

# 天然ガスの採掘から家庭まで

環境企画 主宰 松村 眞

(はじめに)

1970年における日本の大気環境は現在よりはるかに悪く、二酸化硫黄濃度は平均で0.04ppmだった。ところが15年後の1985年には約0.01ppmと、四分の一の水準にまで改善された。わずか15年間で、この大幅な改善は世界中から賞賛され、大気汚染に悩む多くの国はどのような対策が寄与したのか関心を抱いた。調査した結果、石油燃料の脱硫とボイラーの排煙脱硫は、意外なことに約35%の寄与率に過ぎなかった。寄与率が高かったのは、製鉄や電力など主に素材産業の省エネルギー対策で、寄与率は約4割にも達していた。1973年に第1次石油危機が、そして1978年に第2次石油危機が発生し、エネルギー価格が4倍から6倍にも高騰したため、産業界が競って省エネルギー対策を推進したからである。残る25%の寄与は、約7%が重化学工業から軽工業への転換によるものだったが、約18%はエネルギーのLNG（液化天然ガス）転換による貢献だった。1973年度には2%だった一次エネルギーのLNG依存度が、1990年度には10%になったことが硫黄酸化物の発生抑制に大きく貢献したのである。その後も日本の一次エネルギーはLNGへの転換を続け、2009年には約19%の依存度に達している。LNGへの転換は硫黄酸化物の削減だけでなく、温室効果ガスである二酸化炭素の抑制にも貢献している。ちなみに同じ熱量を得るのに必要な二酸化炭素発生量は、石炭を100とした場合に石油なら76、LNGなら54である。日本は今後も一次エネルギーのLNG依存度を高め、石油と石炭の消費量を減らして環境保全と地球温暖化の抑制を促進する方針である。本稿では天然ガスの埋蔵量と可採年数、採掘と液化設備、LNGタンカー、LNG受入基地、そして冷熱利用について述べる。

## [ 目次 ]

1. 天然ガス資源と日本のLNG消費量	3
2. 天然ガスの液化基地	9
天然ガスの採取	9
天然ガス液化基地の設備構成	10
3. 天然ガスの液化を構成するプロセス	12
酸性ガス除去プロセス	12
脱水プロセス	18
水銀除去、炭化水素除去プロセス	21
液化プロセス	21
4. LNGの海上輸送	25
5. LNGの受入基地	27
6. LNGの冷熱利用	33

## 1. 天然ガス資源と日本のLNG消費量

### 1.1 天然ガスの確認埋蔵量と可採年数

LNGは天然ガスを液化したものだが、天然ガスを陸上輸送できる場合は液化せずにガスのまま使用する。液化に必要な設備に莫大な費用が必要だからである。現時点における天然ガスの確認埋蔵量は、図1に示すように在来型が約404兆m<sup>3</sup>、非在来型が約230兆m<sup>3</sup>である。非在来型は、藻やプランクトンでできた石油根源岩に含まれている天然ガスである。このため、在来型が地下に穴を開けた状態で自然に噴き出てくるのに対し、非在来型は岩石に穴を通し、さらに人為的に割れ目を作って採取する。在来型と非在来型を合わせた埋蔵量と現在の消費量から、現時点で天然ガスの可採年数は160年以上と推察されている。なお、非在来型天然ガスの埋蔵量が多いが、開発の歴史が浅いので実際にはそれほど使われていない。このため、本稿で述べる天然ガスの組成や性質は在来型を対象としているが、非在来型でも大きな差異は考えられない。

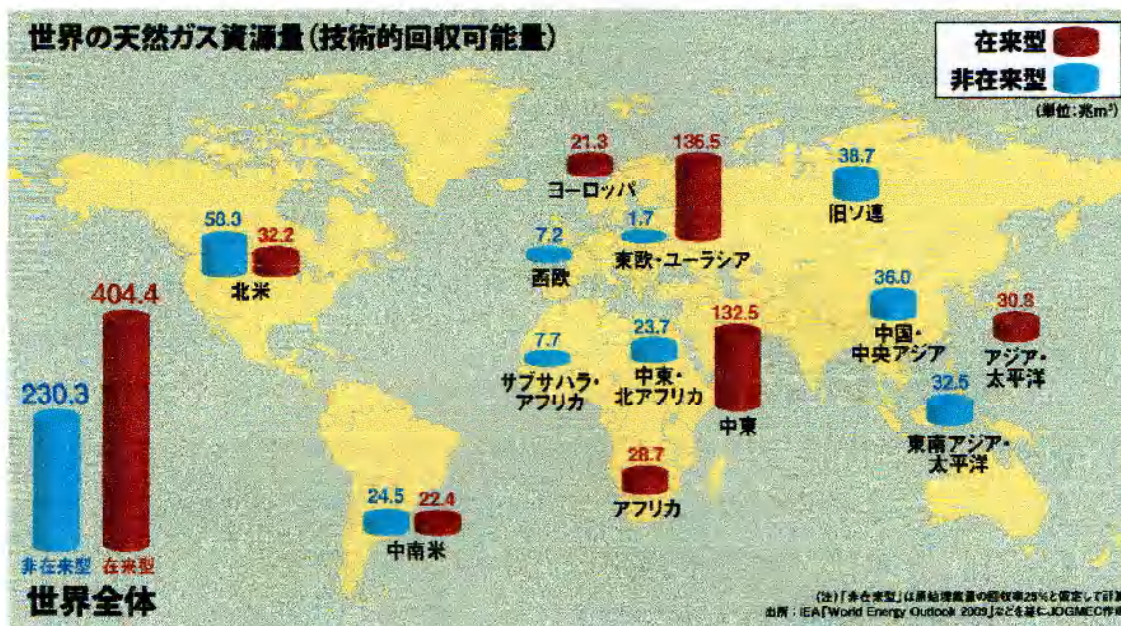


図1. 天然ガス資源量の分布

出典: (独) 石油・天然ガス・金属鉱物資源機構の公開資料

### 1.2 在来型天然ガスの種類と組成

在来型天然ガスには生物起源のガスと、非生物起源のガスがある。また、ガス田から産

出するものと、油田から石油の随伴ガスとして産出するものがある。いずれも主成分はメタンで、次いでエタンが多く、これよりはるかに量が少ないが、プロパンやブタンなどの炭化水素が含まれている。炭化水素の割合は、石油随伴ガスの方が、ガス田から産出する天然ガスより多い傾向がある。炭化水素以外には、窒素、二酸化炭素、硫化水素、ヘリウムなどの無機ガスが含まれているが、地域的に明確な特性がある。アラスカ、東南アジア、オーストラリアの天然ガスには硫黄化合物が少なく、中近東の天然ガスには硫黄化合物が多い。また、微量の水銀を含むことが多く、液化する場合は熱交換器の腐食原因になるので、液化の前工程で 10ng/Nm<sup>3</sup> 以下に除去する。天然ガスを組成中心に分類すると、次の2種類がある。

- ① ドライガス : プロパンより沸点の高い炭化水素が少なく、常温・常圧の状態では凝縮しない天然ガス。(凝縮量 : 1.3 リットル以下/100m<sup>3</sup>)
- ② ウェットガス : プロパンより沸点の高い炭化水素を多く含み、常温・常圧の状態ですれらが凝縮する天然ガス。(凝縮量 : 4 リットル以上/100m<sup>3</sup>)

硫化水素と二酸化炭素が多い天然ガスをサワーガス (sour gas) と言い、少ないガスをスイートガス (sweet gas) と言う。産地の異なる数種類の天然ガスについて、組成を示したのが表 1 である。二酸化炭素は熱量として寄与しないだけでなく、除去設備の負担が大きいため、二酸化炭素の少ないガスの方が歓迎される。

表 1. 天然ガスの組成 (例)

単位 : 容積%

産地	キナイ (アラスカ)	アルズー (アルジェリア)	ルミット (ブルネイ)	バダック (インドネシア)	アルン (インドネシア)
メタン :C1	99.4	83.5	88.2	87.4	72.0
エタン :C2	0.1	7.0	4.8	4.5	6.0
プロパン:C3		2.1	3.7	2.8	2.6
ブタン :C4		1.4	1.6	1.3	1.4
ペンタン :C5			0.5	0.4	3.7
C 6 以上			0.5	0.5	
窒素	0.5	5.8		0.1	0.3
二酸化炭素		0.2	0.7	3.0	14.0

出典 : 成山堂書店、LNG 船運行のABC

### 1.3 日本のLNG消費量

日本でも天然ガスが産出するが、産出量は需要の3.6%を満たすに過ぎない。したがってほとんど海外から、天然ガスを液化したLNGとして輸入している。2011年の1月から11月までの輸入国と輸入量を図2に示す。2011年の輸入量は過去最大の7136万トンに達した。2011年の原油の輸入量が約2億1千4百万キロリットルだから、LNGの輸入量は石油の37%程度に相当する。輸入国はマレーシア、オーストラリア、インドネシア、中東に分散しており、今後はサハリンが加わるであろう。LNGの輸入量は年々増大し続けているが、2011年の福島第1原子力発電所の事故を契機に原子力発電の依存度が下がる傾向にあるので、今後の急増が予想される。

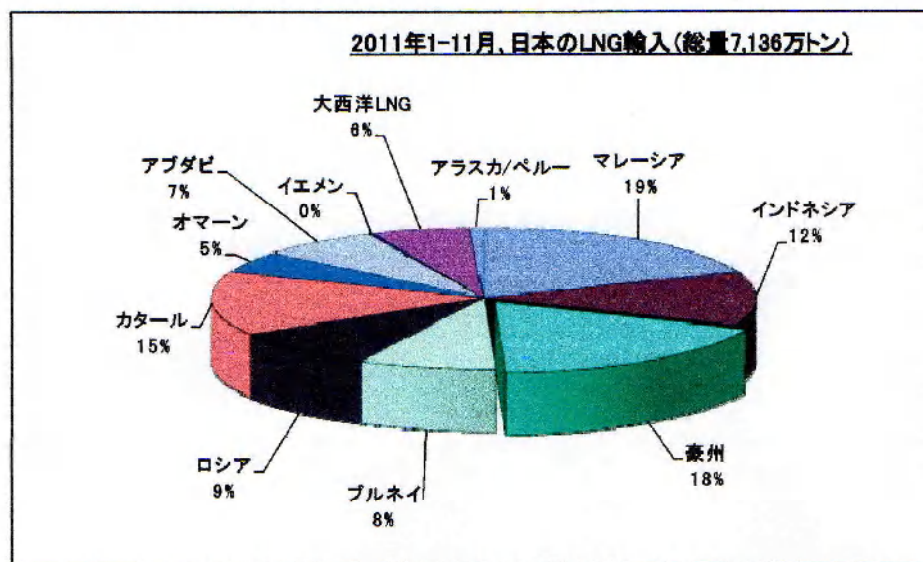


図2. LNGの輸入国

出典：(独)石油・天然ガス・金属鉱物資源機構の公開資料

### 1.4 LNGの規格と組成

天然ガスには炭化水素のほかに窒素、二酸化炭素、それに硫化水素やヘリウムなどが含まれているが、窒素は燃料としての価値がない。また、メタンより沸点が低く容易に液化しないので、窒素が多ければ液化の対象としないか、液化工程の前に除去する。二酸化炭素や硫化水素は、メタンより沸点が高いので液化工程に入ると凍結し、装置に損傷を与える。このため、これらの成分はなるべく液化工程の前に除去する。液化製品であるLNGに許容される不純物は表2のように示され、LNGの規格は表3のように規定されている。

表 2. LNG中の不純物ガイドライン

不純物成分	許容濃度
二酸化炭素 (CO <sub>2</sub> )	100ppm 以下
硫化水素 (H <sub>2</sub> S)	5ppm 以下
全硫黄	30mg/Nm <sup>3</sup> 以下
窒素 (N <sub>2</sub> )	1.0%以下

表 3. LNGの規格

項目	規格
メタン : C <sub>1</sub>	84 モル%以上
ペンタン : C <sub>5</sub> +	0.1 モル%以下
不活性ガス : N <sub>2</sub> など	1.0 モル%以下
硫化水素 : H <sub>2</sub> S	4ppm 以下
全硫黄	30mg/Nm <sup>3</sup> 以下
総発熱量	1,070~1,170 BTU/scf

表 1 に示したように、天然ガスの組成は産地によって異なる。したがって、液化の前に窒素、二酸化炭素、硫化水素を除去しても、原料天然ガス中の炭化水素組成がLNGの組成にも影響を与える。表 4 に日本に輸入されているLNGの組成を示す。アラスカのLNGはメタン濃度が99%以上と非常に高く、他のLNGは90%前後である。炭化水素の組成が違えば、当然の結果として発熱量も異なる。

表 4. 輸入LNGの代表組成

単位：モル%

産地	アラスカ	ブルネイ	インドネシア バダック	インドネシア アルン	西オースト ラリア
メタン	99.81	89.97	90.77	89.10	88.96
エタン	0.07	5.06	5.92	8.67	7.37
プロパン	0.00	3.26	2.39	1.69	2.58
ブタン	0.00	1.64	0.88	0.50	1.05
ペンタン	0.00	0.03	0.02	0.01	0.01
窒素	0.12	0.04	0.03	0.03	0.04

## 1.5 日本のLNG受入基地

現在、日本で稼働しているLNG受入基地は表5に示す27ヶ所である。このうち8ヶ所は火力発電用の受入基地で、全量の43.7%を占めている。次いで14ヶ所が都市ガス用の基地で全量の34.7%を占めており、工場、オフィス、住宅などに供給されている。残る21.5%は、電力用やガス事業用に限定された用途ではなく、複数の工場と発電所に供給する目的で設置された。このため電力事業法やガス事業法ではなく、高圧ガス保安法が適用されている。需要地域が海外から輸入するLNGの受入基地と離れている場合は、LNGを受入基地でガス化せずにLNGのまま転送する。転送には内航LNGタンカーやLNGタンクローリーを使用し、需要地域の二次受入れ基地でガス化する。二次受入れ基地は、一次受入れ基地の周辺にサテライト（衛星）のように分散するので、LNGサテライト基地と呼ばれている。

