

3.5 油層評価

3.5.1 油層評価の概要

(1) 油層評価の目的

図 3.5.1 に石油・天然ガスの探鉱・開発の流れを示す。油ガス田の操業過程は探鉱に始まり、開発・生産段階を経て、最終的には廃鉱段階で施設を撤去して終了する。まず探鉱段階では、地質調査および物理探査、特に地震探査を実施して、地下の状態を把握する。油ガス層として有望と考えられる構造が発見された場合には、試掘井を掘削して検層データを測定すると共に、油ガス層からコアや流体の試料を採取し、さらには、坑井試験を実施して実際に石油・天然ガスを地上に生産する。これらのデータを分析して、当該油ガス田の採算性を検討し、開発に移行するか鉱業権を放棄するかを決定する。この採算性の検討の根幹をなすのが油ガス層評価 (oil/gas reservoir evaluation) である。具体的な評価手法や内容については次項以降に記載するが、当該油ガス田に胚胎する油・ガス量、生産能力と回収可能な量 (埋蔵量)、経済性、さらには近年では環境に対する影響等を総合的に判断して、開発に移行するか否かを決定することを目的としたものである。

開発段階に移行後は、生産井・圧入井が掘削・仕上げられ、また、生産・出荷施設が建設される。この間にも油ガス層評価は継続的に実施されるが、坑井数が増加することによって油ガス層の情報も増加するため、油ガス層評価の精度も向上する。この評価の結果によって、坑井配置、目標生産量等の開発計画が策定・更新される。

次に生産段階へと進むが、ここでも油ガス層評価は継続・更新され、油ガス田開発の経済性を最大化すべく、追加坑井の配置、油ガス回収方法等を検討する。

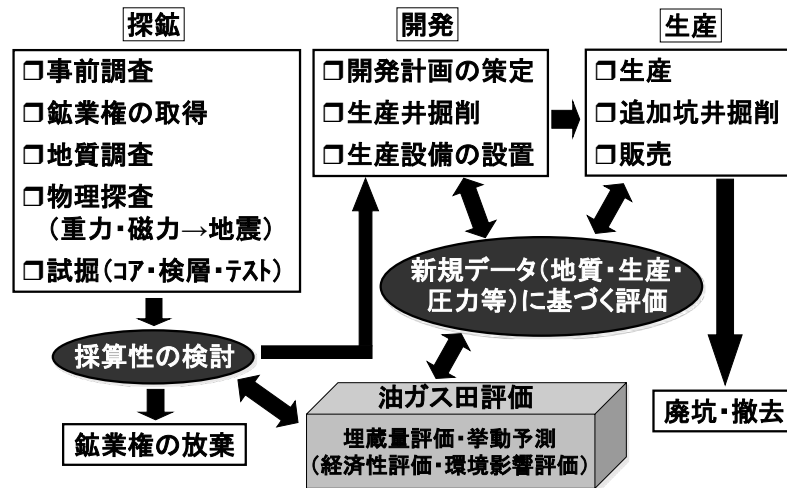


図 3.5.1 油・ガス開発の流れと油ガス層評価

(2) 油層評価手法

① データ収集・分析

油ガス層評価では、露頭データや類似の油ガス層のデータ等、参照できるものは全て

考慮するが、ここでは図 3.5.2 に示すように、対象となる油ガス層から直接収集されるデータに限定して紹介する。

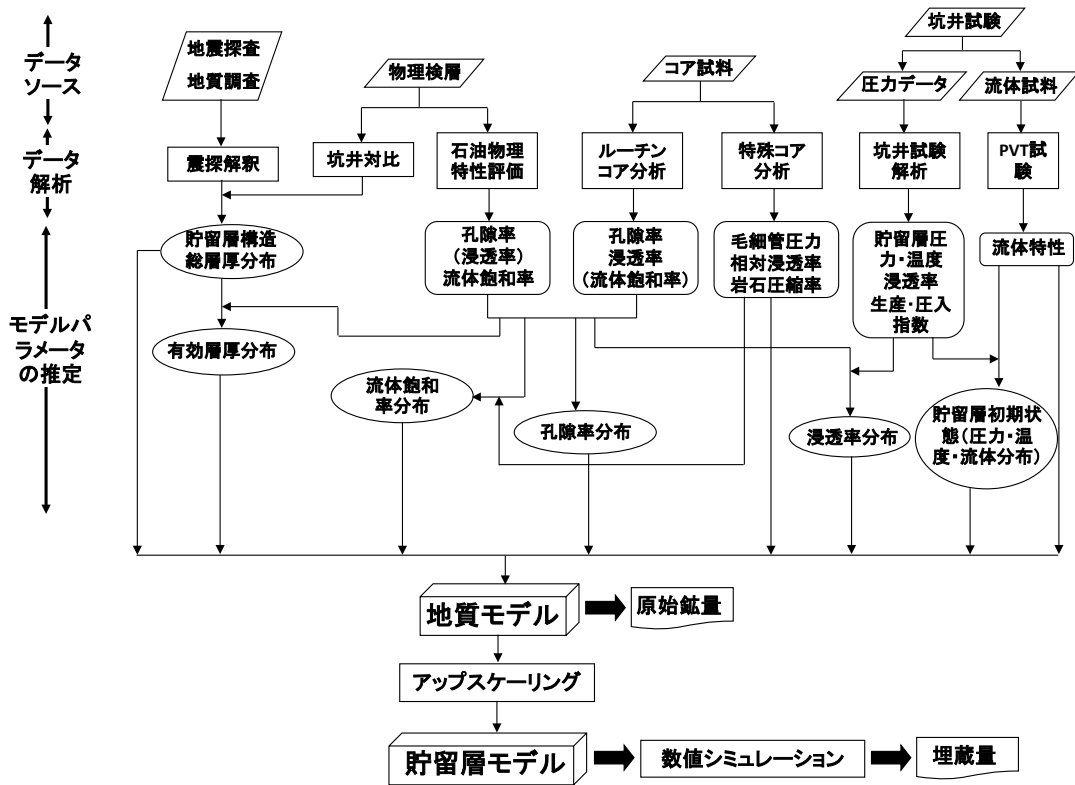


図 3.5.2 地質モデリング (geological modeling) の手順 (出典：栗原，2010)

坑井掘削前に有効なデータとしては地震探査データが挙げられる。地震探査データを解釈することで、油ガス層の構造を把握することが可能となる。

一方、坑井が掘削されると、種々の詳細なデータを入手することができる。まず、坑井検層を実施し、その結果を解析することで、油ガス層の岩石特性 (3.5.2 項参照) を推定できる。また坑井からコア試料が採取された場合には、これを実験室で分析することによって、孔隙率等の静的岩石特性のみならず、絶対浸透率 (absolute permeability)、相対浸透率 (relative permeability) 等の動的岩石特性も推定することが可能となる。

さらには坑井において簡易生産試験を実施することで、坑井の生産能力、坑井近傍の油ガス層特性等を解析することができる。また、この試験において油・ガス・水の流体試料が採取されれば、それを実験室で分析することで、油ガス層流体特性 (fluid property) (3.5.3 項参照) を推定することができる。

② 油ガス層特性分布の推定

①の解析結果に基づき、油ガス層の構造や孔隙率や浸透率等の特性の分布が推定される。古典的な手法では、油ガス層の構造図や等孔隙率線図等が地形図の形で表されたが、近年では図 3.5.3 に示すように、コンピュータ上で対象の油ガス層を多数のグリッドブロックに分割した地質モデル (geological model) が構築される。この地質モデルでは、地層特性のみならず、各グリッドブロックにおける流体特性や孔隙圧力・温度も定義され

る。

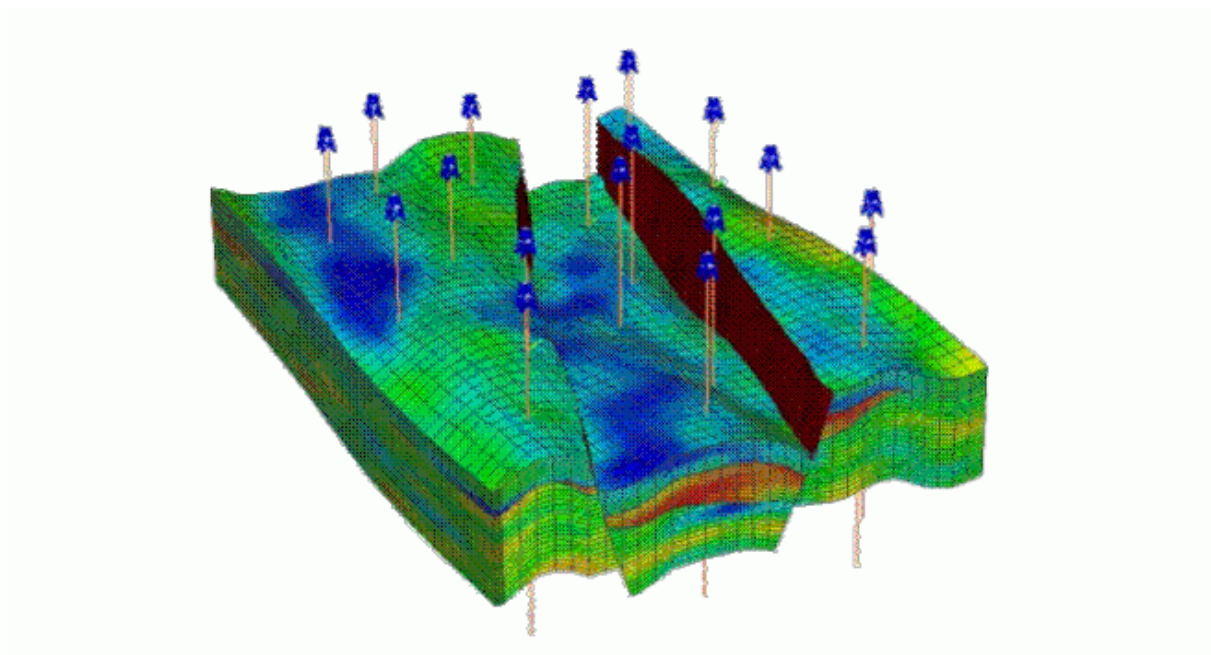


図 3.5.3 地質モデル例 (出典: Mira Geoscience ウェブサイト)

③ 初期流体賦存量 (petroleum initially in place) の推定

②で作成した各種地形図あるいは構築した地質モデルを参照して、対象とする油ガス層に胚胎する油・ガス・水の基準状態 (standard condition、1 atm、15.6°C) における体積、すなわち初期流体賦存量を推定する (3.5.5 項参照)。この段階では油ガス層特性分布の不確実性が大きいいため、それを考慮して確率論的に賦存量 (petroleum in place) が推定されることも多い。

④ 開発計画の策定と油・ガス回収率の推定

油ガス層の排油機構 (drainage mechanism) (3.5.3 項参照) を参照して、対象とする油ガス層の開発計画、すなわち生産手法、坑井配置等が決定され、これに基づいて、油・ガスの回収率を推定することになる。古くは、過去の統計に基づく推定や物質収支法 (material balance method) (3.5.4 項参照) による推定が行われていたが、近年では、②で構築した地質モデルをやや粗くした油ガス層モデル (oil/gas reservoir model) を利用して油ガス層シミュレーション (reservoir simulation) (3.5.6 項参照) を行っ

て油ガス層挙動を予測し、油・ガスの回収率を推定するのが一般的である。

ここで推定される油・ガスの回収量が埋蔵量である (3.5.5 項参照)。

⑤ 経済性評価

④で推定される油・ガスの生産挙動とコストの見積もりから、対象とする油ガス田開発プロジェクトの経済性、すなわち正味現在価値 (net present value)、内部収益率 (internal rate of return)、ペイアウトタイム (payout time) を試算する (3.5.6 項参

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

照)。④と⑤のステップを繰り返し行うことで、最適な開発計画の策定とそれに基づく埋蔵量の推定が完結する。

⑥ 油ガス層評価の見直し

油ガス層の開発が進むと、生産量や油ガス層圧力のデータが蓄積される。また新たに坑井が掘削されれば、そこでの油ガス層特性情報が得られる。これらの追加情報を参照して、地質モデルや油ガス層モデルを修正し、開発計画を見直して、油ガス層シミュレーションおよび経済性評価を再試行することで、油ガス田開発の全期間に渡って埋蔵量の値が更新されていく。

3.5.2 油層岩特性 (reservoir rock properties)

以下に油層岩の特性について簡単に紹介する。これらの特性は実験室におけるコア分析によって測定されるが (2.1.3. (3) 参照)、孔隙率は検層データを解析することによっても推定できる (3.4.3. (2) 参照)。

(1) 単相流動特性

① 孔隙率

油ガス層は、図 3.5.4 に示すように、岩石粒子の固体部分と粒子間の空間 (孔隙) から成り立っている。孔隙率 ϕ は、岩石のかさ体積 V_b に対する孔隙容積の V_p の比で、次式で表される。

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \quad (3.5.1)$$

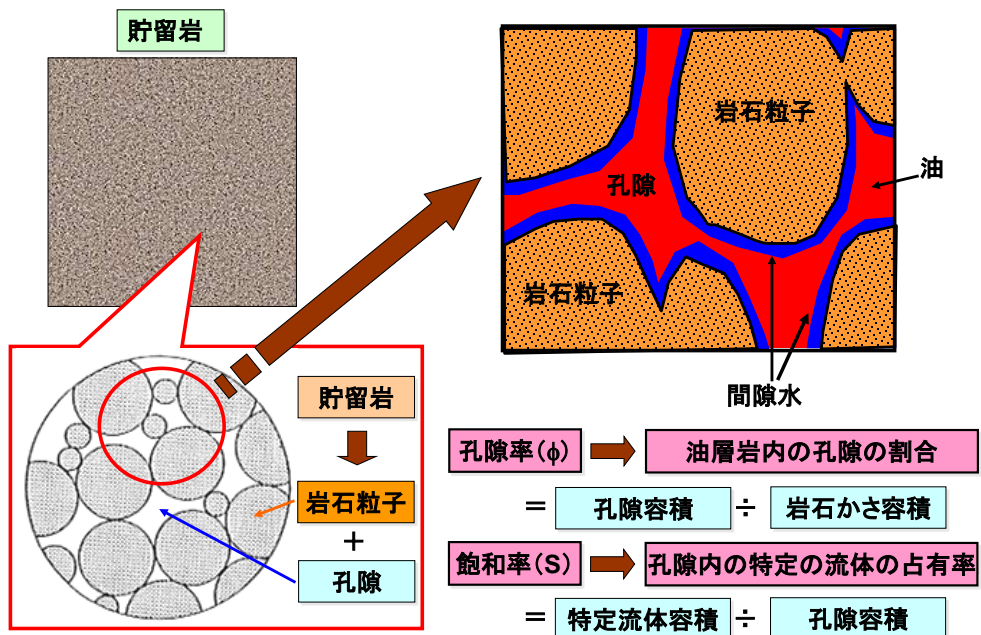


図 3.5.4 孔隙率と飽和率

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

孔隙容積および孔隙率は、油層岩が油・ガスを胚胎できる能力を示す特性で、油ガス層を評価する上で、極めて重要なパラメータの一つである。孔隙は不規則な形状をしており、互いに繋がっているものと、孤立しているものがあるが、孔隙内の流体は繋がりが合った孔隙を伝って流れるため、油層評価では繋がりが合った孔隙が重要となる。この繋がりが合っている孔隙を有効孔隙と呼び、有効孔隙の容積と、かさ体積の比を有効孔隙率 (effective porosity) と呼ぶ。

なお孔隙率の大きさは、岩石粒子の大きさよりも、岩石粒子の大きさの分布や形状に依存する。すなわち、岩石粒子の大きさがまちまちであれば、大きな粒子の間に小さな粒子が入り込み、孔隙率は小さくなる。

② 孔隙圧縮率 (compressibility)

油ガス層は一般的に地下数千メートルに存在するため、地層の応力を受けている。一方、孔隙内の流体も加圧されている。地層の応力と孔隙流体の圧力の差を有効応力と呼ぶが、油ガスの生産に伴って孔隙内の圧力が低下すると、有効応力が増加して、孔隙率が減少する。次式で定義される孔隙圧縮率は孔隙圧力の変化に対する孔隙率の変化率を表すが、油層圧力の挙動を予測する上で重要な特性である。

$$c_r = \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial p} \quad (3.5.2)$$

ただし、 c_r は孔隙圧縮率 [1/Pa]、 p は孔隙圧力 [Pa] を示す。

③ 絶対浸透率

絶対浸透率とは、油層岩のような多孔質媒体内を水あるいは油等の流体が単相で流動する際の流体の流れやすさの指標であり、Darcy の法則を用いて求めることができる (2.1.3. (3) も参照)。図 3.5.5 に示した長さ L [cm]、断面積 A [cm²] の多孔質媒体内を粘度 μ [cP] の流体が流量 Q [cc/s] で流動している時、上下流の差圧を Δp [atm] とすると、Darcy の法則は次式で表される。

$$Q = \frac{Ak}{\mu L} \Delta p \quad (3.5.3)$$

式(3.5.3)における比例定数 k を絶対浸透率と呼び、上記の単位系では絶対浸透率の単位は [D (Darcy)] となる。なお、SI 単位系では絶対浸透率の単位は [m²] となり、1 [D]=9.869×10⁻¹³ [m²] である。絶対浸透率は油ガス層流体の賦存量には影響を及ぼさないが、流体流動すなわち、油・ガス・水の流動や回収率を支配する、重要性の高いパラメータである。

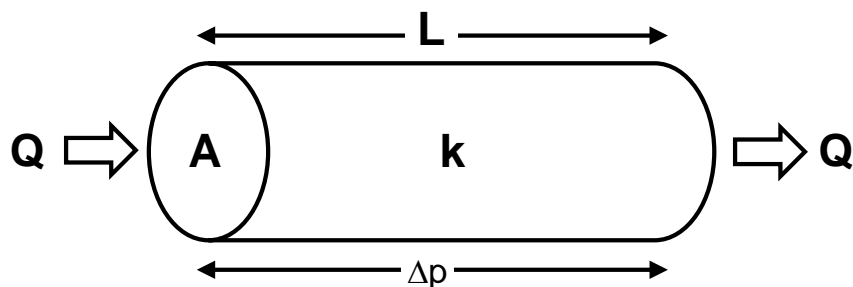


図 3.5.5 多孔質媒体中の単相流体流動

(2) 多相流動特性

油ガス層では、油・ガス・水が混在して流動していることが多く、その流動は単相流動よりも複雑である。孔隙中に複数の相が存在する場合、ある相が孔隙中に占める体積と孔隙容積の比を、その相の飽和率 (saturation) と呼ぶ (図 3.5.4 参照)。すなわち、孔隙中の油・ガス・水相の体積を v_o 、 V_g 、 v_w とすると、各相の飽和率 s_o 、 S_g 、 s_w は次式で表される。

$$\begin{cases} S_o = \frac{V_o}{V_p} \\ S_g = \frac{V_g}{V_p} \\ S_w = \frac{V_w}{V_p} \end{cases} \quad (3.5.4)$$

また各相の体積の和は孔隙容積に等しいため、次式が成立する。

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (3.5.5)$$

多相流動特性は、この飽和率の関数として定義されることが多い。

① 濡れ特性 (wettability)

貯留岩の表面に複数の相の流体が接触した場合に、岩石に対する湿潤性に従って、ある流体が優先的に岩石表面に付着する。図 3.5.6 に示すように、貯留岩の表面に水と油が接触しているとき、水と岩石とがなす角度を接触角 (contact angle) と呼ぶ。この角度が 90° よりも小さければその岩石は親水性 (water wet) であり、 90° よりも大きければ親油性 (oil wet) である。この濡れ特性は後述の毛細管圧力 (capillary pressure) や相対浸透率に、つまりは流体の流動特性や油ガスの回収率に大きく影響を及ぼす。

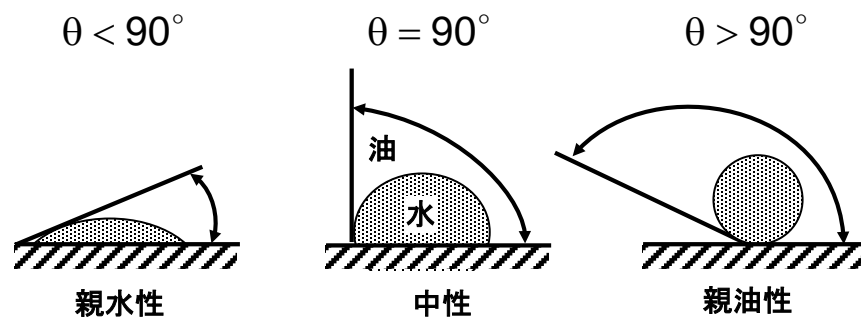


図 3.5.6 貯留岩の濡れ特性

② 毛細管圧力

流体に毛細管を立てると毛細管の中を流体が上昇するが、これは毛細管内に働く毛細管圧力に起因した現象である。図 3.5.7 は空気と水が存在する場合の毛管現象を示しているが、同図に示すように水が高さ h [m] まで上昇した場合、毛細管内の空気の圧力と水の圧力の差から、空気 - 水系の毛細管圧力を求めることができる。

毛細管圧力 p_c [Pa] は「軽い相の圧力から重い相の圧力を引いた差圧」と定義されるため、図 3.5.7 の場合には、次式で計算される。

$$p_c = p_a - p_w = (\rho_w - \rho_a)gh \quad (3.5.6)$$

ここで p_a 、 p_w はそれぞれ空気および水の圧力であり、 ρ_w 、 ρ_a は水および空気の密度 [kg/m³]、 g は重力加速度 [m/s²] である。

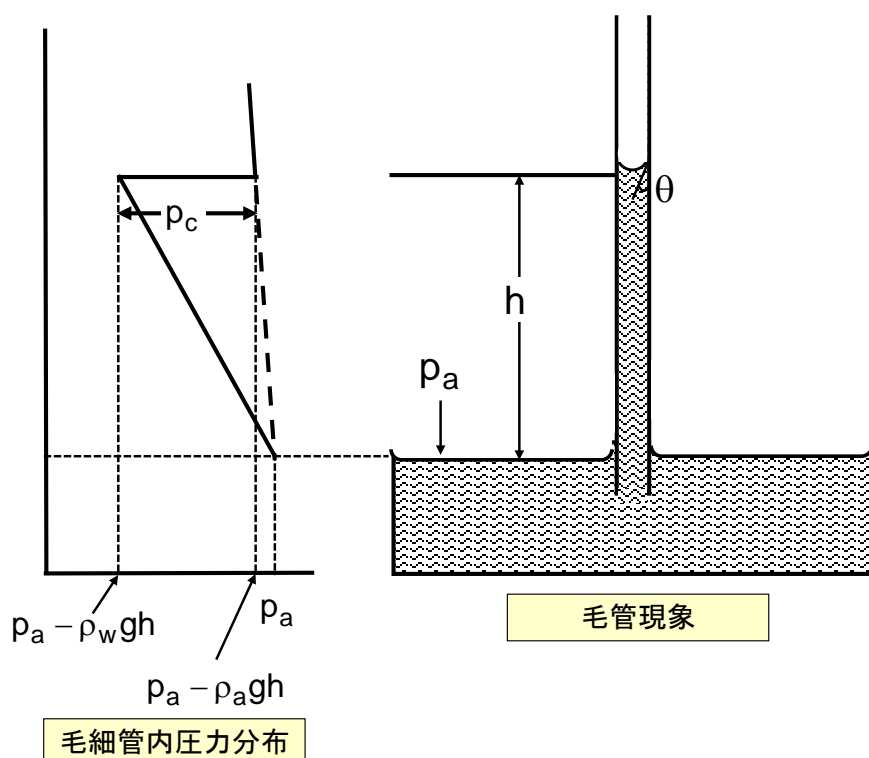


図 3.5.7 毛管現象と毛細管圧力

また毛細管圧力は、Young-Laplace の式から、空気 - 水の界面張力 σ [N/m]、毛細管の半径 r [m]、および毛細管と水との接触角 θ [rad] と次式で関係付けられる。

$$p_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \quad (3.5.7)$$

油ガス層内の孔隙内部は毛細管の集合とも考えられるため毛細管圧力が働き、親水性の油ガス層では、油・ガスが存在する油ガス層上部まで水が上昇している。式 (3.5.7) より、径の小さな孔隙（毛細管）内の毛細管圧力は大きいため、図 3.5.8 (a) に示すように、油ガス層中の水は小さな孔隙を通して高くまで上昇している。したがって、毛細管圧力が高い部分、つまり油ガス層上部では、水が占める割合（水飽和率）は小さくなる。一方、径の大きな孔隙では毛細管圧力は小さく、水は高くまで上昇しないため、毛細管圧力が低い部分、つまり自由水面（free water level）近くでの水の飽和率は大きくなる。

したがって、図 3.5.8 (b) に示すように、油 - 水あるいはガス - 水の毛細管圧力は、水飽和率の減少と共に増加する。すなわち、親水性の油層内では自由水面から毛細管圧力によって水が吸い上げられており、自由水面からの高さが高くなるにつれて、水飽和率は減少していく。またある高さよりも上では、どうしても下降してこない水を残して、孔隙内を油・ガスが占めることとなる。このときの水飽和率を不動水 (irreducible water) 飽和率と呼ぶ。油 - 水の界面から、水飽和率が等しくなるまでの区間を漸移帯 (transition

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

zone) と呼ぶが、この区間には流動可能な油・ガスと水が混在しているため、ここに生産井を仕上げても直ぐに水の生産量が増加してしまう。

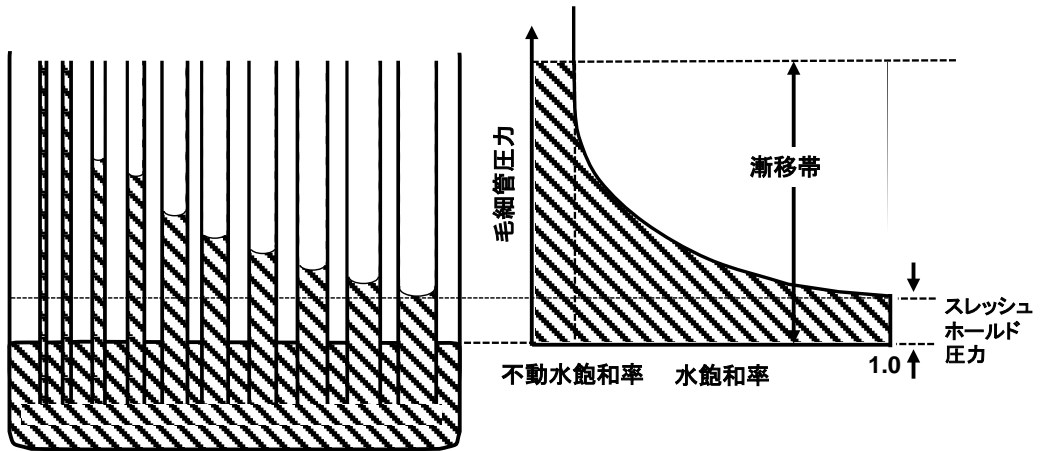


図 3.5.8 毛細管圧力と水飽和率の関係

③ 相対浸透率

本項 (1) の③では、多孔質媒体中を単相が流動している場合の流体流量や差圧と絶対浸透率の関係を述べたが、多相が流動している場合にも、次式に示すように同様な関係が成り立つ。

$$\begin{cases} Q_o = \frac{Ak_o}{\mu_o L} \Delta P_o \\ Q_w = \frac{Ak_w}{\mu_w L} \Delta P_w \\ Q_g = \frac{Ak_g}{\mu_g L} \Delta P_g \end{cases} \quad (3.5.8)$$

ここで、下付き文字の O 、 W 、 g は、油、水、ガスを表す。また k_o 、 k_w 、 k_g は、それぞれの相に対する有効浸透率 (effective permeability) と呼ばれる。

有効浸透率と絶対浸透率の比が相対浸透率で、次式で定義される。

$$\begin{cases} k_{ro} = \frac{k_o}{k} \\ k_{rw} = \frac{k_w}{k} \\ k_{rg} = \frac{k_g}{k} \end{cases} \quad (3.5.9)$$

図 3.5.9 に油と水の相対浸透率の例を示すが、各相の相対浸透率はその相の飽和率の増加に伴って増加する。ただし、水飽和率が不動水よりも小さい場合には、毛細管圧力

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

によって水は流動できず、 $k_{rw} = 0$ となる。一方、油飽和率がある程度小さくなると、水が油をバイパスしてしまい、油は流動できず、 $k_{ro} = 0$ となる。この時の油の飽和率を残留油飽和率 (residual oil saturation) と呼ぶが、これが油の回収率を低下させている一因である。

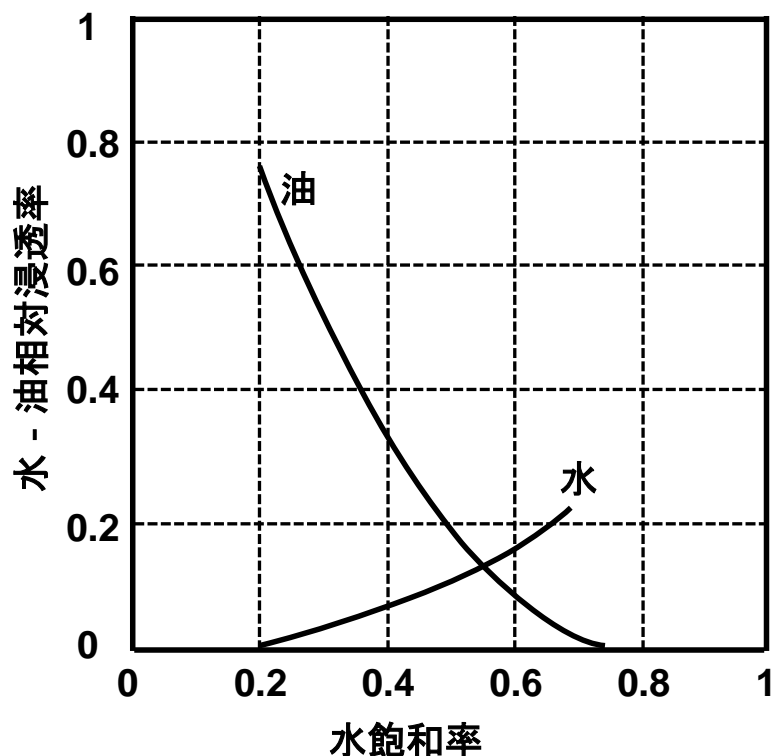


図 3.5.9 油 - 水相対浸透率の例

(3) その他の特性

上記の他にも、電気比抵抗や地層係数等の電気特性、超音波伝播速度等の音響特性も重要な貯留岩特性であり、検層解析に利用される。また油ガス層によっては、ヤング率やポアソン比等の岩石力学特性、熱伝導率等の熱特性が重要になることもある。

3.5.3 油ガス層流体特性

本項では油ガス層に胚胎される油・ガス・水の特性、特に圧力・温度に対する特性について解説する。

(1) 油・ガスの組成

原油は多数の成分の混合物で、その大部分は炭化水素であるが、少量の硫黄、窒素、酸素や重金属も含んでいる。一方、天然ガスはメタンを中心に構成され、エタン、プロパン、ブタン等の軽質炭化水素や二酸化炭素、窒素、硫化水素、水素、水蒸気等の無機ガスも含んでいる。これらの内、二酸化炭素や硫化水素を含むものを酸性ガス (acid gas)、含まな

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

いものをスウィートガス (sweet gas) と呼ぶ。また、天然ガス中にプロパンやブタン等のある程度重いガスが含まれていると、ガス層から地上にガスを生産した際に、ガスの一部が液体となることがあるが、このようなガスを湿性ガス (wet gas) と呼ぶ。これに対して、メタンが支配的であるガスは地上でも液分が抽出されないが、このようなガスは乾性ガス (dry gas) と呼ばれる。

表 3.5.1 に通常の油、揮発性の高い油、ガス・コンデンセート (gas condensate) (本項 (2) 参照)、湿性ガス、乾性ガスの油ガス層状態での組成の例を示す。この順にメタンの含有率が増加して、重質成分の含有量が減少していくが、この差違は油ガスの根源物質や熟成度の違いに起因している。

表 3.5.1 油ガス層流体の組成例

性状	乾性ガス	湿性ガス	ガス・コン デンセート	揮発性の高 い油	通常の油
地上での状態	無色のガス	無色のガス + 少量の透 明な液体	無色のガス + 多量の透 明/麦色の液 体	茶色の液体 (赤/緑色も あり) + 無色 のガス	黒色の粘度 のある液体+ 無色のガス
初期ガス油比 (gas oil ratio) (m ³ /m ³)	液分なし	>3000	600-3000	500-600	20-500
液体 API 比重 (API gravity)	—	60-70	50-70	40-50	<40
ガス比重 (air=1)	0.60-0.65	0.65-0.85	0.65-0.85	0.65-0.85	0.65-0.8
組成	(mol%)				
C ₁	96.3	88.7	72.7	66.7	52.6
C ₂	3.0	6.0	10.0	9.0	5.0
C ₃	0.4	3.0	6.0	6.0	3.5
C ₄	0.17	1.3	2.5	3.3	1.8
C ₅	0.04	0.6	1.8	2.0	0.8
C ₆	0.02	0.2	2.0	2.0	0.9
C ₇₊	0.0	0.2	5.0	11.0	27.9

(2) 相挙動 (phase behavior) および相平衡 (phase equilibrium)

① 相挙動

炭化水素を中心とした多成分で構成されている原油や天然ガスは、温度・圧力に応じて液相か気相の1相になるか、あるいは気・液2相になる。図3.5.10は炭化水素を中心とした多成分流体の、圧力・温度に対する相挙動を示したものであるが、温度・圧力に依存して流体の相状態が変化することを示している。

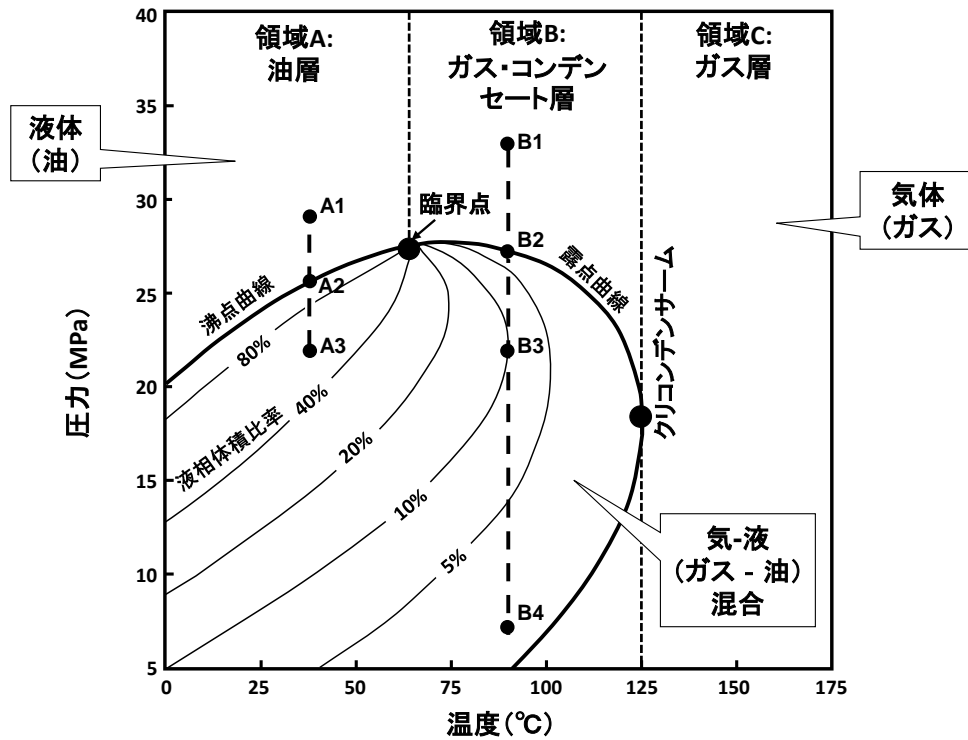


図 3.5.10 炭化水素を中心とする多成分の相挙動

この図で中心の曲線で囲まれた領域に油ガス層の温度・圧力がある場合には、流体は気・液2相となり、この液相の体積比率は領域内に引かれた線図のようになる。一方、油ガス層の温度・圧力がこの領域の外側となる場合には、流体は気相か液相のいずれか1相となる。

