続される。

JPEC が、ロシアと米国における天然ガス地下貯蔵についてレポートを出している。JPEC レポート 2011 年度第 37 回「ロシアの天然ガス地下貯蔵事情」（平成 24 年 3 月 15 日）、JPEC レポート 2012 年度第 16 回「米国の天然ガス地下貯蔵事情」（平成 24 年 8 月 16 日）。

天然ガスインフラにおいて重要な機能を果たす「ガスの地下貯蔵」は、日本では小規模にしか行われていないが、地下は地震振動が少なく、台風や津波などの自然災害に対して非常に安全性が高く、欧米では長く利用されている技術である。地震や台風などの自然災害が多い日本向けのシステムであるが、大規模なガスパイプラインが未発達であるため、国内の認知度は非常に低い。JPEC のレポートには、ロシアと米国の地下貯蔵システム（UGS）について詳細な説明がなされている。

天然ガスの貯蔵は、需要の季節変動の平準化とピーク負荷の低減を目的として行われている。地下貯蔵施設は、天然ガスインフラが大規模になるほど、地上貯蔵施設に比べて安全かつ安価であることが有利になり、生産地ではなく需要の大きい消費地に設置されている。通常は、春～夏間に生産・貯蔵され、秋～冬の需要期に使用されるため、天然ガス需要の季節変動が大きい欧米・ロシアでよく利用される。

2005 年の世界の地下貯蔵施設 630 ヶ所の内訳は、北米(米国、カナダ)が全体の 3/4、欧州が 15%、ロシアが 10%である。

貯蔵方式には①枯渇ガス田貯蔵方式 (Depleted gas reservoir)、②帯水層貯蔵方式(Aquifer reservoir)、③岩塩層貯蔵方式(Salt formation) の 3 種類がある。

貯槽は、空にはできないため、「クッションガス」と呼ばれる大量の残ガスが必要であり、クッションガスの上に余剰のガスが貯蔵され、払い出しが行われる。貯槽に残るクッションガスに対して、実際に出し入れされるガスを「ワーキングガス」という。高压ガスの容器（シリンダーまたはボンベ）で

は大気圧に近いところまでガスを使うことが可能であるが、地下貯槽では、圧力を下げすぎると水圧や地圧で空洞がつぶれてしまうため、クッションガスが必要であり実質的な容量（貯蔵能力）はワーキングガスの量で決まる。

したがって、もともとガス田であった貯留層を利用する「①枯渇ガス田貯蔵方式」の場合は、天然ガス田のインフラ設備が利用できることと、初期のクッションガス充填の必要がないことから、コスト的に非常に有利であり、採用例が多い。貯蔵期間は200～250日、取出期間は100～150日程度である。

「②帯水層方式」は、新たに安全性の確認や設備投資が必要となること、クッションガスを購入して充填する必要があることなどから、最もコストがかかる貯蔵方式となる。貯蔵期間と取出期間は枯渇ガス田方式と同じである。

「③岩塩層方式」では、岩塩層に浸透性がないため、ほとんどのガスをワーキングガスとして利用できるという特長がある。しかし、他の方式のように大規模なものを作ることができないため、数ヶ月におよぶ季節変動に対応できるようなものではなく、短期間の需要変動や緊急用の利用が多くなっている。貯蔵期間は20～40日、取出期間は10～20日程度である。

ロシアの天然ガス貯槽施設の能力は、冬季需要の20～30%を供給でき、1日平均5億 $m^3$ 、最大6.2億 $m^3$ を供給した実績がある。17ヶ所が枯渇ガス田方式、8ヶ所が帯水層方式であり、岩塩層方式の貯槽はない。最初の建設は1958年であり、使用実績は60年になる。老朽化設備の更新や新設が検討されており、ワーキングガスとして5億 $m^3$ から50億 $m^3$ 規模の設備の建設が多数計画されている。