表5. 日本のLNG受入基地

適用法規	会社名	稼動開始	年間取扱量 2002 年度(万トン)	割合	
電気事業法	東京電力	1969	根岸工場	89	43.7%
		1973	袖ヶ浦工場	508	
		1984	東扇島	500	
		1985	君津	470	
	中部電力	1987	四日市センター	130	
		1997	川越	270	
	関西電力	1979	姫路LNG管理所	260	
	中国電力	1990	柳井火力発電所	120	
			(小計)	2,347	
ガス事業法	東京ガス	1969	根岸工場	112	34.7%
		1973	袖ヶ浦工場	392	
		1998	扇島工場	109	
	東邦ガス	1977	知多LNG共同基地	190	
		1991	四日市工場	30	
		2001	知多緑浜工場	110	
	仙台市ガス局	1997	新港工場	16	
	大阪ガス	1972	仙北第一	70	
		1977	仙北第二	600	
		1984	姫路製造所	170	
	広島ガス	1996	廿日市工場	0	
	西部ガス	1993	福北工場	30	
		2003	長崎新工場	8	
	日本ガス	1996	鹿児島工場	7	
			(小計)	1,864	
高圧ガス 保安法	北九州エルエヌジー	1977	戸畑工場	180	21.5%
	知多エルエヌジー	1983	知多基地	380	
	日本海エルエヌジー	1984	新潟基地	400	
	大分エルエヌジー	1990	大分工場	150	
	清水エルエヌジー	1996	袖師基地	45	
			(小計)	1,155	
			合計	5,366	100%

出典：LNG受入基地について（高圧ガス保安協会：平成17年5月31日発表資料）



## 2. 天然ガスの液化基地

### 2.1 天然ガスの採取

天然ガスや原油の掘削には専用の掘削リグが使われる。千メートルから 3 千メートルの深度から採取することが多いが、6 千メートルから 8 千メートルの超深度に達しているものもある。掘削は垂直だけでなく傾斜掘削や水平掘削もできるので、一本の井戸が広範囲から天然ガスを採取する。採取された天然ガスは、地層水や懸濁した砂泥を同伴している。このため、抗井にセパレーターを設置して不要物を分離し、ギャザリングステーションや液化基地に送る。セパレーターにはガスと油を分ける二相用と、ガスと油と水を分ける三相用がある。セパレーターには図 3 に示す縦型と横型、それに球形がある。縦型は砂など固形物の処理が容易で設置場所が小さく、流量変化に追従しやすい。サージコントロール特性に優れているので、気液比が大きくガスの産出量が多い場合に適している。一方、横型は気液の界面を大きくとれるので、大流量で気液比が小さい場合に適している。球形も固形物の処理が容易だが、寸法を大きくできないので現在はあまり使われていない。セパレーターは 1 段とは限らず、図 4 のように圧力の違う数段階に分けることが多い。

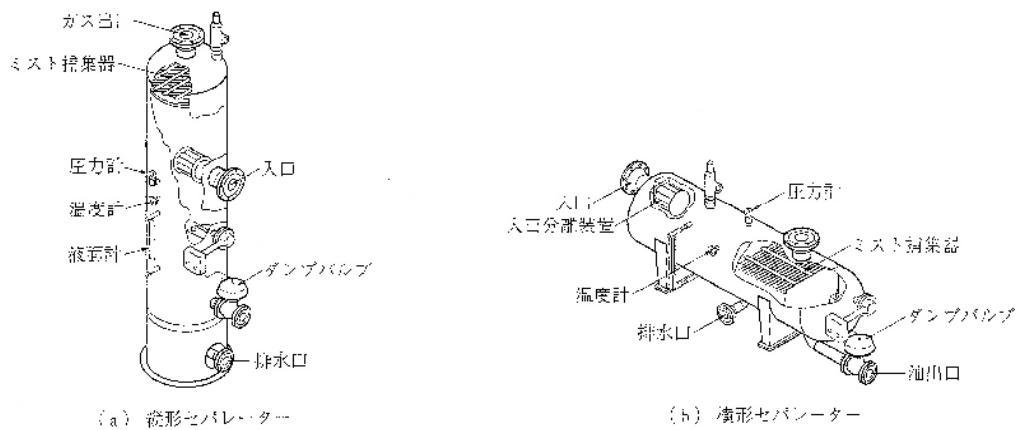


図 3. 縦型と横型のセパレーター

(出典：エネルギー便覧・プロセス編)

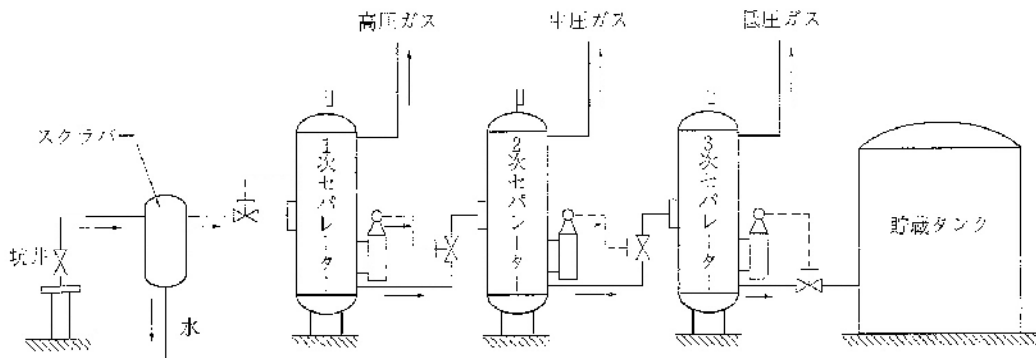


図4. 多段セパレーターの例  
(出典：エネルギー便覧・プロセス編)

## 2.2 天然ガスの液化基地構成

天然ガス液化基地の設備構成を、ブロックフローで図5に示す。

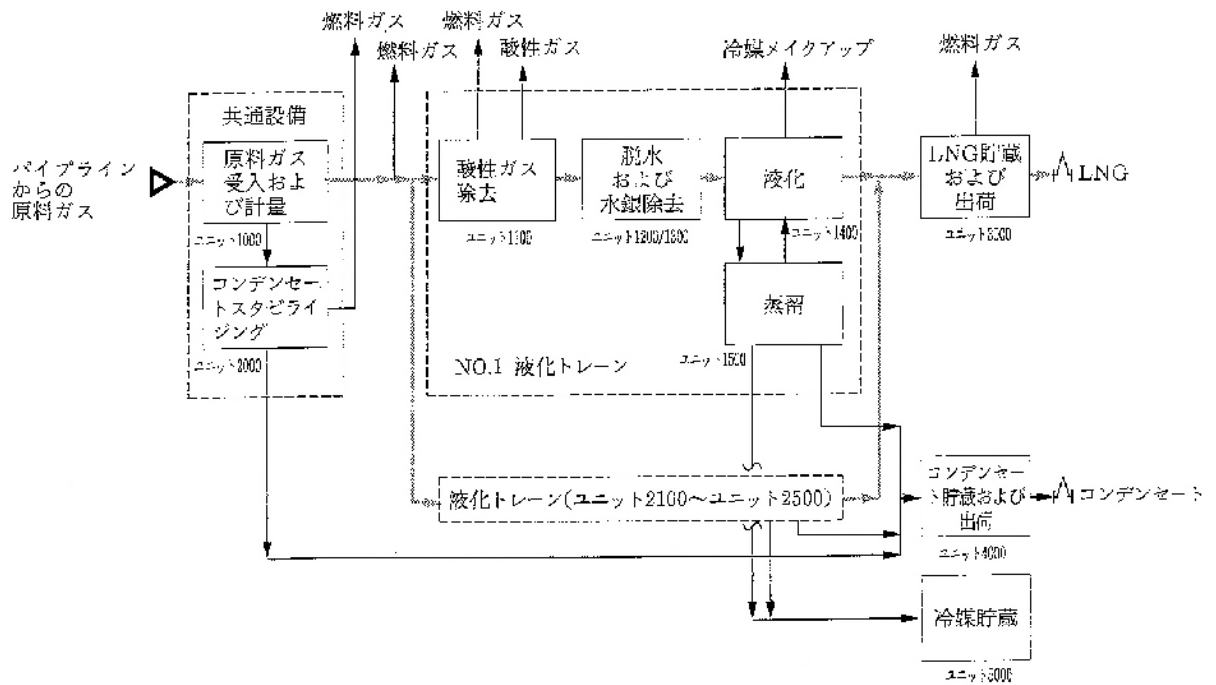


図5. 天然ガス液化プラントのブロックフロー  
(出典：天然ガスの高度利用技術 (2001年)・(株)エヌ・ティー・エス発行)

パイプラインで送られてくる原料天然ガスは、最初に「原料ガス受入および計量ユニット」に入り、スラグキャッチャーでガス成分と液体成分に分けられる。スラグキャッチャーは太さが数十インチ、長さが 100 メートル以上もあるパイプで、少し傾斜させて多数を並列設置してある。スラグキャッチャーで分離された液体成分（コンデンセート）は計量され、「コンデンセートスタビライジングユニット」の蒸留塔で、ブタンより沸点の高い炭化水素とガス成分に分けられる。分けたガス成分は燃料に使うか、またはLNG原料として下流に送り、軽質炭化水素はコンデンサーとして出荷する。

スラグキャッチャーで分離されたガス成分は、計量され複数の液化トレーン（ライン）に分割して送られる。液化トレーンは 2 系列以上で構成され、連続運転を維持しながら装置のメンテナンスができるようにしている。液化トレーンに送られた原料天然ガスは、「酸性ガス除去ユニット」に送られる。原料天然ガスに含まれる酸性ガスは、二酸化炭素、硫化水素、メルカプタンなどである。これらの化合物は、低温の液化プロセスに入ると固化して配管や熱交換器の閉塞をもたらし、また装置を腐食させる場合がある。このため、液化プロセスに入る前に除去する。

酸性ガスが除去された原料天然ガスは、「脱水および水銀除去ユニット」に送られる。酸性ガスを除去した原料天然ガスには、飽和水蒸気が含まれている。水分は低温の液化プロセスに入るとメタンやエタンと結合し、ハイドレートと称する水和物の結晶になって配管や熱交換器の閉塞を起こす。このため、液化プロセスに入る前に除去する。水分を除去する一般的な方法としては、水和物防止剤の注入や乾燥剤による吸収がある。しかし液化プロセスの許容水分含有量は 1ppm 以下と非常に厳しいので、冷却して凝縮水分を除いた後にモレキュラーシーブで吸着する。水銀はインドネシアのアレン液化基地で、熱交換器の応力腐食割れの原因になったことがある。このため、このトラブル発生以降は水銀除去プロセスの設置が定着した。水銀を除去する一般的なプロセスには、吸着法、吸収法、酸化法、冷却分離法などがある。現在は硫化水銀として固定し、活性炭で吸着する方法で 0.1~0.01  $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  まで除去できるようになった。原料天然ガスによっては、水銀濃度が除去を要する水準以下しか含まれていない場合もあるが、念のために設置することが多い。

酸性ガスと水分と水銀が除去された原料天然ガスは、「液化ユニット」に送られる。液化設備では、エタンより沸点の高い軽質炭化水素の大半を分離して蒸留設備に送る。目的は液化に必要な冷媒用のエタンとプロパンを回収することと、液化プロセスで固化して設備に損傷を与えるのを防ぐこと、および製品の熱量に影響が大きいブタンとペンタンの混入を抑制することにある。「蒸留ユニット」に送られる軽質炭化水素は、複数の蒸留塔でエタン、プロパン、およびブタンより沸点の高い成分に分離する。

液化方法にはメタン、エタン、プロパンを冷媒として使用する外部冷却方式と、原料天然ガスの一部を断熱膨張させて、残る原料天然ガスを冷却液化する内部冷却方式がある。外部冷却方式には、メタン、エタン、プロパンを冷却段階に応じて順次使用する多元冷媒方式と、これらを混合して使用する混合冷媒方式がある。原料天然ガスの液化は要求温度が非常に低いので、冷媒は数段階の圧縮と断熱膨張が必要になり、大きなエネルギーを消費する。このため、航空機エンジンとして開発された効率のよいガスタービンで圧縮装置を駆動している。原料天然ガスは冷媒で間接的に冷却するが、熱交換には多数の細いアルミニウム伝熱チューブを使う。液化されたLNGは出荷まで貯蔵されるが、貯蔵タンクはほとんど地上式の二重殻構造である。貯蔵中に蒸発したLNGは液化基地の燃料に使用する。出荷設備としては栈橋に製品LNG専用のローディングアームと、副製品であるLPGや炭化水素の出荷用配管設備、それに硫黄も出荷する場合はベルトコンベアを設置する。

### 3. 天然ガスの液化を構成するプロセス

#### 3.1 酸性ガス除去プロセス

原料天然ガスには、二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）、硫化水素（H<sub>2</sub>S）、メルカプタン（RSH）、ジサルファイド（RSSR）、カルボニルイサルファイド（COS）、二硫化炭素（CS<sub>2</sub>）などの酸性ガスが含まれている。酸性ガス成分は低温液化の過程で固化し、装置に損傷を与える。このため、液化の前に分離し除去するのが酸性ガス除去プロセスである。なお、硫黄化合物は、環境規制の観点からも製品LNGへの混入限界が規定されている。製品LNGに許容される酸性ガス成分の濃度条件を下記に示す。

- ① 硫化水素 : 5mg/m<sup>3</sup> 以下
- ② 総硫黄量 : 30mg/m<sup>3</sup> 以下
- ③ 炭酸ガス : 50ppm 以下

酸性ガスを除去する方法には、主に化学吸収法と物理吸収法があるが、両方を組み合わせた化学・物理吸収法もある。プロセスでは原料天然ガスを吸収溶液に接触させ、酸性ガス成分を化学反応か物理吸収で分離する。次にこの吸収液を加熱するか減圧し、酸性ガス成分を放散させて吸収液を再生する。吸収液を再生する際に生成する硫黄分は、下流で粉体状の製品として回収するのが一般的である。化学吸収法は、吸収液と酸性ガス成分の化学的な可逆反応を利用するので、分圧よりも溶解度の影響が大きい。吸収液の再生には加熱操作が必要なので、物理吸収法より多くのエネルギーを消費する。一方、物理吸収法は

