

2.1.2 天然ガスの採取と液化施設構成

天然ガスは、1,000mから 3,000mの深度から専用の掘削リグで採取します。液化する場合は、泥や水分を除いて液化施設（液化基地）に送り、不純物とエタンより沸点の高い炭化水素を分離します。次に液化施設の心臓部ともいえる液化設備に送り、冷媒を使って天然ガスをマイナス162℃まで冷却し、液化して液化天然ガス（LNG）にします。LNGは超低温に耐える専用のタンカーで出荷します。

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ます。1,000mから 3,000mの深度から採取することが多いのですが、6,000mから 8,000mの超深度から採取する場合があります。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採取します。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ます。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、液化施設に送ります。セパレーターにはガスと油を分ける 2 相用と、ガスと油と

水を分ける 3 相用があり、図 1 に示す縦型と横型、それに球形があります。縦型は砂など固形物の処理が容易で、設置面積が小さく、流量変化に追随しやすい特性があります。このため、気液比が大きくガスの産出量が多い場合に適しています。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ます。球形も固形物の処理が容易ですが、寸法を大きくできないので、使用例は多くありません。セパレーターは 1 段とは限らず、図 2 のように圧力の違う数段階に分けることが多いです。

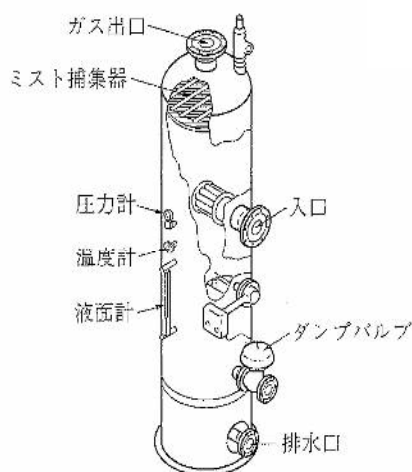
セパレーターは 1 段とは限らず、図 2 のように圧力の違う数段階に分けることが多いです。

2. 天然ガスの液化施設（液化基地）

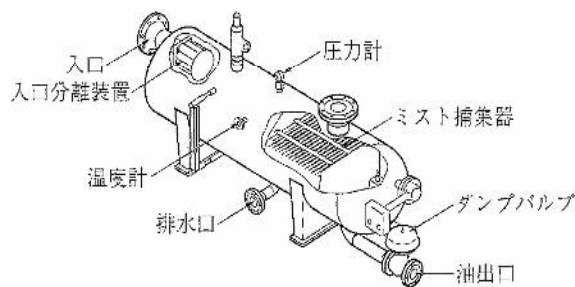
天然ガス液化施設の設備構成を、ブロックフローで図 3 に示します。パイプラインで送られてくる原料天然ガスは、最初に「スラグキャッチャー計量設備」に入り、ガス成分と液体成分に分けられます。スラグキャッチャーは高圧（90～150 気圧）なので、タンクではなくパイプを並列に設置して使用します。パイプの太さは直径が約 1m、長さは数十mから 100mを超す場合もあります。少

図 1. 縦型と横型の気液セパレーター

(出典：エネルギー便覧・プロセス編)



(a) 縦形セパレーター



(b) 横形セパレーター

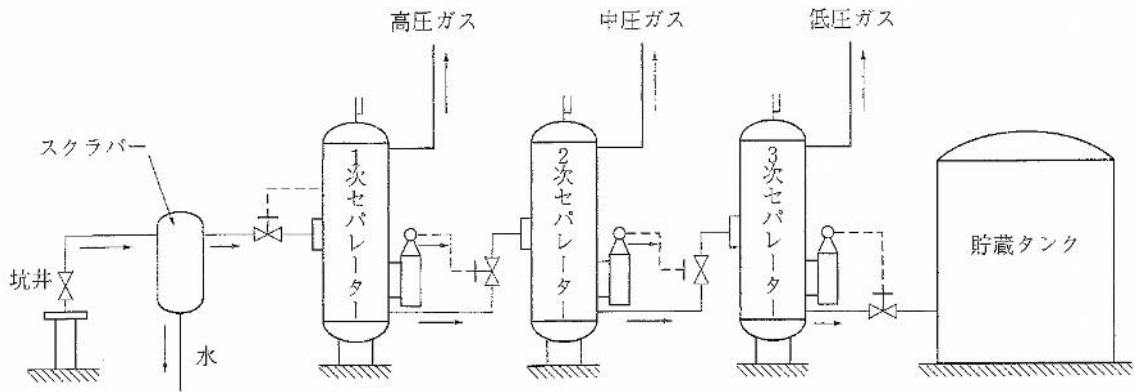


図 2. 多段セパレーターの例 (出典：エネルギー便覧・プロセス編)