まず、温度がある程度低い場合には (図3.5.10の領域A)、低圧では2相状態で存在していた気相は、圧力の増加に伴い液相に溶解し、圧力がある値以上になると液相1相となる。逆の方向から表現すると、この領域では圧力が十分に高い場合には液相1相であるが (図3.5.10ではA1)、圧力がある値 (図3.5.10ではA2) よりも小さくなると気相が発生し、気・液2相となる (図3.5.10ではA3)。このA2に相当する圧力を沸点圧力 (bubble point pressure) p_b と呼ぶが、温度の上昇に伴い沸点圧力は高くなり、図3.5.10に示すように、その軌跡は沸点圧力曲線となる。

一方、温度がある程度高い場合には、いくら圧力が高くとも、流体は液相となることはない (図3.5.10では領域BおよびC)。さらにこの領域は、異なる性質を持つ二つの

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

領域 B と C に分けることができる。領域 B では圧力が十分に高い場合には流体は気相であるが（図 3.5.10 では B1）、圧力がある値（図 3.5.10 では B2）よりも小さくなると、液相が凝縮して気・液 2 相となる（図 3.5.10 では B3）。ただし、図 3.5.10 に示すように、凝縮する液相の体積比率は圧力の低下に伴って一旦増加するが、さらに圧力が低下すると再び減少していく（図 3.5.10 では B4）。このような液相の凝縮の現象をレトログレード凝縮（retrograde condensation）と呼び、凝縮した液体はコンデンセートと呼ばれる。また、B2 に相当する圧力を露点圧力（dew point pressure） p_d と呼び、温度に伴う露点圧力の軌跡が露点圧力曲線である。沸点曲線と露点曲線の交点を臨界点（critical point）と呼び、臨界点における温度、圧力が、それぞれ臨界温度（critical temperature）、臨界圧力（critical pressure）である。領域 B よりもさらに温度が高い領域 C では、圧力に依らず常に気相 1 相の状態となり、液相が現れることはない。領域 B と C の境界の温度をクリコンデンサーム（cricondentherm）と呼ぶ。

図 3.5.10 に示した圧力 - 温度状態図は流体の組成によって異なるものとなるが、ある貯留層流体の状態図において、初期の貯留層状態が領域 A に存在する場合には、その貯留層は油層と定義され、そこから産出される流体は原油とガスとなる。また、この油層の初期圧力が沸点圧力以上であれば、油 1 相の油層となり、初期圧力が沸点圧力よりも小さければ、層内にガス（ガスキャップ（gas cap））が存在する 2 相状態の油層となる。

また貯留層の初期状態が領域 B にある場合には、その貯留層はガス・コンデンセート層と呼ばれ、産出する流体はガスとコンデンセートである。ガス・コンデンセート層の初期圧力が露点圧力以上であればガス 1 相となり、露点圧力よりも小さければ初期の状態ですべてガスの下部にコンデンセートを胚胎することとなる。

貯留層の初期状態が領域 C にあれば、その貯留層はガス層と呼ばれ、産出する流体は、乾性ガスであればガスのみ（地上の温度・圧力状態で気相 1 相）、湿性ガスであればガスと液分（地上の温度・圧力状態で気・液 2 相）である。

表 3.5.1 に、典型的な油ガス層で産出されるガスと液体の特徴、産出されるガスと液体の比率等が示されている。

② 相平衡

上記では、油ガス層内の流体の相挙動を定性的に紹介したが、本項では気液 2 相の平衡状態をより定量的に解説する。なお、気相は理想気体、溶液は理想溶液と仮定する。

油ガス層流体が n 個の成分で構成されている場合、成分 i の気相中のモル分率を y_i とすると、成分 i の気相の分圧 p_i は、Dalton の法則により、気相の全圧 p と次式で関係付けられる。

$$p = \sum_{i=1}^n p_i \quad (3.5.10)$$

$$y_i = \frac{p_i}{p} \quad (3.5.11)$$

一方、Raoult の法則により、成分 i の気相の分圧は成分 i の蒸気圧 p_{vi} と成分 i の液相

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

中のモル分率 x_i との積に等しくなるため、次式が成立する。

$$P_i = x_i P_{vi} \quad (3.5.12)$$

式 (3.5.11) と式 (3.5.12) から次式が導かれる。

$$y_i P = x_i P_{vi} \quad (3.5.13)$$

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} = \frac{P_{vi}}{P} \quad (3.5.14)$$

ここで、 K_i は平衡定数 (equilibrium constant) と呼ばれ、温度、圧力、流体組成によって決定されるもので、NGAA (Natural Gasoline Association of America) のチャート等を参照したり、状態方程式 (equation of state) を解いたりすることで推定できる。ある組成・温度の流体の平衡定数の例を、圧力の関数として図 3.5.11 に示す。この流体の場合、気・液が平衡状態に達すれば、同図に示す平衡定数と各成分の気・液相中のモル分率は式 (3.5.14) を満足するが、これは各成分の気相のフガシティと液相のフガシティが等しくなっていることに他ならない。

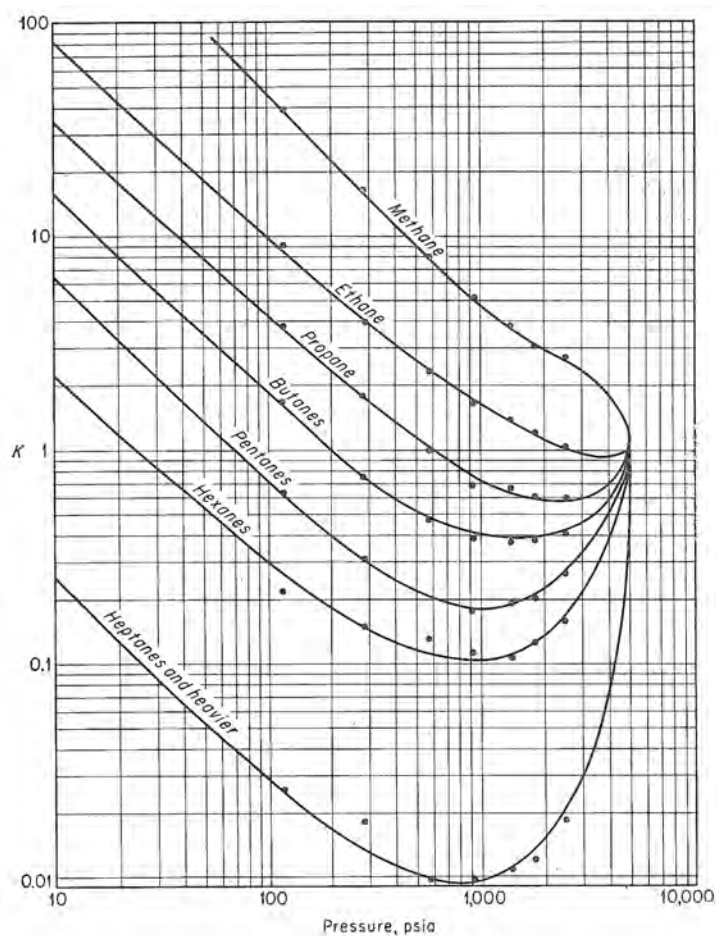


図 3.5.11 平衡定数の例 (出典: Amyx J.W. et.al., 1960)

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

全体のモル数（流体を構成する各成分のモル数の和）が 1 mol の流体が平衡状態に達した時に、液相のモル数を L 、気相のモル数を V とし、流体全体における成分 i のモル分率を z_i とすると、次式が成立する。

$$L + V = 1 \quad (3.5.15)$$

$$z_i = x_i L + y_i V \quad (3.5.16)$$

$$\sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n y_i = \sum_{i=1}^n z_i = 1 \quad (3.5.17)$$

式 (3.5.16) に式 (3.5.14) を代入すると、次式が得られる。

$$z_i = x_i (L + K_i V) \quad (3.5.18)$$

$$z_i = y_i \left(\frac{L}{K_i} + V \right) \quad (3.5.19)$$

式 (3.5.15) より、 $L = 1 - V$ であるから、式 (3.5.18) および式 (3.5.19) を変形して次式を得る。

$$x_i = \frac{z_i}{(K_i - 1)V + 1} \quad (3.5.20)$$

$$y_i = \frac{K_i z_i}{(K_i - 1)V + 1} \quad (3.5.21)$$

式 (3.5.17)、式 (3.5.20)、式 (3.5.21) より、次式が成立する。

$$\sum_{i=1}^n (y_i - x_i) = \sum_{i=1}^n \frac{(K_i - 1)z_i}{(K_i - 1)V + 1} = 0 \quad (3.5.22)$$

式 (3.5.22) が Rachford-Rice の式と呼ばれるフラッシュ計算 (flash calculation) 式で、流体組成と温度・圧力に対応した各成分の平衡定数を推定することができれば、この式より気・液相の組成およびモル分率（相平衡状態）を計算することが可能となる。

(3) 油特性

比重、組成、流動点等の原油の性状は原油分析によって測定されるが、油層評価においては、PVT (Pressure-Volume-Temperature) 試験によって測定される、油層温度・圧力条件でガスが溶解した状態の油の特性が重要となる。ここでは代表的な油の PVT 試験とそ

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

れによって測定される油の特性について記載する。

① PVT 試験

油の PVT 試験の代表例として、フラッシュ放散試験 (flash liberation test) とディファレンシャル放散試験 (differential liberation test) が挙げられる。

a) フラッシュ放散試験

フラッシュ放散試験は Constant Composition Expansion Test と呼ばれ、図 3.5.12 に示すように、油層温度状態で容器内の流体を外部に放出することなく、複数の圧力段階における流体の体積を測定するものである。沸点圧力以上では油は液相 1 相となるため、圧力に対する体積変化は小さいが、圧力が沸点圧力より小さくなると油に溶解していたガスが遊離するため、圧力に対する流体の体積変化は著しく大きくなる。したがって、この試験を実施することによって、沸点圧力を推定することが可能になるとともに、圧力に対する流体の圧縮率を求めることができる。

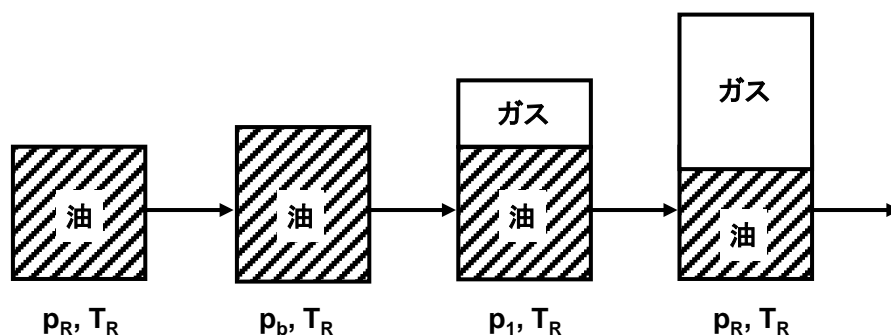


図 3.5.12 フラッシュ放散試験の概念

b) ディファレンシャル放散試験

ディファレンシャル放散試験は、図 3.5.13 に示すように沸点圧力以下で実施され、圧力の低下に伴って油から遊離したガスを随時外部に放出しながら、容器内の油の体積、放出されたガスの体積・組成を測定するものである。

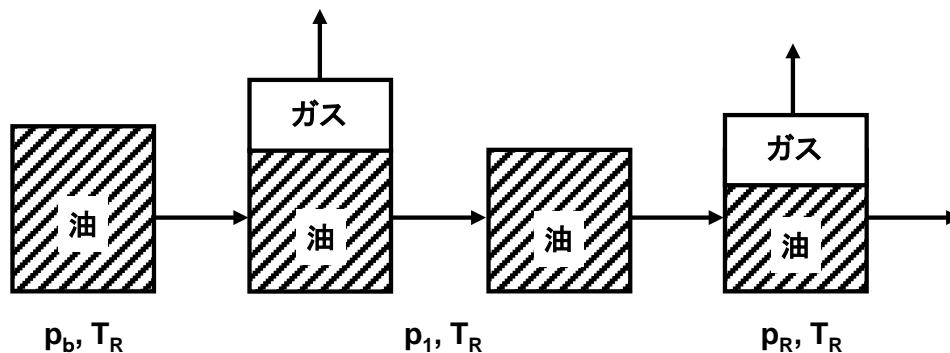


図 3.5.13 ディファレンシャル放散試験の概念

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

c) その他の試験

上記以外にも、油層温度状態での各圧力における油の粘度測定や、油層からセパレータ (separator) を通して油・ガスを分離する過程を模したセパレータ試験等も実施される。

② 油特性

PVT 試験を行うことにより、以下の油特性が測定される。

a) 基準状態における特性

ディファレンシャル放散試験において、油層温度で 1 気圧まで減圧した油をさらに基準状態まで冷やして、溶解ガスを放出し切った後の油の比重 γ_{os} と油の体積 V_{os} を測定するが、これらは重要な特性値である。なお、油の比重は以下の式で計算される API 比重に換算されることも多い (2.1.1 も参照)。

$$API = \frac{141.5}{\gamma_{os}} - 131.5 \quad (3.5.23)$$

b) 沸点圧力以上での圧縮率

フラッシュ放散試験結果から、沸点圧力以上で油の体積 V_o が圧力 p の関数としてどのように変化するかを示す指標として、圧縮率 c_o が次式によって計算される。

$$C_o = -\frac{1}{V_o} \frac{dV_o}{dp} \quad (3.5.24)$$

c) 容積係数 (formation volume factor)

容積係数 B_o とは、次式で定義されるように、ディファレンシャル放散試験で測定された油層状態での油の体積と基準状態における油の体積の比である。

$$B_o = \frac{V_o}{V_{os}} \quad (3.5.25)$$

図 3.5.14 に示すように、沸点圧力までは圧力の増加に伴うガスの溶解によって油の容積係数は増加するが、それ以上に圧力が増加すると、容積係数は減少する。

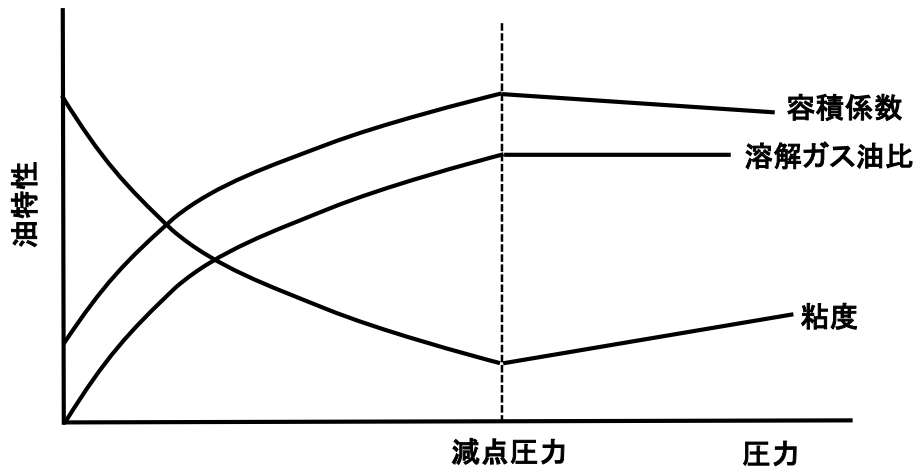


図 3.5.14 油特性の概要

d) 溶解ガス油比

溶解ガス油比 R_s は、油に溶解しているガスの基準状態における体積 V_{gs} と基準状態における油の体積の比で、次式により計算される。

$$R_s = \frac{V_{gs}}{V_{os}} \quad (3.5.26)$$

ディファレンシャル放散の各圧力段階で放出されるガス量を合計すると、沸点圧力における溶解ガス量が求められるが、ある圧力における溶解ガス量は、沸点圧力からその圧力まで圧力が低下する間に油から放出されたガス量の合計を沸点圧力における溶解ガス量から減じたものである。したがって図 3.5.14 に示すように、1 気圧に対する溶解ガス油比は 0 で、沸点圧力までは圧力の上昇に伴って増加する。沸点圧力以上では、油に溶解しているガス量は沸点圧力におけるものと同じであるため、溶解ガス油比は一定となる。

e) 油密度 (oil density)

油層において溶解ガスを含む油の密度 ρ_o [kg/m^3] は次式で計算される。

$$\rho_o = \frac{\rho_{os} + R_s \rho_{gs}}{B_o} \quad (3.5.27)$$

ここで ρ_{os} 、 ρ_{gs} は基準状態における油およびガスの密度 [kg/m^3] である。

f) 油粘度 (oil viscosity)

図 3.5.14 に示すように、沸点圧力までは、圧力が上昇するとガスの溶解に伴って油粘度は減少するが、沸点圧力以上では、圧力が上昇すると油が圧縮されるため、油粘度は増加する。

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

(4) ガス特性

ガスの PVT 特性は、PVT 試験を実施して実測することも可能であるが、多くの場合にはガス組成を基に、次式で示される実在気体に対する状態方程式を参照して推定される。

$$pV = znRT \quad (3.5.28)$$

ここで p 、 V 、 n 、 T はそれぞれ、圧力 [Pa]、体積 [m³]、モル数 [mol]、絶対温度 [K] を示す。また R はガス定数で、この単位系では 8.3143 J/mol/K に等しい。なお、 z はガス偏差係数あるいは単に z -ファクター (z -factor) と呼ばれる係数で、理想気体に対する Boyle-Charles の法則を実在気体に適用するための補正值である。

① ガス比重・密度 (gas gravity/density)

ガス組成よりガスの分子量 M を求めれば、ガス比重 γ_g [air=1] は次式によって計算することができる。

$$\gamma_g = \frac{M}{28.97} \quad (3.5.29)$$

また、式 (3.5.28) よりガス 1 mol の体積は $\frac{zRT}{p}$ であるため、ガス密度 ρ_g [kg/m³] は次式で計算される。

$$\rho_g = \frac{0.001Mp}{zRT} = \frac{0.02897\gamma_g}{zRT} \quad (3.5.30)$$

② 圧縮率

ガスの圧縮率は、式 (3.5.24) と同様に次式で計算される。

$$c_g = -\frac{1}{V_g} \frac{dV_g}{dp} \quad (3.5.31)$$

式 (3.5.31) に式 (3.5.28) を代入すると、定温状態では次式が得られる。

$$c_g = -\frac{p}{znRT} \frac{d}{dp} \left(\frac{znRT}{p} \right) = -\frac{p}{z} \frac{d}{dp} \left(\frac{z}{p} \right) = -\frac{p}{z} \left(-\frac{z}{p^2} + \frac{1}{p} \frac{dz}{dp} \right) = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{dz}{dp} \quad (3.5.32)$$

③ 容積係数

ガスの容積係数は、油と同様に、貯留層状態でのガスの体積 V_g と基準状態におけるガスの体積 V_{gs} の比として定義され、次式で表される。

$$B_g = \frac{V_g}{V_{gs}} \quad (3.5.33)$$

式 (3.5.28) より V_g および V_{gs} は圧力の関数として次式で計算できる。

$$V_g = \frac{znRT}{p} \quad (3.5.34)$$

$$V_{gs} = \frac{z_s n R T_s}{p_s} \quad (3.5.35)$$

なお、式 (3.5.35) の下付き文字の s は基準状態を示す。式 (3.5.34) および (3.5.35) を式 (3.5.33) に代入し、次式を得る。

$$B_g = \frac{z p_s T}{z_s p T_s} \quad (3.5.36)$$

式 (3.5.35) に $p_s=101,325$ [Pa]、 $T_s=288.71$ [K]、 $z_s=1.0$ (理想気体) を代入すると、ガスの容積係数は圧力・温度の関数として次式で与えられる。

$$B_g = 351.0 \frac{zT}{p} \quad (3.5.37)$$

すなわち、圧力・温度とそれに対応する z -ファクターが求めれば、実験で測定しなくとも、ガスの容積係数を推定することが可能となる。

④ z -ファクター

z -ファクターは厳密には 3 次状態方程式を解くことによって求めるが、簡便的にはガス比重を基にチャートから読み取ることができる。

この手法ではまず、ガス比重からチャートにより、あるいはガス組成から計算によって、ガスの擬似臨界圧力 (pseudo critical pressure) p_c [Pa] および擬似臨界温度 (pseudo critical temperature) T_c [K] を求める。次に、次式によって、擬似対臨界圧力 p_r と擬似対臨界温度 T_r を計算する。

$$p_r = \frac{p}{p_c} \quad (3.5.38)$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad (3.5.39)$$

z -ファクターは図 3.5.15 に示すチャートより、擬似対臨界圧力・温度の関数として読み取れば良い。

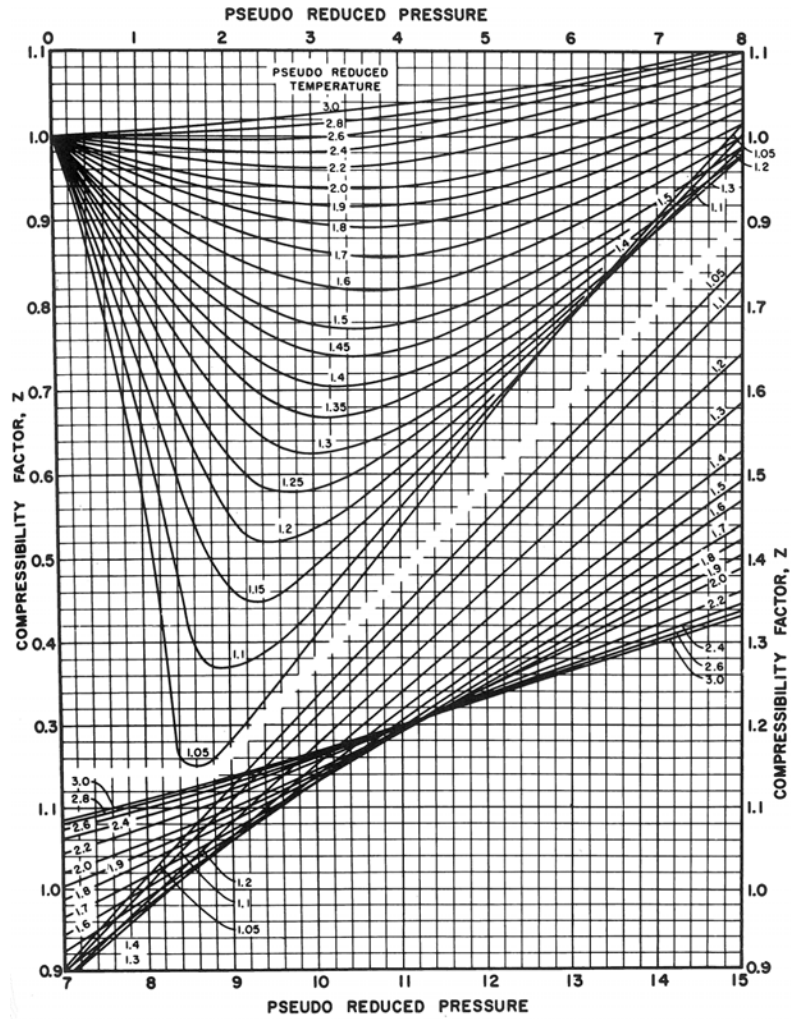


図 3.5.15 擬似対臨界圧力・温度の関数としての z -ファクター

(出典 : Craft B.C. and Hawkins M.F., 1959)

⑤ 粘度

ガスの粘度は、ガス比重、擬似対臨界圧力・温度の関数として、チャートより読み取ることができる。

(5) ガス・コンデンセート特性

① PVT 試験

ガス・コンデンセート流体に対しては図 3.5.16 に示す定積放散試験 (constant volume depletion test) が実施される。この試験では、圧力容器の体積を一定に保ったままガスのみを外部に放出し、放出したガスの基準状態での体積、組成、ガス・コンデンセート比および容器内に析出したコンデンセートの体積を測定するものである。

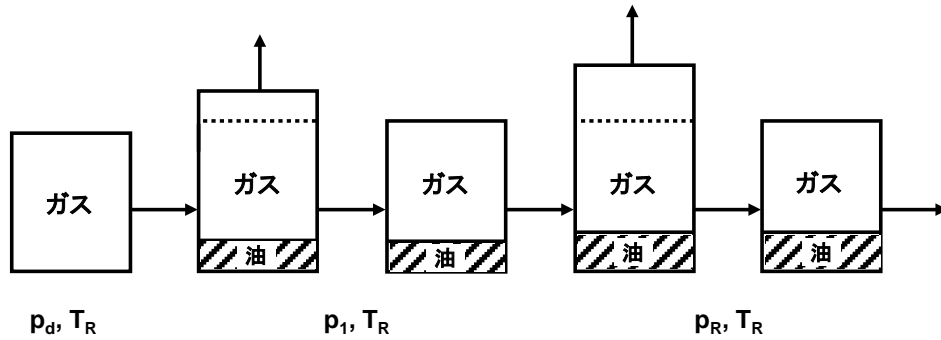


図 3.5.16 定積放散試験の概念

② ガス・コンデンセート特性

a) ガス特性

各圧力段階で放出された流体は、基準状態においては、モル分率 f_g で分子量 M_g のガスと、モル分率 $(1 - f_g)$ で分子量 M_c のコンデンセートの気・液 2 相に分離する。放出された流体が基準状態ですべてガスである（凝縮したコンデンセートが気化している）と仮定した場合、そのガスの比重 γ_{gc} [air=1] は、次式によって計算できる。

$$\gamma_{gc} = \frac{f_g M_g + (1 - f_g) M_c}{28.97} \quad (3.5.40)$$

貯留層状態のガス（コンデンセートが気化している状態のガス）の容積係数および粘度は、式 (3.5.40) より求めたガス比重を基に、本項 (4) に記載したのと同じ手法で推定できる。

また、各圧力段階における生産ガス - コンデンセート比 (gas condensate ratio) R は、PVT 試験結果を参照して推定できるが、この R は、基準状態におけるガスおよびコンデンセートのモル体積 V_{mg} 、 V_{mc} [m³/mol] およびガスモル分率 f_g と次式で関連付けられる。

$$R = \frac{f_g V_{mg}}{(1 - f_g) V_{mc}} \quad (3.5.41)$$

$$f_g = \frac{R/V_{mg}}{R/V_{mg} + 1/V_{mc}} \quad (3.5.42)$$

b) コンデンセート特性

各圧力段階で放出されたコンデンセートの基準状態の比重 γ_c は、PVT 試験によって測定できる。またこの比重は、式 (3.5.23) によって、API 比重に換算することができる。なお、コンデンセートの分子量 M_c は組成より計算することが望ましいが、測定データが無い場合には、コンデンセートの比重 γ_c より次式で推定できる。

$$M_c = \frac{44.29\gamma_c}{1.03 - \gamma_c} \quad (3.5.43)$$

一方、貯留層に析出するコンデンセート体積分率（飽和率）は、PVT 試験で測定した析出コンデンセート体積より計算する。

図 3.5.17 に生産ガス・コンデンセート比、生産ガスの比重、貯留層に析出するコンデンセートの体積分率の概念を圧力の関数として示す。

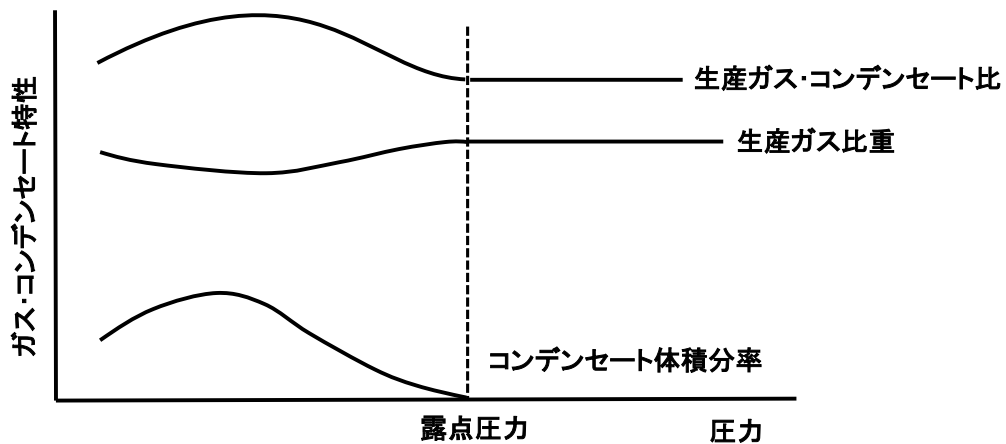


図 3.5.17 ガス・コンデンセート特性の概念

(6) 地層水特性 (formation water property)

貯留層に胚胎する水の特性（比重、圧縮率、容積係数、粘度）については、水分析により測定される各種イオンの含有量に基づいて水の塩分濃度をまず計算し、塩分濃度および圧力・温度の関数として、チャートより読み取ることができる。ただし、水の粘度に関しては、圧力に依存せずに一定として扱うことも多い。

3.5.4 排油機構と油・ガス生産

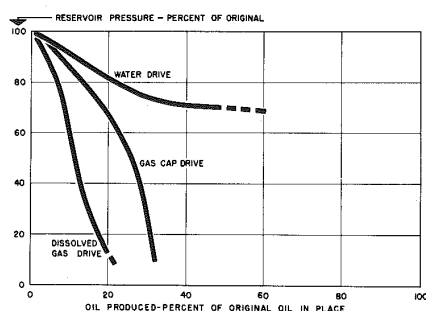
(1) 排油機構

排油・排ガス機構の基本形式には、圧縮流体が膨張するエネルギーに支配されるものと重力エネルギーに支配されるものとに大別されるが、前者の例として、溶解ガス押し (solution gas drive) 型、ガスキャップ押し (gas cap drive) 型、水押し (water drive) 型があり、後者の例に重力押し (gravity drive) 型がある。これら基本形式の組合わせによるものを組合せ押し (combination drive) 型と呼んでいる。多くの油層は組合せ押し型であるが、主として働く型によって、これらの型のいずれかに分類することができる。

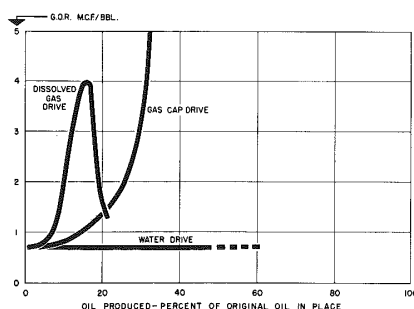
表 3.5.2 および図 3.5.18 に、各種排油機構の油層の特徴と典型的な生産挙動を載せる。

表 3.5.2 各種排油機構の特徴

排油機構	圧力変化	生産ガス油比	生産水油比	回収率
溶解ガス押し型	p_b までは急減少 p_b 以下で緩減少	p_b 以下で上昇、 その後、減少	低い	10~30%
ガスキャップ押し型	溶解ガス押しよ り緩やか	漸増	低い	20~40%
水押し型	小さい	初期溶解ガス油 比に等しい	漸増	30~75%



(a) 溶解ガス押し型、ガスキャップ押し型、水押し型油層の油層圧力の変化



(b) 溶解ガス押し型、ガスキャップ押し型、水押し型油層の生産ガス油比の変化

図 3.5.18 溶解ガス押し型、ガスキャップ押し型、水押し型の典型的な油層挙動

(出典 : Clark N.J., 1960)

① 溶解ガス押し型

この型の油層は初期圧力が沸点圧力よりも大きく、不飽和の状態にある。この状態で油層圧力が低下すると、油層圧力が沸点圧力に等しくなるまでは、排油エネルギー (drainage energy) は油相の膨張のみで極めて小さい。沸点圧力以下では油相よりガスが遊離し始め、油相は収縮しガス相は膨張して (図 3.5.14 参照)、これが排油エネルギーとなる。

油層圧力が沸点圧力に近い時には、遊離したガスの飽和率は小さい。油層圧力の低下に伴ってガス飽和率は徐々に増加し、ある点でガスの有効浸透率を有するに至り、図 3.5.19 (b) に示すように、層内は油・ガスの 2 相流となる。その後坑井での生産ガス油

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

比は著しく上昇するが、ガス排出後は生産ガス油比は再び低下する（図 3.5.18）。

この型の油層では、油相圧力の低下あるいはガスの生産に起因して十分な量の油の生産が不可能となった時点で油の採取が終了し、最終的な油回収率は10～30%と低い。

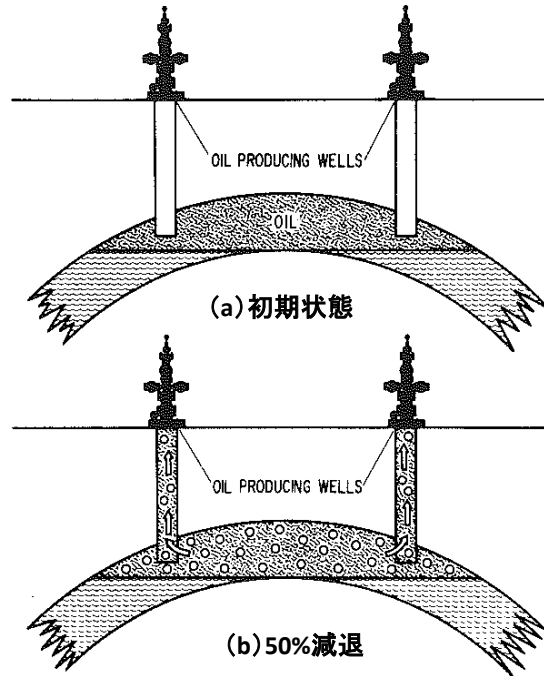


図 3.5.19 溶解ガス押し型 (出典：Clark N.J., 1960)

② ガスキャップ押し型

この型の油層は初期圧力が沸点圧力よりも低く、油に溶解されなかったガスは構造上部に移動してガスキャップを形成している（図 3.5.20）。したがって、ガス-油界面での初期油層圧は沸点圧力に等しい。この状態で油層圧が低下した場合、油が胚胎している部分の流体の挙動は、前述した溶解ガス押し型と同じであるが、これに加えてキャップガスの膨張が排油エネルギーとして大きく貢献する。キャップガスは膨張してガス-油界面が下降し、一部の油がガスによって置換されて坑井へと押される。

この型の油層からの原油の最終回収率は溶解ガス押し型のそれよりも大きく、20～40%の範囲であるが、この値は主としてガスキャップの大きさとガスの油置換効率とに依存する。すなわち、ガスキャップが大きければ、また置換効率が高ければ、油の回収率は向上する。置換効率に影響する因子では油の粘度と垂直方向の油層浸透率が重要で、前者が小さく後者が大きいほど置換効率は大きくなる。

ガスキャップ押し型油層の特徴および典型的な生産挙動を、表 3.5.2 および図 3.5.18 にそれぞれ示している。

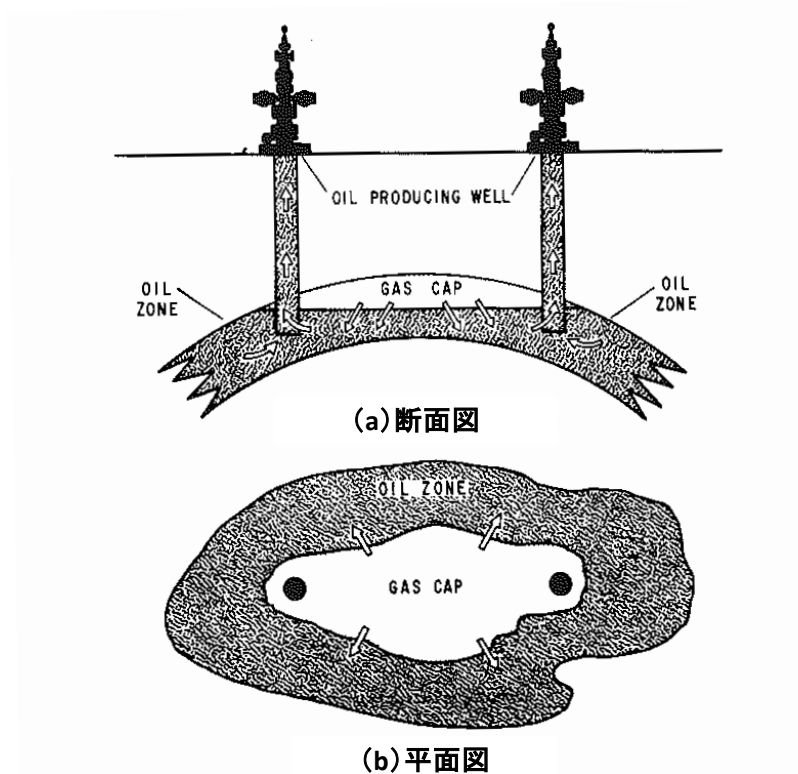


図 3.5.20 ガスキャップ押し型油層 (出典：Clark N.J., 1960)