北米では、1915年に最初の地下貯蔵が稼動（カナダ・オンタリオ州）、翌年には米国でも稼動している（ニューヨーク州バッファロー）。近年は、大気汚染や環境保護の観点から天然ガス火力発電が増えており、火力発電の昼夜間の変動や、週の間の需要変動などにも迅速に対応できる地下貯蔵設備の必要性が増している。米国では、枯渇ガス田方式が65%、帯水層が10%、岩塩層が25%という比率となっている（2008年）。

1980年以降は、シェールガスの開発で知られる水平掘削方式が開発されたため、従来は経済的に利用ができなかった枯渇ガス田が「新たに改良枯渇ガス田貯蔵方式」としてに利用可能となっている。

6. 5. 4 LNGの冷熱利用

日本は、天然ガスを液化天然ガス（LNG）として輸入している。世界の標準的な天然ガスの利用方法としては、まず産地での利用があり、次に遠隔地へのパイプライン輸送となり、長距離輸送では液化天然ガスが利用される。パイプラインでは圧縮動力が必要であり、LNGでは、液化エネルギー、船舶などによる輸送エネルギーが必要となる。一般的には液化エネルギーが非常に大きいので、パイプライン輸送が有利であるが、輸送距離が長くなると、圧送のエネルギーも大きくなり、LNGが有利になると言われる。

日本は大陸から離れた島国であるが、欧州には、海を隔てたパイプラインが非常に多く存在することを考えると、日本に海外とつなぐ天然ガスパイプラインがないことの技術的な理由にはならない。天然ガスの輸入が中東中心に行われてきたことと、国内の長距離パイプラインがほとんど未整備であることがその理由であり、全ての輸入天然ガスがLNGである。

LNGは、本来の用途に使われる前に必ず液体から気体に戻さなければならないが、産ガス地では、莫大なエネルギーを消費して液化されているため、そのまま加熱・蒸発させると大きな損失である。

図 6-5-12 に LNG1 トンが持つ冷熱エクセルギーを示す。天然ガス1 トンが

燃焼する時に取り出せる化学エネルギーは 14000kWh であるが、天然ガスの液化には 380kWh のエネルギーが消費されている。これは燃焼エネルギーの約 3% に近い。輸送のロスなどを差し引いた 250kWh、燃焼エネルギーの 1.8% が取り出し可能な冷熱エクセルギーとなる。

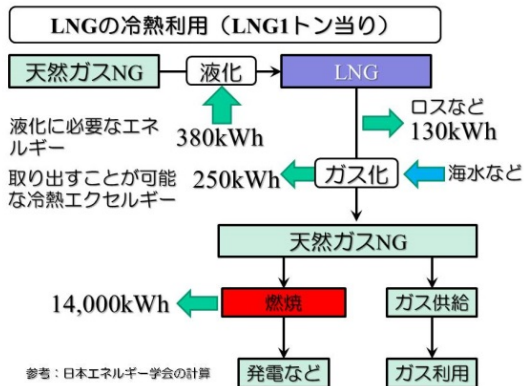


図 6-5-12-LNG1 トンが持つ冷熱  
参考:大阪大学・大阪ガスエクセルギーデザイン共同講座による計算値

このエネルギーは、けっしてタダで手に入るものではなく、液化コストとしてガスの料金に含まれているが、全く回収されなければ、無駄に海水を冷やすことになる。

日本で受入れている LNG の 24%が冷熱利用されている。LNG をガス化する過程で、海水等を熱源とするが、この時の膨張力でタービンを回して発電するのが「LNG 冷熱発電」であり、受入れ LNG の 17%で利用されている。

国内の天然ガス発電所は、35ヶ所。LNG 冷熱発電装置は 15 基あり、LNG 処理能力は 1700 トン/h（年間処理量は 850 万トン）。発電規模発 7.3 万 kW は、天然ガス火力発電設備の総量約 4,000 万 kW に対して約 0.2%程度である。