酸性ガスの分圧を利用するので、分圧に比例した吸収が起こる。このため吸収液の再生に必要なエネルギーは少ないが、化学吸収法と比べて酸性ガス除去率が低い。化学・物理吸収法は両者の利点を生かすように開発されたプロセスだが、炭化水素の損失が多い。

一般的に原料天然ガス中の酸性ガス分圧が低い場合と、処理ガスに求められる酸性ガス分圧が低い場合に化学吸収法が採用され、原料天然ガス中の酸性ガス分圧が高い場合には物理吸収法が採用される。プロセスの選定基準を、酸性ガスの濃度に着目しておおまかに示すと表 6 になる。

表 6. LNG原料ガスの酸性ガス濃度から見た除去プロセス選定基準

酸性ガス濃度 (モル%)	酸性ガス除去プロセス
2%以下	化学吸収法 (アミンプロセス単独)
2%~15%	化学吸収法 (アミンプロセス単独、または熱炭酸カリウムプロセスとの併用)
15%以上	物理吸収法 (物理吸収法単独、または化学吸収法の併用)

### 3.1.1 化学吸収法

従来から、石炭ガスや石油精製ガスから酸性ガスを分離する目的で、多様なプロセスが開発されてきた。天然ガスに適用する場合は規模が大きいため、設備費用よりも吸収液の再生に必要なエネルギー消費量が重要な評価項目になる。以下に天然ガスへの使用実績が多いプロセスを紹介する。

#### (1) MEA (モノエタノールアミン) プロセス

このプロセスでは吸収液にモノエタノールアミン (MEA:  $\text{HOCH}_2\text{CH}_2\text{NH}_2$ ) 水溶液を使い、酸性ガス濃度を ppm レベルまで除去する。吸収液の再生には二酸化炭素 1 m<sup>3</sup> あたり約 6kg と、比較的大量の低圧蒸気を使う。また、天然ガス中にカルボニルジサルファイド (COS) が含まれていると、MEA と反応して再生不能な化合物を生成するので、MEA 溶液の消費量が増大する。プロセスは図 6 に示すように、温度の下がったMEA 吸収液が吸収塔で酸性ガスを吸収し、再生塔では加温されて酸性ガスを放散する。MEA 吸収液は、吸収塔と再生塔を循環して連続的に吸収と放散を繰り返す。

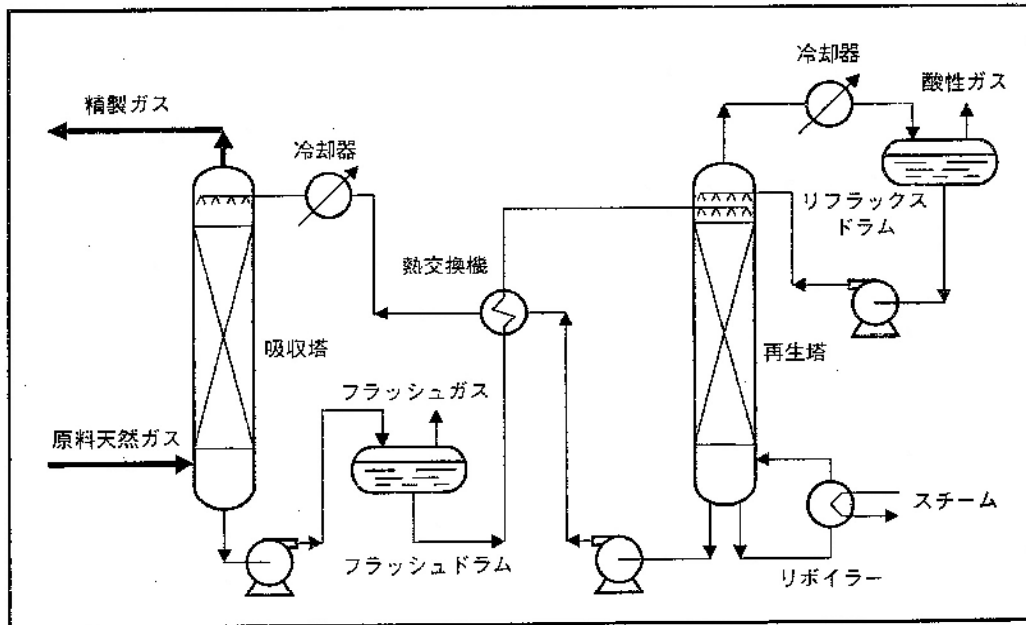


図 6. MEAプロセス

(出典：液化天然ガス (LNG) ハンドブック：エンジニアリング振興協会)

## (2) DEA (ジエタノールアミン) プロセス

このプロセスでは、吸収液にジエタノールアミン (DEA :  $(\text{HOCH}_2\text{CH}_2)_2\text{NH}$ ) を使う。DEAはMEAと類似の吸収液だが、原料天然ガス中にカルボニルジサルファイド (COS) がある場合でも使用できる。MEAよりも酸性ガスの負荷を2倍以上にできるので、循環量を少なくでき、酸性ガス濃度を4ppm程度まで除去できる。硫化水素や二酸化炭素との反応熱がMEAより小さいので、吸収液の再生エネルギーが少なくて済む。一方、沸点が高いため、劣化したDEAの分離が困難である。また、原料天然ガスの圧力が低いと吸収効率が低下する。このためMEAプロセスと同等以上の経済性を発揮できるのは、原料天然ガスの圧力が3.5MPa以上の場合である。プロセスフローはMEAプロセスと同じである。

## (3) MDEAプロセス

MDEAプロセスは、吸収液にメチルジエタノールアミン (MDEA :  $(\text{HOCH}_2\text{CH}_2)_2\text{NCH}_3$ ) の20%~50%溶液を使う。経済性の高いプロセスとして多くの液化プロセスに実績がある。カルボニルジサルファイド (COS) による劣化はなく、硫化水素は数ppm以下まで除去できる。一方、二酸化炭素の吸収効率は他のプロセスより低い。プロセスを図7に示す。

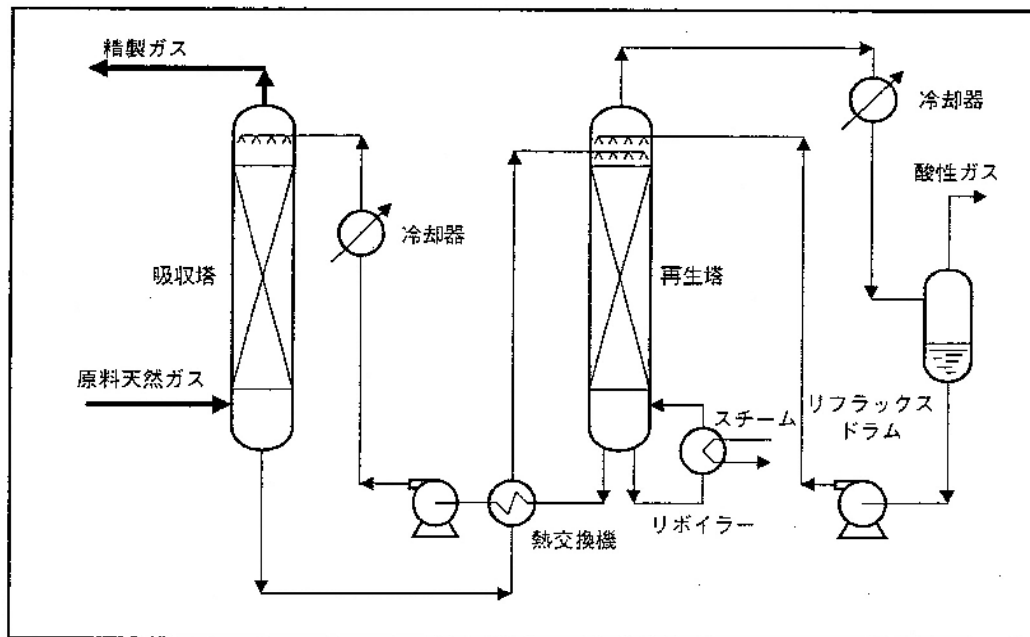


図7. MDEAプロセス

(出典：液化天然ガス (LNG) ハンドブック：エンジニアリング振興協会)

#### (4) ベンフィールドハイピュアプロセス

ベンフィールドハイピュアプロセスは、ベンフィールド社が開発した化学吸収法プロセスである。プロセスは図8のように、まず原料天然ガスを熱炭酸カリ吸収液に接触させて酸性ガスを粗取りし、続いてアミン水溶液で残る酸性ガスを吸収する。熱炭酸カリウム水溶液は30wt%の炭酸カリウム、3wt%のジエタノールアミン (DEA)、0.5wt%の五酸化バナジウムの溶液である。吸収液の再生には、アミン吸収液の再生に使った蒸気を再利用してエネルギー効率の向上を図っている。また、熱炭酸カリウムによる吸収温度と再生温度をほぼ同じにして、中間の熱交換器を省き経済性を高めている。熱炭酸カリウムによる吸収では、二酸化炭素だけでなくカルボニルジサルファイド (COS) や硫化水素、それにメルカプタンの除去も可能である。

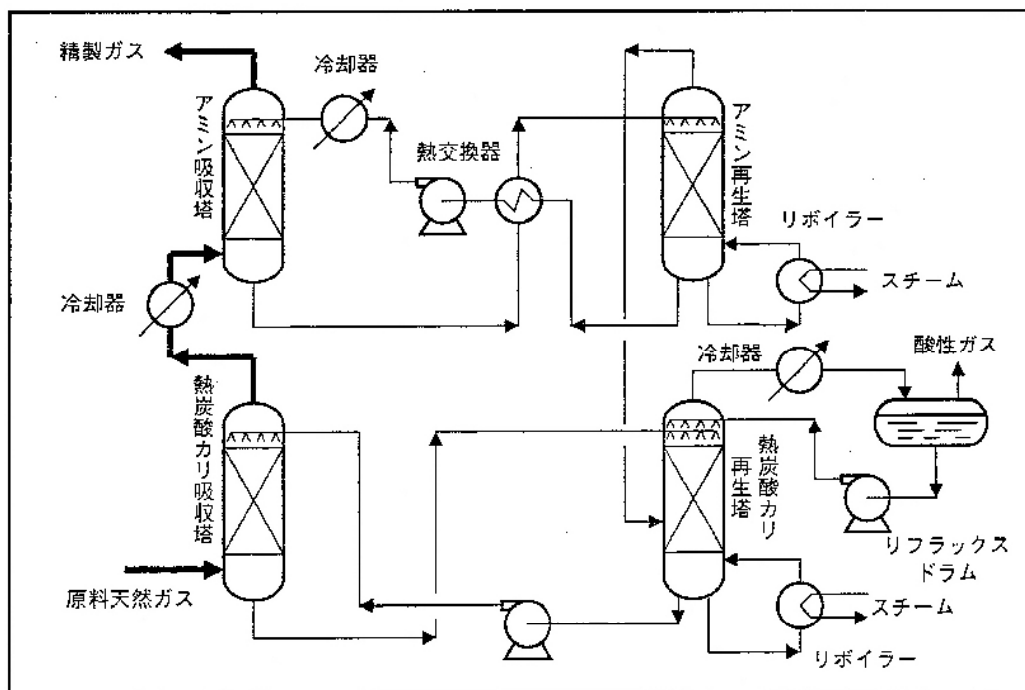


図 8. ベンフィールドハイピュアプロセス

(出典：液化天然ガス (LNG) ハンドブック：エンジニアリング振興協会)

### 3.1.2 物理吸収法

物理吸収法は有機溶媒を吸収剤に使い、吸収塔では高圧条件で酸性ガスを吸収させ、次に吸収液を圧力の低い再生塔に送って酸性ガスを放出させる。プロセスの効率は、原料天然ガス中の酸性ガスの分圧に比例する。長所は吸収液の再生に必要なエネルギーが少ない点で、短所はフォーミングが起きやすいことと、炭化水素の損失が発生する点にある。一般的に、物理吸収法で二酸化炭素を低濃度にまで除去するのは経済的でなく、粗取りには有効である。採用実績の多い主要なプロセスを下記に紹介する。

#### (1) セレクゾールプロセス

このプロセスでは、吸収液にDMEPEG（ジメチルエーテル・ポリエチレングリコール）の95～98%wt%溶液を使う。2.5MPa以上の圧力が適用領域で、吸収液は-10℃から-40℃の範囲で使用する。硫黄を選択的に吸収でき、かつカルボニルジサルファイド(COS)も吸収できるのが長所である。プロセスは図9のように、吸収液を循環使用する。



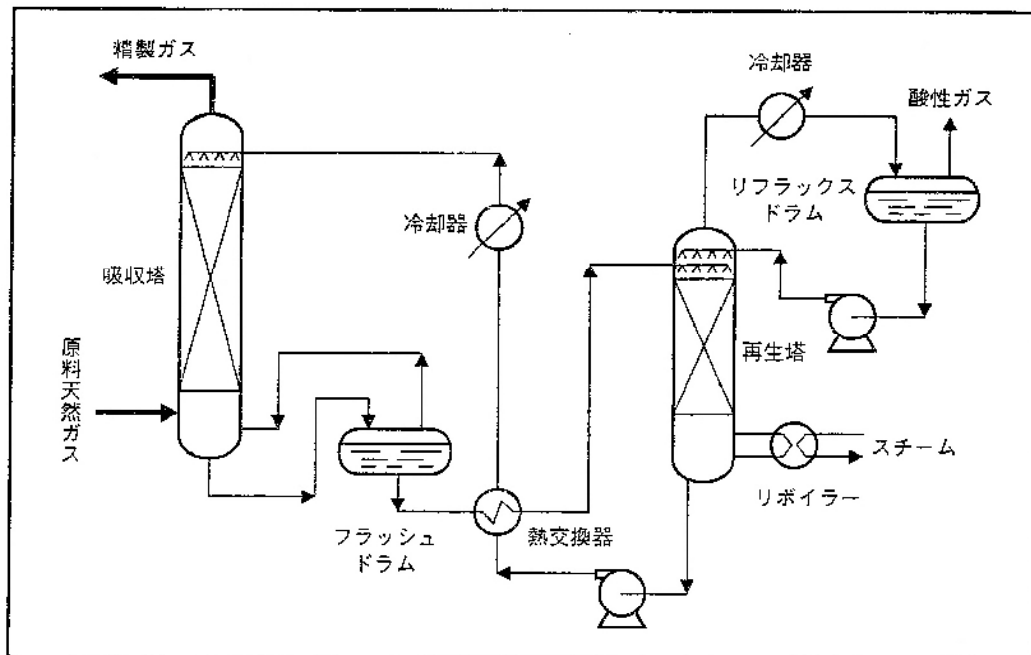


図9. セレクゾールプロセス

(出典：液化天然ガス (LNG) ハンドブック：エンジニアリング振興協会)