③ 水押し型

この型の油層では、主として油層の側面や底部に隣接する帯水層内の水の膨張によって排油が行われる。水押しもガスキャップ押しと同じく置換型の排油である。油層圧力の低下に伴い、帯水層の水の膨張によって、水層から油層内への水の浸入が起こり、一部の油が水によって置換されて坑井へと押される(図 3.5.21)。ただし、水の圧縮率は非常に小さいため、水層がかなりの量(油量の数倍から無限大)の水を有していないと水押しの効果は目立たない。

水押し型の油層からの油の最終回収率は30~75%以上に達するが、この値は、主として油層への水の浸入量と水による油の置換効率とに依存する。隣接帯水層の規模と浸透率が大きければ水の浸入量は大きくなり、油の粘度が小さくなれば油の置換効率は高くなる。

図 3.5.18 に水押し型油層の生産挙動、表 3.5.2 にその特徴を示した。

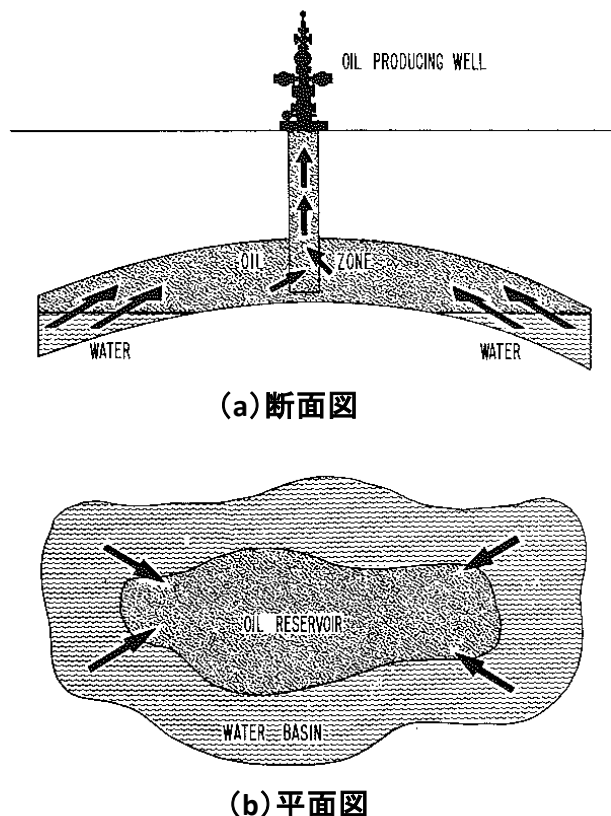


図 3.5.21 水押し型油層 (出典 : Clark N.J., 1960)

④ 重力押し型

この型の排油は油層内流体の密度の差異によって生ずる。重力作用により、ガスと油とは油層内分離を起こし、ガスは上方に移動し油は下方に向かって移動する。この現象はすべての油層においてある程度存在しているが、この作用が主として支配する油層を重力押し型油層または分離ガス押し型油層という。

重力押し型油層からの油の最終回収率は広範囲に変化するが、重力排油に適した油層状態で、重力による分離が最大になるように適切に生産井位置と生産レートを設定した場合には 80%以上に達することもある。この最終回収率は、油の粘度や相対浸透率にも依存するが、主として油層の傾斜方向の浸透率と傾斜の大きさに支配される。傾斜が大きく、またフラクチャーが発達しているなど浸透率が良好な場合には、油層で分離したガスが油層の構造頂部に移動・集積し、二次的ガスキャップを形成する。この様な場合には、油層底部に生産井を仕上げ、二次的ガスキャップ押しを利用できるように生産レートを調整して、高い回収率を得ることができる。

⑤ 組合せ押し型

上述の①~④は排油機構の基本型であるが、実際には二つ以上の排油機構が働いている油層が多い。図 3.5.22 はガスキャップ押し型と水押し型の組合せの例である。

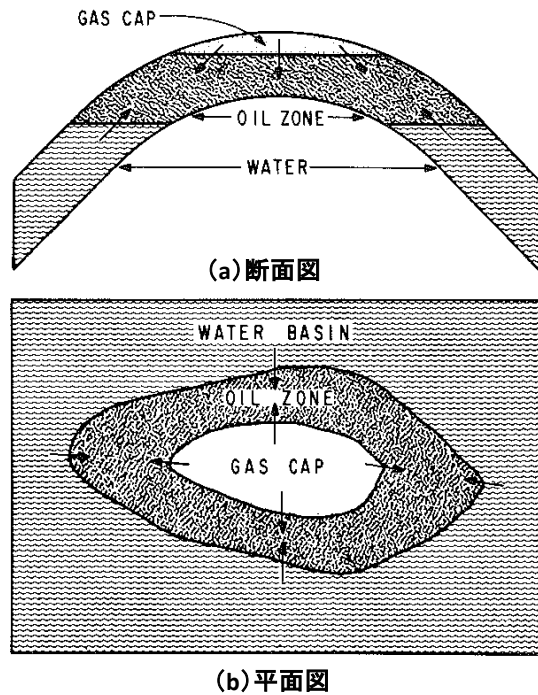


図 3.5.22 組合せ押し型油層 (出典: Clark N.J., 1960)

なお、上記の排油エネルギーが不十分である場合に、人工的にガスや水を油層に圧入して排油エネルギーを増強することがあるが、これを二次採取法 (secondary recovery) と呼んでいる。すなわち、二次採取法では、ガスキャップにガスを圧入したり、帯水層 (あるいは油層) に水を圧入したりする。因みに、油層が本来有していないエネルギー、例えば熱エネルギーや化学反応によるエネルギーを外部から注入するために、水蒸気、二酸化炭素、化学薬品等を油層に圧入する手法を、三次採取法 (tertiary recovery) あるいは増進回収法と呼ぶ (3.6 も参照)。

(2) 坑井挙動

ここでは、油層評価の基礎の一つである坑井挙動を紹介する。

① 非定常流動 (unsteady state flow)

周囲の他の坑井との干渉が無い場合には、例えば (周辺に他の坑井が存在しない) 探鉱井の坑井試験においては、単相流の流動方程式 (flow equation) は、次式の円筒座標系の物質収支式で表される。

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3.5.44)$$

ここで、 c_t は孔隙圧縮率と流体圧縮率の和、 μ は流体粘度である。これらを含め、上式の全ての変数の単位は SI 単位である。

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

式 (3.5.44) を式 (3.5.45) の初期条件と式 (3.5.46) および式 (3.5.47) の境界条件で解くと、式 (3.5.48) を導くことができる。

$$p = p_{ini}, \text{ for all } r, @ t = 0 \quad (3.5.45)$$

$$p \rightarrow p_{ini}, \text{ for } r \rightarrow \infty @ t > 0 \quad (3.5.46)$$

$$r \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{q\mu B}{2\pi kh}, \text{ for } r \rightarrow 0 @ t > 0 \quad (3.5.47)$$

$$p(r,t) = p_{ini} - \frac{q\mu B}{2\pi kh} \left[-\frac{1}{2} \text{Ei} \left(-\frac{\phi\mu c_t r^2}{4kt} \right) \right] \quad (3.5.48)$$

ここで、 p_{ini} は油ガス層の初期圧力、 q は基準状態における流体産出レートを示す。また、指数積分は次式で定義される。

$$\text{Ei}(-x) = -\int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du \quad (3.5.49)$$

さらに、式 (3.5.48) は、 $\frac{kt}{\phi\mu c_t r^2} > 25$ の場合には、次式の対数関数で近似することができる。

$$p(r,t) = p_{ini} - \frac{q\mu B}{4\pi kh} \left[\ln \left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r^2} \right) + 0.80907 \right] \quad (3.5.50)$$

したがって、流動坑底圧力 (flowing bottomhole pressure) $p_w(t)$ は、式 (3.5.50) に $r = r_w$ を代入して、さらに坑井近傍の生産障害 (スキン) を考慮してスキンファクター (skin factor) s を導入すると、坑井試験解析で用いられる次式が得られる。

$$p_w(t) = p_{ini} - \frac{q\mu B}{4\pi kh} \left[\ln \left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 0.80907 + 2s \right] \quad (3.5.51)$$

② 準定常流動 (semi-steady state flow)

上記では圧力が時間および空間の関数として変化する場合、すなわち無限に続く多孔質媒体における圧力変化について記載した。媒体が有限である場合には、あるいは他の坑井と干渉がある場合には、圧力が境界に伝播した後に、媒体のどの部分においても時間に対してほぼ一定に変化する、つまり $\frac{\partial p}{\partial t}$ がほぼ一定となることがあり、この状態を準定常状態 (semi-steady state) と呼んでいる。

図 3.5.23 に示すように、半径 r_e の境界を持つ円筒形媒体の中心に位置する坑井から定

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

流量で生産をし、圧力が境界まで伝播した後に流動が準定常状態に達したときの圧力挙動は、上記と同じく式 (3.5.44) を解いて求めることができる。ただし、初期条件の式 (3.5.45) と境界条件の式 (3.5.47) は同じであるが、境界条件の式 (3.5.46) は、閉境界を反映して次式となる。

$$\frac{\partial p}{\partial r} = 0, \text{ for } r = r_e, \text{ @ } t > 0 \quad (3.5.52)$$

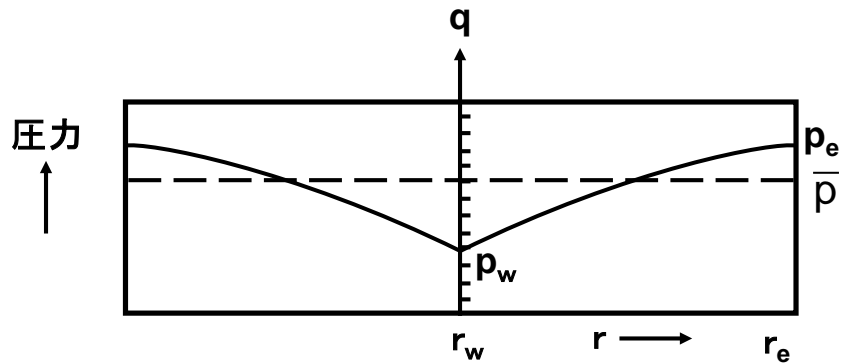


図 3.5.23 準定常状態における圧力分布

計算の詳細は省略するが、境界における圧力 p_e 、媒体内の平均圧力 \bar{p} および流動坑底圧力 p_w と流量 q との関係は次式で表される。

$$\begin{aligned} q &= \frac{2\pi kh(p_e - p_w)}{\mu B \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right)} \\ &= \frac{2\pi kh(\bar{p} - p_w)}{\mu B \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right)} \end{aligned} \quad (3.5.53)$$

なお、スキんファクター s を導入すると、式 (3.5.53) は次式となる。

$$\begin{aligned} q &= \frac{2\pi kh(p_e - p_w)}{\mu B \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} + s \right)} \\ &= \frac{2\pi kh(\bar{p} - p_w)}{\mu B \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right)} \end{aligned} \quad (3.5.54)$$

③ IPR (Inflow Performance Relationship)

IPR (Inflow Performance Relationship) とは、貯留層からどれだけの流体を生産することができるかを、流動坑底圧力の関数で示したものである。油層の場合、油の生産量は平均油層圧力や流動坑底圧力の関数として次式で表される。

$$q = J(\bar{p} - p_w) \quad (3.5.55)$$

ここで、

J は生産指数 (PI : Productivity Index) と呼ばれる係数であるが、式 (3.5.54) から、次式で表されることがわかる。

$$J = \frac{2\pi k k_{ro} h}{\mu_o B_o [\ln(r_e/r_w) - 3/4 + s]} \quad (3.5.56)$$

a) 線形 IPR

油の沸点圧力が低く、ドローダウン圧力 (drawdown pressure) ($\bar{p} - p_w$) を大きくしても油層でガスが遊離しなければ、式 (3.5.56) の k_{ro} は流動坑底圧力に依らず一定である。また油の粘度や容積係数は通常は圧力によって大きく変化しないため、式 (3.5.56) の μ_o および B_o は流動坑底圧力に依存せず、ほぼ定数と考えて良い。この場合、式 (3.5.55) の生産指数 J は定数と考えられるため、式 (3.5.55) で計算される流動坑底圧力 (p_w) と油生産レート (AOF: Absolute Open Flow) の関係を図示すると、図 3.5.24 に示すように直線関係が得られる。これが線形 IPR と呼ばれるもので、一般的には最も広く用いられている IPR である。なお、式 (3.5.55) で流動坑底圧力をゼロ、すなわち $p_w = 0$ とした場合に、理論的な最大生産レート (AOF: Absolute Open Flow) が求められる。この値を q_{max} として式 (3.5.55) を変形すると、線形 IPR は次式に示すように標準化される。

$$q_{max} = J\bar{p} \quad (3.5.57)$$

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - \frac{p_w}{\bar{p}} \quad (3.5.58)$$

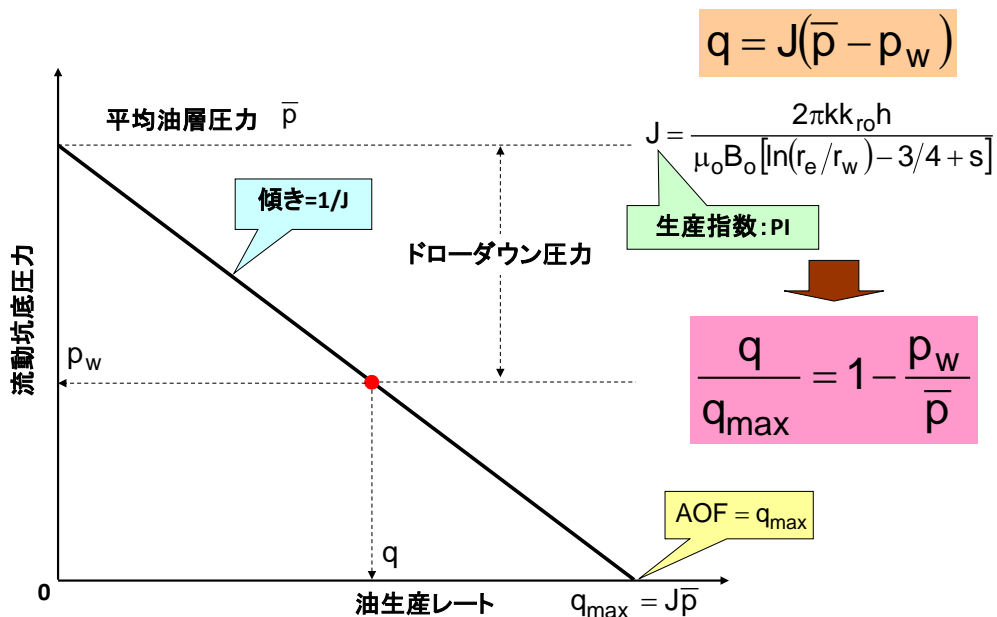


図 3.5.24 線形 IPR の概念

b) その他の IPR

油の沸点圧力がある程度高い場合には、ドロウダウン圧力が大きくなると、すなわち流動坑底圧力が小さくなると、油層でガスが遊離し、そのために式 (3.5.56) の k_{ro} が小さくなり、生産指数 J も小さくなる。したがって流動坑底圧力と油生産レートの関係は直線関係からずれていき、特に流動坑底圧力が小さくなる程、直線関係からの乖離の程度は大きくなる。この現象を考慮して、ガスが遊離した場合にもある程度適用できるように線形 IPR を修正した IPR が幾つか提唱されているが、その代表的なものが以下に示す Vogel の IPR と Fetkovich の IPR である。

$$\frac{q}{q_{max-Vogel}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_w}{\bar{p}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_w}{\bar{p}} \right)^2 \quad (3.5.59)$$

(Vogel の IPR)

$$\frac{q}{q_{max-Fetkovich}} = 1 - 0.8 \left(\frac{p_w}{\bar{p}} \right)^2 \quad (3.5.60)$$

(Fetkovich の IPR)

ここで、 $q_{max-Vogel}$ 、 $q_{max-Fetkovich}$ は、式 (3.5.57) で表される線形 IPR の AOF とは異なるそれぞれの IPR に特有の最大生産レートである。

いずれの IPR においても、ドロウダウン圧力が小さい場合には PI は同じになるはずである。すなわち、 $(PI)_{p_w=\bar{p}} = \left(\frac{dq}{dp_w} \right)_{p_w=\bar{p}}$ はどの IPR でも等しくなるため、式 (3.5.58)、

(3.5.59) および (3.5.60) は、線形 IPR における最大生産レート q_{max} を用いて、次式のように標準化される。

$$\frac{q(1+x)}{q_{max}} = 1 - (1-x) \left(\frac{p_{wf}}{p_s} \right) - x \left(\frac{p_{wf}}{p_s} \right)^2 \quad (3.5.61)$$

ただし、

$x=0$: 線形 IPR

$x=0.8$: Vogel の IPR

$x=1.0$: Fetkovich の IPR

図 3.5.25 に上記三つの標準化 IPR を示すが、Vogel の IPR および Fetkovich の IPR では、流動坑底圧力が小さくなるにつれて線形 IPR ほど生産レートが大きくなりえない様子が明示されている。

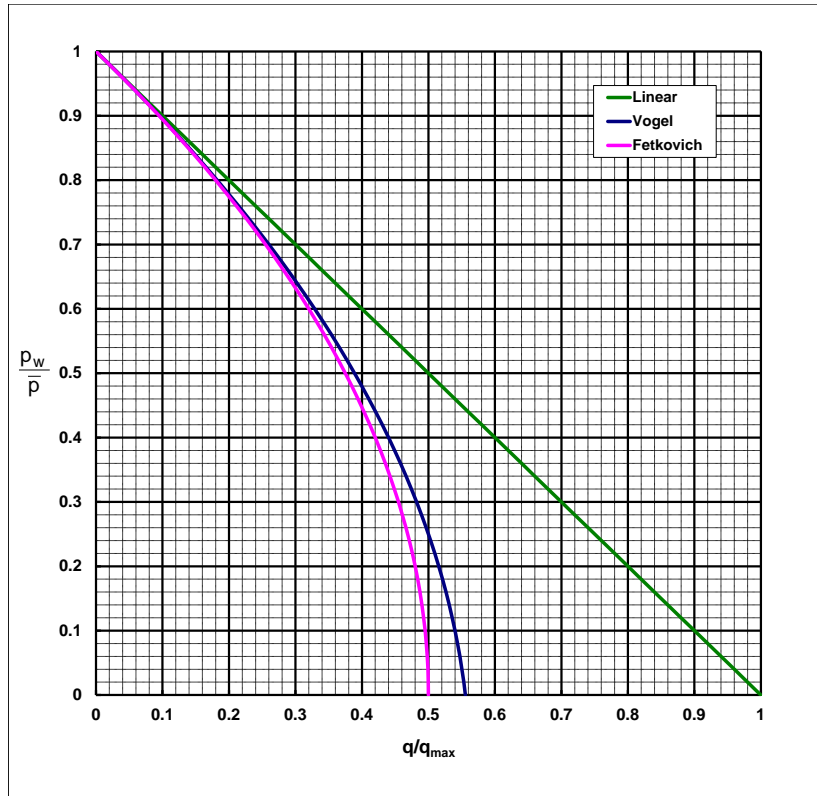


図 3.5.25 標準化した各種 IPR

④ OPR (Outflow Performance Relationship)

坑井から油・ガスを生産する際には、坑口で必要とされる圧力 (p_{wh-min}) が決まっている。すなわち、流動坑口圧力が p_{wh-min} よりも小さくなると、その坑井からの生産を継続できなくなる。OPR (Outflow Performance Relationship) とは、坑口で p_{wh-min} を維持するために必要な流動坑底圧力を流体レート関数として求めたものである。

坑井内の圧力損失は次式を含めて複数の式が提唱されているが、流体と坑井管壁との摩擦の推定が難しく、実測値に合わせて補正する必要がある。

$$V \frac{dp}{dz} + v \frac{dv}{dz} + g \cos \theta = -F \quad (3.5.62)$$

ここで、 V 、 Z 、 v 、 θ 、 F は、それぞれ、単位質量当たりの流体体積 [m^3/kg]、垂直深度 [m]、流速 [m/s]、坑井傾斜角 [rad]、摩擦熱係数 [$J/kg/m$] である。

図 3.5.26 に IPR と OPR を組み合わせた図を示すが、この図は、IPR と OPR の交点に対応する生産レートより大きなレートでは生産できない (坑口圧力が p_{wh-min} よりも小さくなってしまう) ことを示している。したがって、油層圧力 (\bar{p}) が十分に高い場合には、OPR に制約される流動坑底圧力 (p_w) が高くても、ある程度大きな生産レートで生産を継続できるが、油層圧力の低下に伴い IPR が変化してくると、生産レートを減少させなければ生産を継続することができなくなる。これが、油ガス層末期における生産減退の大きな要因である。

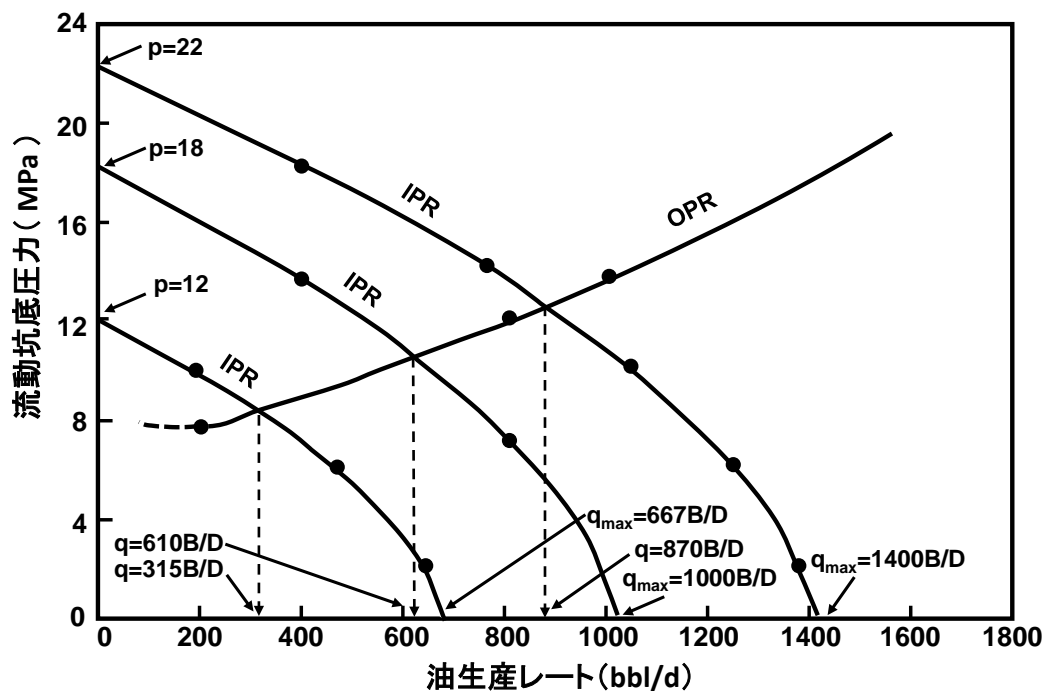


図 3.5.26 IPR と OPR

3.5.5 埋蔵量評価

(1) 埋蔵量の定義

ここでは 2007 年に SPE (Society of Petroleum Engineers) によって提唱された定義 (図 3.5.27) に従って、油ガス層における埋蔵量等の流体量について解説する。これらの流体量は全て基準状態に換算したもので、その単位は、SI 単位系では全て m^3 であるが、伝統的にフィールド単位系も併用されており、液体に対しては STB (Stock Tank Barrel = $0.159 m^3$)、気体に対しては SCF (Standard Cubic Feet = $0.02832 m^3$) で表記されることも多い。

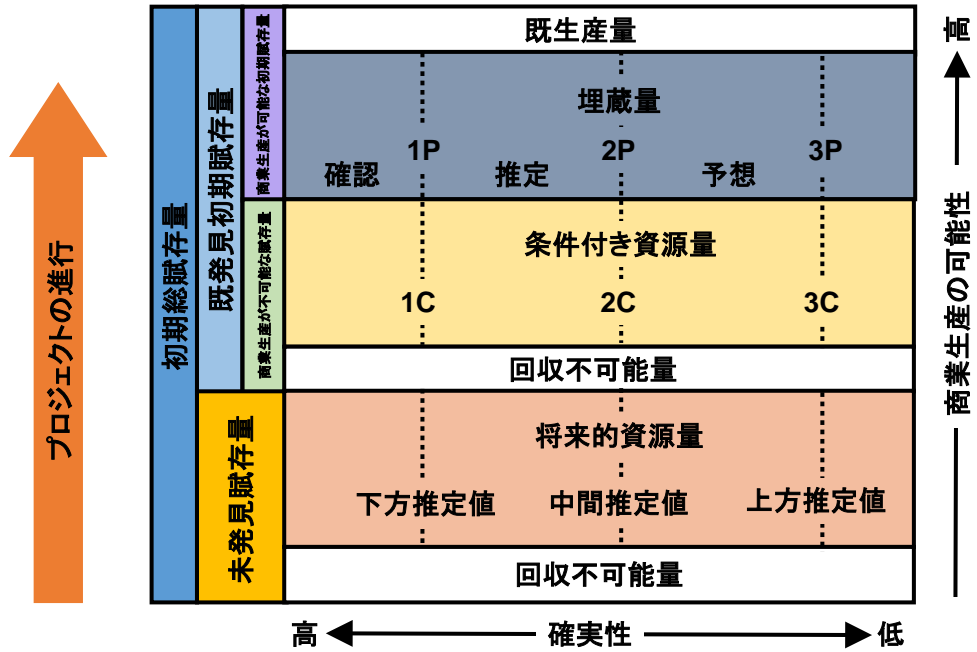


図 3.5.27 SPEによる埋蔵量等の定義

① 初期総賦存量 (total petroleum initially in place)

初期（生産前）に貯留層に胚胎する油・ガス資源の全体量を「初期総賦存量」と呼ぶ。「賦存量」については「原始埋蔵量 (original in place)」あるいは「資源量」と呼ばれることもあるが、他の分類の用語と混同して使用される懸念があるため、ここでは「賦存量」に統一して使用する。「初期賦存量」は未発見のものと既発見のものにさらに分類される。

② 未発見賦存量 (undiscovered petroleum initially in place)

未発見の賦存量は、堆積盆地の分析結果や過去の統計等に基づいて推定しているため、その信頼性は低い。未発見の賦存量の内、回収可能と考えられる量を「将来的資源量 (prospective resources)」と呼び、信頼度に応じて下方予想値、中間予想値、上方予想値の3種類の値が推定される。将来的資源量が期待される貯留層を、その地質学的な信頼度に基づき、プロスペクト、リード、プレイと呼ぶことも多い。

またこの未発見の賦存量の中には、回収不可能 (unrecoverable) と考えられる量も含まれている。

③ 既発見初期賦存量 (discovered petroleum initially in place)

既に発見されている賦存量は、現在の技術および経済条件で生産可能なものとそうでないものにさらに分類することができる。

a) 商業生産が不可能な賦存量 (sub-commercial petroleum initially in place)

評価時の技術および経済条件では生産することができなくとも、油価が上昇する、資源量がより正確に評価される、販売先が確定する等の条件を満たせば生産することが可

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

能な油・ガス量を「条件付き資源量 (contingent resources)」と称する。すなわち、「条件付き資源量」とは、技術的には回収可能であるが、何らかの制約で商業生産をすることができない量を指す。また「条件付き資源量」については、信頼度に応じて1C (最も信頼度の高い量)、2C (中程度の信頼度のものまでを含めた量)、3C (信頼度の低いものまでを含めた量) の3種類の値が推定される。

なお、商業生産が不可能な賦存量には、条件如何に依らず、技術的に生産不可能な量が含まれるが、これは回収不可能量に分類される。

b) 商業生産が可能な賦存量 (commercial petroleum initially in place)

評価時の技術および経済条件で生産することが可能な量が「埋蔵量」である。「埋蔵量」はその信頼度に応じて、確認 (proved) 埋蔵量、推定 (probable) 埋蔵量、予想 (possible) 埋蔵量に分類され、確認のみの埋蔵量の値を1P、確認と推定の二つの埋蔵量の合計値を2P、予想埋蔵量までを加えた値を3Pと称している。

商業生産が可能な賦存量には、(今後生産されるであろう) 埋蔵量に加えて、既に生産された「既生産量」が含まれる。したがって評価時における油・ガスの回収率は、既生産量と埋蔵量の合計 (埋蔵量として3Pを採用する場合には商業生産が可能な賦存量に等しい) を既発見初期賦存量で除した値に等しい。将来的に技術が進歩したり、周囲の条件が変化したりすれば、評価時には「商業生産が不可能な賦存量」や「未発見賦存量」に分類されていたものが、「埋蔵量」として計上され、埋蔵量が増加するが、これを「埋蔵量成長 (reserve growth)」と呼ぶ。いくら油・ガスを生産しても埋蔵量がそれほど減少しない、あるいは逆に増加するのは、この埋蔵量成長による。

(2) 埋蔵量評価手法

油ガス田の埋蔵量評価手法は、参照するデータによって容積法 (volumetric method)、物質収支法、減退曲線法 (decline curve method) に大別できる。また、別の分類として、最も蓋然性が高いと考えられる埋蔵量の値を推定する決定論的手法 (deterministic method) と、期待される埋蔵量値の確率分布を推定する確率論的手法 (probabilistic method) とに区別することもできる。

① 容積法

容積法では、地震探査、検層、コア分析、流体分析、坑井試験等のデータに基づいて、対象とする貯留層の特性を推定し、貯留層に胚胎する油・ガスの初期賦存量を求める。さらに油・ガスの回収率を推定することによって、油・ガスの埋蔵量を計算する手法で、最も広く用いられる。

a) 油ガス層特性を均一と仮定する場合

油層については油および溶解ガスを対象に、次式により埋蔵量を推定する。

$$\begin{cases} N_i = VR_{NG}\phi(1-S_{wi})/B_{oi} \\ N = N_i E_o - N_p \end{cases} \quad (3.5.63)$$

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

$$\begin{cases} G_i = N_i R_{si} \\ G = G_i E_g - G_p \end{cases} \quad (3.5.64)$$

ここで N_i および N は油の既発見初期賦存量と埋蔵量を、 G_i および G は溶解ガスの既発見初期賦存量と埋蔵量を示す。また V 、 R_{NG} 、 ϕ 、 S_{wi} 、 B_{oi} 、 R_{si} は油層特性で、それぞれ油層体積（面積×厚さ）、ネットグロス比、孔隙率、初期水飽和率、初期油容積係数、初期溶解ガス油比を表す。また、 E_o および E_g は油および溶解ガスの回収率、 N_p および G_p は、基準状態における油および溶解ガスの評価時までの累計生産量である。

油層体積は地震探査データから、ネットグロス比、孔隙率および初期水飽和率は検層およびコア分析データから、油ガスの容積係数は流体分析（PVT試験）データから推定することができる。一方、油・ガスの回収率は貯留層特性や排油機構のみならず、貯留層の不均質性や生産手法等にも依存するため、その推定は困難である。古くは類似油層の過去の統計値等の簡便的な値を適用していたが、現在では、次項で紹介する数値シミュレーションによって推定するのが主流となっている。

同様に乾性ガス層あるいはガスキャップについては、次式によってガスの埋蔵量を推定する。

$$\begin{cases} G_i = VR_{NG}\phi(1 - S_{wi})/B_{gi} \\ G = G_i E_g - G_p \end{cases} \quad (3.5.65)$$

ただし、式(3.5.65)で変数 G と下付添え字 g は、式(3.5.63)の変数 N と下付添え字 O に代わって、（遊離）ガスを表す。

ガス・コンデンセート層においては、次式によって、コンデンセートが気化した状態のガスの初期賦存量 G_{ci} を推定する。

$$G_{ci} = VR_{NG}\phi(1 - S_{wi})/B_{gci} \quad (3.5.66)$$

ただし、 B_{gci} はコンデンセートが気化した状態でのガスの容積係数である。基準状態におけるガスおよびコンデンセートの埋蔵量は、この G_{ci} の値を基に、次式で推定する。

$$\begin{cases} G_i = f_g G_{ci} \\ G = G_i E_g - G_p \end{cases} \quad (3.5.67)$$

$$\begin{cases} N_i = G_i / R_i \\ N = N_i E_o - N_p \end{cases} \quad (3.5.68)$$

式(3.5.67)における f_g は、式(3.5.40)～(3.5.42)に示したガスマル分率である。

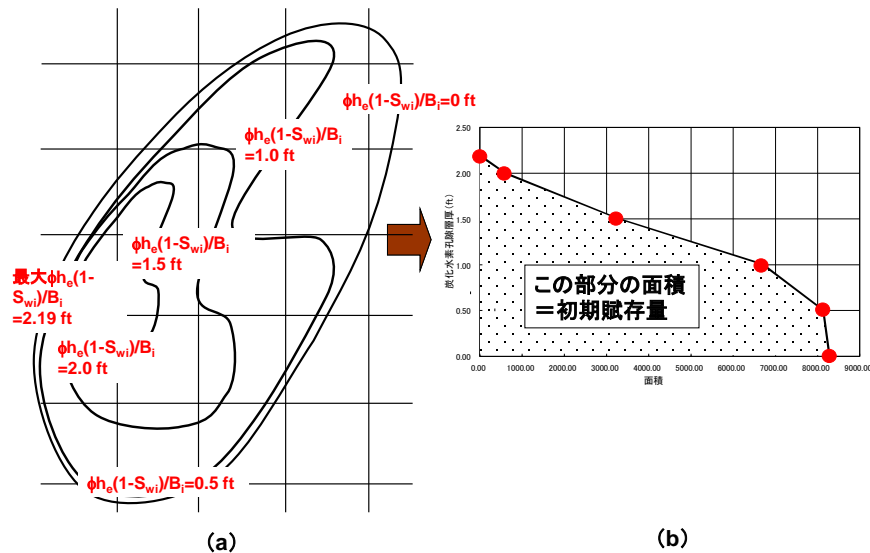
第3章 探鉱から生産までの基礎技術

また式 (3.5.68) において、 N はコンデンセートの埋蔵量を表す。なお、湿性ガスの場合にも、式 (3.5.66) ~ (3.5.68) を用いることで、ガスと液体分の埋蔵量を別々に推定することが可能となる。

b) 油ガス層特性が不均一な場合

孔隙率や層厚等の特性が油ガス層全体にわたって均一と見做せることは極めて稀である。したがって、探鉱段階のように、坑井数が少なく、貯留層特性の分布を推定することが困難な場合を除いて、貯留層の不均質性を考慮して埋蔵量を評価することとなる。

古典的な手法は、各坑井において炭化水素孔隙有効層厚 (hydrocarbon net pay thickness) ($\phi h_e(1-S_{wi})/B_i$) を計算し、それに基づいて等炭化水素孔隙有効層厚マップを作成し、各炭化水素孔隙有効層厚とそれに対応する面積をプロットして、それを積分することで油・ガスの初期賦存量を推定することができる (図 3.5.28)。なお、 h_e は有効層厚、 B_i は流体の初期容積係数である。



(a) $\phi h_e(1-S_{wi})/B_i$ (炭化水素孔隙有効層厚) マップ

(b) 炭化水素初期賦存量の推定

図 3.5.28 古典的容積法による初期賦存量の推定

近年は、図 3.5.3 に示したように、油ガス層を複数の微細なグリッドブロックに分割した地質モデルを構築することが多い。このモデルでは、坑井における ϕ 、 h_e 、 S_{wi} 、 B_i の値から、各グリッドブロックにおけるこれらの値を補間等によって推定し、各グリッドブロックに対して計算された初期賦存量を貯留層全体で合計して初期賦存量を求める。

② 物質収支法

容積法のように貯留層の各特性を推定し、それを積み上げて埋蔵量を推定するのでは

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

なく、油ガス層を一つのタンクと見做して、生産量と貯留層圧力の関係から埋蔵量等を推定する手法が物質収支法である。この手法では、油ガス層（すなわちタンク）内で流体は PVT 特性に基づく平衡状態になっているとの仮定に基づいて導出した理論式（物質収支式）に、累計生産量や貯留層圧力の実測値を当てはめることで、流体量を推定することができる。したがって、油ガス層の個々の特性（孔隙率、有効層厚、水飽和率等）を推定する必要はないが、ある程度の期間の生産履歴が必要となる。

a) ガス層の物質収支

図 3.5.29 (a) に示すように、初期ガス賦存量が G_i であるガス層から G_p のガスおよび W_p の水を生産した結果、ガス層圧力が初期圧力 p_i から p へと低下したとする。この間にガス層には貯留層状態で w_e の水が浸入したとすると、ガス層の孔隙容積は不変だと仮定すると、以下の式が成立する。

$$G_i B_{gi} = (G_i - G_p) B_g + (W_e - W_p) B_w \quad (3.5.69)$$

ここで B_{gi} および B_g は、 p_i および p におけるガスの容積係数で、3.5.3 項の (3) で解説した方法で推定することができる。また、 B_w は圧力 p における水の容積係数である。