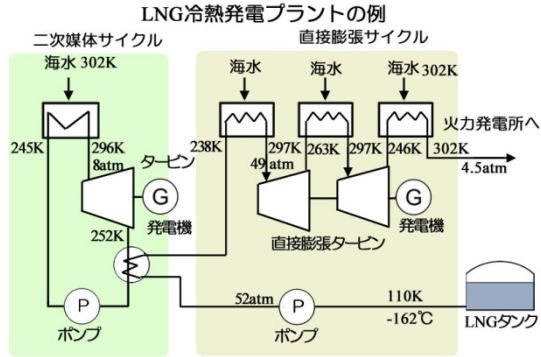


図 6-5-12-LNG 冷熱発電プラントの例

図 6-5-13 に LNG 冷熱発電プラントの例を示す。表 6-5-2 に主な LNG 冷熱発電の比較を示す。

直接膨張は、LNG をポンプで加圧、海水で蒸発させた後、直接タービンで膨張させ、温度が低下したガスを再度海水で加熱し、タービンで膨張を繰り返して発電する。液体の状態では加圧するため圧縮動力は大きくはなく、海水で加熱することによってエネルギーを取り出す。

表 6-5-2-LNG 冷熱発電の方式

方式	プロセスの概略	効率	基数	能力
直接膨張方式 (直膨式)	海水で LNG を昇温・気化させて高圧の天然ガスで直接タービンを回して発電	39	6	2.7
中間媒体ランキンサイクル方式	媒体（フロン、ブタン、プロパンなど）を LNG の冷熱を使用して液化するランキンサイクル発電	29	4	0.9
ランキン・直膨組み合わせ方式	ランキンサイクルと直接膨張方式の組み合わせで発電	53	5	3.6

効率は、単位 LNG 重量当たりの発電量、kWh/トン、能力は、万 kW

中間媒体ランキンサイクル方式（図の左側の二次媒体サイクル）は、地熱

発電などにも用いられる炭化水素などの冷媒を用いた間接的な方式である。高圧の可燃性ガスである天然ガスを用いないため、設備機器は安価になるが、直膨式に比べると効率が低い。

なお、この天然ガスの膨張を利用した発電によるエネルギー回収は、LNGだけでなく、市中に供給される都市ガス配管でも、圧力調整時にタービンを駆動して発電を行うシステムが一部のガス会社において実用化されている。都市ガスは低圧、中圧など数種類の供給圧力があり、圧力調整器で減圧しているが、ここにタービンと発電機を設置することで電力が回収されている。

日本国内で最初に LNG 冷熱発電が稼動したのは大阪ガス泉北第二（1979年）である。1991年までに14基が稼動したが、1996年の大阪ガス岩崎を最後に LNG 冷熱発電所の建設が行われていない。

これは、LNG 火力発電所で、高効率のコンバインドサイクル（ガスタービン+蒸気タービン）が採用されるようになったため、LNG の気化送出圧が上昇し、効率がよい天然ガス直接膨張サイクルが採用しにくくなったことによる。

コンバインドサイクルは、天然ガスの持つ燃焼エネルギーをできる限り効率よく発電に利用するためのものであり、燃焼エネルギーに比べるとともに量が少ない LNG の液化エネルギーの回収に設備コストを割くのは効率的ではなくなった。エネルギー資源の価格が安定し、建設コストが上昇したことによって、冷熱発電所が建設されなくなった。コンバインドサイクルの廃熱や廃スチームを用いて、冷熱発電を行うプロセスも提案されているが、実現はしていない。

LNG をガス化するサイトの近くでは、発電以外にも LNG の冷熱が利用されている。表 6-5-3 に LNG の冷熱エクセルギー利用の回収率の比較を示す。

深冷空気分離装置の場合、LNG の冷熱エクセルギーをプロセスの冷却に利用する温度領域が低いため、冷熱の回収率が高い。

一方、空調や冷蔵倉庫などに利用する場合は、冷却する相手の温度が高いため LNG との温度差が大きく、熱交換器の温度差、ロスが大きくなり、回収率が低くなる。

表 6-5-4 に LNG の冷熱を利用した深冷空気分離装置の実施例を示す。

表 6-5-3-LNG 冷熱の  
エクセルギー回収率 %

利用プロセス	回収率
深冷空気分離	80
直膨冷熱発電	73
冷蔵倉庫	20~50
液化炭酸製造	38
ランキン冷熱発電	20~34
空調	5~10

深冷空気分離装置への利用（TLO1971年）の方がLNG冷熱発電（泉北第二1979年）よりも早くから始まっている。

こちらも1990年代以降は新規の建設がない。エネルギーの回収技術や省エネ技術は、その時代のエネルギー調達コストと設備コストとの見合いによって、決まるため、複雑で高価なプロセスが採用されなくなっている。