## (2) ピュアリゾールプロセス

このプロセスは吸収液にN-メチルヒドリン (NMP) を使用する。4.5MPa 以上の高い圧力が経済的な適用領域で、NMPは常温で使用する。硫化水素は1 vol%まで除去できるが、カルボニルジサルファイド (COS) の除去率は70%程度である。図10にピュアリゾールプロセスを示す。

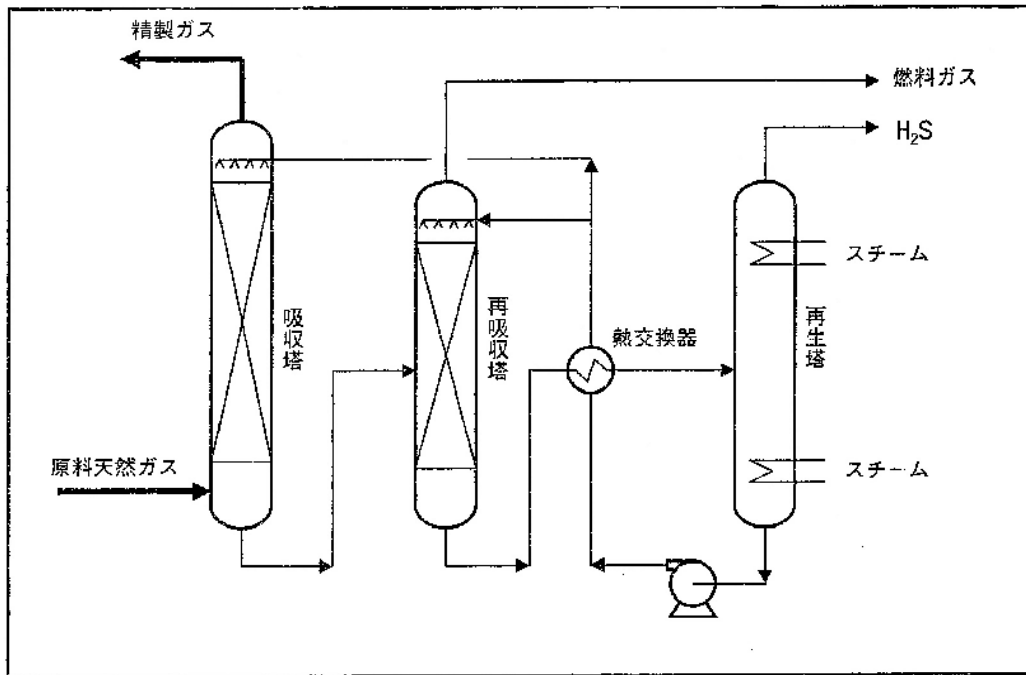


図 10. ピュアリゾールプロセス

(出典：液化天然ガス (LNG) ハンドブック：エンジニアリング振興協会)

### 3.2 脱水 (水分除去) プロセス

酸性ガスを除去した原料天然ガスには、その温度と圧力における飽和水分が含まれているが、水分は下流の液化工程に入ると固化して設備に損傷を与える。このため、水分を 0.1% 以下になるまで除去するのが脱水プロセスの目的である。脱水プロセスには、液体吸湿剤を使用する方法と、固体吸湿剤を使う方法がある。

#### (1) 液体吸湿剤を使用する脱水プロセス

液体吸湿剤として、TEG (トリエチレングリコール)、DEG (ジエチレングリコール)、EG (エチレングリコール) などが使われる。設備費は固体吸湿剤を使うプロセスより安く、圧力損失が小さいので運転費も少ない。一方、天然ガス中の塩化物でリボイラーチューブが腐食することがある。また、原料天然ガスの温度が高いと十分な脱水効果が得られない欠点がある。液体吸湿剤を使用するプロセスを図 11 に示す。

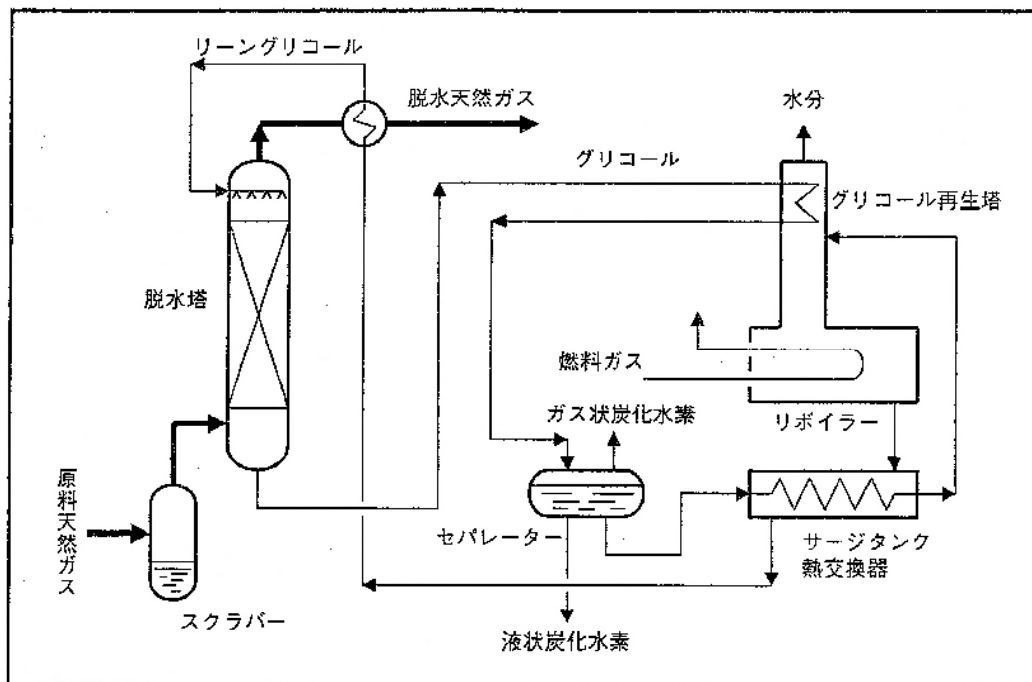


図 11. 液体吸湿剤による脱水プロセス

(出典：液化天然ガス (LNG) ハンドブック：エンジニアリング振興協会)

## (2) 固体吸湿剤を使用する脱水プロセス

固体吸湿剤としてはモレキュラーシーブを使い、通常は 3 塔の充填塔を設置して 2 塔を常時稼働させ、その間に 1 塔の吸湿剤を再生する。再生には脱水された高温の天然ガスを充填塔に逆流させ、吸湿した水分を蒸発させる。脱水操作が終了すると常温の脱水天然ガスを通して冷却し、次の充填塔の吸湿モードに移行する。モレキュラーシーブを使用するプロセスは水分を吸着するだけでなく、メルカプタンも吸着する。したがって、メルカプタンを酸性ガス除去プロセスで除去するのではなく、脱水プロセスで除去することもできるが、モレキュラーシーブの必要量が多くなる。固体吸湿剤を使用するプロセスは、水分をほとんど完全に除去できる点が優れているが、液体吸湿剤のプロセスより設備費、運転費ともに高くなる。吸湿・加熱・再生・冷却を繰り返すので、運転が煩雑なのも短所である。固体吸湿剤を使用するプロセスを図 12 に示す。

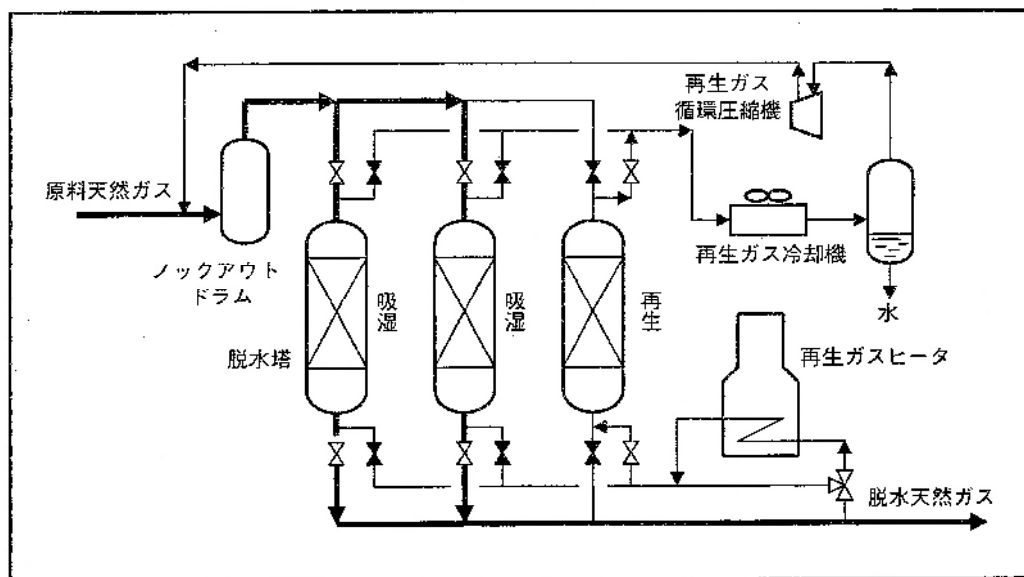


図 12. 固体吸湿剤による脱水プロセス

(出典：液化天然ガス (LNG) ハンドブック：エンジニアリング振興協会)

### 3.3 水銀除去プロセス

天然ガス中には微量の水銀が含まれている場合がある。水銀が極低温の液化領域に入ると固体になって蓄積し、水分や鉄分が共存すると熱交換器や装置材料のアルミニウムを腐食させ応力腐食割れを起こす。天然ガス中の水銀は元素水銀が多く、有機水銀と無機水銀は少ない。しかも水銀化合物は無害と考えられているので、液化基地では元素水銀だけを考慮する。水銀除去の方法としては、硫黄を含浸された活性炭に原料天然ガスを通し、水銀を吸着させるのが一般的である。0.01  $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$  程度まで除去できる。

### 3.4 炭化水素除去プロセス (蒸留プロセス)

原料天然ガスに含まれる炭化水素はメタンが主成分だが、エタン、プロパン、ブタン、ペンタンも含まれており、産地によってその比率が違う。一方、製品LNGに含まれるメタン以外の軽質炭化水素は、いくつかの理由で一定の範囲に調整する必要がある。第1の理由はメタン以外の軽質炭化水素が多いとLNGが受入基地でガス化され需要家に送られる段階で液滴を生じ、配管を腐食させるからである。第2の理由は経済的な観点で、プロパンやブタンは天然ガスより高価格で販売できるからである。第3の理由は、プロパンやペンタンが極低温の液化プロセスで固化し、熱交換器に損傷を与えるからである。軽質炭化水素除去のプロセスは、図13のプロセスフローに示すように、原料天然ガスをプロパン

冷媒で冷却した後、フラッシュ塔で主にメタンを分離する。液化された軽質炭化水素は後続の蒸留塔に送り、エタン、プロパン、ブタン、ペンタン、コンデンセートに分ける。エタンとプロパンは冷媒に使用するが、余剰のプロパンとブタンはLPGとして出荷する。ペンタンより沸点の高い炭化水素はコンデンセートとして、ガソリンの基材や石油化学原料用に出荷する。

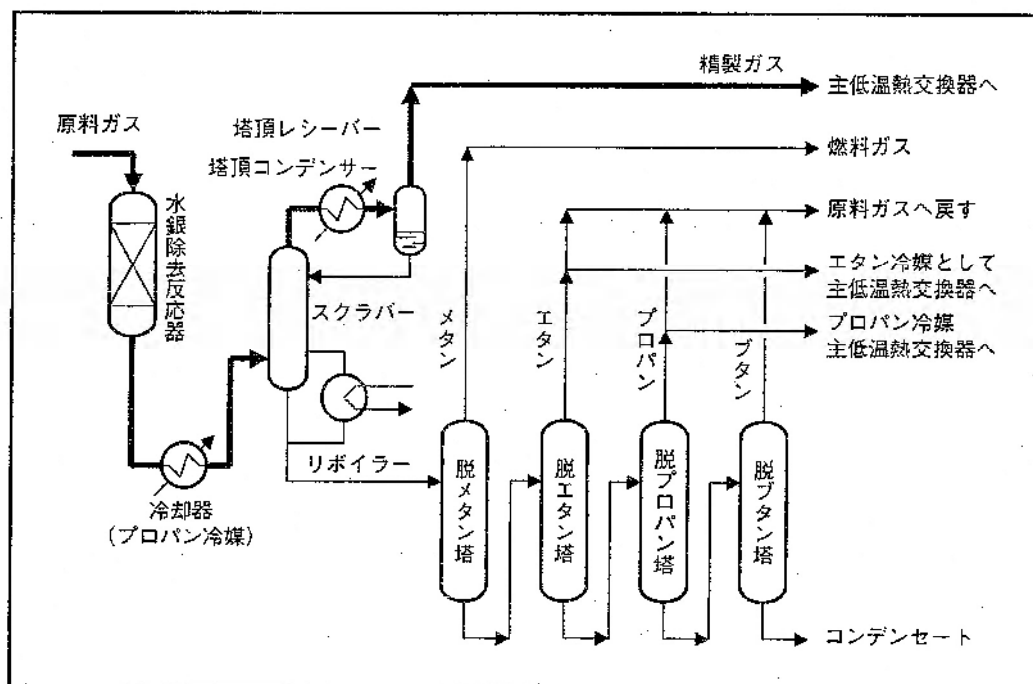


図 13. 水銀と炭化水素除去のプロセス

(出典：液化天然ガス (LNG) ハンドブック：エンジニアリング振興協会)