式 (3.5.69) は次式のように変形できる。

$$G_i = \frac{G_p B_g - (W_e - W_p) B_w}{B_g - B_{gi}} \quad (3.5.70)$$

ガス層への水の浸入量 w_e は van Everdingen-Hurst の式等によって推定することができるが、ガス層の中には、水の浸入および生産を殆ど無視することができるものも多い。その場合、式 (3.5.70) は次式に変形できる。

$$G_i = \frac{G_p B_g}{B_g - B_{gi}} \quad (3.5.71)$$

3.5.3 項で示したように、 B_g は z/p に比例するため、式 (3.5.71) は最終的に次式で表される。

$$p/z = p_i/z_i - \frac{p_i}{G_i z_i} G_p \quad (3.5.72)$$

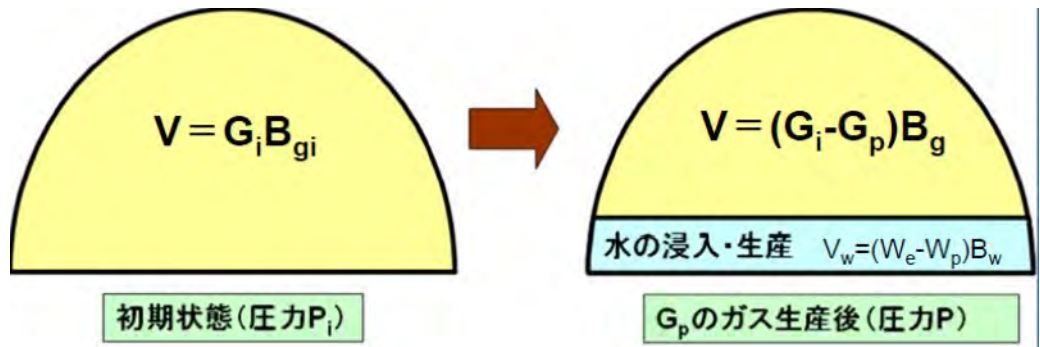
ここで、 z_i および z は圧力 p_i および p におけるガスの z -ファクターであるが、3.5.3 項の (3) で解説した手法で推定できる。

式 (3.5.72) は p/z と G_p が直線関係となることを示しており、両者をプロットすると図 3.5.29 (b) が得られる。この直線を $p = 0$ つまり $p/z = 0$ まで延長すれば、 G_i 、すなわち初期ガス賦存量を推定することができる。また実際には $p = 0$ になるまでガスを生産する

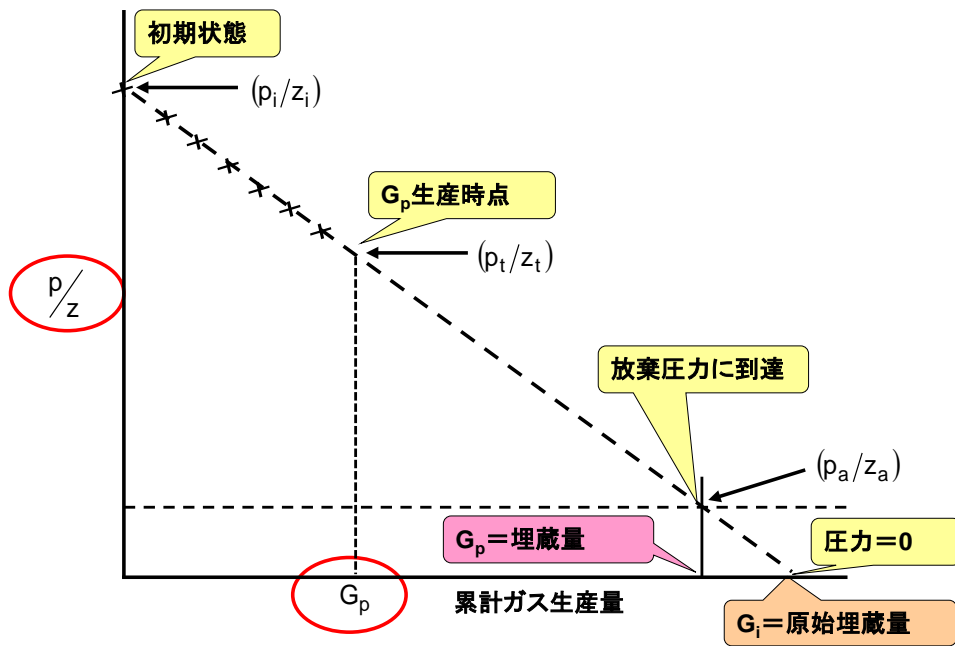
第3章 探鉱から生産までの基礎技術

ことは不可能であり、ガス層圧力がある圧力 p_a (放棄圧力) に達するとガスは生産できなくなる。したがって生産可能な量であるガス埋蔵量は、上記の直線で $p/z = p_a/z_a$ に対応する G_p に等しくなる。

なお、水の浸入を無視できない場合の埋蔵量推定については、Havlena-Odeh の方法等が提唱されている。



(a) 物質収支法の概念



(b) ガス層埋蔵量の推定

図 3.5.29 ガス層の物質収支法

b) 油層の物質収支

図 3.5.30 (a) に示すように、初期油賦存量が N_i である油層内に、油部分の体積の m 倍の体積を持つガスキャップが存在する（地震探査や検層結果から推定される）と仮定する。この場合、ガスキャップを含む油層全体の体積 V は次式で表される。

$$V = N_i B_{oi} + m N_i B_{oi} \quad (3.5.73)$$

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

ただし、 B_{oi} は初期圧力 p_i における油の容積係数である。

この油層から N_p の油と $N_p R_p$ (R_p は生産ガス油比) のガスおよび W_p の水を生産した結果、油層圧力が p_i から p に低下した場合、その状態での油層内の流体の体積について考える。

まず、圧力の低下に伴ってガスキャップは次式で表されるように膨張する。

$$V_{gas\ cap} = m N_i B_{oi} \frac{B_g}{B_{gi}} \quad (3.5.74)$$

また、油部分の体積は、油生産や圧力低下に伴うガスの遊離によって、次式のように収縮する。

$$V_{oil} = (N_i - N_p) B_o \quad (3.5.75)$$

ただし、 B_o は圧力 p における油の容積係数である。

一方、油から遊離したガスは、その全てが油層に留まっていると仮定すれば、油層での体積は、次式で表される。

$$V_{liberated\ gas} = [N_i R_{si} - (N_i - N_p) R_s] B_g \quad (3.5.76)$$

なお、 R_{si} および R_s は、それぞれ p_i および p における溶解ガス油比である。

ただし、一部のガスは既に生産されてしまっているため、既生産ガスの油層での体積も考慮しなければならない。

$$V_{produced\ gas} = N_p R_p B_g \quad (3.5.77)$$

さらに水の浸入部分の体積は次式で表される。

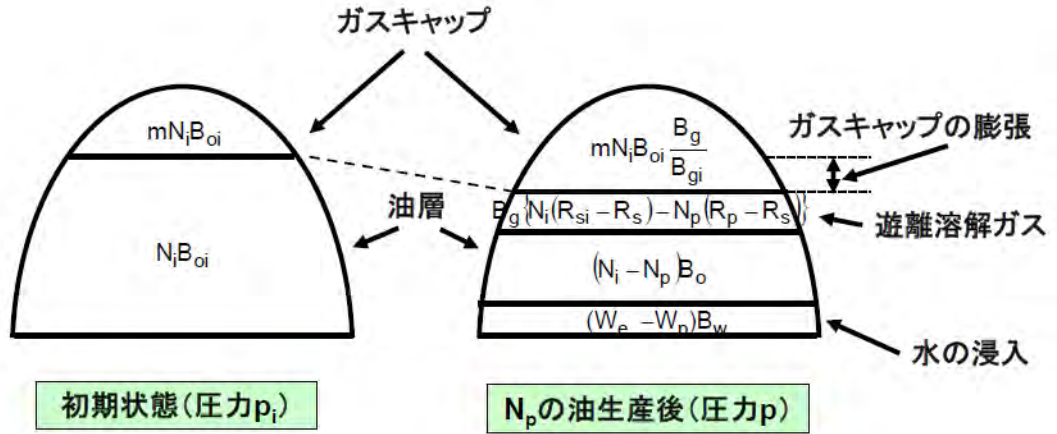
$$V_{water} = (W_e - W_p) B_w \quad (3.5.78)$$

$V_{gas\ cap} + V_{oil} + V_{liberated\ gas} + V_{water} - V_{produced\ gas}$ が式 (3.5.73) の V と等しいため、油層に対する以下の物質収支式が導出される。

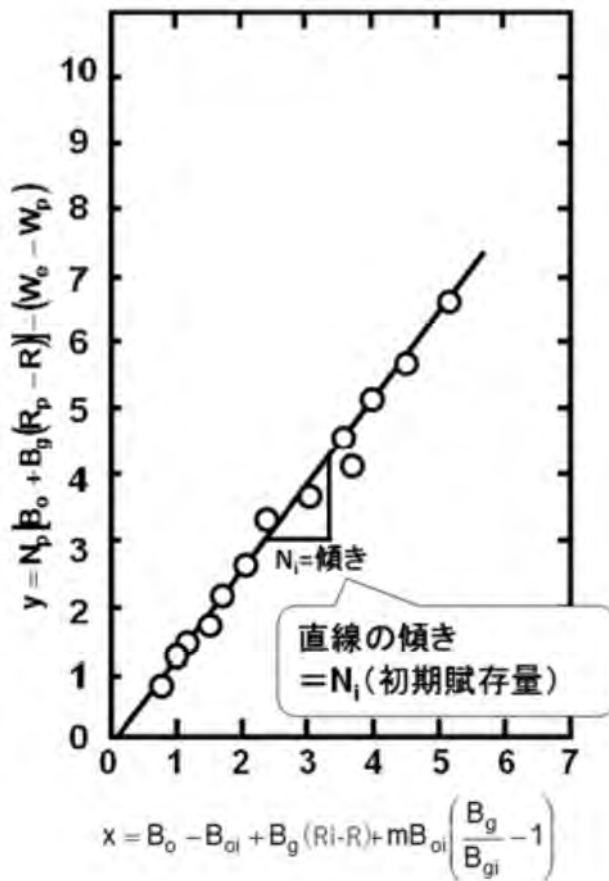
$$N_i = \frac{N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] - (W_e - W_p) B_w}{B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} - R_s) + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)} \quad (3.5.79)$$

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

ここで x を式(3.5.79)の右辺の分母、 y を分子とすると、 x および y は生産量および油層圧力の履歴から算出され、図3.5.30(b)のように比例関係となり、油の初期賦存量 N_i はこの比例定数と等しくなる。



(a) 物質収支法の概念



(b) 初期油賦存量の推定

図 3.5.30 油層の物質収支法

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

③ 減退曲線法

油・ガスの生産が既に減退期に入っている場合には、図 3.5.31 に示すように、過去の生産レートの履歴を経済限界に相当する生産レートまで外挿すれば、今後生産できる量を推定すること、すなわち埋蔵量を推定することができる。ただし、この手法では生産が減退に至るまでの長期間の履歴が必要であり、また可採量を推定することはできるが、初期賦存量を推定することはできない。

減退曲線法では、生産履歴を参照し、指数曲線型、双曲線型、調和曲線型の3種類から1つを選択して適用する。

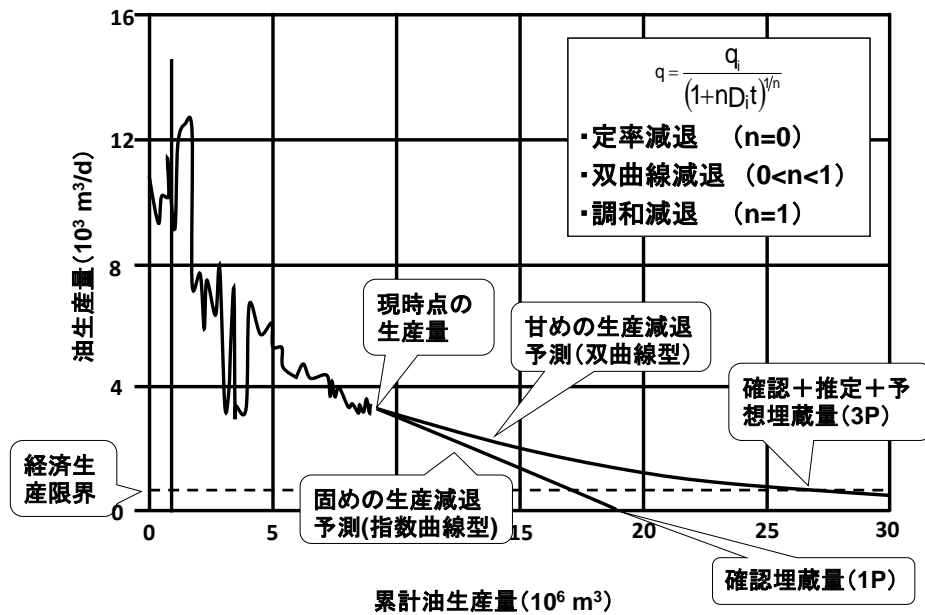


図 3.5.31 減退曲線法による埋蔵量の推定

指数曲線型の減退曲線は次式で表される。

$$\begin{cases} q_t = q_i e^{-Dt} \\ Q_t = \int_0^t q_t dt = \frac{q_i - q_t}{D} \end{cases} \quad (3.5.80)$$

ここで、 q_i および q_t は初期および時間 t における生産レート、 Q_t は時間 t における累計生産量、 D は減退率（生産レートの減退量と累計生産量の比 $\frac{dq}{dQ}$ ）を示す。油ガス層の末期には、指数型の減退を示す例が多い。

双曲線型の減退曲線は次式で表される。

$$\begin{cases} q_t = q_i (1 + nD_i t)^{-\frac{1}{n}} \\ Q_t = \int_0^t q_t dt = \frac{q_i^n}{(1-n)D_i} (q_i^{1-n} - q_t^{1-n}) \end{cases} \quad (3.5.81)$$

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

ただし、 n は $0 < n < 1$ の指数で、 D_i は減退開始時の減退率 $\left(\frac{dq}{dq}\right)_{t=0}$ である。減退が比較的早期から開始されている場合には、双曲線型の減退曲線となることが多く、図 3.5.31 に示すように、初期減退率が同じであれば指数曲線型の減退曲線による予測よりも大きな埋蔵量が予測される。

調和曲線型の減退曲線は次式で表されるが、この型の減退曲線は楽観的に過ぎ、適用例は殆どない。

$$q_t = q_i(1 + D_i t)^{-1}$$
$$Q_t = \int_0^t q_t dt = \frac{q_i}{D_i} \ln \left(\frac{q_i}{q_t} \right) \quad (3.5.82)$$

④ 確率論的手法

前述の確認・推定・予想埋蔵量は国や機関、会社によって独自に定義されており、その内容は多様である。また近年では油ガス層のもつ不確実性を表現することの重要性が認識されている。そこで、決定論的に一つの値の埋蔵量を推定・報告するのではなく、埋蔵量が曖昧な数字であるとの立場から、確率論的手法によって埋蔵量を確率分布として推定する手法が広がりつつある。この手法を導入することにより、埋蔵量に対する不確実性が明確になり、埋蔵量をリスク分析の一つのパラメータとして取り扱うことができる。また、例えば確認埋蔵量を 90%以上の確度を持つ量 (P90) と定義すれば、個々の評価者による評価値の違いを防ぐことが期待できる。

ここでは、確率論的手法を容積法に適用した代表的手法であるモンテカルロ法 (MC: Monte Carlo method) と地質統計学 (geostatistics) 的手法を紹介するが、減退曲線法においても、減退率の確率分布を与えて確率論的に埋蔵量を推定するなど、確率論的手法が広く適用できることに留意されたい。

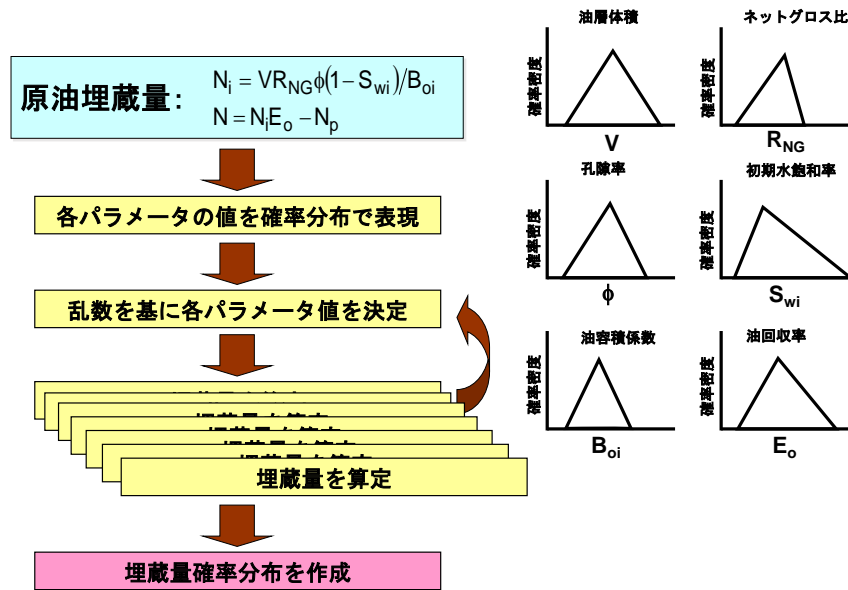
a) モンテカルロ法

油ガス田開発の初期においては、容積法の計算における各パラメータ、すなわち式 (3.5.63) 等における V 、 R_{NG} 、 ϕ 、 S_{wi} 、 B_{oi} 、 E_o 等の値は不確実であるため、各パラメータ値をある確率分布として表現することができる。この場合、図 3.5.32 (a) に示すように、各パラメータの値は確率分布と乱数によってランダムに推定される。これらのランダムに推定されたパラメータ値に基づいて複数回 (通常は数千回～数万回) 計算される埋蔵量値は、結果として図 3.5.32 (b) に示すように一つの確率分布として表すことができる。この手法がモンテカルロ法による埋蔵量計算として知られている。

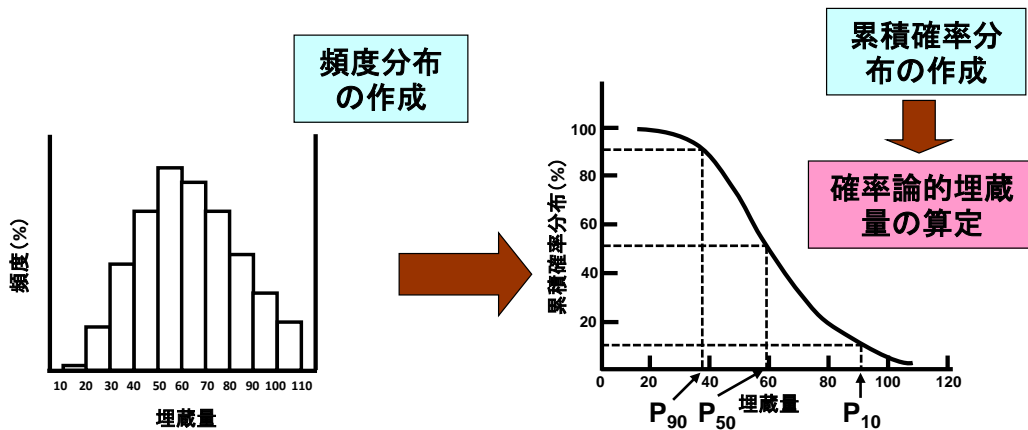
図 3.5.32 (b) に示すように、モンテカルロ法では、累積確率分布関数の例えば 90%、50%、10%に対応する埋蔵量の値を、それぞれ P90、P50、P10 と表現する。すなわち P90 とは、90%の確率で埋蔵量はこの値よりも大きくなると期待される悲観的な (下方の) 値であり、P10 とは、この値よりも埋蔵量が大きくなる確率は 10%しかないという楽観的な (上方の) 値である。本項 (1) で述べた確認、推定、予想の各埋蔵量とモンテカルロ法によって求められた埋蔵量分布を単純に関係付けることはできないが、確認埋

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

蔵量は P90、推定埋蔵量は P50~P70、予想埋蔵量は P10~P30 くらいに相当すると考えられる。



(a) 概念



(b) 埋蔵量確率分布の作成

図 3.5.32 モンテカルロ法

b) 地質統計学を用いた手法

地質統計学は、坑井位置等に限定されて取得されている散在データから、データ間の特性値の確立分布を推定する有力手法で、埋蔵量評価に必要な構造、層厚、孔隙率等の分布を複数通り推定することを可能とする。この手法ではまず、データ間の距離とそのデータの類似性をバリオグラム (variogram) と呼ばれる関数で定量化する。次に、既知のデータをコントロールポイントとして使用し、バリオグラムで定義されたデータの距離と類似性を参照して、クリギング (kriging) という手法により、コントロールポイン

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

ト以外の場所において最も蓋然性が高いと考えられる貯留層特性値を推定すると共に、その推定値に内在する誤差の分布も計算する。

最終的には条件付きシミュレーション (conditional simulation) と呼ばれる手法により、コントロールポイント以外の場所で推定されたパラメータを、誤差の確率分布に基づきランダムに変化させ、幾通りもの貯留層特性分布を作成する (図 3.5.33)。分布の一つ一つをリアリゼーション (realization) と呼び、各リアリゼーションに対して油ガス層シミュレーションを実施して回収率を計算することにより、埋蔵量の確率分布を求めることができる。モンテカルロ法に比べ、一つのリアリゼーションの処理に時間がかかるため、通常は 10~100 程度のリアリゼーションを作成する。

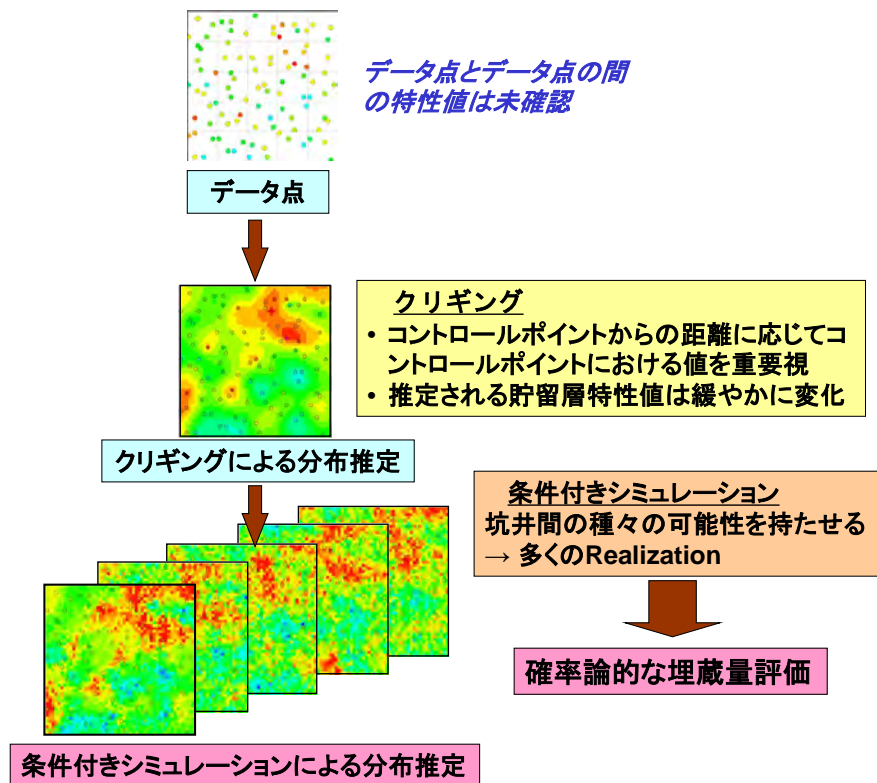


図 3.5.33 地質統計学を用いた手法の概要 (特性分布推定例)

⑤ 各開発段階における埋蔵量評価

探鉱段階、あるいは未開発段階においては、(生産データがないため)容積法によって埋蔵量を推定することになるが、坑井数も少なく、油ガス層特性の不確実度は極めて高い。そこで各パラメータの不確実度に応じて確率分布を与える確率論的手法によって埋蔵量を推定し、リスク分析等に資することが多い。

開発がある程度進んだ段階では、生産井を含め、坑井におけるデータが取得される。そのため、容積法によって上記よりは精度良く埋蔵量を推定することができる。すなわち、確率論的に推定される埋蔵量の幅が、上記よりも狭くなる。

さらに開発・生産が進み、初期賦存量の 5~10%以上の油ガスが生産されると、生産履

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

歴と圧力挙動の動的データが蓄積される。これを用いて物質収支法によって埋蔵量を推定することも可能となる。生産の最終段階で生産レートが減退し始めれば、減退曲線法によって、かなり精度良く埋蔵量を推定することができる。

3.5.6 油ガス層スタディ

油ガス層の開発計画を策定する上で、油ガス層の挙動予測は不可欠であるが、近年は数値シミュレーションによって油ガス層の挙動予測が行われることが一般的になっている。油ガス層シミュレーションは、コンピュータ上で貯留層を模擬して数値化したモデル（油ガス層モデル：図 3.5.3 参照）を構築し、任意に想定した操業条件（坑井配置、生産量等）に基づいて油ガス層挙動（圧力の変化、流体の移動等）を予測する模擬計算である。この模擬計算を行うプログラムが油ガス層シミュレータ（reservoir simulator）と呼ばれる大規模なプログラムである。

油ガス層シミュレーションスタディは、通常は、1) 油ガスモデルの構築、2) 過去の貯留層挙動の再現計算に基づく油ガス層モデルの修正を行うヒストリーマッチング（history matching）、3) 将来挙動予測（prediction）の順に進められる。

(1) 油ガス層モデリング

① 地質モデリング

3.5.1 項で概説したように、地震探査データ解釈、検層データ解析、コア分析、坑井試験解析の結果を参照して、図 3.5.3 に示すように、3次元地質モデルの各グリッドブロックの特性、すなわち、油ガス層構造（深度、総層厚）、貯留岩特性（有効層厚、岩相、孔隙率、絶対浸透率、毛細管圧力、相対浸透率）、流体特性（密度、容積係数、粘度、溶解ガス油比）、および初期状態（圧力、流体飽和率）を推定する。

② アップスケールリング（upscaling）

地質モデルは、多くの場合、貯留層の小さなスケールの不均質性を表現するために、小さなグリッドブロックで構成されており、多大な数のグリッドブロックで構成されている。一方、油ガス層シミュレーションは複雑な計算で、膨大な計算時間を要するため、それに使用する油ガス層モデルのグリッドブロック数は、ある程度制限する必要がある。そこで、地質モデルの複数のグリッドブロックを一つにまとめてグリッドブロック数を減らして油ガス層モデルに変換することが肝要となる。このときに地質モデルで表現している小さな不均質性の特徴をなるべく失わないように、より大きな油ガス層モデルのグリッドブロックに適用すべき特性値、特に浸透率や相対浸透率といった流体の流動特性値を推定するために、アップスケールリングと呼ばれる手法が試みられている（図 3.5.2）。

③ 油ガス層モデリング

アップスケールされた地質情報に加え、模擬計算に必要な操業条件および計算条件も定義することで、油層モデルが完成する。操業条件とは、坑井の位置、仕上げ区間、坑径、坑井障害（スキーン）の程度等の坑井データと生産・圧入量および生産・圧入条件（最

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

小坑口圧力、最大水・ガス生産量等) などであり、計算条件とはタイムステップサイズや計算の収束条件等である。

(2) 油ガス層シミュレーション

① 油ガス層シミュレータ

ここでは最も簡単な例として、ブラックオイル型 (black oil type) のシミュレータについて概説する。ブラックオイル型のシミュレータでは、油・ガス・水の3相を取り扱うが、基準状態で油・ガス・水となるものをそれぞれ油・ガス・水成分と呼び、油層状態で形成される相とは異なることに留意されたい。すなわち、ガスと水相はそれぞれガス成分と水成分のみで構成されるが、油相は油成分と(溶解)ガス成分の2成分で構成されていると考える。

ブラックオイル型のシミュレータは、油・ガス・水の各成分に対する流動方程式(物質収支式)を解くものである。図 3.5.34 に微小な計算要素における油の流動を示すが、微小時間に対する油の物質収支(質量保存)は、以下の連続の式で表される。

$$-\nabla \cdot (\rho_o \vec{u}_o) - \rho_o \hat{q}_o = \frac{\partial}{\partial t} (\phi S_o \rho_o) \quad (3.5.83)$$

ここで、 ρ_o 、 \vec{u}_o 、 \hat{q}_o 、 ϕ 、 S_o は、それぞれ油成分の密度 [kg/m³]、油相のフラックス(見かけ速度)ベクトル [m/s]、計算要素の単位かさ体積あたりの油相の排出レート [kg/s/m³]、計算要素の孔隙率、油飽和率を示す。また、独立変数である t は時間 [s] を示す。式 (3.5.83) の油成分の密度は貯留層圧力の関数であるが、基準状態の油成分の密度を ρ_{os} とすれば、油相の容積係数 B_o を用いて次式で表される。

$$\rho_o = \frac{\rho_{os}}{B_o} \quad (3.5.84)$$

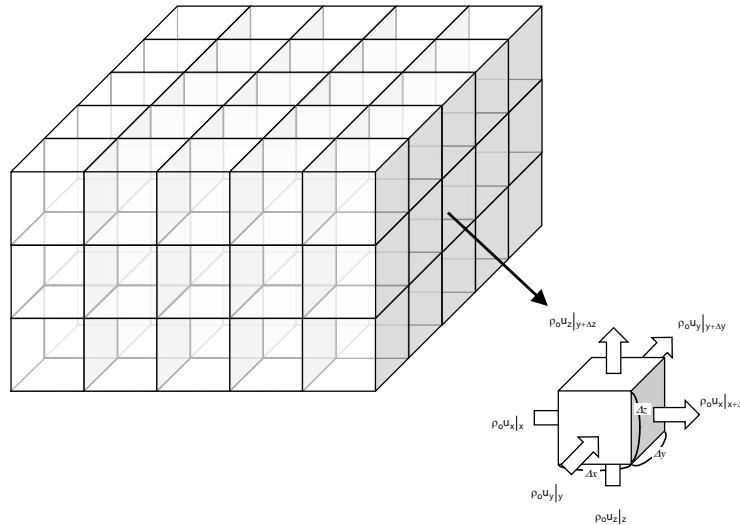


図 3.5.34 微小計算要素における油の流動

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

一方、貯留層のような多孔質媒体においては、油のフラックスベクトルは、3.5.2項で紹介した Darcy の式をより一般化した次式で表される。

$$\vec{u}_o = -\frac{\vec{k}k_{ro}}{\mu_o}(\nabla p_o - \gamma_o \nabla D) \quad (3.5.85)$$

ここで、 \vec{k} 、 k_{ro} 、 μ_o 、 p_o は、絶対浸透率テンソル [m²]、油相の相対浸透率、油相の粘度 [Pa s]、油相の圧力 [Pa] を示す。また、 γ_o および D は油相の密度に重力加速度を掛けたもの [kg/m²/s²] と貯留層の深度 [m] であり、式 (3.5.85) の Darcy の式は傾斜のある媒体での流体流動にも適用できる。

式 (3.5.83) に式 (3.5.84) と (3.5.85) を代入すれば、以下の油成分の流動方程式が得られる。

$$\nabla \cdot \left[\frac{\vec{k}k_{ro}}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla D) \right] - q_o = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad (3.5.86)$$

なお、 q_o は貯留層の単かさ体積あたりの基準状態における油の生産レート [1/s]、すなわち $q_o = \hat{q}_o / \rho_{os}$ である。

同様に、水成分とガス成分についても、次式の流動方程式が得られる。

$$\nabla \cdot \left[\frac{\vec{k}k_{rw}}{\mu_w B_w} (\nabla p_w - \gamma_w \nabla D) \right] - q_w = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad (3.5.87)$$

$$\nabla \cdot \left[\frac{\vec{k}k_{rg}}{\mu_g B_g} (\nabla p_g - \gamma_g \nabla D) + \frac{R_S \vec{k}k_{ro}}{B_o} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla D) \right] - q_g - R_S q_o = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_g}{B_g} - \frac{R_S \phi S_o}{B_o} \right) \quad (3.5.88)$$

式 (3.5.87) および式 (3.5.88) の変数の下付き添え字の w および g は、水相とガス相を表す。また、ガス成分の流動方程式が油成分や水成分のそれと異なるのは、ガス成分の一部が油相に溶解して、油相と共に流動する現象も考慮しているためである。そのためにガス成分の流動方程式には溶解ガス油比 R_S が導入されている。

② ヒストリーマッチング

既に開発されており過去の生産履歴を有する油ガス層を対象としたシミュレーションでは、完成した油ガス層モデルに過去の生産・圧入量を入力して、過去の油ガス層挙動（坑底・坑口圧力、生産水油比、生産ガス油比等）をシミュレートし、計算された過去の油ガス層挙動と実際の油ガス層挙動の実績値とを比較することによって、油ガス層モデルの信頼性を確認することが可能である。油ガス層モデルは多くの不確実要素を内在しているため、構築したばかりの油ガス層モデルを使用すると、過去の挙動を正しく再現しきれないことが多い。そこで、過去の油ガス層挙動を許容誤差範囲内で再現できる

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

ように貯留層モデルを修正することによって、モデルの信頼性を向上させる作業が行われる。この作業をヒストリーマッチングと呼ぶ。

③ 将来挙動予測

油ガス層シミュレーションの最大の目的は、既開発貯留層の場合にはヒストリーマッチングで更新した油ガス層モデルを用いて、未開発貯留層の場合には構築した油ガス層モデルを用いて、幾通りかの開発計画に基づく操業条件を適用して油ガス層の将来挙動を予測することである。経済性を含めてその結果を比較検討することにより、最適な開発計画の立案が可能となる。

将来挙動予測シミュレーションでは、通常はまず基本ケースとして、最も蓋然性が高いと考えられる開発計画を想定して貯留層挙動を予測した後に、幾通りかの開発計画に基づいて模擬計算を行い（ケーススタディ）、予測された生産プロファイルと経費予測からそれぞれのケースの経済性を評価し、最適な開発計画の策定に資する。さらには、貯留層モデルに内在する不確実要素の影響を検証するために、信頼性の低い油ガス層特性の値を変化させて幾通りかの貯留層モデルを構築し、それぞれに対して挙動予測計算を実施して、油ガス層特性に対する挙動計算結果の感度を把握すること（感度分析スタディ）によって、開発計画のリスク評価に利用することも多い。

(3) 経済性評価

油ガス田開発の様に巨額な資金を長期に運用するプロジェクトの経済性評価においては、支出および収入の絶対額のみならず、それらが発生する時期を考慮した分析が必要である。時間の要素を組み入れて将来の収支を現在の価値に換算して評価するのが割引現金収支（DCF: Discounted Cash Flow）法である。この DCF 法を用いた代表的な経済指標に、正味現在価値および内部収益率がある。また、割引率の概念は適用しないが、初期投資がどれだけの期間で回収されるかを表すペイアウトタイムも、経済指標として広く用いられている。

① 正味現在価値

あるプロジェクトの正味現在価値 NPV は、全収入の現在価値と全支出のそれとの差で表され、次式で算出される。

$$NPV = \sum_{i=1}^t \frac{NCF_i}{(1+r)^{i-1/2}} \quad (3.5.89)$$

ただし、 NCF 、 r 、 i 、 t は、それぞれ正味現金収支、割引率、年次、プロジェクト期間を示す。

正味現在価値は上式で示されるように、割引率の設定によって異なった値となる。したがって、割引率は正味現在価値を求める際に重要となるが、そのときの経済状況、企業の平均収益率、他の投資の収益性、金利等を考慮して設定される。正味現在価値は金額で示されるため、プロジェクトの収益性の規模を認識するのに優れているが、投資コ