表 6-5-4-LNG 冷熱利用深冷空気分離装置

事業者	場所	開始年	液体酸素	液体窒素	液体 Ar	LNG
			Nm <sup>3</sup> /h	Nm <sup>3</sup> /h	Nm <sup>3</sup> /h	ton/h
東京液化酸素(株)TLO	磯子区	1971	6,500	13,500	250	54
東京酸素窒素(株)TON	袖ヶ浦	1978	6,500	12,300	160	48
中部液酸(株)CLO	知多市	1980	5,000	15,000	100	52
(株)コールド・エアー・プロダクツ CAP	高石市	1983	7,500	7,500	200	40
日本エアー・リキード(株)新潟工場	聖籠町	1984	3,000	4,000	75	100
九州冷熱(株)	戸畑区	1984	3,500	3,500	75	15
(株)クリオ・エアー	堺市	1993	6,500	15,000	440	50

LNG 関連の数値を、深冷空気分離装置でよく用いられる換算すると、次のようになる。

天然ガス＝メタンとすると、LNG1 トン＝2.37m<sup>3</sup>（液体）＝1,395Nm<sup>3</sup>（気体）

1 トンの天然ガスを液化するのに必要なエネルギーは、380kWh/1 トン＝0.27kWh/Nm<sup>3</sup>

1 トンの LNG から取り出せるエクセルギーは、250kWh/1 トン＝0.18kWh/Nm<sup>3</sup>

空気分離装置で利用可能な冷熱の効率を 80%として単純に計算すると、LNG1 トンをガス化して、深冷空気分離を行う時の原単位の削減は、最大 0.14kWh/Nm<sup>3</sup>となる。

### 6. 5. 5 船舶の燃料転換

#### (1) 海の排ガス規制

船舶から排出される  $\text{SO}_x$  および  $\text{NO}_x$  は世界的な大きな問題であり、2015年以降、規制は大きく強化されている。

温暖化防止対策や国際的な環境問題は、国連を中心とした気候変動枠組条約・COPなどで議論されているが、航空機と船舶に関しては、それぞれ ICAO（国際民間航空機関）と IMO（国際海事機関）が全てを管轄するようになっている。

航空機は、大量に  $\text{CO}_2$  を排出するため、カーボンフリーのバイオ燃料への転換を進めているが、船舶の場合は、燃料の消費が莫大であり、大気汚染物質の放出も非常に多いため、その対策は容易ではない。船舶の燃料に関する問題は、海運、造船、石油精製への影響が大きく、場合によっては、エネルギー産業、港湾インフラ、高圧ガス産業などへの波及も考えられる。

船舶による海上輸送は、世界各国の経済が発展を続けていけば、今後拡大することはあっても縮小することはない。世界のほとんどの国が海運に依存し、特に日本、中国、韓国、台湾などは海運の貿易なしには成り立たない。

IMO には 170 ヶ国が加盟。世界の船舶の基準は、IMO を中心として、ISO（国際標準化機構）、IEC（国際電気標準会議）の3つの組織で決められている。日本は、IMO の原加盟国であり、その中心的な役割を果たしている日本海事協会（NK）は、世界最大の船級協会である。

現在、大型の貨物船やオイルタンカー、LNG タンカーなどの動力には石油（重油）が使用されているが、重油には大量の硫黄化合物が含まれており、海上、港湾、河川などの内水における環境汚染が深刻化している。米国カリフォルニア州では、自動車の排気ガス規制が進んだため、大気汚染の多くが港湾の船舶によるものとさえいわれている。海は広いので陸上の乗物に比べて大気汚染の影響は少ないと思われ、対策がほとんどとられてこなかったが、陸上の乗り物や工場排ガスのクリーン化が進むにつれ、船舶による汚染がここに来て注目されるようになり、世界的な対策・規制強化が始まっている。