### 3.5 液化プロセス

#### 3.5.1 天然ガス液化の原理とプロセスの種類

常温で気体のガスを液化するには、圧力を高めるか温度を下げる必要がある。天然ガスの主成分であるメタンの臨界点は、約 5MPa で $-82.5^{\circ}\text{C}$ である。したがって 5MPa の圧力にすれば $-82.5^{\circ}\text{C}$ で液化できる。しかし大容量の LNG 貯蔵タンクと LNG タンカーを、圧力容器として製作するのは容易ではないし経済的でもない。このため常圧で液化できるマイナス  $162^{\circ}\text{C}$ にまで冷却する。天然ガス冷却には、気体が膨張して密度が減少するときに温度が低下するジュールトムソン効果を利用する。具体的には、高圧にした液体冷媒の圧力を急激に下げて低温の気体冷媒を作り、熱交換器を使って原料天然ガスを冷却する。この

ジュールトムソン効果の冷却原理は、アンモニアを冷媒に使う冷蔵庫やエアコンと同じである。しかし天然ガスの場合に必要な冷却温度がかなり低いので、冷媒にプロパン、エタン、エチレン、メタンなどを使用し、何段階にも分けて冷却する。

天然ガスを液化するには、大きく分けて外部冷媒方式と内部冷媒方式がある。外部冷媒方式は、さらに多元冷媒カスケード方式と、混合冷媒カスケード方式に分けられる。多元冷媒方式では、プロパン、エチレン、メタンを冷媒に使用し、原料天然ガスを順次冷却する。この方式は各冷凍サイクルが独立しているので信頼性が高いが、他の方式より設備費が高くなる。一方、混合冷媒カスケード方式は、プロパン、エタン、メタンに窒素を加えた混合冷媒を使用する。この方式では大型の特殊な熱交換器を使うが、冷凍サイクルが統合されているので、設備費を低く抑えることができる。内部冷媒方式はエキスパンダー方式とも言われ、冷媒を使用せずに原料天然ガスの一部を圧縮・断熱膨張させて、残る天然ガスを冷却する。この方法は原料天然ガスの10%から15%程度しか液化できないので、残りの天然ガスをパイプラインで需要地に輸送する場合にのみ採用される。一般的にベースロード用に大量のLNGを生産して出荷する場合は、外部冷媒方式が採用される。一方、規模が小さい都市ガス供給のピークシェービング用なら、内部冷媒方式が適している。

### 3.5.2 多元冷媒カスケード方式による液化

この方式では、図14のフローに示すようにメタン冷媒系、エチレン冷媒系、プロパン冷媒系が独立した圧縮機と駆動タービンを保有し、原料天然ガスを順次冷却する。冷媒は原料天然ガスと直接接触せず、各冷媒も互いに接触しない。この方式の主な特徴は次のようになる。

- ① 熱力学的な冷凍効率がよくエネルギー効率がよい。しかし、混合冷媒方式も改良が進んでおり、大きな差はなくなっていると言われている。
- ② 冷媒に純粋成分を使うので設計が容易。圧縮機の運転に長期の安定性が期待できる。
- ③ 冷媒ごとに3段階の圧縮工程が必要なので、設備費が混合冷媒方式より高くなる。
- ④ 冷媒のうちのエチレンは天然ガス中に存在しないので、別途入手する必要がある。
- ⑤ 各冷凍サイクルの運転条件が決まっているので、原料天然ガスの組成変動に対するフレキシビリティが小さい。

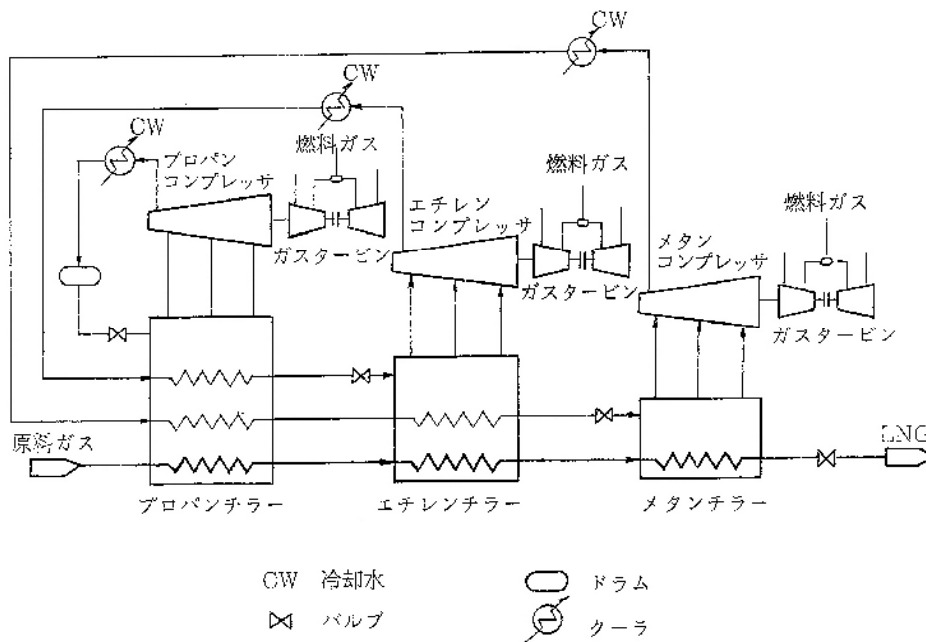


図 14. 多元冷媒カスケード方式による天然ガスの液化  
 (出典：天然ガスの高度利用技術 (2001 年)・(株)エヌ・ティ・エス発行)

液化の工程としては、原料天然ガスをプロパン冷媒熱交換器で $-35^{\circ}\text{C}$ 程度に冷却し、次にエチレン冷媒熱交換器で $-100^{\circ}\text{C}$ 程度に冷却する。続けてメタン冷媒熱交換器で $-150^{\circ}\text{C}$ に冷却し、最後はフラッシュドラムで断熱膨張させて $-161^{\circ}\text{C}$ の LNG にする。

### 3.5.3 混合冷媒カスケード方式による液化

混合冷媒カスケード方式 (以下、MCR方式という) では、メタン、エタン、プロパンの混合溶液を冷媒に使用するが、冷却原理は多元冷媒カスケード方式と同じである。混合冷媒を使用することで圧縮冷凍設備を統合でき、設備費を多元冷媒カスケード方式より10%程度低く抑えることができる。エネルギー効率は多元冷媒方式より低くなるが、改善が進んだ結果、その差はかなり小さくなっている。このため、今日では天然ガス液化プロセスの主流になっている。この方式の特徴は以下のようになる。

- ① 沸点範囲の広い混合冷媒を常圧付近から高圧まで昇圧するので、熱力学的には効率が低い。プロパン予冷などの技術進歩によりかなり改善されてきている。

- ② 混合冷媒を使用するので、冷媒側のプロセスに厳密な設計が必要になる。
- ③ 冷凍圧縮機が少ないので、設備費が安く保守点検が容易。
- ④ 冷媒のメタン、エタン、プロパンは、天然ガスに含まれているので入手が容易。
- ⑤ 原料天然ガスの組成や流量の変動に対して、冷媒の混合比を変えることで対応でき、運転にフレキシビリティがある。

混合冷媒カスケード方式による液化には、一段階圧力式MCR法、二段階圧力式MCR法、プロパン予冷式MCR法があるが、代表的なプロパン予冷式MCR法のプロセスを図15に示す。このプロセスは、原料天然ガスの予冷と混合冷媒の冷却を行うプロパン予冷系と、原料天然ガスを冷却する混合冷媒系の二つの冷凍サイクルで構成される。プロパン予冷系を混合冷媒系と別に設けることにより、混合冷媒の負荷を軽減し、熱交換器の規模の縮小を図っている。プロパン予冷系はプロパンを冷媒とし、1基の多段圧縮機の、高压段、中圧段、低压段でプロパンを圧縮する。原料天然ガスは、始めに高压段のプロパン冷媒で約20℃に冷却して脱水する。次に中圧段のプロパン冷媒で冷却して炭化水素を除去してから、高压段のプロパン冷媒で約-30℃に冷却し熱交換器に送られる。熱交換器では混合冷媒でさらに冷却され、最終的に-143℃近くまで冷却される。低温にまで冷却された原料天然ガスは、熱交換器を出た後に断熱膨張させてLNGにする。

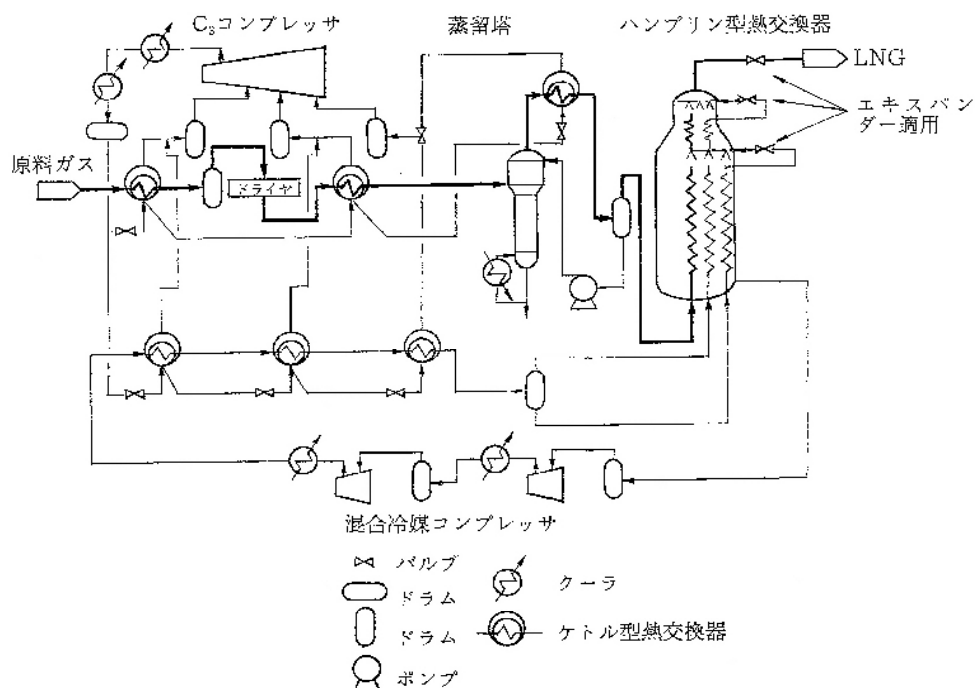


図 15. プロパン予冷式MCR法液化プロセス  
 (出典：天然ガスの高度利用技術 (2001年)・(株)エヌ・ティー・エス発行)



プロパン予冷式MCR法液化プロセスに使われる熱交換器は、アルミニウムの伝熱チューブをマンドレと呼ばれる心棒にコイル状に巻きつけた構造で、ハン普森式熱交換器と呼ばれている。概念図を図 16 に示すが、チューブの総延長は年産 250 万トンクラスで 1,000km 以上になる。なお、一段階圧力式MCR法や、二段階圧力式MCR法では、アルミニウム製のプレートフィン熱交換器が採用されている。

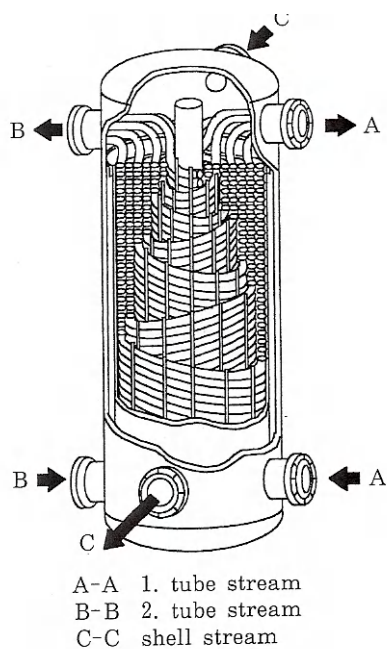


図 16. ハンプソン式熱交換器

(出典：天然ガスの高度利用技術 (2001 年) ・  
 (株)エヌ・ティー・エス発行)

#### 4. LNGの海上輸送

LNGの海上輸送は 1950 年代に始まり、初めは内面に保冷用のバルサ材をライニングした円筒形タンクを使用したが、LNGが漏洩して失敗している。最初に成功したのは、1959 年にアメリカからイギリスにLNGを運んだメタンパイオニア号である。次はメタンプリンセス号で、1964 年にアフリカからヨーロッパにLNGを輸送した。大型船による大量のLNG輸送が始まったのは 1969 年で、アラスカから日本に輸送した。その後、現在に至るまで種々の専用船が提案され建造されてきたが、この間に設計と建造の技術だけでなく、運行や保守についても貴重な経験を蓄積してきた。LNG船の際立った特徴は積荷であるLNGの特性で、第1に極低温(−162℃)であること、第2に比重が小さいこと(0.42~0.47)、第3に蒸発して空気と混合すると爆発する危険性があることである。この特性からLNG船に求められる設計の要件は下記になる。

- ① タンク容積を大きく取れること。
- ② タンクの材料が極低温に耐えられること。
- ③ タンク自体に保冷構造が必要なこと。
- ④ 大きな温度差による変形に対して、船体の安全性が確保できること。
- ⑤ タンクからLNGがもれた場合に、船体がLNGの低温と着火の危険性から守られること。

現在、この基本要件を満たす3種類のLNG専用船が建造され、順調に運行している。表7にLNG船（LNGタンカー）の方式と技術保有者を、表8にメムレン式とモス型のLNGタンカー形式を示す。

表.7 現在のLNG船

タンカーの方式	技術保有者
メムレンGT方式/GTT方式	GTT社（フランス）
自立球型モス方式	クバナモス社（ノルウェー）
自立角型SPB方式	IHI社（日本）