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

ストに対する収益率を評価することはできない。

② 内部収益率

内部収益率は、正味現金収支をある割引率で現在価値に戻して合計した値が0となるような割引率に相当する。内部収益率 *IRR* は、次式を繰り返し計算によって解くことにより求められる。

$$\sum_{i=1}^t \frac{NCF_i}{(1+IRR)^{i-1/2}} = 0 \quad (3.5.90)$$

③ ペイアウトタイム

ペイアウトタイムは、初期投資がそれ以後の収支により回収される年数を表す。長期のプロジェクトでは経済動向等不確実な要素が多く、ペイアウトタイムが長くなれば、それだけ不確実性によるリスクにさらされることになる。企業の新規の投資活動に自由度を与え、将来の不確実性によるリスクを回避するという観点から、ペイアウトタイムは重要な経済指標の一つとなる。

3.6 採取技術

3.6.1 採取法¹の分類とメカニズム

採取技術とは油層から坑井内に流入する油・ガスを効率良く地表まで生産する技術をいう。採取段階に応じて、油層が持つ自然の排油エネルギーを用いた方法である一次採取法 (*primary recovery*)、油層に人工的に排油エネルギーを与えて産油量の増大を図る方法 (二次採取法)、増進回収法がある (図 3.6.1)。

¹本項では、同じ意味で使われている“採取”と“回収”という二つの用語について、基本的に「石油鉱業便覧」(1983)の編集方針に準拠して“採取”を採用した。現実的には“採取”の同意語として“回収”が一般に使われている(「石油・天然ガス用語辞典(JOGMEC)」参照)。

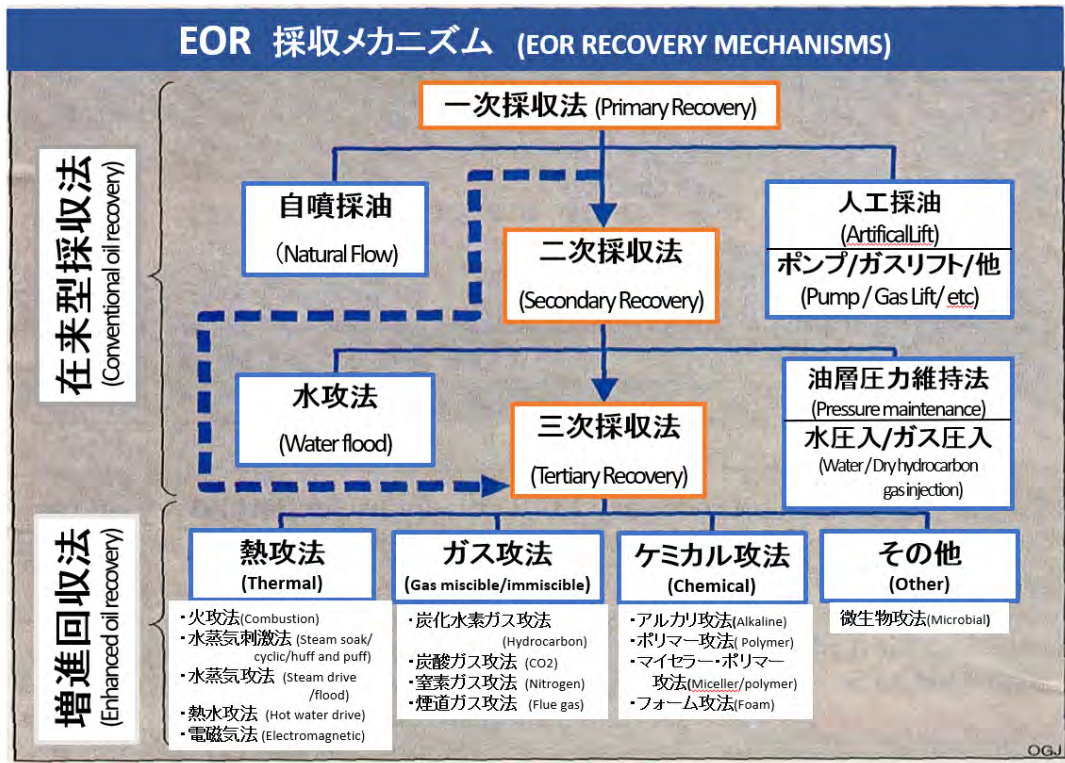


図 3.6.1 石油生産方法の分類と種類

(出典： Moritis G., 1998 に加筆)

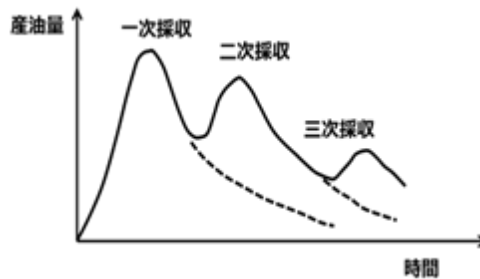


図 3.6.2 石油の生産段階図

従来は、一次採取終了後、水攻法や油層に水やガスを圧入する油層圧力維持法 (pressure maintenance) による二次採取法を適用、その後に三次採取法を行う、という時間的順序に従って生産が行われた (図 3.6.2 参照)。最近では、排油機構や置換機構に対する理解と予測精度が高まり、水やガスを油層に圧入する油層圧力維持法などは生産早期から実施されるのが一般的となっている。また、若干の一次採取後、従来三次採取法に分類されていた攻法を適用して採取率を増加させるなど、これまでの時間的な分類法になじまなくなってきた。このような背景から、生産段階とは無関係に油層内の置換効率を高くして産油量の増大を図る方法の総称として、EOR と呼ばれる用語が使われるようになってきている。

さらに、EOR と合わせて、水平坑井などを利用した増油技術、酸処理や水圧破砕などの坑井刺激法による生産性向上技術を用いた経済性の改善など可採埋蔵量の増加に寄与する手法全般を指す改良型採取法 (IOR: Improved Oil Recovery) という用語も多く用いられるよう

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

になってきた。当面は、EOR、IOR という呼称が混在することになる。

3.6.2 一次採取法

開発初期は油層圧力が高く、坑井を仕上げたフローライン (flowline) を接続するだけで油・ガスが生産してくる。これを(1)自噴採油 (natural flow) と呼ぶ。この段階では、油層の排油エネルギーのみで石油は生産される。次第に油層圧力が低下して自噴しなくなった場合には、坑井に石油を汲み上げる機器を設置して生産を補助する。坑井に設置したポンプやガスリフトで石油を生産することを(2)人工採油法 (artificial lift) と呼び、自噴採油と人工採油による生産段階を一次採取と呼ぶ。

(1) 自噴採油

自噴とは、油・ガス層の圧力が高く、坑井内の流体を押し上げて地上まで噴出させる状態をいう。自噴エネルギーは、前述 (3.5.4 項) の、油層内における溶解ガスの膨張、ガスキャップガスの膨張、地層水の膨張、重力などにより生じる。最も安価な採油法であることから、増油を図るために開発当初より酸処理、出砂対策、水圧破砕などの坑井刺激法などの対策がなされることが多い。また、生産が進み油田の自噴能力が低下してくると、既存坑井間に生産井の追加掘り (infill drilling) を行い、生産量の減退を抑えることもある。

(2) 人工採油

人工採油は、①ガスリフトと②ポンプを用いる方法に大別される。

① ガスリフト採油

図 3.6.3 に示すように、チュービング (TBG: tubing) とケーシング (CSG) 間のアニュラス部 (環状部) からガスを TBG 内に圧入して、坑内液体を汲み上げる方法をガスリフト採油と呼ぶ。坑井から生産されるガスをコンプレッサーで昇圧後、TBG の数箇所に取り付けられているガスリフトバルブへと送入する (図 3.6.4)。液中にガスを混入することにより TBG 内の液体の見掛け比重を軽くして油層にかかる水頭圧を減少させ、油層からの坑内への流体流入を促進し、ガスの膨張上昇エネルギーを用いて採取する。ガスが過剰に生産されている油ガス田において有効な生産方法である。油層の生産能力に応じて、間欠ガスリフト、連続ガスリフトが選択される。

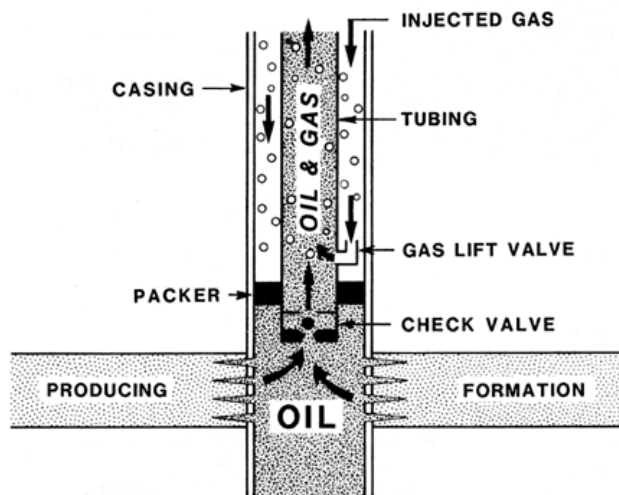


図 3.6.3 ガスリフト採油の概念

(出典：Giuliano,1989)

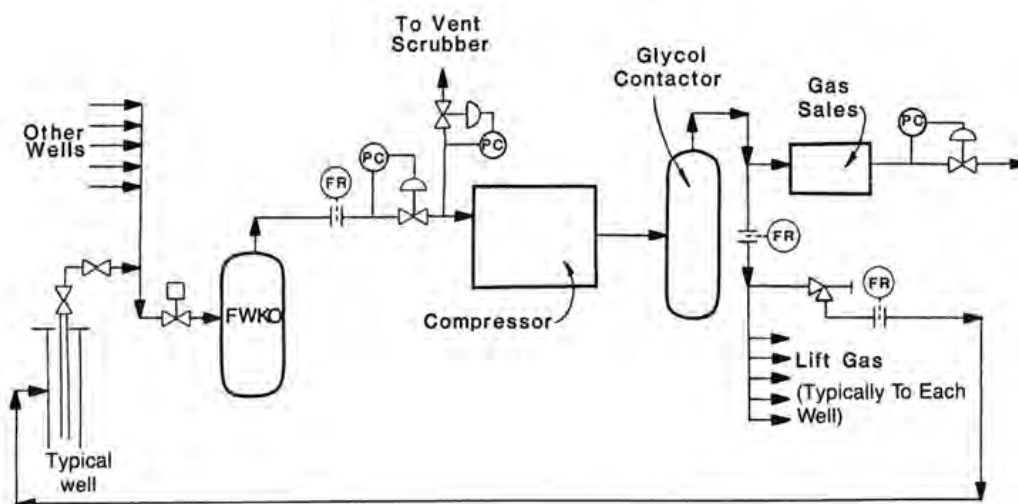


図 3.6.4 ガスリフトを適用した油田におけるガス処理の流れ

(出典：Arnold et al., 1995)

(3) ポンプ採油 (pumping)

ポンプ採油では、坑井に設置したポンプで油を汲み上げる。使用するポンプには、①サッカースタッド・ポンプ (sucker rod pump)、②水中電動ポンプ (electrical submersible pump)、③ハイドロリック・ダウンホール・ポンプ (hydraulic downhole pump) などがある。

① サッカースタッドポンプ

サッカースタッドの先端に取り付けたポンプを TBG 内に降下して、地表のポンピングユニットにより油を汲み上げる (図 3.6.5)。ポンプはサッカースタッドと呼ばれる細長い鋼管 (通常、径 1/2~1 inch x 長さ 20ft) で地表まで連結され、地表のウォーキングビームの運動に合わせて TBG 内を上下する。ロッドとポンプが上下運動を繰り返す度に、TBG

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

内への一定量の油流入と地表での油排出が繰り返される。主に陸上の浅い深度の坑井に採用される。水井戸の水汲み上げ用手動ポンプと原理は同じである。

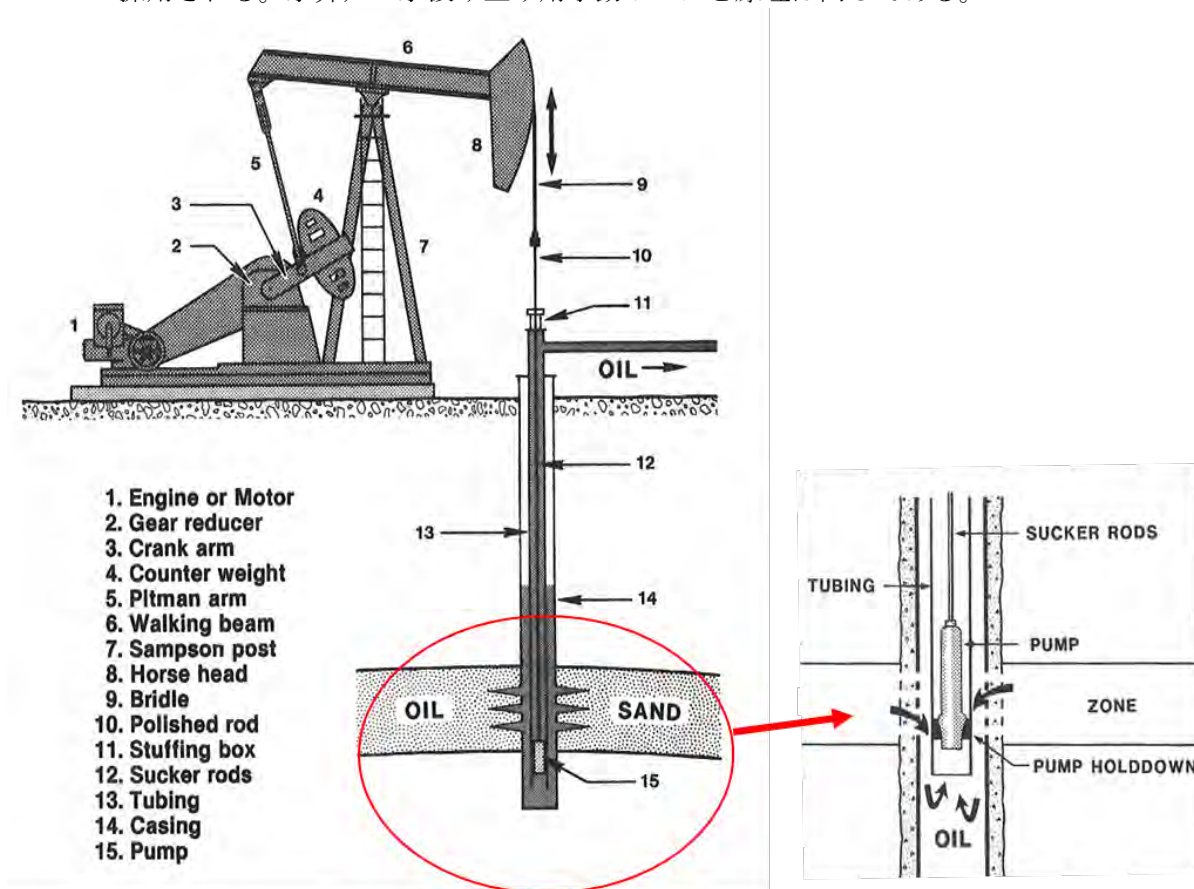


図 3.6.5 サッカーロッドポンプ

(出典：Giuliano,1989 を一部加工)

② 水中電動ポンプ

電動モーター付きの多段タービンポンプを TBG 下端に設置して油を汲み上げる（図 3.6.6）。ポンプの羽根車の回転による遠心力で液体に揚力を与え、羽根車の段数を増やすことで揚程の大きさを調整することが出来る。電力は TBG の外側からケーブルで供給される。汲み上げ能力が大きく、地上設備も場所を取らないことから海上油田での適応例が多い。

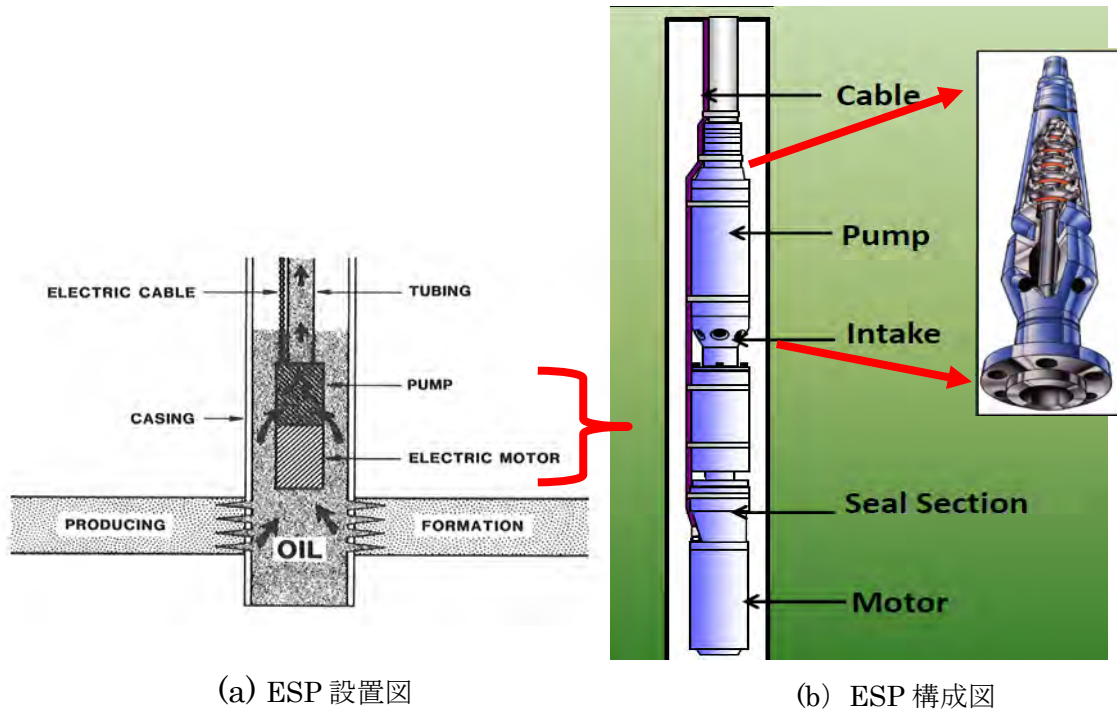


図 3.6.6 水中電動ポンプ

(出典: (a) Giuliano, 1989、(b) M. Amano 講義ノートの一部加工)

③ ハイドロリック・ダウンホール・ポンプ

地表から動力媒体として水や油などの液体（駆動液）を送入して、TBG 下端に設置したポンプで石油を汲み上げる。地表から送入れた駆動液も油と混合して地上へ回収される。深度が深い坑井や高傾斜井にも対応している（図 3.6.7 (a)）。

ハイドロリック・ダウンホール・ポンプには、b)ピストンポンプ型 (piston pumping) と c)ジェットポンプ型 (jet pumping) がある。

前者は、ハイドロリック・エンジンとポンプ・ピストンを組み合わせたユニット構造で、駆動液が往復動するエンジンを動かし次に連結されているピストンを上下に動かして油を汲み上げる方式である。ポンプの機能はサッカーロッドポンプと同じであるが、地上までの機械的な連結を必要としない利点がある。

後者は、ポンプ内のノズルを駆動液が通過する時に生じる負圧を利用したベンチュリー効果を応用して油を吸上げる方式で、駆動部分を有しない特徴がある。坑井を改修することなく稼働させる方式として、コイルチュービング (CT : Coiled Tubing) の先端にジェットポンプを付けたポンプを TBG 内に降下して稼働させる事例も多く、海上でも実施されている。

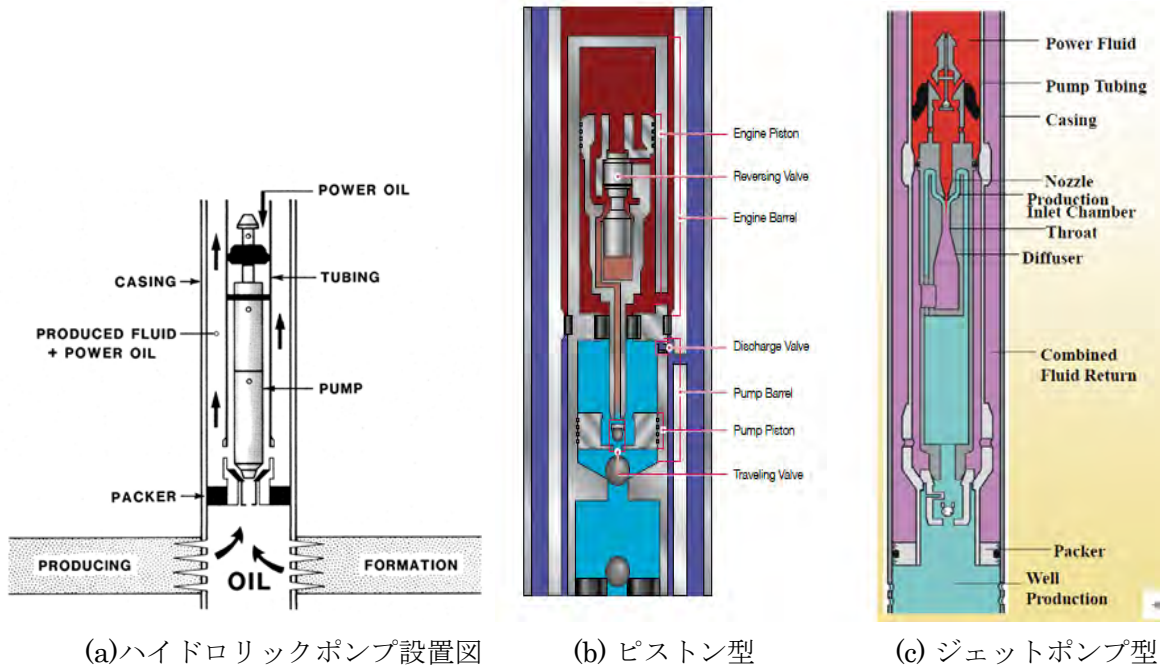


図 3.6.7 ハイドロリック・ダウンホール・ポンプ

(出典： (a) Giuliano, 1989, (b), (c) Weatherford 社のウェブサイト)

3.6.3 二次採取法

二次採取法として、(1)水攻法、(2)ガス圧入法 (gas injection) がある。陸上に限らず、多くの海洋油田で適用されている。

(1) 水攻法

水攻法は最も広く適用されている生産手法である。圧入井からポンプで圧入した水が油層圧力の低下を抑制しつつ、人工的に水押しの状態を作って油層内の油を生産井 (production well) へ押し出す攻法。排油機構が水押し型以外の油層に適用される。通常、油層圧力が低下した段階で適用されるが、周辺もしくは油層底部の水層からの圧力供給が期待できない場合、あるいは早期の遊離ガスの発生が懸念される場合に、生産開始時から開始されることがある。また、水でガスを掃攻することは難しいので、ガス層には適用されない。

実際のフィールドでは採取率を高めるために、油層モデルを構築して、水攻法の開始時期、圧入井と生産井の坑井間隔・配置パターン、圧入レート等が検討される。

水攻法や、EOR (後述) を適用する場合、特に掃攻率の改善を目指して、圧入井と生産井をパターンで配置することが多い。坑井の配置法として、幾何学的に繰り返し配置するパターンフラッド (pattern flood)、油層の周囲から水を圧入するペリフェラルフラッド (peripheral flood) がある。パターンフラッドの代表例として図 3.6.8-a に 5 点法 (five-spot flooding pattern) を示すが、四角形の頂点に圧入井、中央に生産井を配置した形式で、坑

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

井配置パターンで囲まれたエリアを他の圧入井に干渉されることなく面積掃攻率（areal sweep efficiency）を上げることを狙った配置となっている。また、圧入井と生産井の配置を逆にした逆パターン攻法（inverted pattern flood）、圧入井と生産井を直線に配置したラインドライブ法（line drive）もよく用いられる（図 3.6.8-b 参照）。

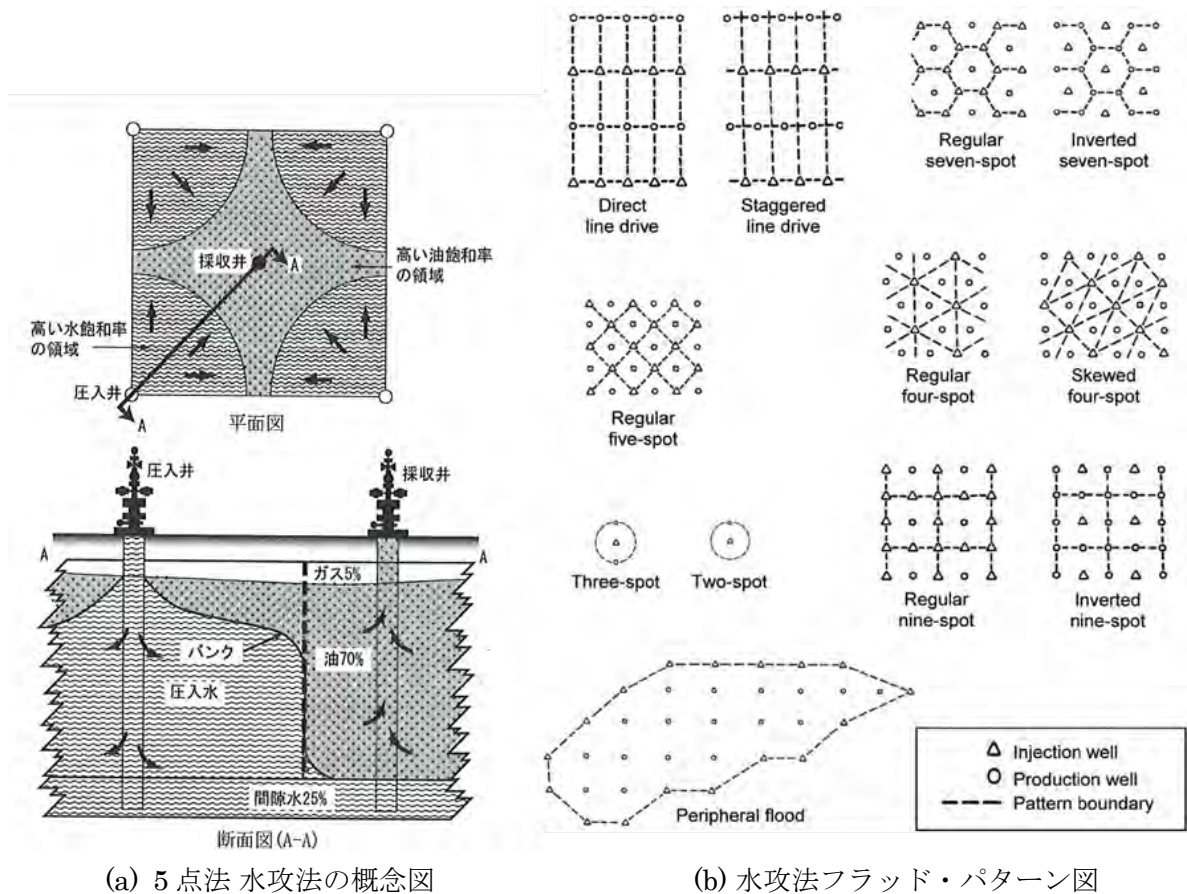


図 3.6.8 水攻法の概念とフラッドパターン

(出典：(a) 田中達生、2007、(b) Rose, S.C. 他 SPE Monograph Vol.11, 1989)

(2) ガス圧入法

ガスをガスキャップまたは油層に圧入して油層圧力の低下を防ぎ、採取率の増加を図る方法。図 3.6.9 に示すように、原油の生産に伴って生じるガスを油層の構造頂部に再圧入する方法は古くから行われてきたが、近年、水・ガスを交互に圧入する WAG 法（Water Alternating Gas injection）も、掃攻率の改善に寄与する手法として行われている。

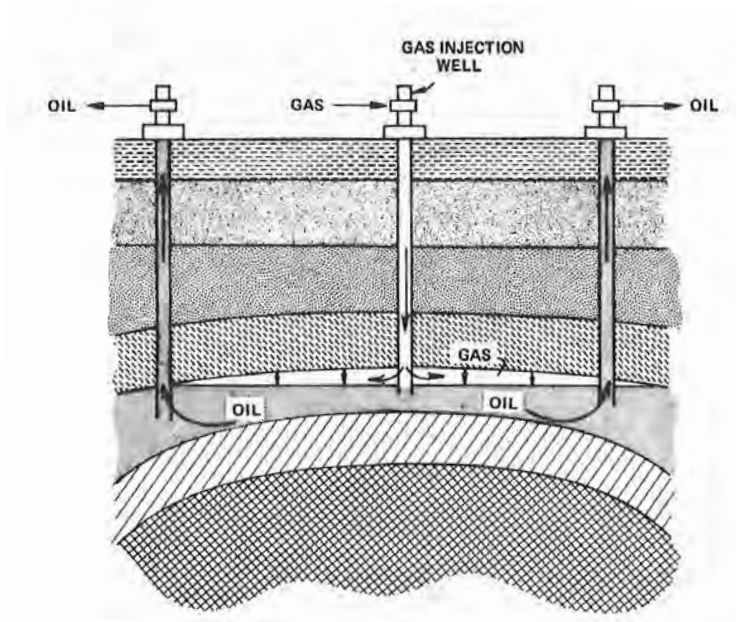


図 3.6.9 油層構造頂部へのガス圧入の模式図

(出典 : Giuliano,1989)

3.6.4 EOR

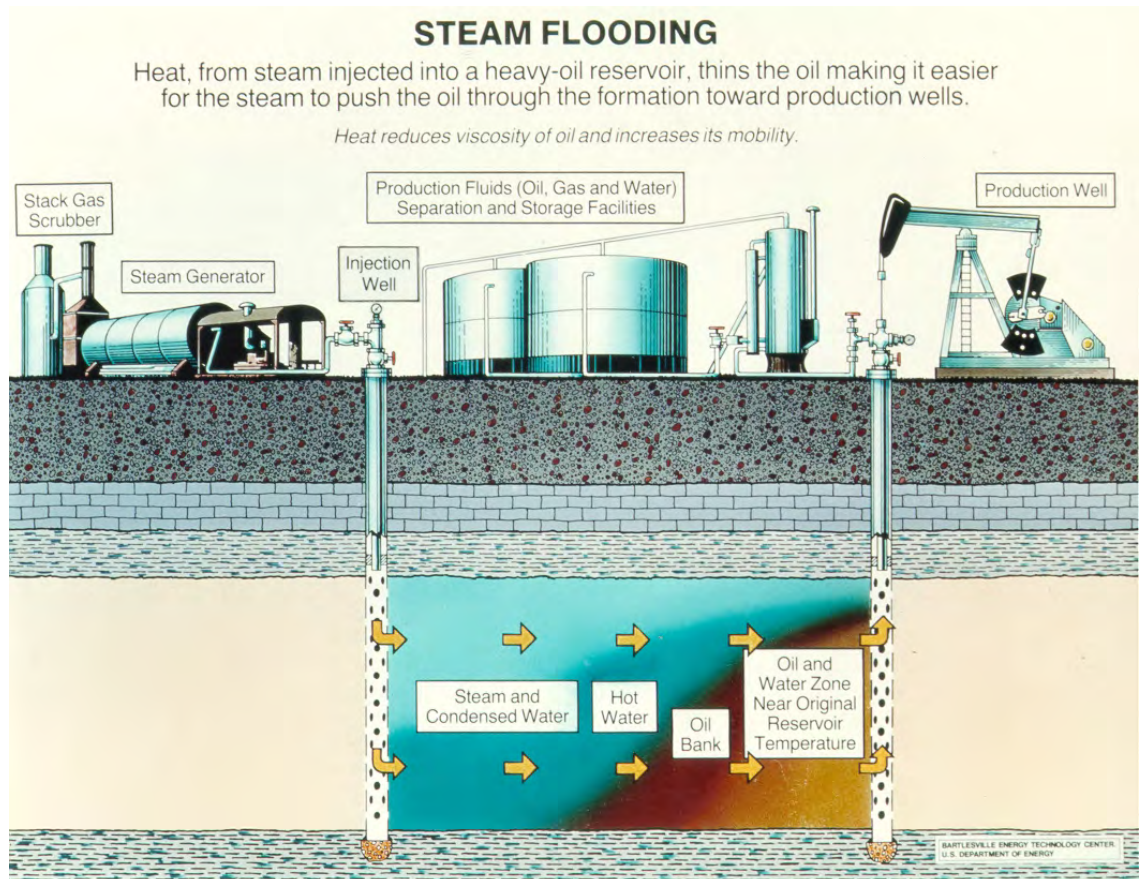
二次採用法適用時の通常の油層圧力維持法や水攻法より高い置換効率を達成することで、産油量の増大を図る生産方法を EOR と呼ぶ。EOR には(1)熱攻法 (thermal recovery)、(2)ガス攻法 (gas flooding)、すなわちガスマシブル攻法 (gas miscible flooding) あるいはガスインミシブル (gas immiscible flooding)、(3)ケミカル攻法 (chemical flooding)、(4)微生物攻法 (microbial flooding) などがある。一般的に重質油の生産には熱攻法の一つである水蒸気攻法 (steam flooding) が適用され、熱攻法以外の EOR は中質～軽質油の生産に適用される。熱攻法は一次採取の段階から適用されるのが普通である。

なお、洋上では、採取率を向上させるために二次採取の水攻法とガス圧入法が一般的に用いられている。EOR の熱攻法、ケミカル攻法、微生物攻法は、洋上での設備・操業面と生産水の処理が難しいため使用されない。

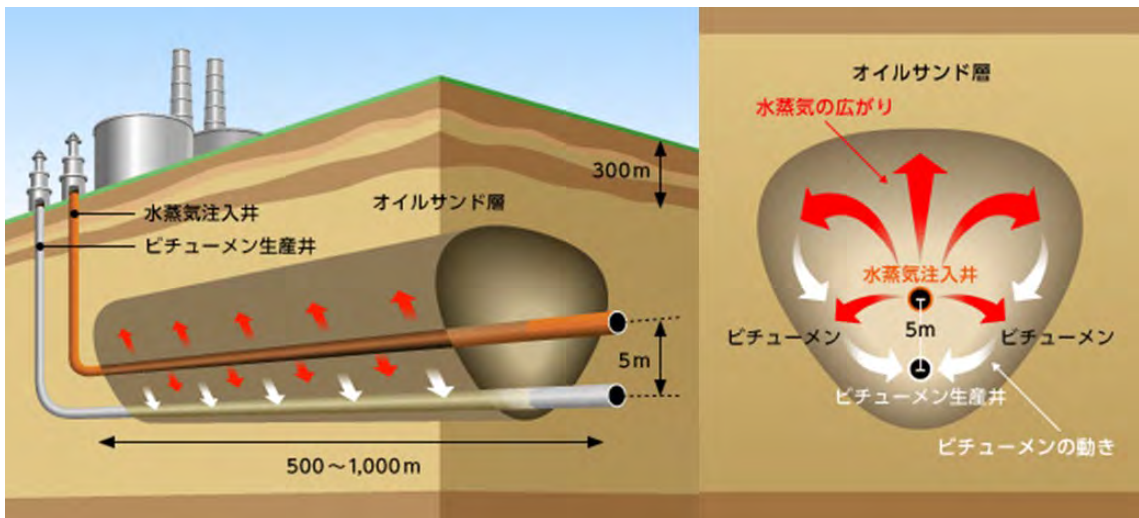
(1) 熱攻法

熱攻法は、人工的に油層内に熱を加えることにより油採取率の増加を図る EOR である。水蒸気を圧入して原油の粘性の低下を図る水蒸気攻法 (図 3.6.10 (a)) や水蒸気刺激法 (cyclic steam stimulation) は重質油の採取に一般的に用いられている。油層内で殆ど流動性の無いカナダのオイルサンド層を対象に開発された SAGD 法 (Steam Assisted Gravity Drainage) (図 3.6.10 (b)) も水蒸気攻法に分類されるが、粘性の低下だけではなく主に重力の作用で原油が生産井に移動する点が従来法と異なる。その他に、熱水を圧入する方法 (hot water injection) がある。原油の一部を燃焼させて油層を加熱する火攻法 (in situ combustion あるいは fire flooding) は、フィールドでの成功例が少ない。

第3章 探鉱から生産までの基礎技術



(a) 水蒸気攻法



(b) SAGD 法

図 3.6.10 熱攻法の概念

(出典：(a) 米国エネルギー省 DOE Office of Fossil Energy ウェブサイト

(b) 石油資源開発ウェブサイト)

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

(2) ガス攻法

炭化水素ガス (hydrocarbon)、炭酸ガス (CO₂)、煙道ガス (flue gas) 等のガスを油層内に圧入して、油採取率を増加させる方法。油層内の状況に応じてインミシブルガス攻法とミシブルガス攻法に分類される。ミシブルガス攻法では、高温・高圧状態のガスと液体が油層内で均質な単一相を形成して、油を押し出す (図 3.6.11)。米国ではパイプライン網を通じて安価な CO₂ が利用できるため、このタイプの CO₂ 攻法が盛んである。インミシブルガス攻法は、低い油層圧力でガスを圧入する方法である。