IMO や EU による排ガス規制強化と京都議定書による温暖化ガス排出規制の両方が海運業と石油業界を直撃している。

JPEC レポート 2013 年度第 7 回・第 8 回の「IMO IMO 及び欧州における船

舶燃料規制関連最新動向」に詳細な報告がなされている。

「IMO 排出規制海域 (ECA)」という特に排ガス基準が厳しい海域が設定されており、北海、バルチック海、米国・カナダなどが対象となる。(図 6-5-13)

現在、日本周辺の海域は、ECA ではなく、将来的にも規制区域になるとは考えられていない。しかし、米国へ寄港する船舶は規制をクリアする必要があり、対策燃料が日本の港湾で補給できなければ、ハブ港を他の国に奪われてしまう。



図 6-5-13-海上の排ガス規制地域 (ECA)

日本の船舶は内航船だけではなく、多くが海外との貿易に使用されるため、日本海域が ECA にならなくても、日本の船舶や陸上施設は、欧州や北米の規制に従うしかない。これらの ECA 海域の基準は世界基準になる。

課題は窒素酸化物と硫黄酸化物であるが、あまりにも社会的影響が大きいいため、それぞれ NO<sub>x</sub>ECA、SO<sub>x</sub>ECA が、順次指定されることになっている。NO<sub>x</sub> 対策は主にエンジンの改造など、陸上交通の規制で培われた技術が順次取り入れられ見込みであるが、SO<sub>x</sub> は船舶用燃料が極めて大量に硫黄を含むためその解決策が難しくなっている。

選択肢は2つあり①安価な RFO から低硫黄の DFO への燃料転換、あるいは②船舶搭載の排ガス浄化設備（主にスクラバー）の設置であるが、天然ガス価格の低下などに伴って3つ目の選択肢として③LNG 燃料船への転換が検討されるようになってきた。

船舶用燃料のおよそ半分が、留出油 (DFO、軽油、ディーゼル油)、半分が残渣油 (RFO) である。RFO は蒸留塔の底部に残る残渣油であり、留出油である DFO よりも低価格で入手できるため、大型の船舶の主流の燃料である。船舶の煙突から黒煙が上がっているのは、昔は石炭炊きの煙であったが、現在の黒煙は RFO の燃焼排ガスである。煤煙、PM、SO<sub>x</sub> など有害な廃棄物を大量に放出するため DFO への転換が望ましいが、RFO から DFO への転換は非常に難しい。

世界中の船舶に DFO を供給できるようにするためには、現在の、既設の石油精製プラントに脱硫設備を付加する改造が必要であるが、これには、約



1000億ドルの投資が必要と推定されている。もし確実に売れると約束されたとしても、この資金調達はや容易ではない。回収される硫黄の処理の問題や、もしRFOが全く販売されなくなった場合、蒸留塔の残渣をどう処分するのかという問題も発生する。

海運業界は、RFOとDFOの価格差、燃料費の上昇の負担に対応しなければならず、石油精製業界だけでなく、海運業界も非常に大きなビジネスリスクをかかえる。急激な変化は世界経済に大きな影響を与える。当面は、低硫黄燃料の供給がある程度可能と思われるが、全世界で全面的にDFOへの燃料転換を行うのは、あまりにも規模が大きい。

二番目の選択肢である船舶上での排ガス浄化は、船上に新たに排ガス浄化設備を作らなければならないため、スペースの確保、プラント設置のコストという問題がある。また、大量の洗浄水を再処理するために、港湾に設備を設置しなければならない、船主と港湾インフラへの経済負担が大きい。

この場合は、従来の燃料も使用できるので、燃料転換ほどの大きな影響はないと思われるが、船舶の改造や港湾のインフラ整備は、IMOやEUの排ガス規制のスケジュールに間に合わせる事が困難といわれている。