（出典：天然ガスの高度利用技術、発行：エヌ・ティー・エス（2001年））

表8. メムレン式とモス型のLNGタンカー形式

	メムレン式	独立タンク式(モス型)
特徴	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 船体は外殻と内殻の二重構造</li> <li>・ 内殻の内側に断熱材を張り、さらにその内側に耐低温のステンレスの薄膜(メムレン)を張り付けている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ LNGの荷重に耐える球形構造のタンクを搭載</li> <li>・ タンク周囲は断熱材で覆われている。</li> <li>・ 船底部分は二重構造。</li> </ul>
概要図	<p>タンカー断面図 メムレン (断熱材) 内殻 外殻 LNG バラストタンク</p>	<p>断熱材 (ウレタンフォーム等) 外殻 (鉄板) LNG アルミニウム バラストタンク 船殻</p>
建造数	82隻	80隻
2004年6月末建造済実績。メムレン式とモス式の比率は1:1		
出典：東京ガスHP他		

## 5. LNGの受入基地

### 5.1 LNG受入基地の設備

LNG受入れ基地の基幹設備は、図17に示すように専用タンカーからLNGを荷揚げするアンローディング設備、LNG貯蔵タンク、そしてLNGをガス化する気化設備である。その他に付帯設備として、ガス化した天然ガスの圧縮設備、カロリーを調整するためのLPG貯蔵設備、ガス化の際の冷熱を利用する設備、LNG出荷設備がある。アンローディング設備は、LNGタンカーからLNGを迅速に抜き取る10数本のアンローディングアームで構成されている。多少の揺れに対応できるように頂部で折れ曲がった松葉状の構造が採用されており、マイナス162℃に耐えられる材料が使われている。

受入れ基地のLNG貯蔵タンクは、容量が6万キロリットルから、大きいのは直径80メートル、高さ40メートルの20万キロリットル程度までである。タンクの種類には、地上タンクと地下タンクがある。LNGをガス化する気化装置としては、細いアルミ製のパイプにLNGを流し、外側から海水をシャワーのように浴びせるオープンラック式を基幹設備としている。これとは別に、温水プールにLNGパイプを通して蒸発させるサブマージド式を補助的に使用する。なお、LNGは貯蔵している間に外部の熱で少しずつ蒸発する。この自然蒸発天然ガスを昇圧するため、圧縮設備（BOG圧縮機：ボイルオフガス圧縮機）が使われている。通常、ガス化されたLNGは90%以上がメタンなので、そのままでは求められる熱量条件に適合しない。このためLPGを混入してカロリーの調整を行い、さらに付臭剤を混ぜてからパイプラインで出荷する。

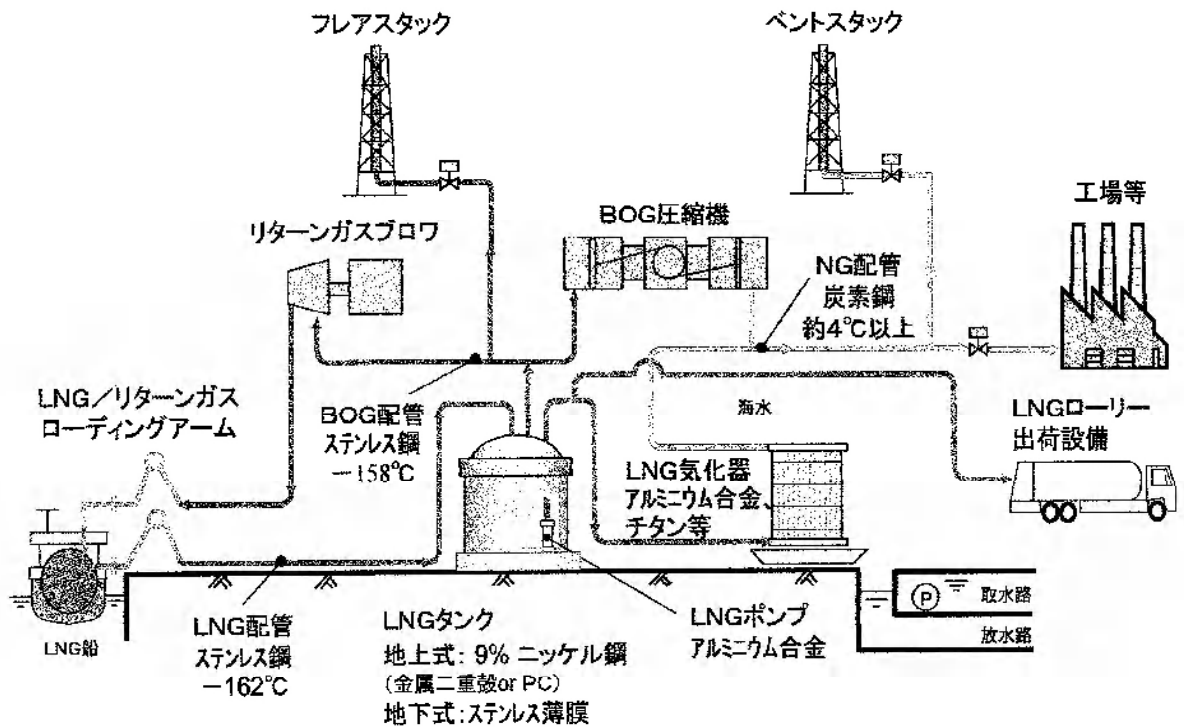


図 17. LNG 受入れ基地の設備構成  
 (出典：高圧ガス保安協会資料 (平成 17 年 5 月 31 日プレゼン))

## 5.2 貯蔵タンク

受入れ基地のLNG貯蔵タンクには、地上タンクと地下タンクがある。地上タンクには金属二重殻タンク、内槽 9%ニッケル鋼/外槽プレストコンクリートタンク、金属二重殻タンクをピット内に設置するピットインタンクがある。地下タンクには地下式メンブレンタンクと、コンクリート製の屋根で覆った完全埋設式メンブレンタンクがある。通常の地上タンクは周辺を防液堤で囲み、タンクが破損してもLNGが周辺に流出しないようにしている。また耐震性が重要なので、1基あたり数百本の基礎杭を地下数十メートルの強固な岩盤にまで打ち込んでいる。安全対策としてはLNGタンクに散水設備、周囲にはウオーターカーテンや発泡消火設備、粉末消火設備などを設置している。金属二重殻タンクは殻が二重構造になっており、殻の間にはパーライトという保冷材と窒素が封入されている。LNGタンクの金属材料には、超低温に耐えられる9%ニッケル特殊鋼が使われている。図18に金属二重殻タンクの構造を示す。

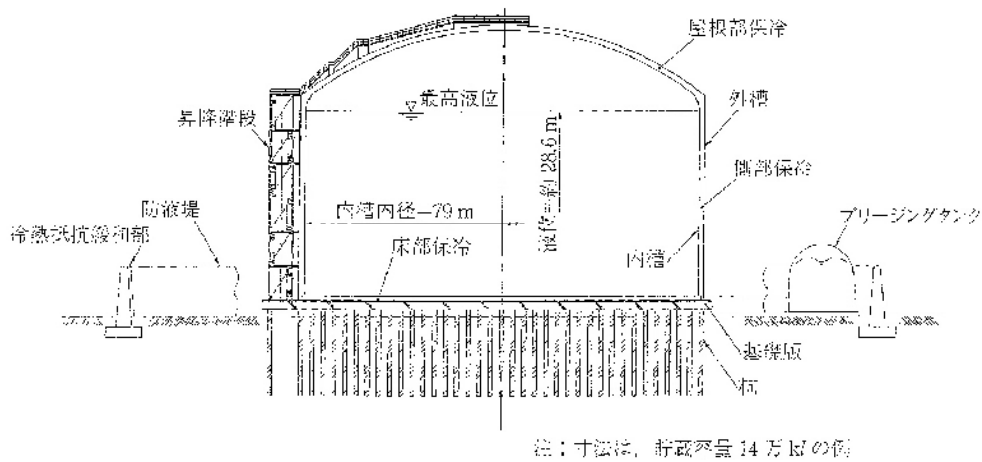


図 18. 金属二重殻地上タンク  
(出典：エネルギー便覧・プロセス編)

ピットインタンクは、図 19 に示すように金属二重殻タンクを半地下のピット内に設置するので、防液堤は設置しない。ただしピット内の換気と加熱設備を考慮する必要がある。ピットインタンクは地上部が小さいので、周辺環境と調和しやすいのが長所である。地下式メンブレンタンクは、図 20 に示すようにタンクがステンレスのメンブレンでできており、荷重はポリウレタンフォームの保冷剤の外側にあるコンクリートの躯体が支えている。-162°CのLNGと、外部との温度差による膨張と収縮を吸収するため、メンブレンにはコルゲーションと呼ばれる「しわ」を設けてある。なお、地下式なので防液堤は設置しない。

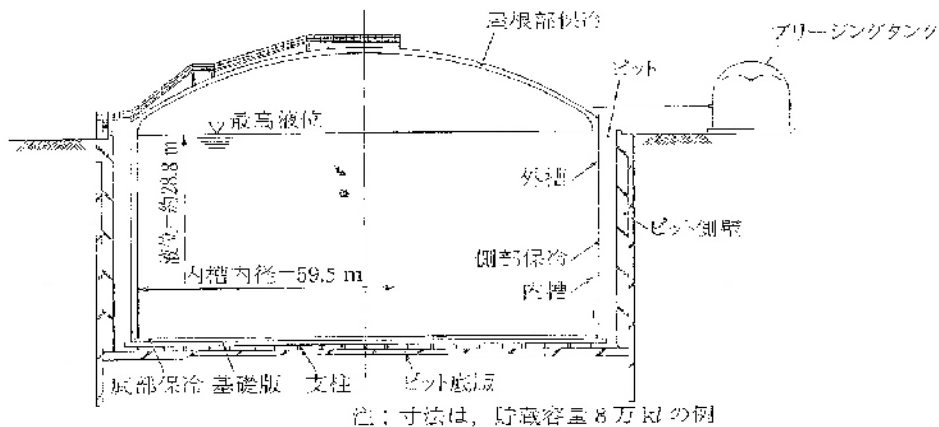


図 19. 金属二重殻ピットインタンク  
(出典：エネルギー便覧・プロセス編)

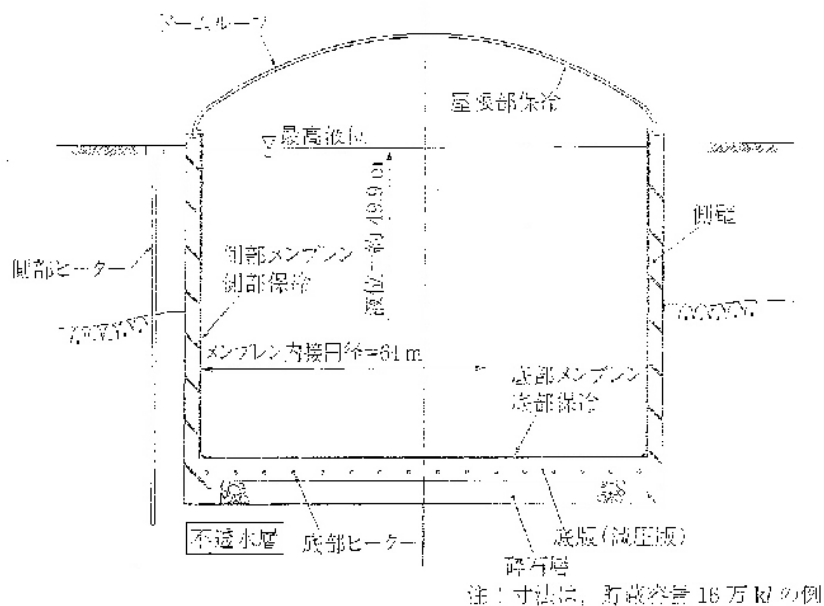


図 20. 地下式メンブレンタンク  
(出典：エネルギー便覧・プロセス編)

### 5.3 気化器

旧ソ連圏では、天然ガスをパイプラインで需要地域に陸上輸送できるので、液化設備や LNG タンカーを必要としない。アメリカやヨーロッパ諸国も、大部分の需要地域に産地から陸上輸送できる。しかし日本が天然ガスを利用するには、液化設備と LNG タンカーのために大きな費用負担が発生する。また、天然ガスの液化と LNG タンカーによる長距離輸送で、10%程度のエネルギーが消費されてしまう。日本が旧ソ連や欧米諸国より天然ガスの利用が遅れたのは、液化と海上輸送が大きな阻害要因だったからである。

LNG は受入基地でガス化する必要があるが、その熱量は LNG を  $-162^{\circ}\text{C}$  から常温まで昇温する顕熱と、蒸発に必要な潜熱の合計で約  $880 \text{ kJ/kg-LNG}$  である。LNG の受入基地は臨海部だから、通常、この熱源として海水が使われる。しかし寒冷地では海水温が低く、気化器に氷着する場合があるので、冬季には燃料を使って加温する。一方、内陸部の LNG サテライト基地は、海水がないので熱源に空気を使うか、それとも燃料を使って加熱する。気化器はベースロード用として、海水を熱源とするオープンラック気化器を使用する。稼動時間が短いピークシェービング用には、燃料を必要とするが設備が簡単なサブマージ

ド気化器を使う。

(1) オープンラック気化器 (ORV : Open Rack Vaporizer )