中東の油田から生産されるガスに有毒な硫化水素や CO₂ が含まれていることが多い。このようなガスをサワーガスと呼ぶが、環境対策を兼ねて、生産されたサワーガスを油層内に再圧入して増進回収を行う操業が行われている。

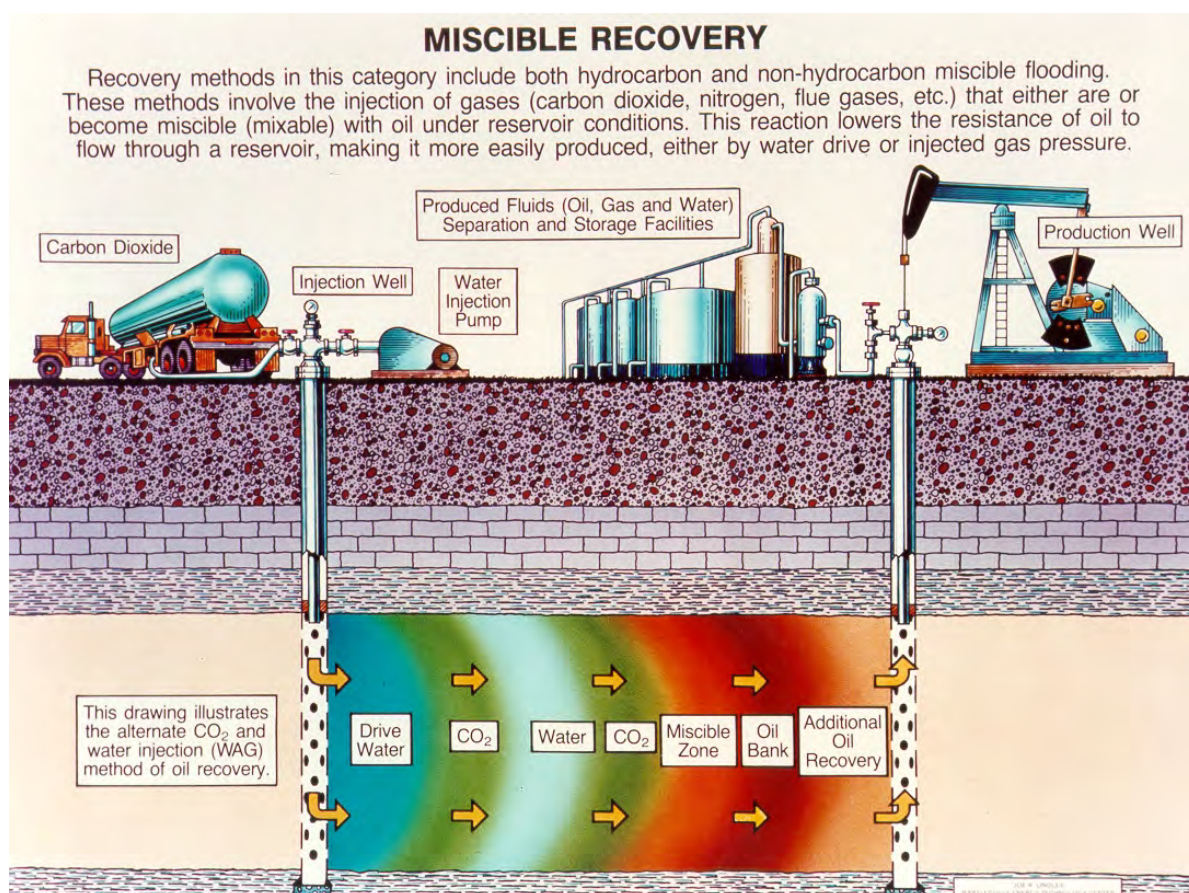


図 3.6.11 ミシブルガス攻法の概念

(出典：米国エネルギー省 DOE Office of Fossil Energy ウェブサイト)

(3) ケミカル攻法

化学薬剤の水溶液を油層に圧入して増油を図る方法を総称して、ケミカル攻法と呼ぶ。ポリマー攻法 (polymer flooding)、界面活性剤攻法 (surfactant flooding)、アルカリ攻法 (alkaline flooding) などがある。

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

ポリマー攻法では、添加したポリマーが圧入流体の粘度を増加させることにより、油層内の易動度比 (mobility ratio) を改善して、油置換効率と面積掃攻率を高める。ポリマーと架橋剤 (crosslinker) を圧入して、ポリマーゲルを油層内で生成することにより水層や高浸透率層を閉塞して油掃攻率を改善する方法もある。マイセラーポリマー攻法 (micellar-polymer flooding) では、界面活性剤を圧入して孔隙空間にトラップされている残留油を流動化させた後に、ポリマー水溶液で油を押し出す (図 3.6.12)。

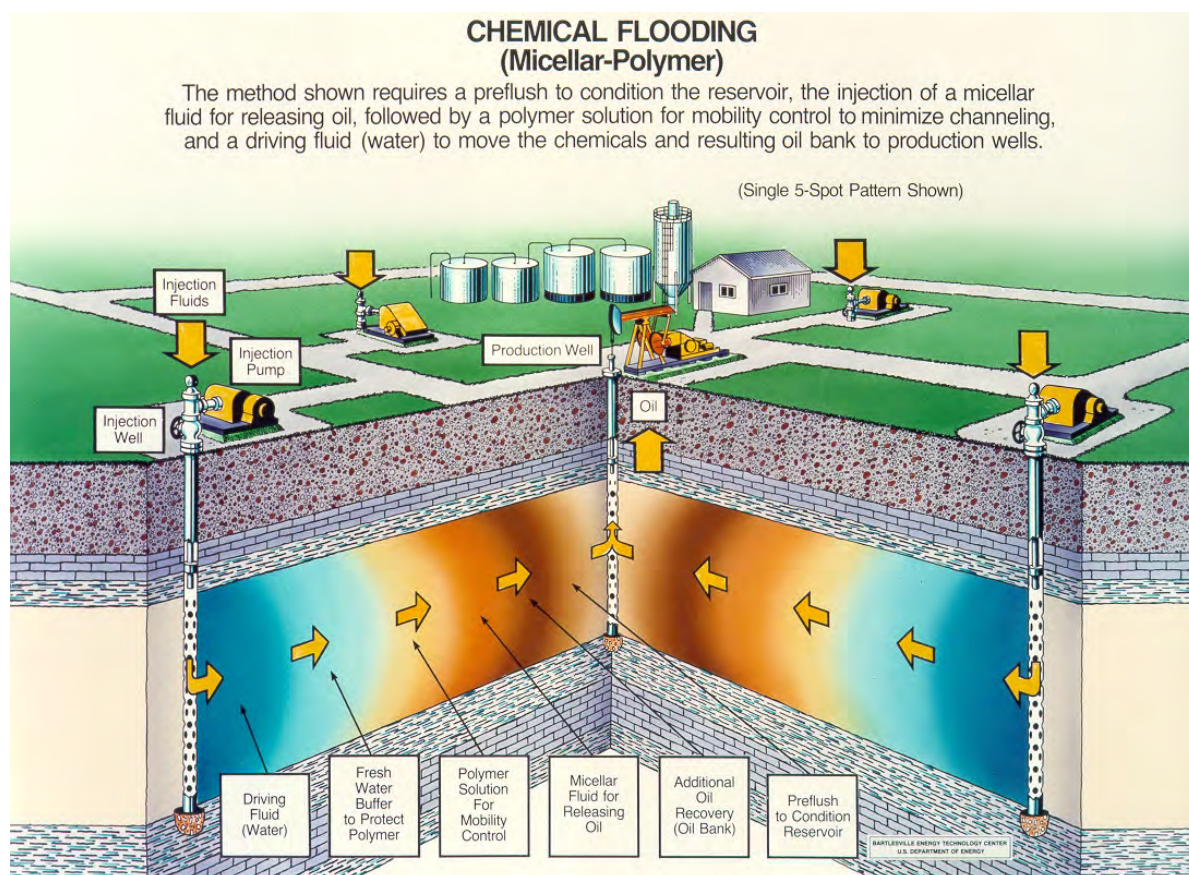


図 3.6.12 ケミカル攻法の概念 (マイセラーポリマー攻法)

(出典：米国エネルギー省 DOE Office of Fossil Energy ウェブサイト)

(4) 微生物攻法

坑井から微生物を含む水を栄養源と一緒に油層内に圧入して、採取率を上げる方法である (図 3.6.13)。油層内に圧入された微生物は繁殖してその代謝の過程でポリマー、アルコール等を生成する。生成したポリマーやアルコールによって油が押し出される。人工的にポリマーやアルコールを製造するコストやエネルギーを省くことができる方法で、地球環境の面から注目されている。

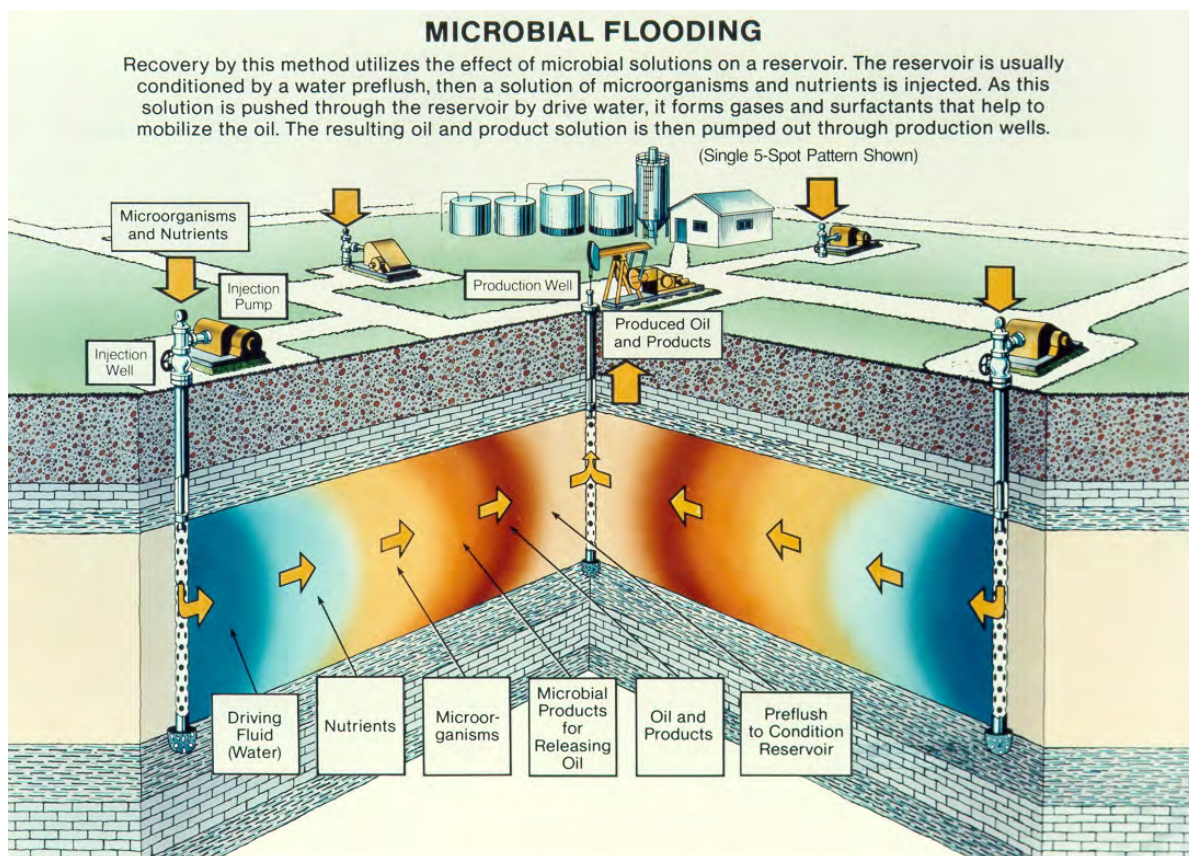


図 3.6.13 微生物攻法の概念

(出典：米国エネルギー省 DOE Office of Fossil Energy ウェブサイト)

3.6.5 EOR プロジェクトの現況

近年、様々な EOR が開発され採収率の向上を図る試みが活発化している。図 3.6.14 にカナダの Weyburn 油田²の約 50 年間の操業実施例を示す。生産初期から水攻法、インフィル井や水平井の追加掘削、そして CO₂-EOR を適用して油田からの採収率を高めている。近年、同様に EOR/IOR を適用、実施するケースが増えている。

世界の EOR による生産量の主要な量を占める米国における EOR プロジェクト数、生産量の推移（図 3.6.15 参照）から見ると、2002 年以降、採算性の低いケミカル攻法が姿を消し、生産性の高い経済的な熱攻法とガス攻法のプロジェクトに集約されてきていることが分かる。

² 1954 年に発見、2000 年から米国ノースダコタ州の石炭ガス化プラントの副生物として発生する CO₂ の約 1/3 (260 万 m³/d) を 320km のパイプラインで輸送され本格圧入中。約 1000 本の生産井から、2010 年時点で 3 万 b/d の生産中。

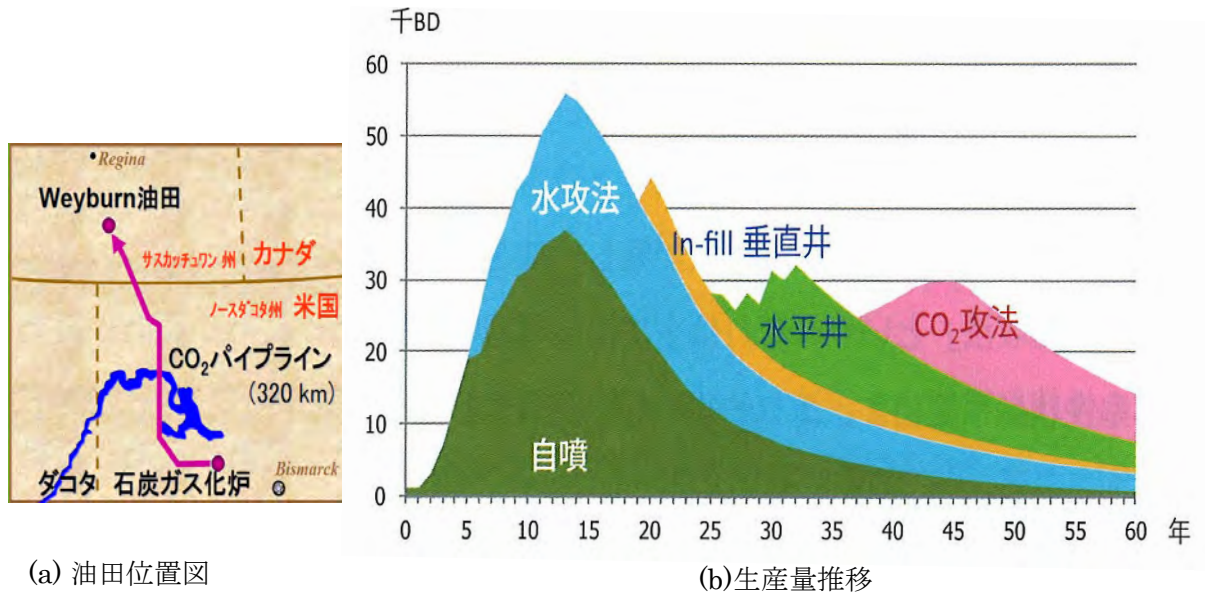


図 3.6.14 EOR の効果 (カナダの Weyburn 油田の実施例)

(出典：(a) 村井重夫 RITE,2007 (b) 日本エネルギー経済研究所, 2013)

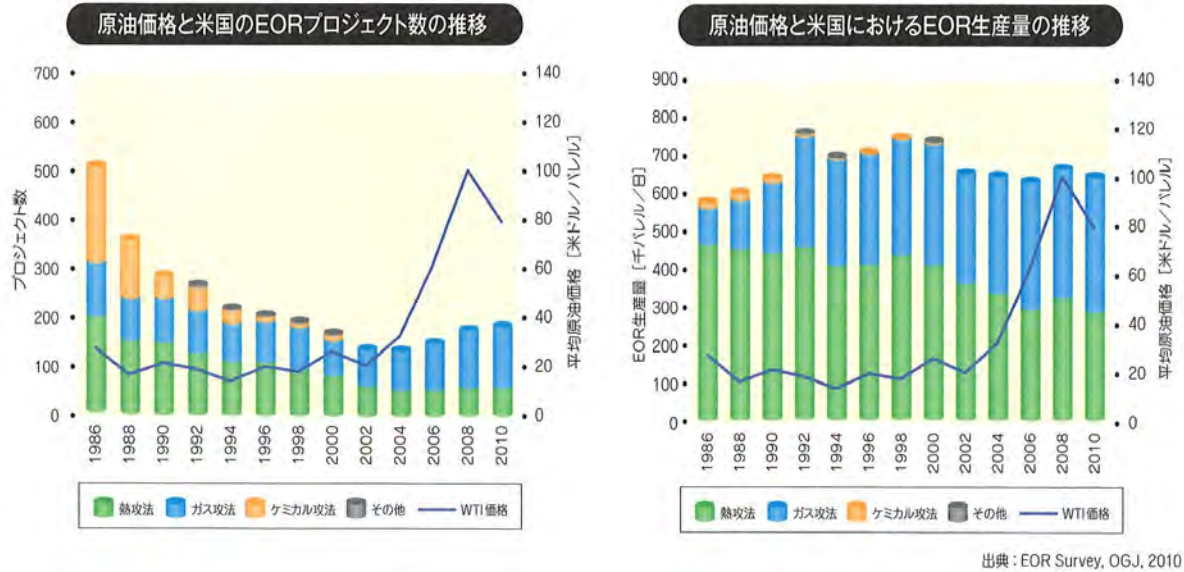


図 3.6.15 米国の EOR プロジェクトの推移

(出典：石油鉱業連盟)

3.7 流体生産処理技術

3.7.1 原油・天然ガスの生産システム

油・ガス田の生産システムは、(1)生産井および生産井から産出する原油・ガスを処理施設に集める集油・集ガスシステム (gathering system)、(2)産出流体中に含まれる地層水や不純物を取り除き原油・ガスに分離して商品としての性状を整える分離・処理設備 (processing facility)、(3)原油・ガスの計量 (metering)、(4)貯蔵 (storage)、(5)輸送 (transportation) と出荷 (offloading) の設備などで構成される。

図 3.7.1 に陸上油ガス田の生産設備と関連施設図を示す。海洋油ガス田については、4章 3.4 項の生産処理フローの概念図を参照。本項では、(1)、(2)について、(3)、(4)については 3.8 項、3.9 項にて紹介する。(5)については、第4章 3.5 項、第5章 5.1 項を参照。

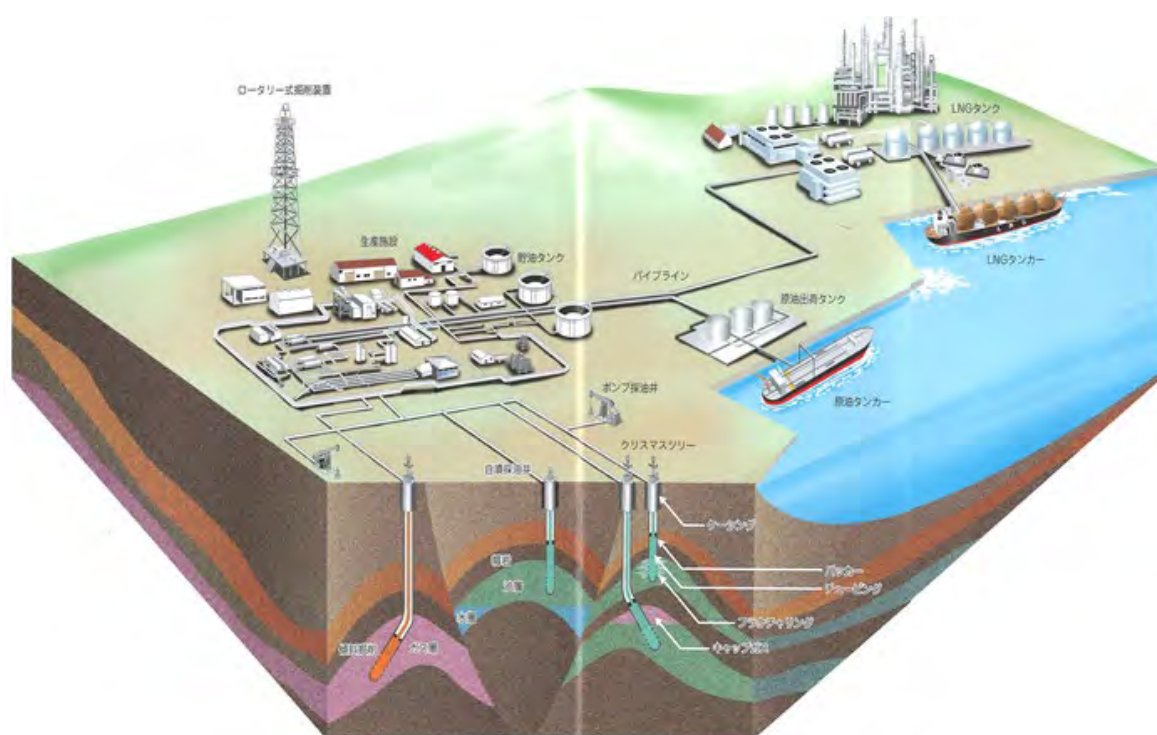


図 3.7.1 陸上油ガス田の生産設備

(出典：石油鉱業連盟)

3.7.2 集油・集ガス

集油・集ガスとは、油・ガス層からの産出流体が、油・ガス層→坑井 (坑内→坑口装置) →フローライン→マニフォールド→セパレーター (採取設備) に集まってくるまでの、流れに沿った装置とシステムをいう。海洋油田の場合、坑口装置や集油マニフォールド (production manifold) は、海上のプラットフォーム (platform) に設置されることが多いが、最近では海底仕上げ井 (subsea completion well) の増加に伴い、海底に設置されるケー

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

スも増えている。

(1) 地下貯留層から生産施設までの流体の流れ

油・ガス層からの産出流体は、以下の流れで生産処理される（図 3.7.2、および図 3.7.3）。

- ① 地下貯留層内を流体は坑井へ向かって流れる。
- ② CSG の孔（perforation）を通して坑井内へ流入する。
- ③ 坑井内に設置された TBG 内を上昇する。
- ④ 坑口装置に設置されたチョーク（絞り、choke）で減圧され、流量調整される。
- ⑤ フローラインを流れて、マニフォールド（manifold）を経由した後、生産処理施設のセパレータに送られる。
- ⑥ セパレータで原油、ガス、水に分離される。通常は、分離圧力の設定を変えた多段のセパレータ（高圧セパレータ、中圧セパレータ、低圧セパレータなどと呼ぶ）による多段分離が行われる。

セパレータで分離された原油、ガス、水は、各々、生産処理施設で処理がなされた後、パイプラインまたはローリーやタンカーで販売先へ輸送され、水は、還元井（disposal well）へ圧入される。

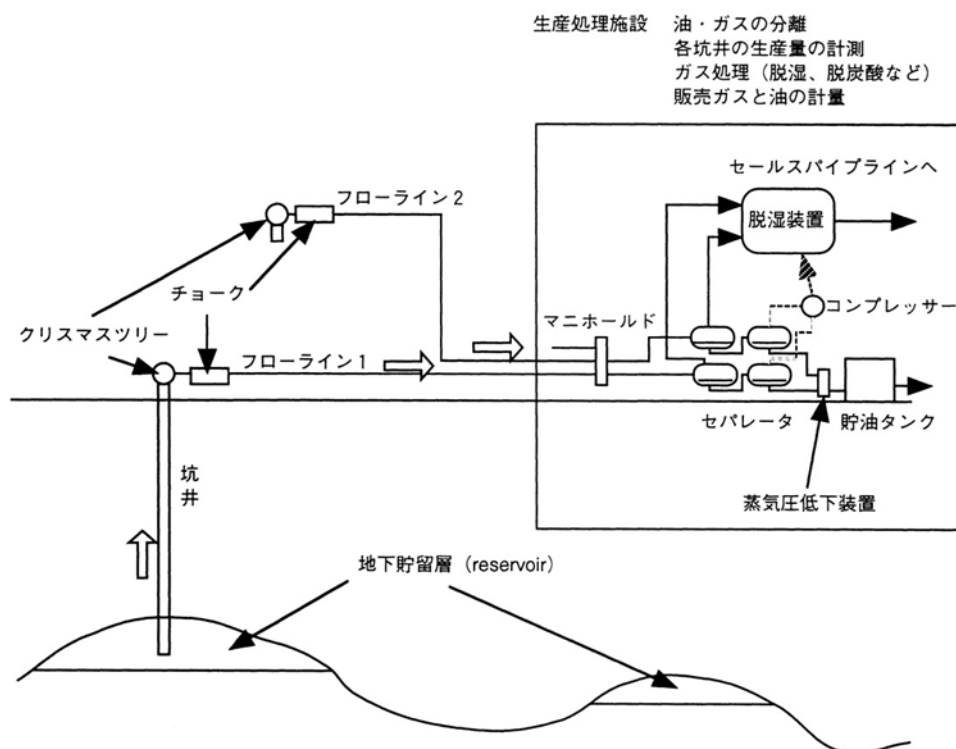


図 3.7.2 石油・天然ガスの典型的な生産システム

(2) 坑口装置

図 3.7.3 に、陸上油ガス田の坑井仕上げとの坑口装置の例を示す。坑口装置はケーシ

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

グヘッド、チュービングヘッドを含むウェルヘッド (wellhead) とウェルヘッド上に接続されるクリスマスツリーから構成される。CSG および TBG はハンガー (CSG ハンガーおよび TBG ハンガー) を用いて、それぞれケーシングヘッド、チュービングヘッド内より吊り下げられる。CSG 径は掘削深度が深くなる毎に小さなサイズとなり、掘削完了後に、最も内側の CSG の内部に TBG が設置される。

海洋油ガス田の坑口装置については、第4章 (4.4.2 の項) を参照。

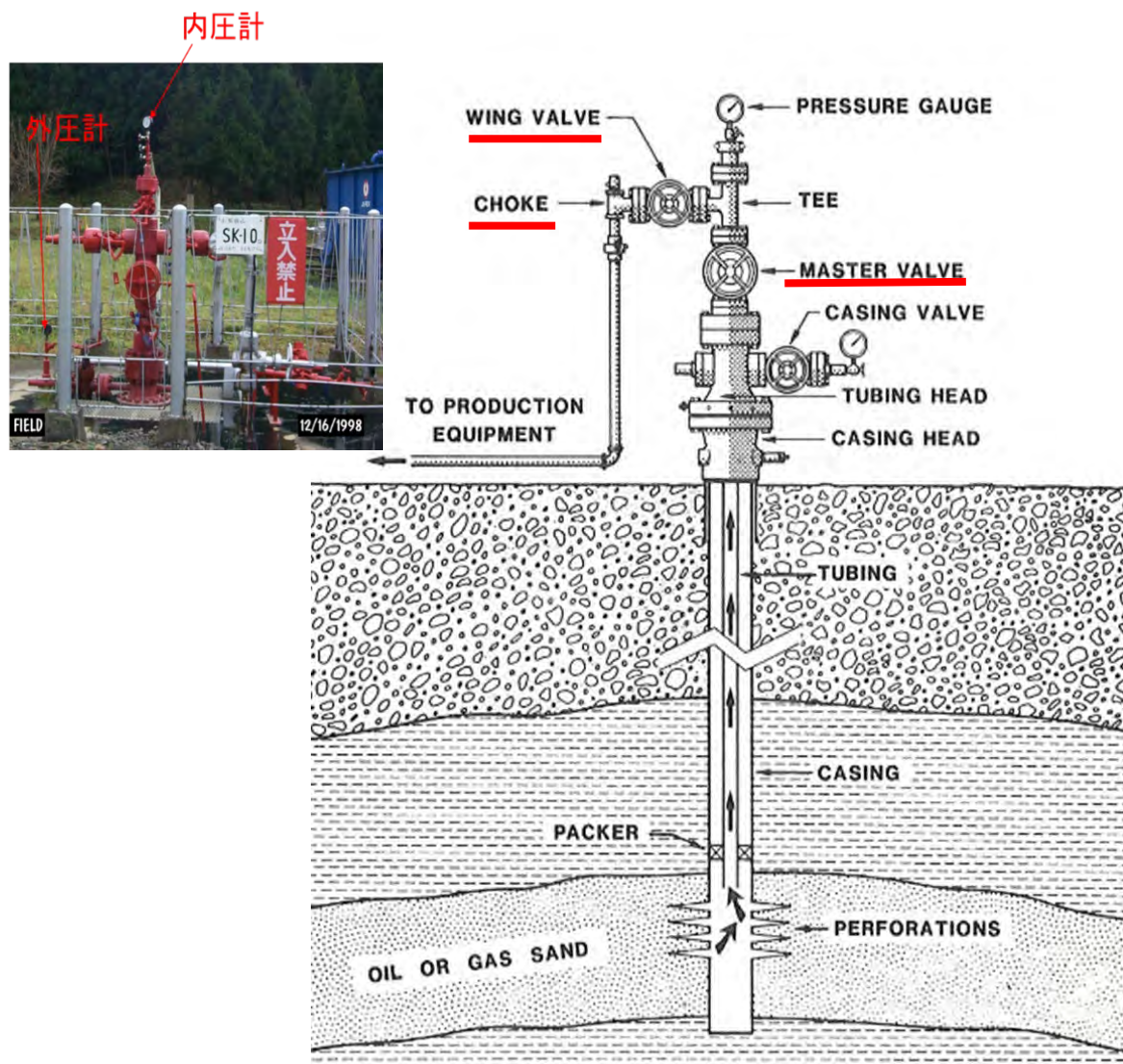


図 3.7.3 坑口装置と坑井仕上げ図

(出典：(左) 坑口装置の写真：筆者撮影 (右) 坑井仕上げ図：Giuliano, 1989)

TBG は貯留層から生産された生産流体の通路の役割を担い、坑口装置では流量の調整や圧力・温度などの監視を行う。また、クリスマスツリーの中央部にはマスターバルブ (master valve)、チョーク上流側に袖バルブ (wing valve) がセットされ、坑井を密閉するときにはこれらのバルブが閉められる。

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

地上への油・ガス漏洩防止、坑壁の保護、掘削に必要となる地層強度の確保および CSG の支持等を目的として、CSG は地層に対してセメントで固定されている。また、TBG に取り付けたパッカー（PKR : packer）のシールによって、CSG と TBG の環状部に生産流体が侵入しない仕組みとなっている。坑口装置に設置されている圧力計で、内圧（TBG の圧力）と外圧（環状部の圧力）を監視することで、坑内状況を把握し、坑井管理に利用することができる。

(3) フローラインおよびマニフォールド

坑井毎にフローラインが集油・集ガス基地、あるいは生産処理施設のある中央基地に設置されているマニフォールドに接続され、生産流体が集められる。集められた流体は、マニフォールドからセパレータへ向かう処理ラインに集約される。セパレータで、原油、ガス、水に分離される。通常は、分離圧力の設定を変えた多段のセパレータ（高圧セパレータ、中圧セパレータ、低圧セパレータなどと呼ぶ）による多段分離が行われる。

(4) 生産システムの圧力制御と流体の相変化

適正な生産操作を行うためには、油・ガス層の自然の排油エネルギーを有効に利用しつつ、分離・処理施設の適正管理、坑井の生産量を把握する必要がある。生産システム全体の圧力、特に原油の性状変化に注目し、単一坑井からの生産流体の流れ（一段分離）を図 3.7.4 に示す。セパレータの下流に設置した背圧弁（back pressure regulating valve）がセパレータ圧力を制御する。セパレータ圧力が一定に保たれた状態で生産が行われるので、図 3.7.5 のように、地下貯留層からフローラインを通じて運ばれる流体の圧力は低下する。圧力低下に伴い、徐々にガスの割合が多くなっていく（図 3.7.6）。

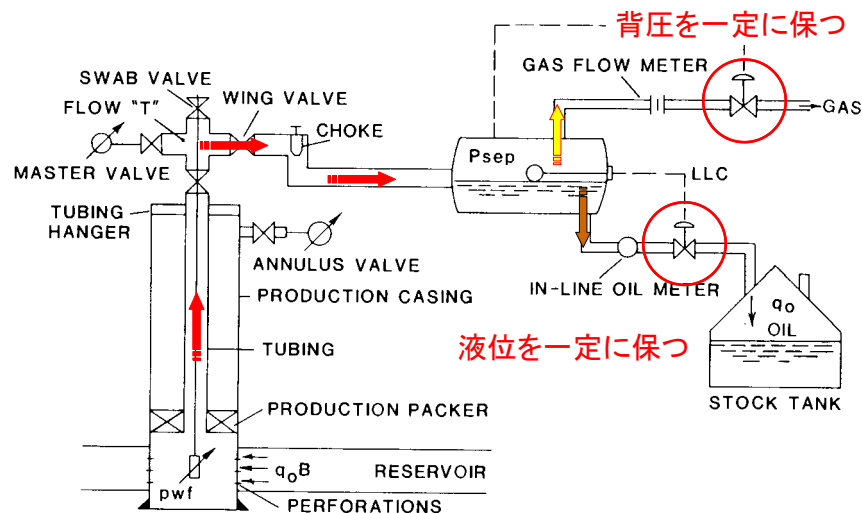


図 3.7.4 一坑井からの単純な生産システム

(出典：Golan et al., 1991 の図に加筆)

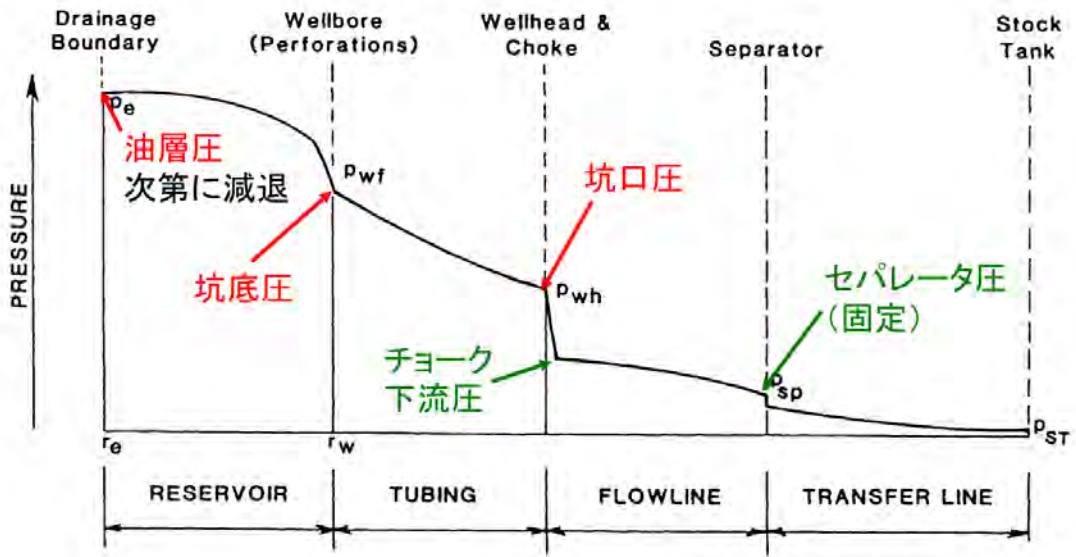


図 3.7.5 油層境界からタンクまでの圧力変化

(出典：Golan et al., 1991 の図に加筆)