三番目のLNG動力船の導入は、環境問題の解決策としては、最も現実的であり、コスト的にも有利である。しかし、安全に関する技術課題、世界的な基準策定、各国の法整備、港湾などのインフラ整備の課題が大きい。

現在、国際条約によって天然ガスを燃料とする船舶は禁止されている。洋上や港湾の安全を確保するために、使用される燃料の蒸気圧が規制されておりLNGのような低沸点の液体燃料は使用が禁止されているためである。海運では長期の安全実績によって数々の条約が制定されており、船舶の安全確保は環境問題に優先する。燃料の転換は非常に大きな困難を伴う。

民間の船舶では、エンジンの故障や燃料切れ、補給切れなどはあってはならないことであるから、もし、LNG動力船が実現される場合、当初は重油でも天然ガスでもどちらでも動くバイフューエル船が有望である。そのため、エンジンに供給される天然ガスは非常に高圧(300気圧程度)のものとなり、船内には、LNGのタンク(低温高圧貯槽)とLNGの蒸発器(海水蒸発)と高圧のガス供給設備が設置されることになる。バイフューエル船は、重油とガスの両方の燃料供給設備を搭載し、従来通りの貨物を積載しなければならないため、基本設計から変えていかなければならない。

現在、LNGタンカーだけは、積載しているLNGのボイルオフガス(BOG)を燃料にしてもよいという特例がある。大量のLNGを積載しているため、他の船舶とは大きく異なる設備を持っており、例外的に天然ガスエンジンが認められている。しかし、機構が複雑になることもあって、ボイルオフガスは再液化してタンクに戻し、エンジンの燃料には重油を使用するという方式が多くなっており、天然ガスを燃料とする船舶は少ない。

現在、運用されているLNG動力船は、規制の対象外である軍艦と一部の国で認められている国内専用船に限られており、国際基準がなく実績が少ない。LNGへの燃料転換は、造船業にとって非常に大きな技術的挑戦となる。

一方、LNG動力船の普及のためには、港湾における燃料補給(バンカリング)インフラの整備が重要である。

バンカリングとは、バンカー(石炭庫 bunker)に燃料を補給することである。バンカーとは、穴蔵であり、ゴルフ場に開けられた穴や軍用機などを敵の攻撃から守るためのシェルター、船の燃料庫のことをバンカーと呼んだ。現在は、船舶や鉄道の燃料は固体燃料(石炭)ではなく液体が主流である。機関車の後ろにつながっていた炭車(燃料車)や鉄道や港湾の貯炭場を見ることがなくなり、液体燃料の時代になったが、石炭時代の名残りで、燃料の供給・充填作業のことをバンカリングと呼ぶ。

港湾や空港における液体燃料のバンカリングは、非常に重要な作業であり大きなビジネスである。

燃料転換ということでは、現在進められているFCVの普及のためには、FCV単体の技術開発・製造コスト低減と同時に、水素供給インフラの整備が大きな課題となっている。FCVが増えなければ水素供給インフラ(水素ステーション)などが進まず、供給インフラが増えなければFCVも増えていかない。

船舶の場合も同様であり、LNG動力船の普及のためには、船が増えるのと同じように港湾のLNGバンカリングインフラ整備が進まなければならない。

船舶、港湾関係の条約、基準、船舶に関する国内法に加えて、日本では陸上の補給設備に対して高圧ガス保安法と消防法が加わるため、インフラ整備のハードルはさらに高くなる。国内で進められているバンカリング実験も、規制の厳しい陸上設備を避けてShip-to-Ship(補給船から動力船への洋上チャージ)実験から行われている。

港湾におけるLNGのハンドリングには、LNGの貯槽、供給設備に加えて、保安用窒素ガスの供給設備なども必要となる。

船舶の設計、港湾の設備変更には、難しい技術課題もあると思われるが、海運業における環境問題の解決には、LNG 動力船の導入シナリオはかかせないと考えられており、2025 年には船舶燃料の 3~8%が LNG に転換されるとの予測（日本海事協会）もある。