オープンラック気化器の構造を図 21 に、内部の伝熱チューブを図 22 に示す。

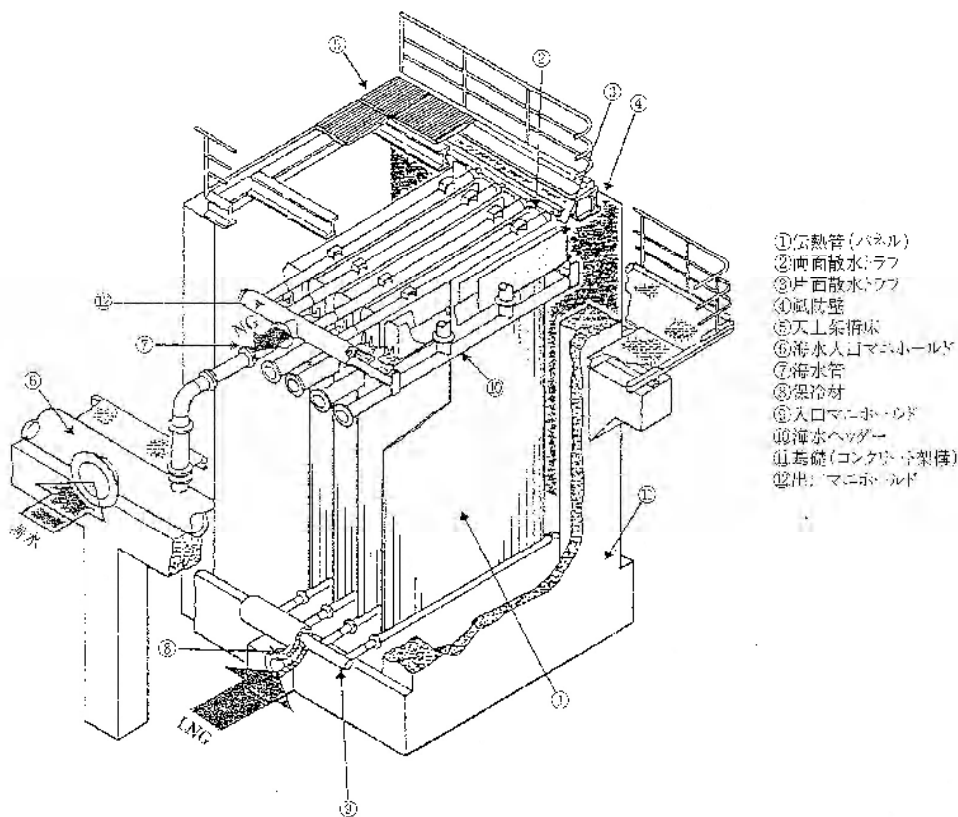


図 21. オープンラック気化器の構造 (出典：神戸製鋼所カタログ)

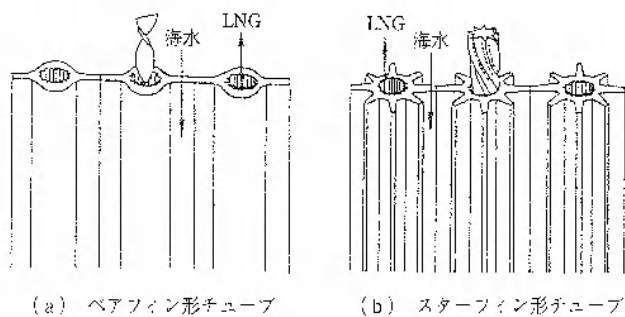


図 22. オープンラック気化器の伝熱チューブ (出典：日本 LNG 会議、LNG 便覧)

この気化器には 100 本以上のアルミニウムの伝熱管がパネル状に組み立てられており、それが図 21 のように数十列も組み込まれたカーテン構造になっている。アルミニウム伝熱管は、開発の初期段階ではフィンのないベアチューブだった。しかし、現在は星状にフィンをつけたスターフィンチューブなど、伝熱面積を大きくした形が主流になっている。伝熱管の内部にはスパイラル状の伝熱促進体を挿入し、LNG を乱流にして伝熱効率を高めている。海水は伝熱管パネルの外部を流下しながら LNG を加温して蒸発させ、気化した天然ガスは上部のヘッダーから送り出される。

(2) サブマージド気化器 (SMV : Submerged Vaporizer)

サブマージド気化器の原理を図 23 に、具体的な構造を図 24 に示す。LNG は水中燃焼バーナーで加温された温水中の伝熱管に送られ、気化して送り出される。オープンラック気化器と比べて、海水設備が不要なので建設費が安く運転も容易だが燃料を消費する。

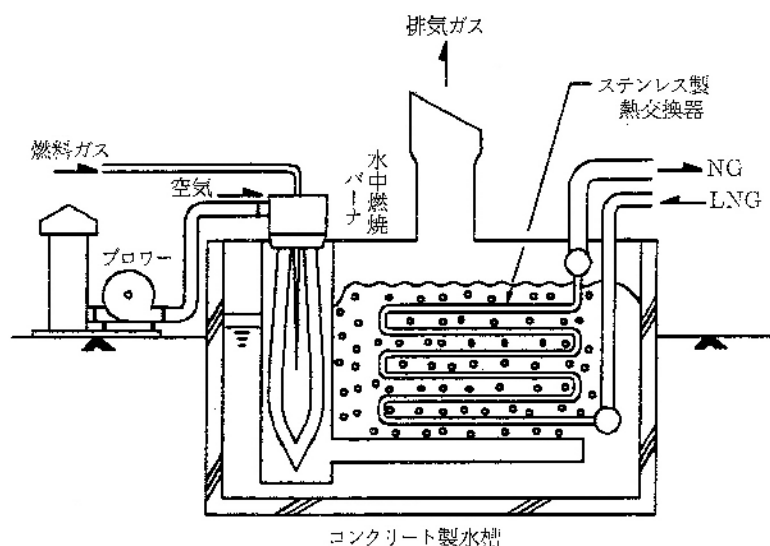


図 23. サブマージド気化器の原理

(出典：天然ガスの高度利用技術 (2001 年)・(株)エヌ・ティ・エス発行)



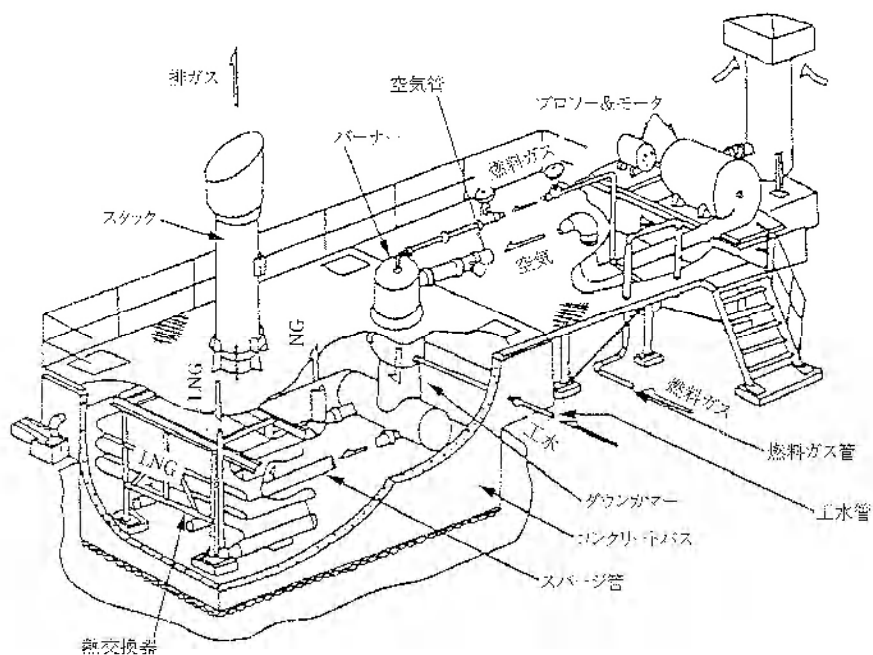


図 24. サブマージド気化器の構造 (出典：日本 LNG 会議、LNG 便覧)

## 6、LNGの冷熱利用

これまでに採用されてきた主なLNG冷熱利用方法は、冷熱発電、BOG再液化、空気分離、液化炭酸、冷蔵倉庫の5種類である。このほかにもゴムの冷凍破碎や、汚泥の脱水などに利用されている。しかし、継続的でまとまった量の利用方法はこの5種類と言ってよい。

### 6.1 冷熱発電

LNG冷熱発電は図25に示すランキンサイクルが一般的だが、図26のようにLNGを直接気化してタービンを駆動する再熱直膨サイクルと呼ばれる方式もある。ランキンサイクルの場合は作動媒体にメタンとエタンの混合物を使用する。作動媒体は海水を熱源とする蒸発器で気化され、圧力と温度が高くなってタービンを駆動し発電する。タービンで膨張した作動媒体はLNGの冷熱で凝縮され、再び蒸発器に送られる。2001年の時点で稼働しているLNG冷熱発電設備は、表6.1に示す10ヶ所で出力は合計で約5万kWである。

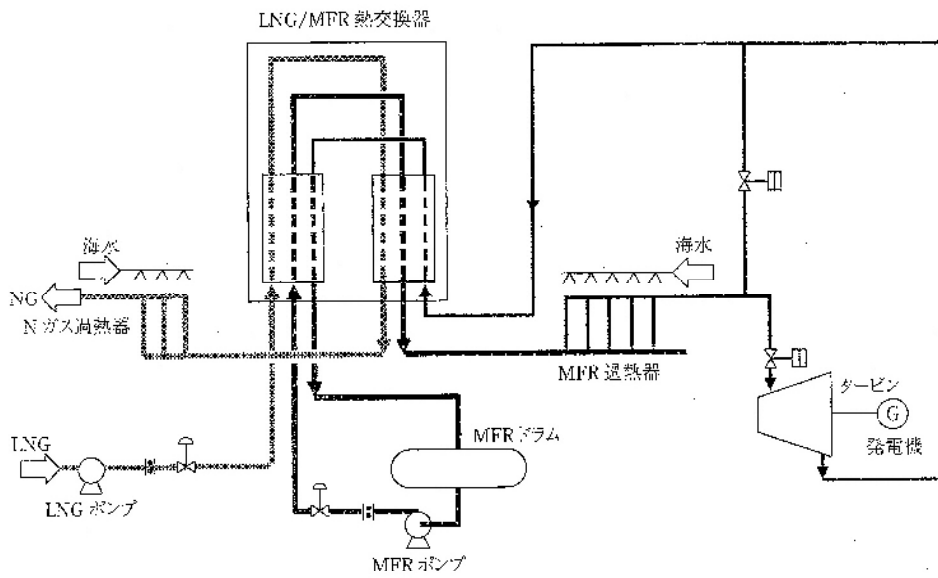


図 25. LNG冷熱発電のランキンサイクル  
(出典：エネルギー便覧・プロセス編)

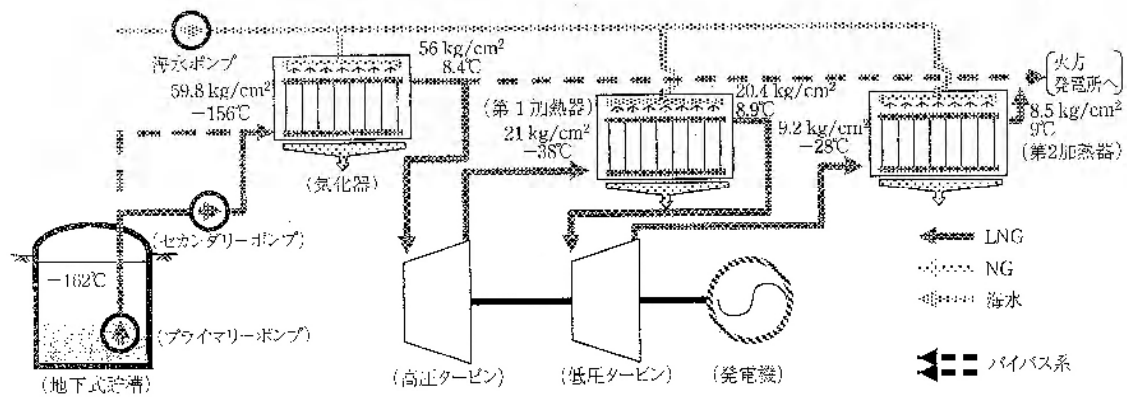


図 26. LNG冷熱発電の再熱直膨サイクル  
(出典：エネルギー便覧・プロセス編)

表 9. LNG 冷熱発電の稼動状況 (2001 年)

LNG 受入基地	会社名	発電出力
東新潟基地	日本海 LNG	5,600kw
根岸工場	東京電力・東京ガス	4,000kw
知多協同 LNG 基地	中部電力・東邦ガス	4,000kw
知多基地	知多エルエヌ・ジー	7,200kw
四日市 LNG センター	中部電力	7,000kw
泉北製造所第 1 工場	大阪ガス	2,400kw
泉北製造所第 2 工場	大阪ガス	7,450kw
姫路製造所	大阪ガス	2,500kw
戸畑工場	北九州 LNG	9,400kw
その他	大阪ガス岩崎	1,155kw
	合計	50,705kw

## 6.2 BOG 再液化

LNG は受入基地でガス化し、約 30 気圧 (3MPa) の加圧状態で送り出す必要がある。このため液体の LNG 段階で加圧してガス化するが、理由は液体加圧の方がガス加圧よりはるかに少ないエネルギーで済むからである。一方、LNG は低温貯蔵している間に外部からの自然入熱で一部が蒸発し、低圧のガス (BOG: ボイルオフガス) になる。このガスも加圧するのだが、ガスのままだと多くのエネルギーが必要なので、LNG の冷熱で再度液化し、液体で加圧してから再びガスに戻す。図 27 にこの LNG-BOG 再液化プロセスを示す。発生した BOG を液化に必要な 6 気圧 (0.6MPa) 程度に昇圧し、次にプレートフィン型の熱交換器を使って LNG 冷熱で液化する。次にその下流で払い出しに必要な 42 気圧 (4.2MPa) 程度に加圧し、最後に原料 LNG とともにガス化する。2001 年時点で、3 ヶ所の LNG 受入基地がガス化 LNG (BOG) の再液化を採用している。



一方、目的製品が液体の酸素と窒素の場合は、図 28 の主熱交換器における空気の冷却に LNG の冷熱を利用し、製品酸素と窒素は冷熱を保持したまま液体製品にする。蒸留設備は、図 29 に示すような低压塔と高压塔で構成するダブルコラムが一般的で、原料空気は LNG の冷熱で冷却され気体のまま高压塔に送られる。高压塔の塔頂部には凝縮器があり、ここで液化された還流液が棚段を落下しながら上昇する空気と気液接触する。その結果、

塔頂部には高濃度の窒素が、塔低部には低窒素濃度の液体空気が得られる。高压塔で作られた液体空気は低压塔に送られ、高濃度の酸素と窒素に分離する。なお、図 29 では煩雑さを避けるために、アルゴンの分離工程を省略している。2001 年の時点では、表 10 に示す全国 7 ヶ所の LNG 基地で、冷熱を利用した空気分離装置が稼動している。