し傾斜させて設置し、分離された液体成分は蒸留塔でガス成分とブタンより沸点の高い炭化水素に分けられます。ガス成分は燃料に使うか、LNGの原料として下流に送ります。沸点の高い炭化水素は、コンデンセートして出荷します。

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)に分けて送られます。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ます。液化トレーンに送られた原料天然ガスは、「酸性ガス除去設備」に送られます。酸性ガスというのは、二酸化炭素(CO₂)、硫化水素(H₂S)、メルカプタン(R-SH) 硫化カルボニル、二硫化炭素などです。これらの化合物が低温で操作する液化プロセスに入ると、固化して配管や熱交換器の伝熱管を閉塞させ、また装置を腐食させる場合があります。このため、

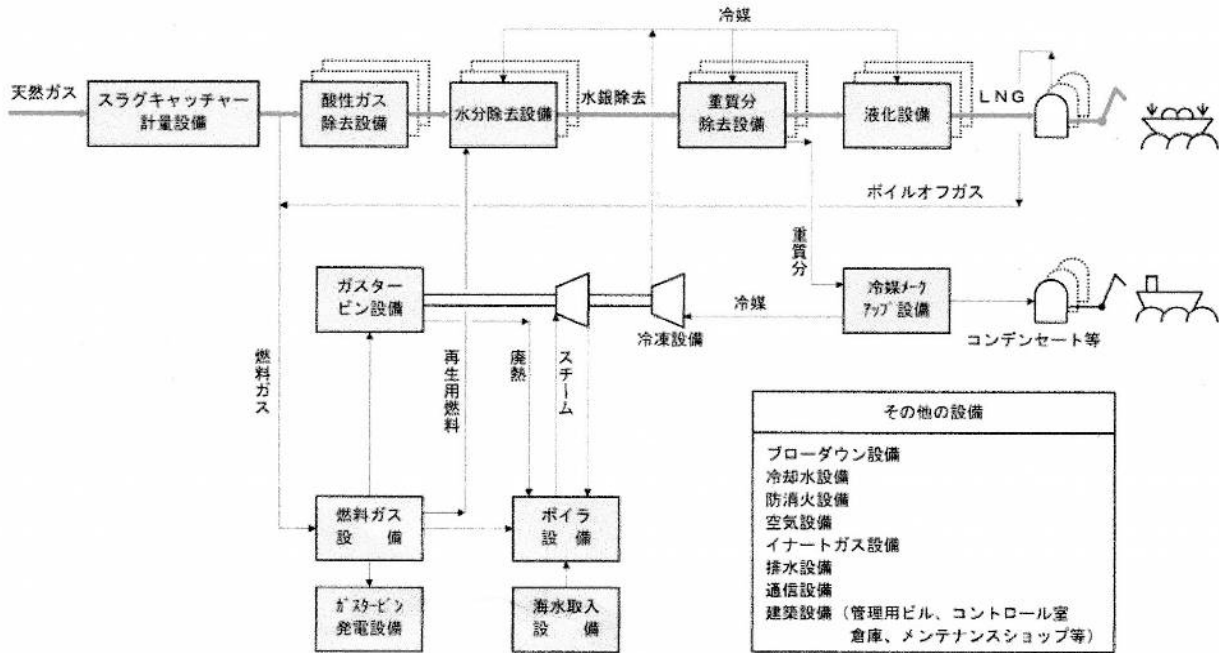


図 3. 天然ガス液化プラントのブロックフロー

(出典：JOGMECのHP 石油・天然ガスレビュー)

液化プロセスに入る前に除去するのです。

酸性ガスが除去された原料天然ガスは、「水分除去設備」に送られます。原料天然ガスには飽和水蒸気が含まれているので、低温の液化プロセスに流入す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ります。この結晶も酸性ガスと同様に、配管や熱交換器の閉塞の原因になるので、液化プロセスに入る前に除去します。水分を除去する一般的な方法としては、水和物生成防止剤の注入や乾燥剤による吸収があります。しかし天然ガスの液化では、許容水分含有量が 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と称する多孔性の吸着材で吸着します。

水分除去設備には、水銀除去設備も付随しています。水銀はインドネシアのアルン液化基地で、熱交換器の応力腐食割れの原因になったことがあります。このため、このトラブル発生以降は、水銀除去設備の設置が定着しました。水銀を除去する一般的な方法には、吸着法、吸収法、酸化法、冷却分離法があります。このうち現在は硫化水銀として固定し、活性炭で吸着する方法が採用されています。この方法で、水銀を $0.1\sim 0.01\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ まで除去できるようになりました。原料天然ガスによって、含まれている水銀の濃度が除去を要する水準以下の場合もありますが、念のために設置することが多いです。