燃料転換は、簡単な事業ではないが、高圧ガス、低温液化ガスを取り扱う業界にとっても大きなビジネスチャンスとなる。

## 6. 5. 6 天然ガスと都市ガス

近年の日本国内の都市ガスの多くは、天然ガスがベースである。

天然ガスのほとんどがLNGとして輸入され、産業用と生活用の熱源と発電の多くが天然ガスをエネルギー源として成り立っている。

山田正康著『「炎の産業「都市ガス」』（副題 進化するクリーンエネルギーのすべて）に日本の都市ガス業界の歴史、実状、課題などが詳しく説明されている。

産業ガス業界（industry gas）と、都市ガス業界（town gas）は、その歴史、事業形態、製造技術が大きく異なるが、気体、液化ガスのハンドリングという点では共通点の多い業界である。

山口氏の著書の第一章は「電気に追われ続けた130年」とある。

電気は、エネルギー資源ではなく、エネルギーの使用形態であり、一次エネルギーである石炭、石油、天然ガスとは全く性質の異なるものである。天然に存在する電気（電力）資源は、雷くらいであって、これを産業用に利用する技術はないため、電気は人工的に作られる。電気は天然ガスなどのエネルギー資源から変換されて作られるため、ガスか電気かといった選択肢は、本来はないはずであるが、文明や産業から見たとき、ガスはずっと電気に追われ続けてきたようである。

最初のガス事業は、横浜で行われたガス灯事業であり（1872年）、その後、東京にも東京府瓦斯局が設置されガス灯事業が始まった。公営のガス事業は民間に払い下げられたが、やがて電灯事業が始まり、東京瓦斯会社は東京電燈会社の攻勢にさらされることになる。貧弱な送電線と停電、切れやすい電球、電気による火災事故など、当初は未熟な電気であったが、「ガス灯から電灯へ」の流れが起り、ガス事業は照明分野で電気事業と争うことになった。

第二次世界大戦で甚大な被害を受けた都市ガスの復興が進んだのは昭和30年代（1955年）であり、生活の質の向上、ガス器具の開発・普及によって都市ガスが急速に伸びていった。しかし、その後、家電製品が急速に普及し、都市ガスの前に電気が立ちのぼることになる。

家電製品の中には電気でなければ機能しない製品も多いが、湯沸し、調理器具などの熱源であれば電気である必要がなく、本来ならば都市ガスをそのまま燃焼して使用するのが最も効率が高いと思われる。発電のためには、石炭や天然ガスを燃焼させる必要があり、そのエネルギーを電気に変え、変電、送電、配電して使われるため、その間のロスや効率の低下は避けられないか

らである。

しかし電力会社は、家庭用の熱源にまで電化を推進し、住宅からガスを追放する「オール電化」の攻勢をかけてきた。電力会社はガス会社に比べると企業規模が大きく資金力があるため、住宅メーカーや機器メーカーを巻き込んだオール電化キャンペーンは一種のファッションとなってガス業界に脅威を与えている。

電力会社は、ガス会社からガスを入手しなければ十分な発電が得られないにも関わらず、「ガスを使わない安全な住宅」といったガスに対するネガティブ・キャンペーンを行ってきている。これに対して、ガス業界の方は、反電気の対抗措置をとらず、あくまでもガスのメリットを前に出して、行き過ぎた電化を防ぐ方針である。

都市ガスの原料は、初めは石炭、次に石油となり、現在は天然ガスとなっている。

石炭から可燃性のガスを取り出すことは18世紀末に見出され、安価なガスとして普及した。日本でも、最初の80年間は石炭による合成ガスが都市ガスとして使用された。

1953年の都市ガスの割合は、石炭ガス94%、石油系ガス4%、天然ガス2%である。1960年代には石炭から石油へのエネルギー転換が行われ、都市ガス業界も石油系ガスが増え、1965年には、石炭系ガス47%、石油系ガス43%、天然ガス11%となる。

東京ガスは1950年に、海外の天然ガスに着目、LNGタンカーを利用する天然ガス輸入の調査研究を始めた。1969年、横浜市に建設した専用埠頭に初めてのLNGタンカーが入港、天然ガスの輸入が始まった。