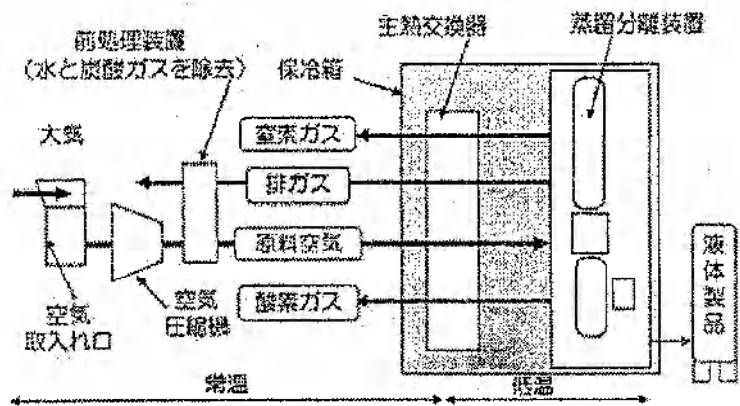


図 28. 空気深冷分離の仕組  
(出典：川上浩「空気の深冷分離」：日本酸素技法、2001)

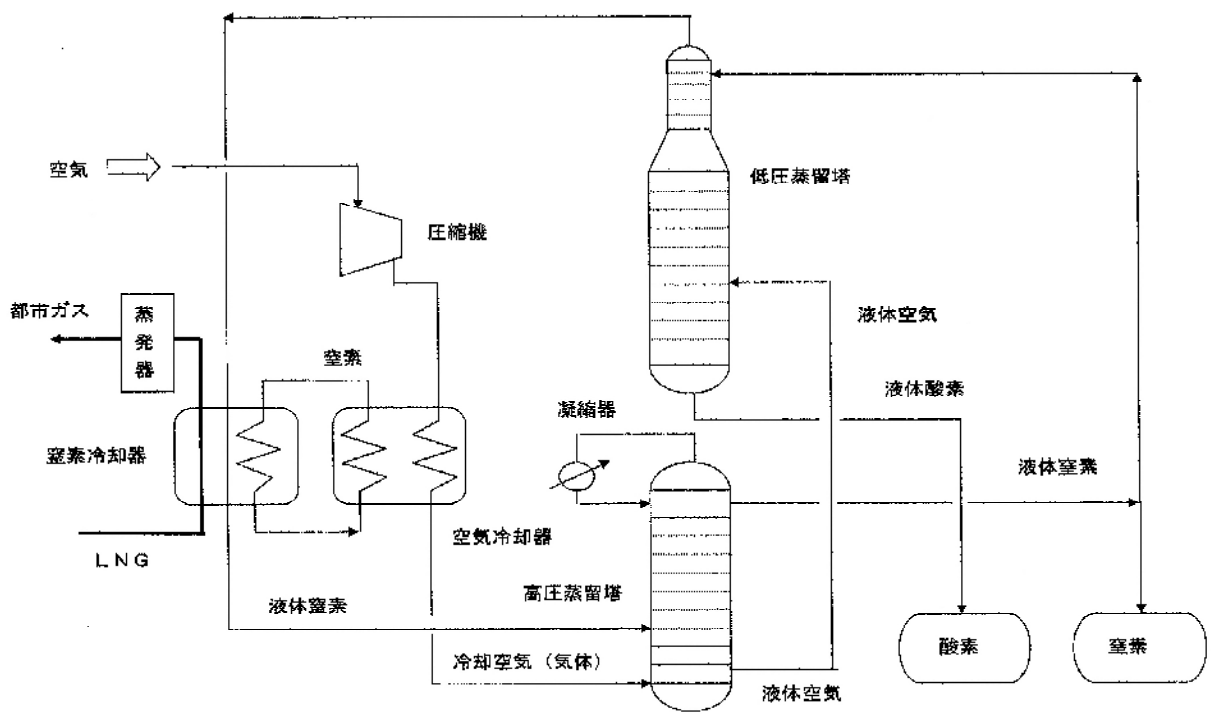


図 29. 空気深冷分離プロセス

表 10. LNG冷熱利用空気分離設備

会社名	液体窒素・酸素・アルゴン生産量 (Nm <sup>3</sup> /h)			LNG 使用量 (トン/h)
	液体窒素	液体酸素	液体アルゴン	
東京液化酸素(株)	13,500	6,500	250	54
東京酸素窒素(株)	12,300	6,500	160	48
中部液酸(株)	15,000	5,000	100	52
(株)クリオ・エアー	15,000	6,500	440	50
(株)コールド・エアー・プロダクツ	7,500	7,500	200	40
ライオン(株)新潟工場	4,000	3,000	75	約 100
九州冷熱(株)	3,500	3,500	75	15

#### 6.4 液化炭酸

LNGの冷熱を利用して液化炭酸ガスやドライアイスを製造している工場は、全国で表11に示す3ヶ所である。図30が代表的な工程で、LNGの冷熱は冷媒液(R-23:HFC)と熱交換し、間接的に炭酸ガスを冷却して液化する。ドライアイスは液化炭酸ガスを断熱膨張させてスノー状にし、プレスで25センチ角程度の立方体に圧縮成型して作るが、最近は冷蔵輸送車輛の需要が伸びている。液化炭酸ガスはローリーで出荷し、飲料用、食品の急速冷凍用、アーク溶接用などに使われている。

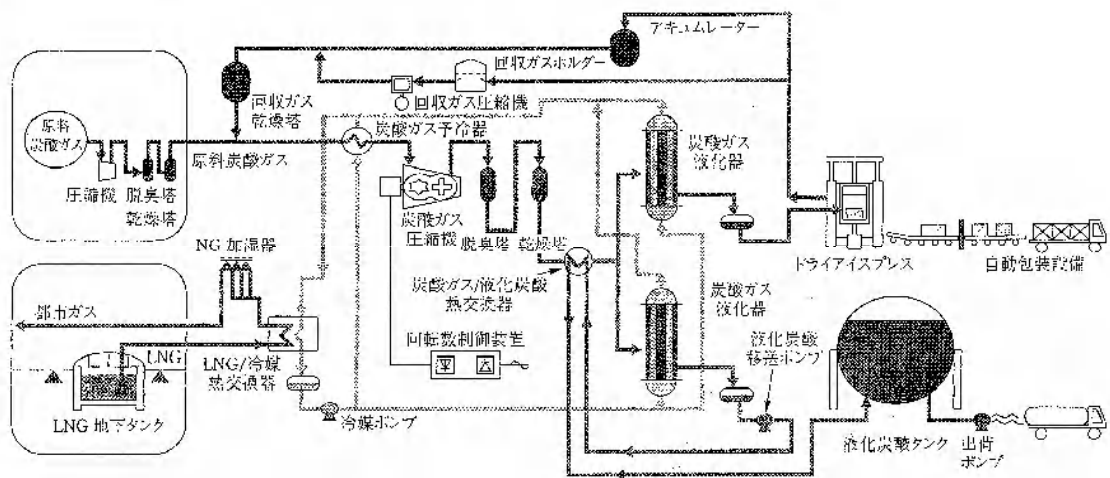


図 30. 液化炭酸フローシート (出典：エネルギー便覧・プロセス編)

表 11. LNG利用液化炭酸製造設備

会社名	液炭 (トン/日)	ドライアイス (トン/日)	LNG 使用量 (トン/h)	原料炭酸ガス
東京炭酸(株)	86	48	5.2	石油精製副生ガス
知多炭酸(株)	162	72	9	石油精製副生ガス
近畿液炭(株)	120	不明	3.6	石油・石油化学副生ガス

## 6.5 冷蔵倉庫

LNGの冷熱を利用している冷蔵倉庫は全国に2ヶ所あり、畜肉や魚介類の長期保存に利用している。食品貯蔵は温度が低いほど長もちするが、それだけ多くの冷却エネルギーが必要なので、冷蔵倉庫は温度の異なる数種類の冷蔵室を用意し、食品の種類と求められる保存期間に応じて使い分けている。図31の例では刺身用マグロを $-60^{\circ}\text{C}$ で保存しているが、この温度にしないとマグロ特有の赤身が劣化して商品価値が落ちるからである。その上は $-50^{\circ}\text{C}$ の冷蔵室で脂肪の少ない海老類を、 $-40^{\circ}\text{C}$ の冷蔵室は魚や肉の保存に利用している。LNGの温度は冷蔵室温度よりかなり低いので、冷蔵室の冷却には $-75^{\circ}\text{C}$ 程度で循環する冷媒(R-22:HFC)を使い、LNGは間接的に冷媒を冷却する方式を採用している。

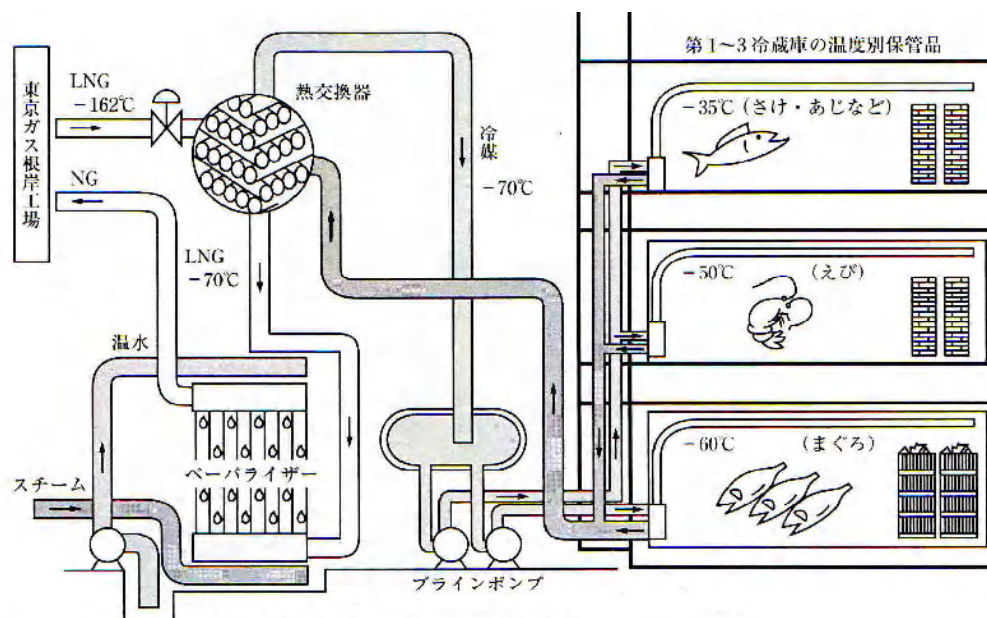


図 31. LNG冷熱利用冷蔵倉庫 (出典: エネルギー便覧・プロセス編)

(終わり)

参考資料 1 : 日本の LNG 受入れ基地における冷熱利用状況 (2001 年)

No	LNG 受入れ基地	会社名	貯蔵能力 (KL)	冷熱利用					
				冷熱 発電	BOG 再 液化	空 気 分 離	液 化 炭 酸	冷 蔵 倉 庫	そ の 他
1	仙台基地	仙台市ガス局	80,000						
2	東新潟基地	日本海 LNG	720,000	○		○			
3	富津 LNG 基地	東京電力	1,110,000						
4	袖ヶ浦 LNG 基地	東京電力、東京ガス	2,660,000			○			
5	東扇島 LNG 基地	東京電力	540,000						
6	扇島基地	東京ガス	40,000		○				
7	根岸工場	東京電力、東京ガス	1,155,000	○		○	○	○	○
8	袖師基地	清水 LNG	177,200	○					
9	知多共同 LNG 基地	中部電力、東邦ガス	300,000	○		○	○	○	
10	知多基地	知多 LNG	640,000	○					
11	知多緑浜工場	東邦ガス	200,000						
12	四日市 LNG センター	中部電力	320,000	○					
13	四日市工場	東邦ガス	160,000						
14	川越 LNG 基地	中部電力	480,000						
15	泉北製造所第一工場	大阪ガス	180,000	○		○	○		
16	泉北製造所第二工場	大阪ガス	1,585,000	○	○	○			
17	姫路製造所	大阪ガス	560,000	○					
18	姫路 LNG 基地	関西電力	520,000						
19	甘日市工場	広島ガス	85,000						
20	柳井 LNG 基地	中国電力	480,000						
21	戸畑工場	北九州 LNG	480,000	○		○			
22	福北 LNG 基地	西部ガス	70,000					○	
23	大分 LNG 基地	大分 LNG	460,000						
24	鹿児島工場	日本ガス	36,000						



参考資料 2： LNG 受入量と冷熱利用量（1997 年）

		LNG 量 (万トン)	LNG 使用率 (%)
LMG 用途	工業用	50	0.9
	都市ガス用	1,330	26.0
	発電用	3,740	73.1
LNG 受入量		5,120	100
冷熱利用	冷熱発電	850	16.6
	空気分離	260	5.1
	BOG 再液化	80	1.6
	液化炭酸	10	0.2
	冷蔵倉庫	8	0.2
全 LNG 冷熱利用量		1208	23.7

参考資料 3： LNG 冷熱利用製品の用途

冷熱利用方法	製品・サービス	用途		
冷蔵倉庫	冷熱	食品貯蔵（水産物、畜肉、野菜、果実）		
空気分離	液体酸素	製鋼、化学工業、医療、合成ガス部分酸化、ロケット、漂白		
	液体窒素	I C 製造、急速冷凍、酸化防止、低音粉碎、低温手術、冷凍輸送、凍結粉碎、食品凍結		
	アルゴン	溶接、電球封入、羊羹甘味料、I T 製造工程		
炭酸ガス液化 ドライアイス 製造	液体炭酸ガス	食品	急速冷凍用、食品保存用、超臨界媒体利用（香料、カフェイン、ホップ、香辛料、薬用成分抽出）	
		飲料	コーラ、サイダー缶封入用	
		医療	低温殺菌用、低温試験用	
		化学	消火剤用、廃水中和剤用、尿素原料用、炭酸ソーダ原料用、炭酸マグネシウム原料用	
		鉄鋳	CO2 被包アーク溶接用、複合吹錬用	
		金属	鋳型硬化助剤用（砂型硬化用）、シールドガス（アルゴンとともに）用	
	ドライアイス	食品用 約 8 割	アイスクリーム、水産物、食肉保存、フリーザー、フレッシュパックなど	
		医療用	血液保存、医薬品保存	
		輸送用	保冷車用	
		遺体用	遺体保存用	