酸性ガスと水分と水銀が除去された原料天然ガスは、「重質分除去設備」に送られ、エタンより沸点の高い炭化水素の大部分を除去します。目的は液化に必要な冷媒用にエタンとプロパンを回収することと、液化設備で固化して設備に損傷を与えるのを防ぐこと、および LNG 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ります。重質分除去設備は複数の蒸留塔で構成さ

れ、軽質炭化水素をエタン、プロパン、およびブタンより沸点の高い成分に分離します。

ここまでで酸性ガス、水分、水銀、およびエタンより沸点の高いプロパン、ブタン、ペンタンを除去された原料天然ガスは、液化設備に送られます。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ります。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ります。天然ガスの液化には極低温 (-162°C) が必要なので、冷媒は数段階の圧縮と断熱膨張が必要です。冷媒の圧縮には大きな動力が必要なので、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させます。天然ガスを冷媒で冷却する熱交換器には、多数の細かいアルミニウム伝熱管を使います。液化された LNG の貯蔵タンクは二重構造で、貯蔵中に蒸発した LNG は液化基地の燃料に使用します。出荷設備としては、出荷栈橋に LNG 専用のローディングアームと、副製品である LPG や炭化水素の積み出し設備を設置します。原料天然ガスに硫化水素が含まれている場合は、酸性ガス除去設備で硫化水素から回収した粉末状の硫黄も出荷します。このため、栈橋までベルトコンベアを設置します。

3. 世界の LNG 液化施設

表 1 に独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)が HP で開示している世界のベースロード用 LNG 液化施設を示します。この他に、処理能力の小さい基地もあります。

(おわり)

参考 : JOGMEC の HP (石油・天然ガスレビュー
ー石油・天然ガスレビュー)

表1. 世界のベースロード用天然ガス液化施設（基地） 2003年 液化能力：万トン/年 ×系列

No	プロジェクト名	操業開始	操業会社	国名	サイト	液化能力
1	キャメル	1964	CAMEL	アルジェリア	Arzew	44×3
2	ケナイ	1969	Kenai LNG	USA	Kenai	58×2
3	リビア	1970	Sirte Oil	リビア	MalsaelBrega	64×4
4	スキクダー1	1972	Sonatrach	アルジェリア	Skikda	100×3
5	スキクダー2					110×2
						121×2
6	ブルネイ	1972	Brunei LNG	ブルネイ	Lumut	100×5
7	ダス島-1	1977	ADGAS	UAE	Das Island	130×2
8	ダス島-2	1994				230×1
9	バダック-A/B	1977	P.T.Badak NGL	インドネシア	Bontang	270×2
10	バダック-C/D	1983				270×2
11	バダック-E	1990				280×1
12	バダック-F	1994				280×1
13	バダック-G	1997				280×1
14	バダック-H	1999				300×1
15	アルン-T1/2/3	1978	P.T.Arun NGL	インドネシア	Lhokseur- mawe	167×3
16	アルン-T4/5	1984				167×2
17	アルン-T6	1987				167×1
18	アルズー-1	1978	Sonatrach	アルジェリア	Arzew	122×6
19	アルズー-2	1981				122×6
20	サラワク-1	1983	Malaysia LNG	マレーシア	Bintulu	200×3
21	サラワク-2	1995				265×3
22	西豪州-1	1989	NorthWest	オーストラリア	Dampier	200×2
23	西豪州-2	1993	Shelf J/V			200×1
24	カタールガス-1	1996	Qatar	カタール	Ras Laffan	200×2
25	カタールガス-2	1998	Liquified			200×1
26	ナイジェリア-T1	1999	Nigeria LNG	ナイジェリア	Bonny Island	295×1
27	ナイジェリア-T2	2000				295×1
28	ラスガス-T1	1999	Ras Laffan LNG	カタール	Ras Laffan	330×1
29	ラスガス-T2	2000	330×1			
30	オマーン	2000	Oman LNG	オマーン	Al- Ghaliah	330×2
31	アトランティック-T1	1999	Atrantic LNG	トリニダード・トバゴ	Port Fortin	300×1
32	アトランティック-T2/3	2002				330×2
33	ナイジェリア-T3	2002	Nigeria LNG	ナイジェリア	Bonny Island	295×1
34	マレーシア-3	2003	Malaysia LNG	マレーシア	Bintulu	380×2
35	西豪州-T4	2004	North WestJ/V		Dampier	420×1
36	ラスガス-T3/4	2004	Ras Laffan LNG	カタール	Ras Laffan	470×2
37	ダミエッタ-T1	2004	SEGas	エジプト	Damietta	500×1
計	13カ国				16サイト	15,232

表1は2003年時点の液化能力で、総能力は約1億5千万トンですが、2018年には約1億8千万トンに達しているものと推察されます。