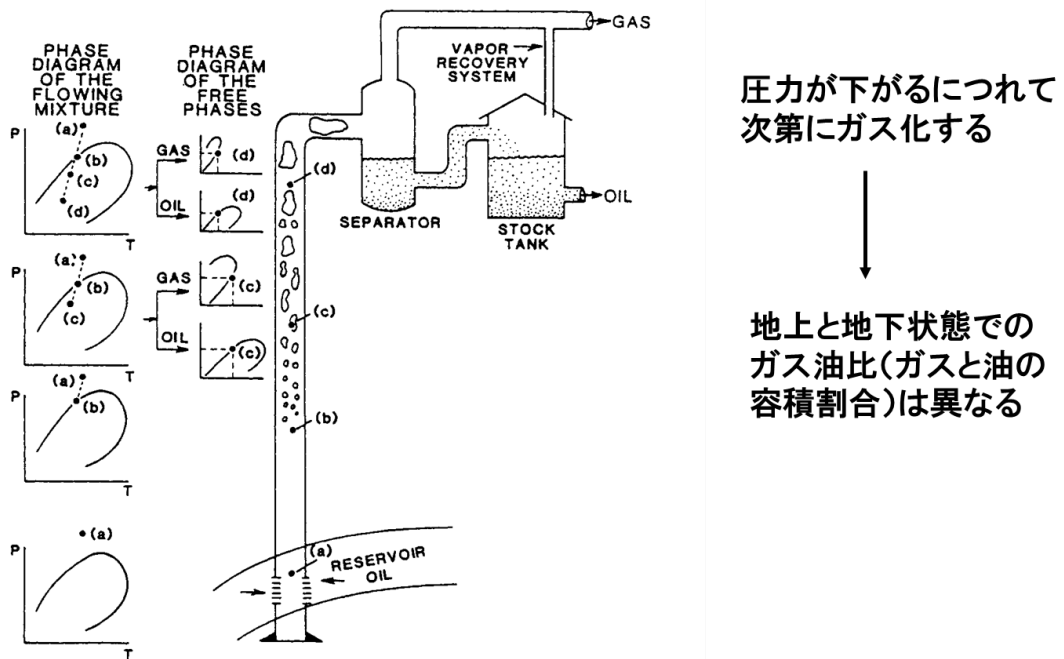


図 3.7.6 油層からセパレータまでの産出流体の相変化

(出典：Golan et al., 1991)

3.7.3 分離・処理

(1) 流体処理の流れ

生産処理施設における典型的な流体処理の流れを図 3.7.7 に示す。

集油・集ガス・システムにて、各坑井からフローラインを通じて運ばれた産出流体（気液混合流体）は、その圧力に応じて、マニフォールド経由で高圧セパレータ、中圧セパレータ、低圧セパレータに入り、ガス・油・水の3相に分離される。

ガスは脱湿処理（dehydration、必要に応じて酸性ガス処理）を行った後、高圧ガスとしてパイプラインに送られて販売される。販売先のないガスは、自家燃料、油層内への再圧入などの目的で利用される。油井から生産される油にはエマルジョンが含まれていることが多いので、エマルジョン処理装置でさらに水分離を行った後、貯油タンクに貯蔵される。また、蒸気圧の高い揮発性原油やガスコンデート井から生産されるコンデンセートは、蒸気圧低下装置で揮発成分を所定量だけ取り除いた後で、タンクに貯油される。その後、パイプライン、ローリー、またはタンカーで輸送される。分離された水は、塩分・固形分処理を行った後で、坑廃水として圧入井から地下の地層中に還元される。

水攻圧入水は、多くの油田で海水を用いている。脱気、殺菌、夾雑物除去などの処理を行って圧入井から油層へ圧入される。また、生産水を水攻法用の水として再利用する場合もある。

海洋油田の場合、洋上施設上にはほぼ全ての処理設備が搭載されるので、概ね同様の分離・処理がなされる。しかし、ガス圧入、ガスリフト、燃料ガス等に利用されないガスは、陸まで繋がる海底パイプラインがなければ、その殆どがフレアブームにて燃焼される。

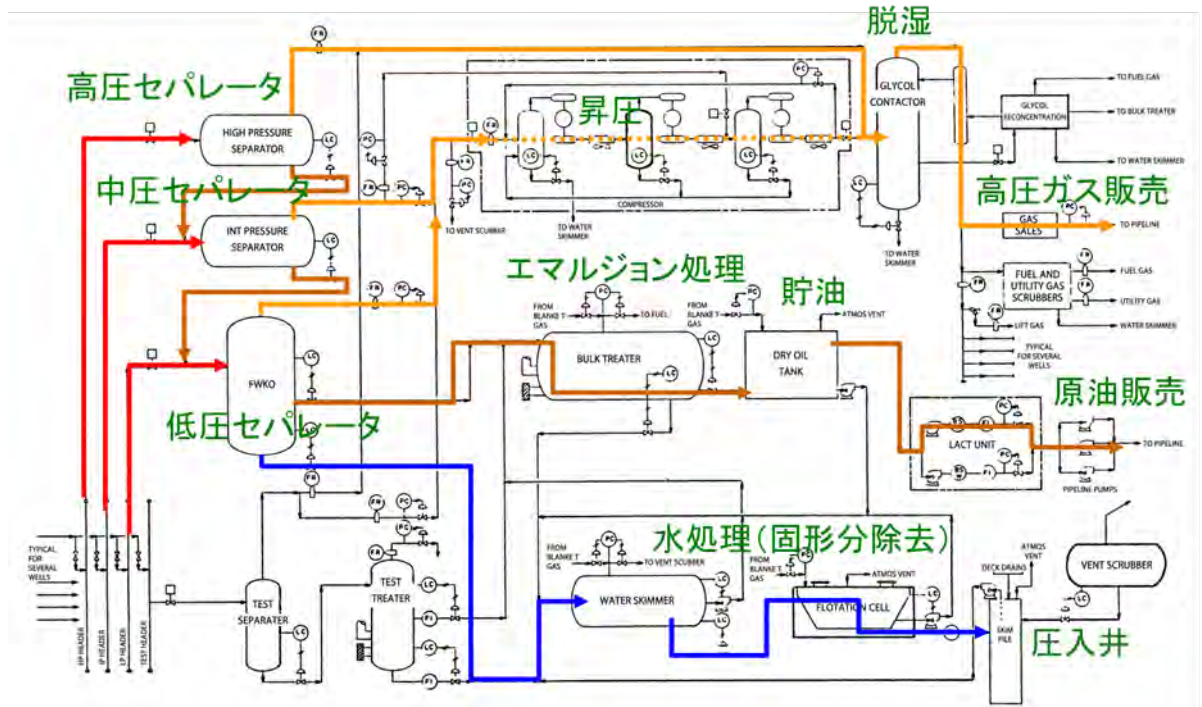


図 3.7.7 生産処理施設における坑井流体処理の流れ

(出典：Golan et al., 1991 の図に加筆)

(2) 分離装置（セパレータ）

油層から産出する原油は天然ガス（随伴ガス）を伴い、ガス層から産出するガスは油またはコンデンセートを伴う。多くは、水（随伴水）、懸濁性物質（砂、泥、スケール等）、パラフィン等を含む。これらの挟雑物による、その後の処理工程に問題を生じないように、前もって分離しておく必要がある。この目的のために使用されるのがセパレータである。

セパレータには液体とガスを分離する二相用と、油、水、ガスに分離する三相用があり、処理圧力に対応した高圧セパレータ、中圧セパレータ、低圧セパレータを、必要に応じて一段または多段に設置する。また、型式として、横置き型セパレータ（horizontal separator）、縦置き型セパレータ（vertical separator）、球形セパレータ（spherical separator）があり、処理するガス量が液体量に比べて非常に多いセパレータはガススクラバー（gas scrubber）とも呼ばれる。通常の油ガス田では、油ガス層の枯渇度、水の生産量、排油機構の違いなどにより、生産時の各坑井の坑口圧力は異なるので、各坑井の生産状況に応じてどのタイプのセパレータをどのように配置するかを決定する。

① セパレータにおける原油・ガス・水の分離の原理と構造

a) 二相セパレータ（two-phase separator）

図 3.7.8 は、横置き型二相セパレータ（horizontal two-phase separator）の構造の概要を示す。流入した坑井流体は、まず、セパレータ入口部に設置したダイバーターに衝突して、流れの方向を急激に変えて流路の断面積の増大による流速の減少と、遠心力の作用などによる運動量の差、比重差を利用して気液を分離する。液体は容器下部（液槽部）に溜まる。液槽部の大きさは、液体から溶解ガスを分離できるように十分な滞留時間をおくように設計される。常にセパレータ内の液面を一定に保つように、液位コントローラーからの信号によりバルブの開閉が自動で行われる。ガスがセパレータ内を通過する間に、ガス中に含まれる液滴は液槽部に移動する。比重差で分離できなかった液分をガスから除去するために、ガス出口部にミストエクストラクター（mist extractor）が設置される。これは、スクリーンメッシュや邪魔板（deflector）から成る。

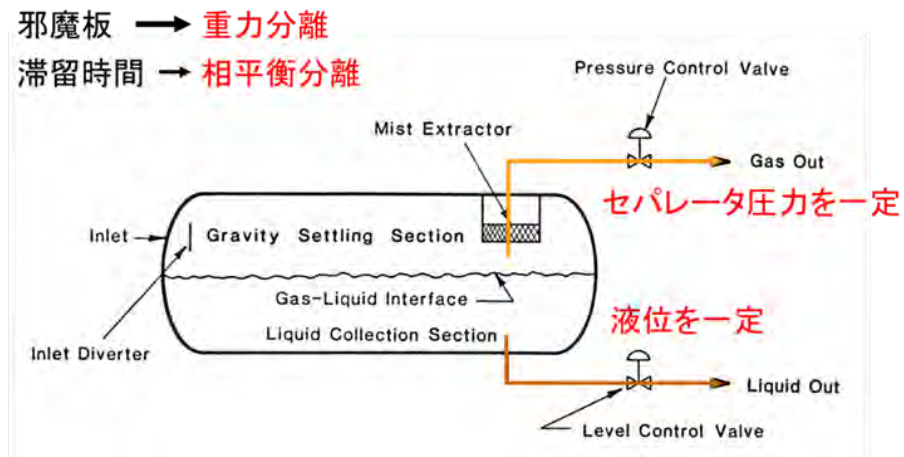


図 3.7.8 横置き型二相セパレータの概要（出典：Arnold et al., 1995 の図に加筆）

b) 三相セパレータ (three-phase separator)

図 3.7.9 に、横置き型三相セパレータ (horizontal three-phase separator) の構造の一例を示す。二相セパレータの場合と同様に、坑井流体はセパレータ入口部に設置したダイバーターに衝突して、運動量の違いと比重差により液滴がガスの流れから分離される。液槽部で十分な滞留時間をおくことにより、水より比重が軽い油とエマルジョンは上部に分離されて、油槽 (oil bucket) に入る。水は、油槽の下部からしきい板 (weir) を越えて水槽へ移動する。油槽と水槽の液位は、それぞれ別の液位コントローラーで一定液位に保たれる。ガスの流れは、二相セパレータの場合と全く同じである。図 3.7.10 は、縦置き型三相セパレータ (vertical three-phase separator) の構造の一例を示す。この他にも別な構造をもつセパレータがあるが、分離の原理は同じであり、ガス、油、水の比重差と衝突による運動量変化を利用する。

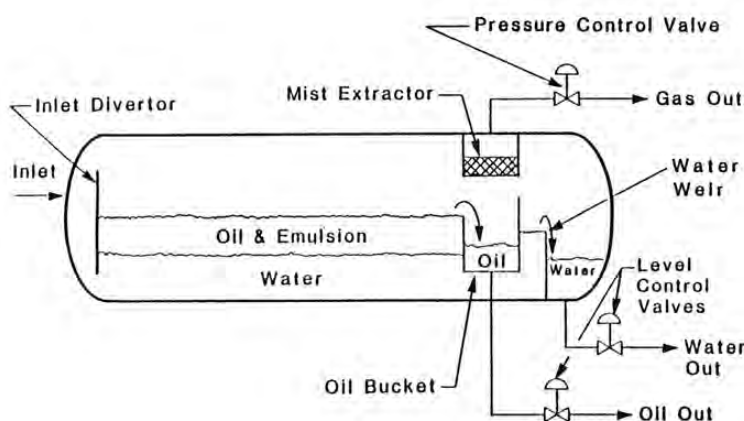


図 3.7.9 横置き型三相セパレータの概要

(出典：Arnold et al., 1995)

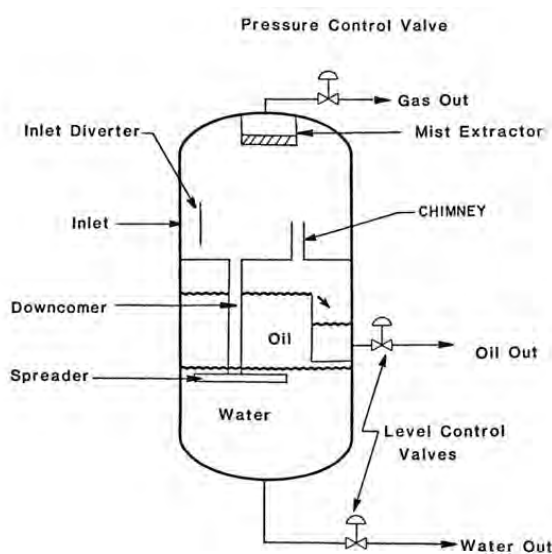


図 3.7.10 縦置き型三相セパレータの概要

(出典：Arnold et al., 1995)

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

② 多段分離による流体処理の流れ

一般的には、図 3.7.11 に示すように、各セパレータの設定圧力を変えた多段分離操作を行う。この例の場合は 3 段分離操作であり、まず坑井流体は高圧セパレータに入り、ガスと液体に分離される。高圧セパレータで分離された液体は中圧セパレータに入り、さらにガスと液体に分離される。最終的に、低圧セパレータにおいて、ガス、油と水の 3 相に分離される。各セパレータで分離されたガスは、高圧ガス生産量、中圧ガス生産量、低圧ガス生産量として計量される。油生産量は、貯油タンクの液位計で計量される。

前述の図 3.7.7 の例では、高圧と中圧のセパレータは 2 相分離を行い、低圧セパレータが 3 相分離を行っている。

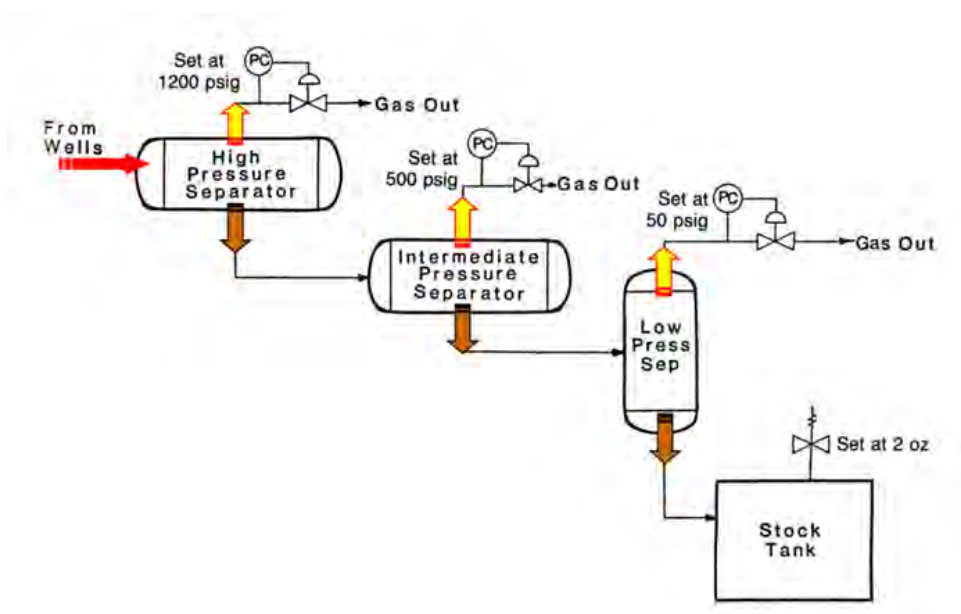


図 3.7.11 ガスと油の多段分離

(出典： Arnold et al., 1995 の図に加筆)

(3) 原油の処理技術

製品原油として出荷するために、原油中の BS&W (Basic Sediment & Water、原油中に含まれる水分や沈殿性成分の総称、泥水分ともいう) 含有量、塩分含有量を製油所で要求する所定の規格値内にする必要がある。また、貯油時、タンカー等による輸送時に生じる蒸発減耗損を少なくするために、原油の蒸気圧を所定値以下にする必要がある。

① エマルジョン処理

坑井流体の組成にもよるが、一般的にセパレータで分離される油中にはエマルジョンと呼ばれる乳化状の懸濁液が多く含まれる。図 3.7.12 に示すように、エマルジョンには、W/O (Water in Oil) エマルジョン (油中水滴型) と O/W (Oil in Water) エマルジョン (水中油滴型) がある。前者は、油の連続相内に細かい水滴が分散したものであり、後者は水の連続相内に油滴が分散したもので、貯油タンク内に静置しても水と油に分離し

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

ない。実際の油田におけるエマルジョンの型は油中水滴型が圧倒的に多く、原油を販売する場合は、このエマルジョンを分解し、製油所が要求する BS&W 値（通常、0.2～3% 以内）にする必要がある。

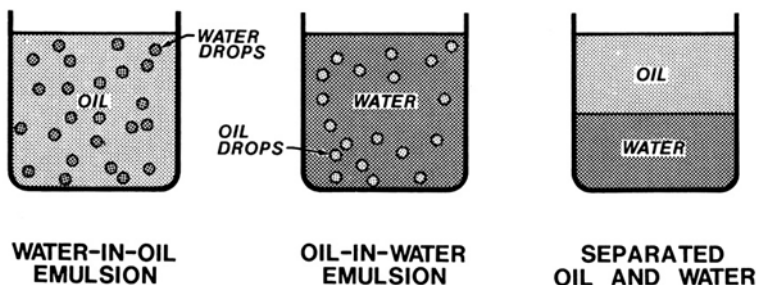


図 3.7.12 エマルジョンの種類

(出典：Giuliano, 1989)

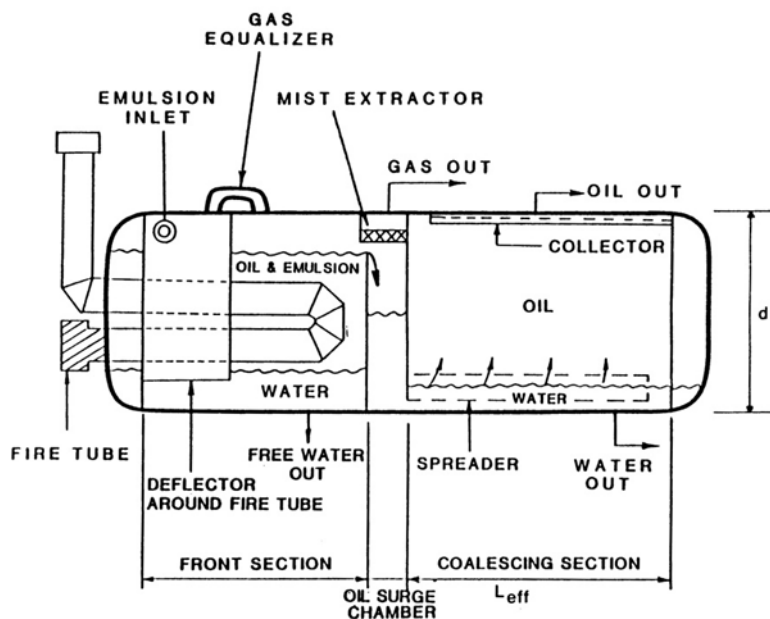


図 3.7.13 横置き型加熱処理装置（エマルジョン処理装置）

(出典：Arnold et al., 1995)

エマルジョンを分解して原油と水に分離するための最も一般的な方法は、原油の加熱処理である。油中からのエマルジョンの分離操作は、加熱によるエマルジョン分解と分離した水滴凝集の2操作の組合せである。図 3.7.13に、横置き型加熱処理装置 (horizontal heater-treater) の概要を示す。エマルジョンを含む油は、図中の◎の部分からファイヤーチューブの置かれた液槽内に入る。邪魔板との衝突と比重差により、油は水から分離された状態で、入り口部の液槽内に溜まる。ファイヤーチューブからの熱伝導で加熱された油は、オーバーフローして次の液槽 (oil surge chamber) へ移動する。その後、spreader

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

を通して凝集液槽 (coalescing section) に入る。凝集液槽では、加熱された油が上昇する間にエマルジョンが分解して、分離された水滴は下部へ沈降する。水滴を効率的に凝集させるために、電磁場を利用する方法もある。

原油の種類によっては、アスファルテンやレジン成分の作用によって、水滴が原油の中でエマルジョンとして安定化されている場合がある。この場合は、水滴を覆うアスファルテンの皮膜は強固であり、加熱処理だけではエマルジョンからの水分離が困難になる。そのため、解乳化剤 (エマルジョンブレイカー) と呼ばれる界面活性剤を添加して水滴を覆う皮膜を弱めた後で、水滴の凝集・分離操作が行われる。

② 蒸気圧低下装置 (スタビライザー、stabilizer)

セパレータで分離処理された軽質原油をそのままタンクに受け入れると、原油の蒸気圧が高いので、タンクからの蒸発損失量が多くなる。そのため、タンクに受け入れる前に原油の蒸気圧を下げる必要がある。原油のエマルジョン処理装置は、その処理過程で原油の軽質分が加熱により気化して除去されるため、原油の蒸気圧を低下させる役割も有する。

また、揮発性原油やコンデンセートは、貯油タンクに静置されている間やタンクローリー、タンカー等で輸送する間の蒸発損失量が多くなる。そのため、原油を加熱して溶解ガスを強制的に除くためのスタビライザーと呼ばれる装置を用いることもある。

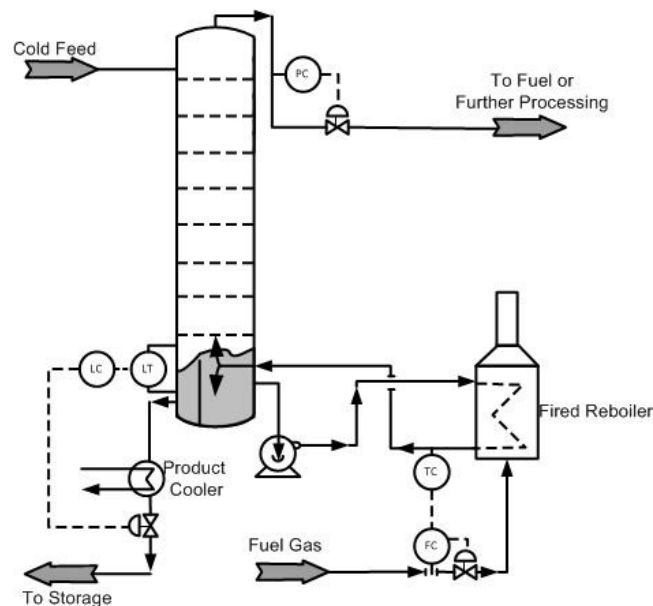


図 3.7.14 蒸気圧低下装置 (スタビライザー) 構成例

(出典: Arnold et al., 1995)

③ 脱塩装置

原油と一緒に産出する水 (随伴水) には塩分 (TDS: Total Dissolved Solids) が含ま

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

れている。塩分の大部分は、水溶性のナトリウム、カリウム、マグネシウムの塩化物であり、塩分濃度が非常に高い場合は、これが固形分として原油に存在することがある。塩分が含有されたままの原油を製油所に出荷すると、精留塔の腐食、熱交換器内でのスケールの付着、脱硫触媒の劣化等を招くので、出荷される原油の塩分規格は、通常、原油 1000 バレル当たり 10 ポンド (28.5ppm) 以下にしなければならない。

通常は塩分の大部分は水に溶解しているため、原油の BS & W を下げる処理やエマルジョン処理を行うだけで出荷される原油の塩分規格は満たされる。しかし、塩分濃度が高い場合は、脱塩処理 (desalting) が必要になる。脱塩処理は、基本的には原油を水で洗浄する操作である。図 3.7.15 に 2 段階の脱塩プロセスの例を示すように、まずは原油に対して水が注入され、混合弁 (mixing valve) で両者が混合されることで原油中の塩分が水に溶解する。第 1 段階のセパレータで塩分濃度の高まった水が分離・排出された後、さらに清水 (fresh water) を混合注入し、第 2 段階のセパレータで塩分を含む水が分離・排出される。このように、水に溶解させることで原油中の塩分が除去される。

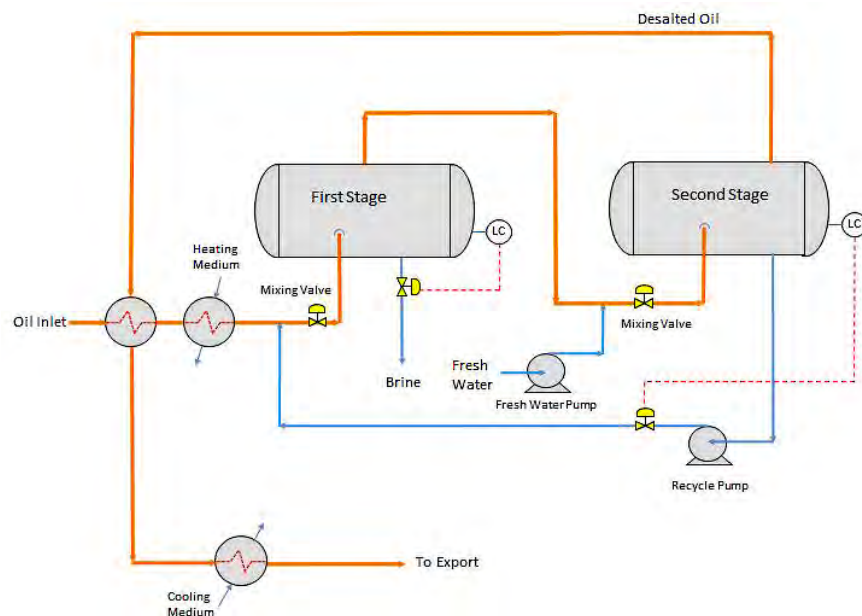


図 3.7.15 2 段階の脱塩プロセスの例

(出典：Piping Engineering 社ウェブサイト)

(4) 天然ガスの処理技術

セパレータで分離されたガスは、セパレータの圧力、温度における飽和水蒸気を含んでいる他、硫化水素、炭酸ガス等の酸性ガスを含んでいる場合がある。処理装置やパイプラインのハイドレート形成による閉塞、腐食、ユーザー側の触媒劣化・大気汚染などの障害を引き起こす原因となり、除去する必要がある。

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

① 脱湿処理

セパレータで分離後のガス中には、セパレータの温度・圧力条件下で水分が飽和状態で含まれる。そのままの状態をパイプライン輸送すると、ガス温度が低下して、ハイドレート生成によるバルブやパイプラインの閉塞事故、冷却凝縮した水の蓄積によるパイプラインの圧力損失による送ガス能力の低下、鋼材の内面腐食、販売ガス性状の変化、等を引き起こす。従って、パイプライン輸送前に、ガスの脱湿処理を必ず行う。どの程度まで販売ガス中の水分を許容できるかは販売契約により決められるが、各地域に代表的な許容値が定められている。米国南部では 7 lb/MMscf 、米国北部では 4 lb/MMscf 、カナダでは $2\sim 4 \text{ lb/MMscf}$ である。日本国内では 7 lb/MMscf の値が採用されている。寒冷地では輸送中のガス冷却が厳しくなるので、水分をより厳密に分離する必要がある。

天然ガスの脱湿方法は、次の、a)吸収法、b)吸着法、c)低温分離法の三つに大別される。

a) 吸収法

液体の脱湿剤 (absorber) により水分を吸収除去する方法。脱湿剤としては、グリコール (エチレングリコール、ジエチレングリコール、トリエチレングリコール)、塩化カルシウム水溶液などが使用される。

吸収法で代表的なグリコールデヒドレーター (glycol dehydrator) の概要を図 3.7.16 に示す。脱湿前のガスは、まずガススクラバーで液体分を分離した後で吸収塔内へ入り塔頂部からの高濃度のグリコールと向流接触する。そこでグリコールに吸収されることによりガス中の水分が除去される。吸収塔頂部から脱湿されたガスがパイプラインへ送られる。一方、吸収塔底部に溜まる水分を吸収したグリコールは、リボイラーで加熱再生された後で (水分を蒸発させて高濃度のグリコールを再生した後で)、再び吸収塔へポンプされる。

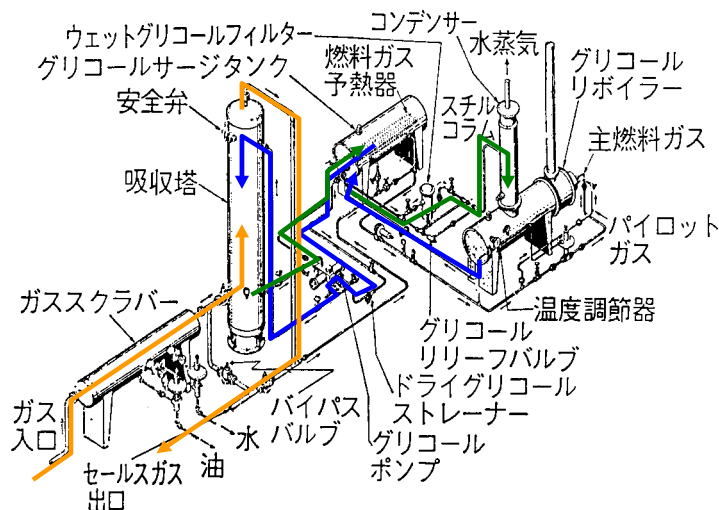


図 3.7.16 グリコールデヒドレーター

(出典：石油鉱業便覧, 1983 に一部加筆)

b) 吸着法

固体の脱湿剤 (desiccant) により水分を吸着除去する方法。脱湿剤としては、シリカゲル、モレキュラーシーブ、活性アルミナなどが使用される。

図 3.7.17 に、ドライデシカントデハイドレーター (dry desiccant dehydrator) の概要を示す。脱湿前のガスは、まずガススクラバー (インレットスクラバー) で液体分を分離した後で吸着塔内に入り、吸着剤により水分を除去される。吸着剤が水分を含んでくると脱湿効果が悪くなるので、適当なサイクルで二つの吸着塔 (吸着塔と再生塔) を切り替える。再生塔では、吸着処理を行っていない間に、加熱乾燥処理により吸着剤の再生が行われる。

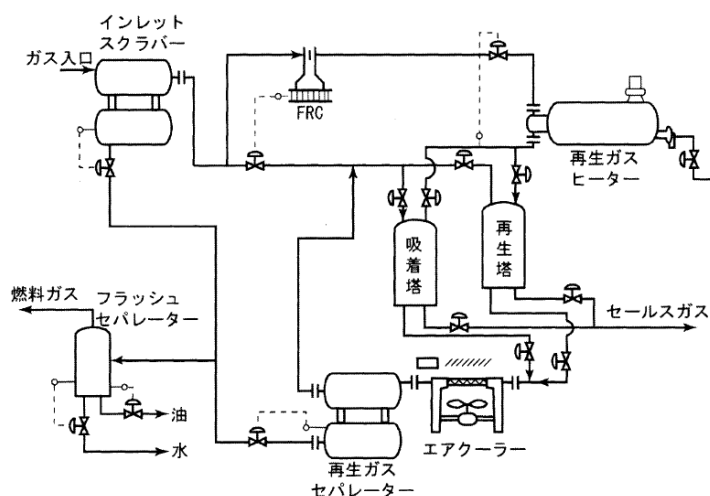


図 3.7.17 ドライデシカントデハイドレーター

(出典：田中達生, 2003)

c) 低温分離法

装置内でガスを冷却することにより凝縮液化する水分を除去する方法。ガスの組成によっては、冷却することによりコンデンセートが凝縮液化する。自己冷却法と冷媒冷却法がある。

自己冷却法は坑口圧力を利用してガス自身の断熱膨張によるガスの温度を下げる方法で、装置の出入口で十分な圧力差がとれる高圧ガス井の坑井元での処理に広く使われる。ガス中の水分を除去しながらコンデンセートを分離する装置を LTS (Low Temperature Separator) と呼び、熱交換器の上流側にハイドレート防止剤としてグリコールを注入する方式がよく使われる (グリコール注入式低温分離装置)。

冷凍冷却法は、アンモニアなどの冷媒の気化熱を利用して熱交換によりガス温度を低下させる方法で、吸収式と圧縮式の二通り (アンモニア吸収冷凍式低温分離装置、アンモニア圧縮冷凍方式低温分離装置) がある。前者はアンモニアの水への吸収性を利用してアンモニアの濃縮・液化および気化を行い、この時の冷媒冷却効果によって得られる低温によりガスの脱湿を行う方法である (図 3.7.18)。後者は、チラーからの冷媒冷気

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

をコンプレッサーを用いて機械的に圧縮して凝縮液化させる方式を指す。冷蔵庫やエアコンと同じ原理に基づいてガスを冷却する。



図 3.7.18 筆者撮影のアンモニア吸収冷凍式低温分離装置、1998

② 酸性ガスの除去

天然ガス中には水分のほかに、硫化水素 (H_2S)、炭酸ガス (CO_2) 等の酸性ガスが多く含まれている場合がある。 H_2S の毒性は強く、またこれらのガスは水と共存して採取処理装置やパイプライン等を腐食させるので、パイプラインで送ガスする前に酸性ガスを除去する必要がある。特に H_2S を高濃度で含むガスをサワー・ガス (sour gas) と呼び、サワー・ガスから H_2S の除去を行う一連の操作をスイートニング (sweetening) と呼ぶ。代表的な酸性ガスの処理方法には、a) 化学吸収法 (chemical absorption process、アミン等の溶剤を用いて化学的に CO_2 を吸収液に吸収させ分離する方法)、b) 物理吸収法 (physical absorption process、高圧下で CO_2 を物理吸収液に吸収させて分離する方法)、c) 膜分離法 (membrane separation process、 CO_2 が選択的に透過する膜を用いて分離する方法) 等がある。

a) 化学吸収法

ガス中の酸性ガスと吸収液の化学反応を利用して CO_2 を除去する技術である。吸収液によって技術が分かれ、炭酸カリウム水溶液に CO_2 を吸収させる熱炭酸カリ吸収法 (Benfield 法や Catacarb 法)、アルカリ性の吸収液に CO_2 を吸収させるアルカノールアミン法などがある。古くは熱炭酸カリが用いられていたが、現在では CO_2 分離時の必要エネルギーがより少なくて済むことから、アミン水溶液の利用が中心となっている。

アルカノールアミン法として、初めに商業化に成功した吸収液は、TEA (トリエタノールアミン) で、その後に、MEA (モノエタノールアミン)、DEA (ジエタノールアミン)、DGA (ジグリコールアミン)、MDEA (メチル・ジエタノールアミン) 等が普及した。TEA は近年ほとんど用いられていない。これらの吸収液は、アミノ基を分子構造の中に

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

有し、一般的にアミンと呼ばれる。40～50℃の温度でアミノ基とCO₂は結合反応を起こし、アミン炭酸塩を形成する。このアミン炭酸塩を110～130℃に加熱すると、CO₂は吸収液から解離し、放散される。

アミンとは、アンモニアNH₃のH原子を炭化水素基、または芳香族原子団で置換した化合物の総称で、H原子を置換した数が1個、2個、3個の時、それぞれ第1級、第2級、第3級アミンと呼ばれる。酸性ガスとの反応性、劣化または損耗の程度は1級>2級>3級の順に小さくなる。第1級アミンであるMEAおよびDGA、第2級アミンであるDEAは、H₂S、CO₂を同時に除去することが可能。第3級アミンであるMDEAはN原子に結合するH原子を持たないのでCO₂の吸収能力がほとんど無く、これを補う目的で化学系の活性剤が工夫され選択性を高めたactivated MDEAにより、H₂S、CO₂を同時吸収させることが可能となった。1級アミン同士であるMEAとDGAとの最も大きな相違点は吸収溶液濃度であり、MEAが15～30 wt%水溶液であるのに対し、DGAは60 wt%と高濃度の水溶液が用いられる。そのため、DGAが、溶液循環量を少なくできることが利点となっている。

原料ガス中の酸性ガス濃度が15%以下を目安として採用される。

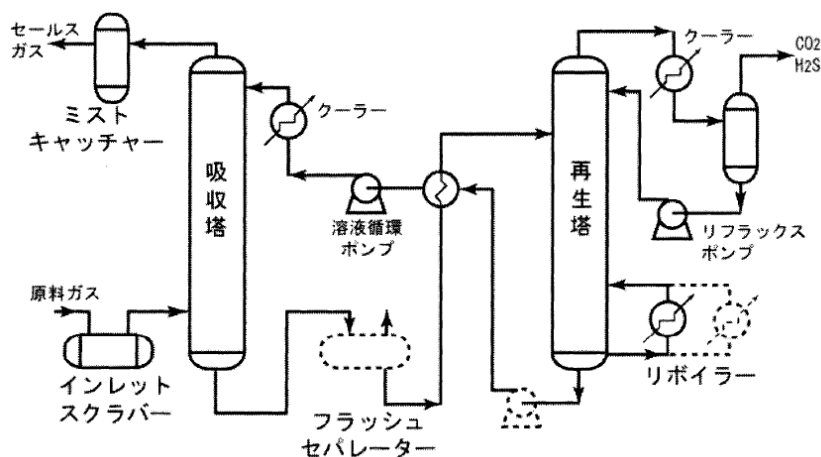


図 3.7.19 アミンによる化学吸収法による天然ガスからのCO₂回収プロセス

(出典：田中達生, 2003)

図 3.7.19 に示すように、化学吸収法では、酸性ガスは吸収塔に底部から入り、塔頂部からポンプされる吸収剤と向流接触する。ここで酸性ガス成分 (CO₂や H₂S) は吸収剤との化学反応によってガスから除去される。塔底部に沈降・蓄積した酸性ガス成分を吸収した溶剤は再生塔に送られ、酸性ガス成分が除去されたのち、再び吸収塔にポンプされる。

b) 物理吸収法

CO₂を大量に溶解できる液体中 (溶剤) に CO₂を取り込む技術である。原料ガスを溶

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

剤に接触させ、高圧・低温下で物理的に CO_2 を吸収し、減圧または過熱して CO_2 を放出する。溶剤の酸性ガスに対する選択的な物理吸収作用を利用する方法で、化学反応の伴わない方法である。用いられる吸収剤の種類によって独自のプロセスが開発されているが、ほとんどの吸収剤が揮発性であり、天然ガス中の重質成分であるプロパン、ブタン等の炭化水素を溶解しやすい性質を有している。このため処理ガスの熱量低下や溶剤の蒸発損失を伴うことがこの方法の短所である。しかし長所として、常温での処理が可能で、溶剤再生は減圧のみで良く加熱もほとんど必要としないため運転費が極めて安くすむという利点がある。湿式脱硫法として技術的に確立されており、代表的なプロセスとして、selexol process、fluor solvent process、purisol solvent process 等がある。一般的に酸性ガス濃度が 15%以上になれば採用され、処理後の CO_2 は 1.5~0.1 vol%以下、 H_2S は 16~1 ppm 以下とすることができる。図 3.7.20 に物理吸収法のプロセスのフローを示すが、基本的には、化学吸収法と同じく、吸収塔での酸性ガスの吸収・除去、再生塔での吸収剤の再生の二つのプロセスから成る。

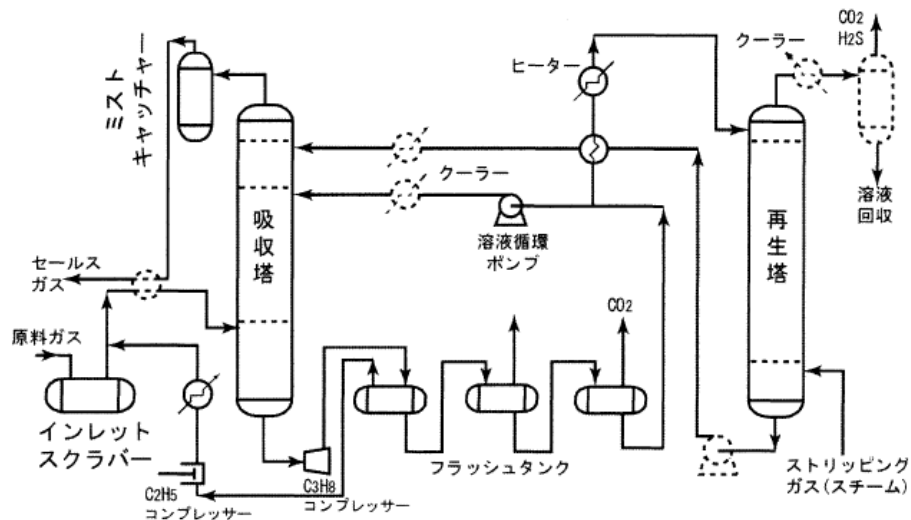


図 3.7.20 物理吸収法による天然ガスからの CO_2 回収プロセス

(出典：田中達生，2003)

c) 膜分離法

高分子膜を用いて圧力差を駆動力として CO_2 を分離する技術である。原料ガス中の CO_2 を膜で分離できれば、媒体の移動や再生エネルギー投入が不要になり省エネルギーとなる。Separex、Cynara、W R Grace などが技術を開発し、事業を拡大してきており、現在までに 100 万 Nm^3/h 前後の大型処理設備を建設した実績がある。膜はその製造元によっても異なるが、大体 30~500 μm 程度の直径の毛細管を持つ様々なタイプのポリマーからできている。膜を通過するガス成分の速度には、

速い： H_2O 、 H_2 、 He 、 H_2S

中間： CO_2 、 O_2

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

遅い：Ar、CO、N₂、CH₄

の違いがあるので、この速度の違いを利用してガス成分の分離を行う。

従来高分子膜はいずれも酢酸セルロース製のスパイラルまたは中空糸膜である。酢酸セルロース製の膜の場合は、CO₂濃度5%の天然ガス中のCO₂濃度を2.5%まで削減するのが限界である。CO₂濃度50%の天然ガスに対しては、濃度30%程度までしか削減できていない。その後開発されたポリイミド膜では、CO₂濃度18%の天然ガスの処理で3%、フッ素樹脂系分離膜ではCO₂濃度60%から8%までの低減実績が発表されており、高分子膜の性能は改善されてきているが、供給ガス中のCO₂濃度が高くなると、CO₂/CH₄選択率が大幅に低下するため、既存の高分子膜技術は高CO₂濃度の天然ガスには適用できない。最近では、ゼオライト膜のCO₂/CH₄系におけるCO₂分離性能が高分子膜に比べて桁違いに大きいことがわかってきており、高濃度のCO₂を含む天然ガスの処理への実用化に向けて多くの研究がなされている。

(5) 坑廃水処理 (waste water treatment)

原油から分離された水（原油の生産に伴う随伴水）は、廃水ピットまたはスロップタンクに集められ、静置分離（重力分離）される。その後、油水分離装置を経て、浸透性が良くかつ利水層を汚染しない地層に還元井を通じて再び地下の地層中に圧入されるか、排水基準を満たすよう処理がなされた後で河川や海洋に放出されるか、さらなる処理をして水攻圧入水として再利用する等の対応がなされる。世界的に見ると海洋油ガス田の随伴水の処理は、以前は生産された原油・ガスと共にパイプラインで陸上に輸送処理が行われることもあったが、昨今の海洋油ガス田開発の増加に伴う技術発展により、洋上での圧入処分、または排水基準を満たす水処理・海洋投棄も行われるようになってきている。

① 排水基準

河川や海洋に放出する場合は、各国で排水基準が定められており、例えば、米国環境保護庁（EPA : United States Environmental Protection Agency）は、メキシコ湾での洋上油田で放出される生産水中の油含有量が1日の最大量で49 ppmを超えないように、また月平均の油含有量が29 ppmを超えないように基準を定めている。MARPOL（海洋汚染防止条約）では油分15ppm以下としているが、50ppmを採用している国もある。日本国内の油ガス田廃水の公共水域への排出基準は、鉱山保安法および水質汚濁防止法に基づく省令および府令に定められている。また国で定めた基準の他、地方条例または特定地域の実情に応じて地方自治体の規制または指導がある（表 3.7.1）。油ガス田の坑廃水に重要な排水基準は、pH、油含有量、浮遊物質量（SS : Suspended Solids）、化学的酸素要求量（COD : Chemical Oxygen Demand）、生物化学的酸素要求量（BOD : Biochemical Oxygen Demand）である。

表 3.7.1 排出基準

適用を受ける排水の基準	排水基準を定める省令（昭和46年総理府令及び附則） 排出量 50 m ³ /日以上	A地区の条例 排出量に関わらず適用
pH	海域 5.0~9.0 海域以外 5.8~8.6	海域 5.0~9.0 海域以外 5.8~8.6
ノルマルヘキサン抽出物質含油量（鉱油類含有量）	5 mg/ℓ	5 mg/ℓ
浮遊物質（SS）	200 mg/ℓ（日間平均 150）	日間平均 70 mg/ℓ
化学的酸素要求量（COD）	160 mg/ℓ（日間平均 120）	日間平均 30 mg/ℓ
生物化学的酸素要求量（BOD）	160 mg/ℓ（日間平均 120）	日間平均 30 mg/ℓ

（出典：鉱山保安テキスト―鉱場（鉱業労働災害防止協会、2014））

② 水処理プロセス

水処理プロセスにおける基本的な単位操作には、沈降もしくは浮上分離、凝集、ろ過、吸着、スラッジ分の脱水および廃棄等がある。実際の処理プロセスでは、坑廃水の性状、目標水質、規模、運転維持管理の難易度および経済性等を考慮し、上記方法が組み合わせて用いられる。油分の除去（de-oiling）やSSの除去には、浮上分離方式の a) API オイルセパレーター（API gravity separator）、b) CPI オイルセパレーター（corrugated plate separator）や、遠心分離方式の c) ハイドロサイクロン（hydrocyclone）、ろ過方式のメンブレンフィルター（membrane filter）等が用いられている。

a) API オイルセパレーター

浮上分離装置の代表的なタイプである。分離・処理後の随伴水は、長方形の水槽に導入され、層流で流れている間に水中の遊離性油滴が浮上分離する原理を応用した型式である。油滴径が 150 [μm] までの分離を目的としている。

b) CPI オイルセパレーター

傾斜板式のオイルセパレーターで、板間隔を 20~40 mm とする波状の傾斜板を用いているため、単位面積当りの分離面積が大きく、油滴径 60 μm までの分離ができる。

c) ハイドロサイクロン

遠心分離式で分離性能が良く、エマルジョン状態にも対応でき、広く用いられている。加えて、ガス誘発浮揚（IGF: Induced Gas Flotation）、液中に分散した油分・固形物を微小気泡により分離させる二次油水分離装置を併用して分離効果を上げている（図 3.7.21）。海上でよく使用されている。



図 3.7.21 ハイドロサイクロンと油水分離装置

(出典：キャメロン ジャパン)

3.7.4 その他の設備・機器

(1) 水攻圧入設備

圧入水の条件として、油層内で閉塞を起こさないこと、圧入施設にスケールや腐食を起こさないこと等が求められる。通常、圧入原水として海水を用いるが、その水処理プラントでは、海水中の溶存酸素、微生物、夾雑物を除去するために、コースフィルター (coarse filter)、ファインフィルター (fine filter) による濾過、デアレーター (deaerator) による脱気および脱酸素剤の添加、そして殺菌剤、防腐剤、スケール防止剤などが添加されて、圧入ポンプにて対象油層へ圧入される。

(2) ガス圧入設備

ガス圧入用コンプレッサーとその付属機器からなる。セパレータで分離後、脱水・露点調整されたガスはコンプレッサーで昇圧され、契約圧力を満たすようにパイプラインで販売されるか、油層の圧力保持やガスリサイクリングのためにガス層へ再圧入される。コンプレッサーには、遠心式とレシプロ式などがあり、圧入層の圧力に応じて変化するが、高圧であれば一般にレシプロ式が採用される。

(3) ガス燃焼設備

燃焼処理にはランドフレア、またはフレアスタックが用いられる。FPSO (Floating Production, Storage and Offloading system) などの海洋プラットフォームに搭載されるランドフレアは直径 5m×高さ 30m 程度の筒状の構造物で、ガスの発生量に応じて使用するバーナーチップの数を変えることができ、ガス量の変動が大きい場合に用いられる。火炎が見えず放射熱が少ない。フレアスタックは数十 m のトラス構造で、ガス量が多い場合に用いられる。ランドフレアの場合にはプロセスモジュールや居住区に対し風上側で

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

も風下側でも設置することが出来るが、フレアスタックの場合には放射熱を避けるため風下側に設けられることが多く、放射熱量によってフレアスタックの長さや高さが決められる。燃焼処理設備は緊急時のために必要で、ガス生産量全量に対応できる設備が搭載される。

現在、多くの海域で、随伴ガスを放出あるいは燃焼することが難しくなっており、生産したガスは、パイプラインで出荷するか、全量圧入する必要性が高い。

(4) 制御システム

制御システムの機能は、モニター、弁などの遠隔操作、流量・圧力などの調整機能および緊急遮断弁の操作などである。モニタリング用計装機器は空気式が一般的で、一部電気式が併用される。弁の遠隔操作には空気圧式と油圧式があるが、緊急遮断弁以外の調整弁では空気圧式が一般的である。緊急遮断弁は油圧のアクチュエーターで作動させるケースが多く、また、常時は油圧にて「開」とし、緊急時およびラインの損傷などによる圧力低下に対してはスプリングにより「閉」となるフェールセーフ (fail safe) の構造となっている。流量・圧力・温度などの調整は、原油の生産・処理状態に応じて最適値となるよう自動制御されている。

(5) 付属装置

付属装置には次のような機器がある。

① ケミカルインジェクション (chemical injection)

ワックス分の析出防止と配管内の防食などの目的で薬剤またはケミカル (chemical) をプロセスシステムの圧力容器や配管の中に注入するための装置で、薬剤貯蔵用タンクとポンプから成る。ケミカルの注入量は原油の性状により1日当たり数～数十リットル程度である。また、ハイドレート防止のためにケミカルとしてグリコールがフローラインや生産井に圧入される。グリコールは回収され、再生プロセスを経て再び使用される。圧入量はガスおよび水の生産量、温度・圧力によって決定される。

② マニフォールドおよびピグレシーバー (海洋油田の場合)

FPSO などの海洋プラットフォーム施設において、フレキシブルライザー (flexible riser) の数が多い場合、スイベルの段数を減らすためにマニフォールドをスイベルの上流側に設けることがある。フローラインの内部清掃と板厚検査などを行うピグ (pig) は、プロセスシステムの入口から海底坑井まで往復するピグの送受装置として、主管より分岐したピグレシーバーを設ける。

3.8 計量

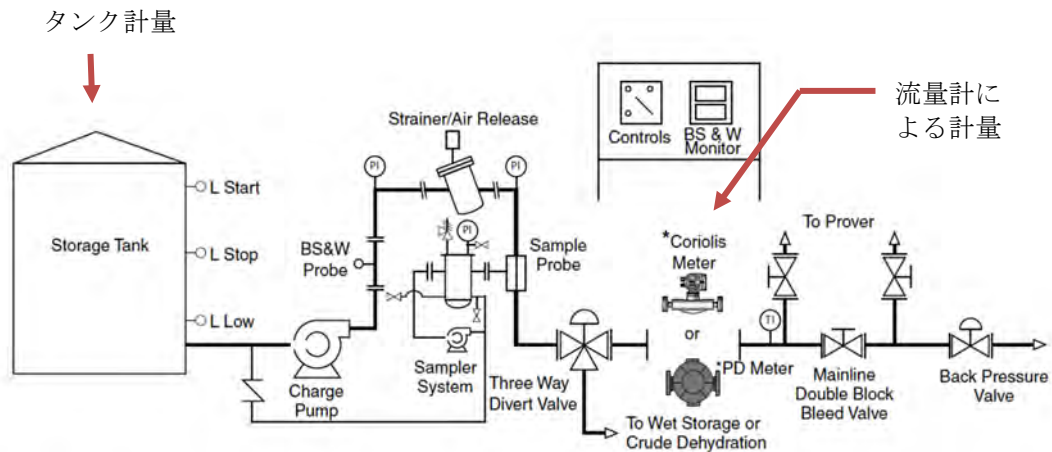
計量は、油・ガス田からどれだけ生産されたかを記録・管理し、出荷・販売量を決定するうえで重要な作業である。また、坑井ごとの生産量の推移を知ることは、将来の生産予測の基礎

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

となり油層評価のために必要である。一般的に、油ガス田全体と坑井別の日報が作成される。

3.8.1 原油の計量 (crude oil metering)

分離処理された原油は、通常は、貯油タンクから LACT (Lease Automatic Custody Transfer) unit を通して販売される (図 3.8.1)。LACT unit では、BS&W を常に計測して、それが基準値以上になった場合は、自動的に原油加熱装置へ戻す操作を行う。基準値に合格した原油のみがパイプラインへ販売される。小規模油田でタンクローリーによる輸送販売を行う場合には、LACT unit を使わずに、タンクローリーに装備されたマスターメーターによる計量で原油販売されるケースもある。



*See Meter Selection Guide for choosing the correct meter for the application.

図 3.8.1 LACT Unit

(出典：FMC technical paper に加筆)

(1) タンク計量

貯油タンクの液位計で原油の液位を測定し、タンクテーブル (液深と液体積の関係を示すタンク固有の表) を用いて原油の容量を求める方法である。日常の生産量の管理として一般的に用いられている。販売量としてこの値を用いる場合は、標準状態 (normal condition) に換算して表示する。タンク内の液比重、温度を測定し、JIS_K2249 等の規格に示される表より容量換算係数を求めて、上記の容積値に乗じて算出する。さらに、少量の BS&W をさし引いて取引される。BS&W は、採取したサンプル油を遠心分離器にかけ、原油と BS&W 分に分離し、容積%によって標示する。

タンクテーブルは、タンク建造時に API 2551 などの規格に従って作成するか、(社)日本海事検定協会などの第三者検定機関に作成を依頼する。

(2) 流量計による計量

貯油タンクの出口または LACT Unit の出口部に設置した流量計で、原油の出荷量が計量

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

される。流量計としては、①容積式流量計（positive displacement flow meters）、②タービン式流量計（turbine flow meters）が用いられるが、最近では、③コリオリ式流量計（coriolis flow meters）も用いられるようになっている。

① 容積式流量計

代表的な形式としてルーツ式とオーバル式がある。ケーシングの中にルーツ式は「まゆ形」、オーバル式は「歯車形」をした互いに噛み合った一対の回転子が組み込まれている。図 3.8.2 にルーツ式を示すが、流体がケーシング内に入ると回転子は流体に押されて外側に回転する、その時に回転子とケーシング内壁との間に計量室 A、B が交互に形成される。その結果、流体は A、B いずれかを通して下流側に排出される。計量室の容量をあらかじめ求めておけば、あとは回転数を数えるだけで積算流量が計測される。液体、気体とも測定可能。

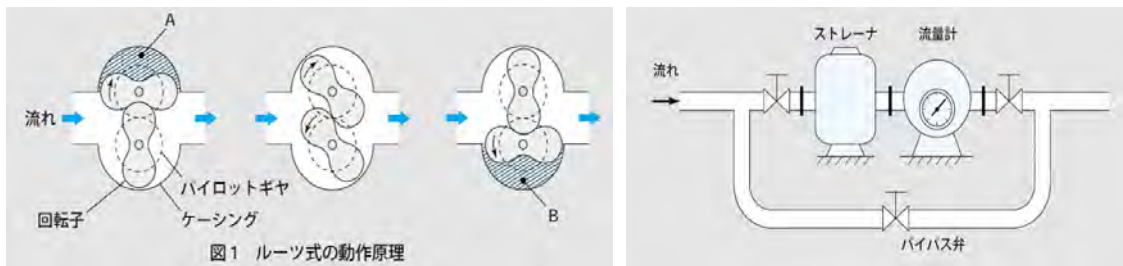


図 3.8.2 ルーツ式の動作原理と標準的な設置例

(出典：佐鳥聡夫,MS TODAY,2002)

② タービン式流量計

流体で羽根車を回す方式に、流れを羽根車の回転面を直角に当てる軸流式、回転面と平行に当てる接線流式の二種がある（図 3.8.3-a）。羽根車の回転数が体積流量に、回転速度が瞬時流量に比例することから、検出コイルで電気的信号として取り出した羽根車の回転数、回転速度を変換して計測する方式（図 3.8.3-b）。

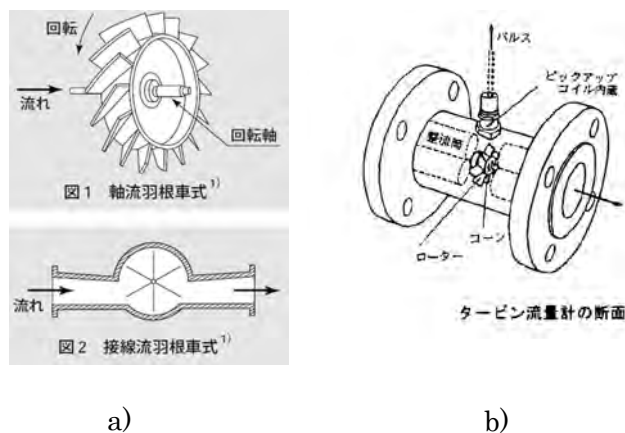


図 3.8.3-a タービン式の動作原理

図 3.8.3-b 設置位置

(出典： a) MS TODAY,2002 b) 鉱山保安テキスト 鉱場（鉱業労働災害防止協会、2014）)

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

③ コリオリ式流量計

数学でいう回転座標系でその回転中心から離れたり、近づくように運動する物体には、その進路を曲げる力が働くというコリオリの力を利用した流量計。図 3.8.4-(a)に示すように、振動するU字形チューブの中を流体が流れると、チューブの上昇又は下降に伴い、二つの脚の間で逆方向のコリオリの力が生じる。この力は流入側と流出側で反対方向に働くため、トルクが生じ、チューブにねじり角が生じる。コリオリの力は流体の質量流速に比例することから、チューブのねじれ角を測れば質量流量が分かる。計測する場合に必要な主な素子と信号を付け加えた図を示す(図 3.8.4-(b))。

質量流量の直接測定や密度の測定が可能であり、高精度でレンジアビリティが高く(最大流量の 1/100 まで測定可能)、他の計量器には無い多くの特徴を有している。そのため 1970 年代後半に実用化されて以来、流量計としての歴史が最も浅いにも関わらず、今や主要な計量器として不動の地位を占めるようになった。液体、気体ともに測定可能。

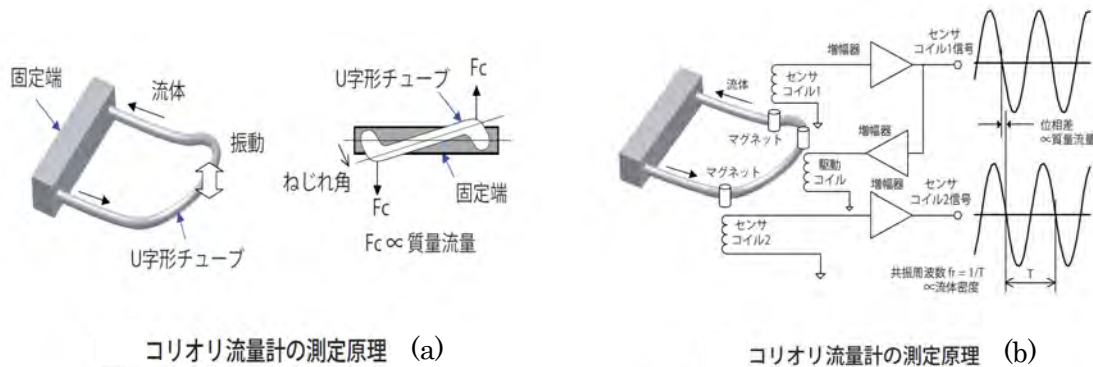


図 3.8.4-(a),(b) コリオリ式流量計の測定原理

(出典：横河技報,2010)

3.8.2 ガスの計量 (gas metering)

(1) 標準状態と基準状態

ガスは圧力温度条件によって体積が変化するので、計量の基準が JIS に定められている。ガスを体積で表す場合、次の二つの方法がある。

- 基準状態 (1 気圧、15.6°C の水蒸気飽和状態) :
単位は [Sm³]。油ガス田からのガス生産量はこの基準で計上される。
- 標準状態 (1 気圧、0°C の乾燥状態) :
単位は [Nm³]。都市ガスは、標準状態で計量・販売される。

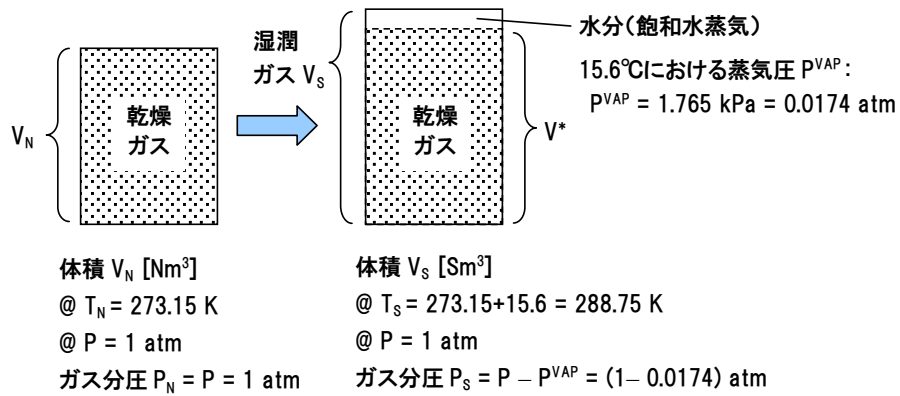


図 3.8.5 ガス計量における基準状態と標準状態の違い

同じ mol 数のガスを基準状態で表したときの体積 V_S と標準状態で表したときの体積 V_N の間には、 $V_S \approx 1.076 V_N$ の関係がある。つまり、 $1 \text{ Sm}^3 = 1.076 \text{ m}^3$ 。この関係は、以下のように誘導される。まず、図 3.8.5 に示すように、1 atm、0°C で乾燥ガス V_N [Nm³] を容器内に仕込む。次に容器の温度を 15.6°C まで上昇させると乾燥ガスの体積は V^* [m³] になる。さらに、容器の圧力・温度一定に保ち、15.6°C での蒸気圧に相当する水分を容器内に挿入すると、体積は V_S [Sm³] になる。理想気体の状態方程式より、

$$\frac{P_N V_N}{T_N} = \frac{P_S V_S}{T_S} \quad \text{が成り立つので、} \quad \therefore V_S = \frac{T_S P_N}{T_N P_S} \cdot V_N = \frac{288.75}{273.15} \times \frac{1}{1 - 0.0174} \approx 1.076 V_N$$

(2) 計量機器

天然ガスの計量では、流量計にてパイプラインまたはフローラインを通過状態での体積流量を測定し、圧力・温度等の各補正をして基準状態での流量を求める。①オリフィスマータ (orifice meter) が一般的に用いられるが、②渦流量計 (vortex flow meter)、コリオリ式流量計 (原油の項参照) なども用いられる。

① オリフィスマータ

流体の流れている管内の途中に絞りを設け、その上流と下流に生じる圧力差を測定して、管路内の流量を求めるための計器である (図 3.8.6)。オリフィス式差圧流量計ともいう。オリフィス板、導圧管、差圧計などから構成され、天然ガスを含む各種気体、液体、スチームなどの流体の流量の計量が可能で、工業的に広くかつ一般的に使われている。

オリフィスマータによる天然ガスの計量方法については、日本では「日本工業規格 (JIS) M8010」で規定されている。

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

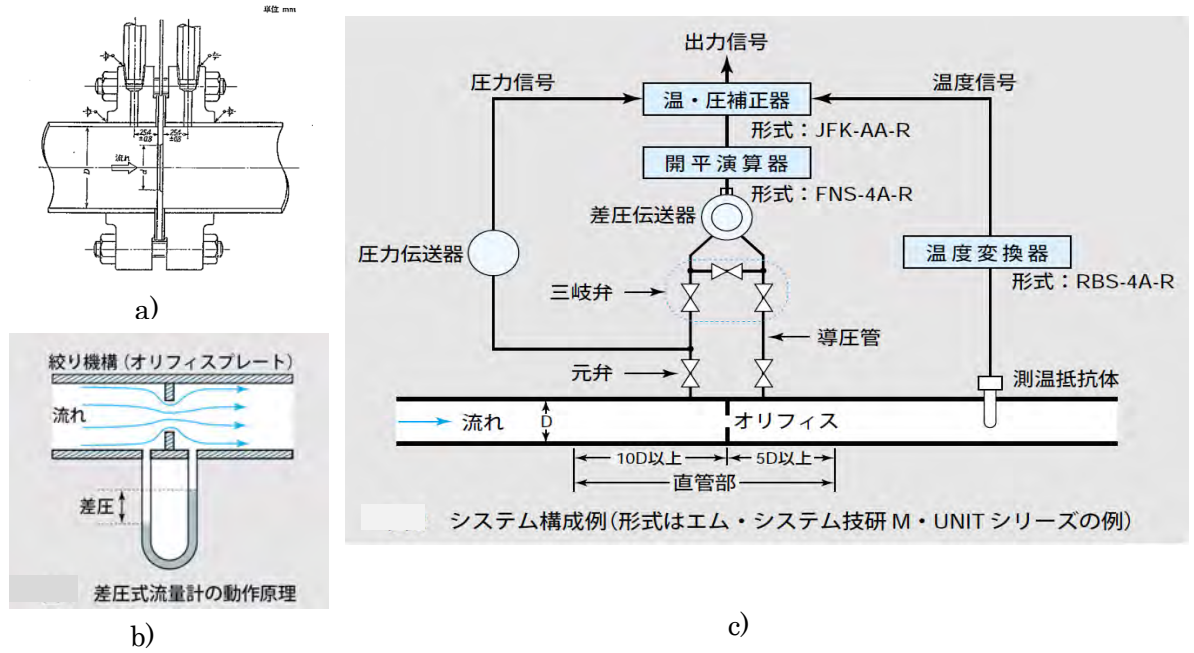


図 3.8.6 オリフィスメータの作動原理と設置システムの例

(出典：a) 鉱業労働災害防止協会、2014、b) c) MS TODAY,2001)

オリフィス計量で測定する項目は、オリフィス板前後の圧力（差圧）・静圧・温度であり、この測定データから、ガスの体積流量 Q [m^3/h]は次式で計算される。

$$Q = A_q C_0 E d^2 \varepsilon F_G F_G F_Z F_T F_M F_r \sqrt{p \Delta p}$$

ここで、

A_q ：表示状態によって決まる係数

流量を標準状態で表す場合 $A_q = 0.005773$

流量を基準状態で表す場合 $A_q = 0.006211$

C_0 ：限界レイノルズ数における流量係数、 E ：近寄り速度係数、

d ：オリフィス径[mm]、 ε ：ガスの膨張補正係数、

F_G ：ガスの比重補正係数、 F_Z ：ガスの圧縮係数による補正係数、

F_T ：ガスの温度補正係数、 F_M ：ガスの湿度補正係数、

F_r ：レイノルズ数における補正係数、 p ：流動状態のガスの静圧 [kPa]

Δp ：オリフィスによって生じる差圧 [Pa]

各補正係数の計算法は、JIS M8010 を参照。

② 渦流量計

管路の流れの中に円柱や角柱等の物体をおくと、その下流側に交互のカルマン渦が発生する。流体の流速とカルマン渦の発生周波数は比例関係があり、渦の個数を検出すれば流量が測定できる。検出は圧電素子で渦の振動をピックアップする方法が主流であるが、超音波で渦を検出する方法もある。カルマン渦式流量計の構造図を図 3.8.7 に示す。

カルマン渦式構造図

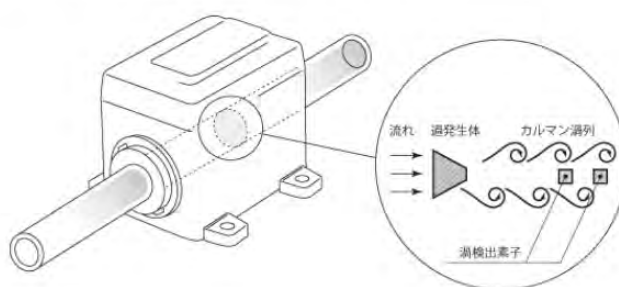


図 3.8.7 カルマン渦式流量計の構造図

(出典：KEYENCE Japan, 流量知識.com)

3.8.3 多相流流量計 (MPFM: Multi-Phase Flow Meter)

(1) 多相流流量計の導入

多相流流量計とは、油ガス田で生産される原油・ガス・水を、セパレータで分離する前に各相の流量を計量する機器である。プロセスの単純化、設備費、操業費の低減、船上あるいは海洋プラットフォームなどへの搭載スペース・重量の低減などを可能にするもので、特に海洋においては、開発・操業の効率化、コスト削減を図る手段として、1990年代に試験的導入が始まった(第1世代)。今や第3世代へと進化し、海陸合わせて世界で約3000基(2011年現在)が設置されている。

図 3.8.8-a)に、従来のテストセパレータを用いた生産坑井の生産レートを計測するフローを示す。それぞれの坑井の生産レートを計測する度にテストセパレータに対象坑井の生産流体が流れるように、フローラインをマニフォールドで切り替えなくてはならない。一方、図 3.8.8-b)のように、各坑井に多相流流量計を設置した場合は、常に坑井の生産レートを計測・監視することができ、フローラインの切替作業を省くことができる。陸海ともに、設置スペースの制約が緩和されること、フローラインの切り替え作業にともなうセパレータのオーバープレッシャーコントロール (over pressure control) が不要となり、坑井の能力によっては生じるガスのフレアあるいは放散が無くなることなど、操業上の利点もある。図 3.8.9 に多相流流量計の外観を示す。

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

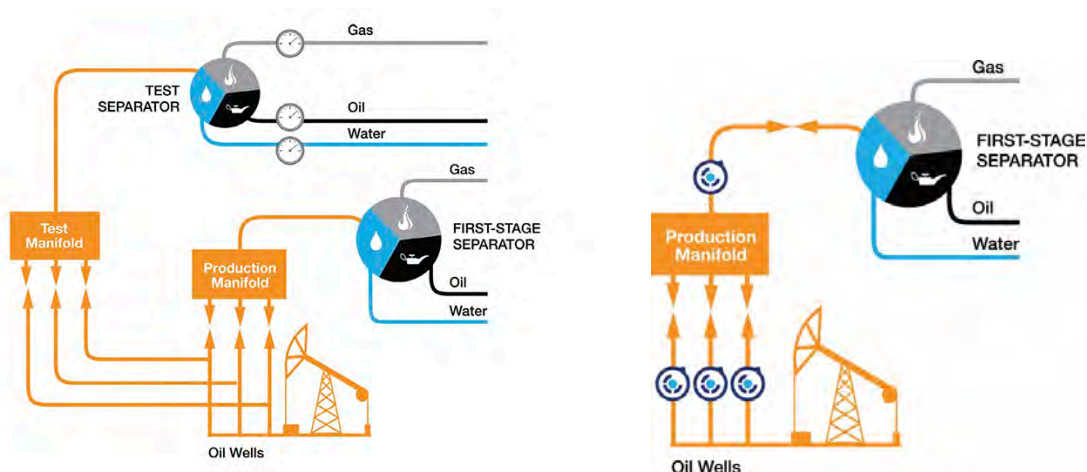


図 3.8.8 a)従来のテストセパレータ計量方式 b) 多相流流量計による計量方式

(出典：Schafer, L. 2017 (Flow Control Magazine ウェブサイト))

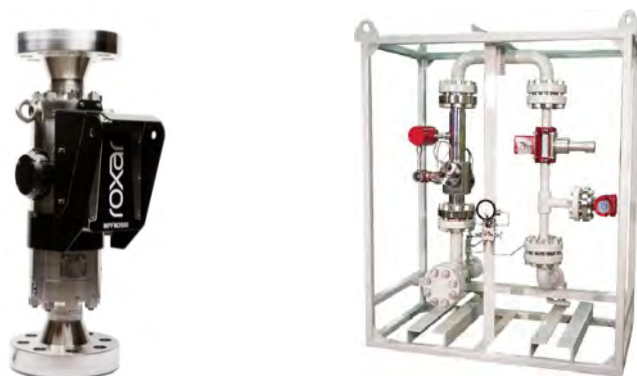


図 3.8.9 多相流流量計の外観 (左：Emerson 社 roxar-2600、右：Weatherford 社)

(出典：Emerson 社と Weatherford 社ウェブサイト)

(2) 計測の原理

管内を多相流体が流動する場合は、1) 各相間に速度差がある、2) 各相が不均質に分布している、等の理由により、各相の質量流量や体積流量を直接計測することは難しい。現在、Pietro Fiorentini、Emerson (図 3.8.9 参照)、TechnipFMC 等から異なる多相流流量計が市販されているが、多相流流量計では、図 3.8.10 に示すように、各相の体積占有率、実流速、密度の内の幾つかの流動パラメータを計測し、その各流動パラメータを組み合わせることで計算することにより、各相の体積流量あるいは質量流量を計算で求める手法が用いられる。基本的には、多相流体の総体積流量と各相の体積占有率を計測し、その積で各相の流量が求められる。

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

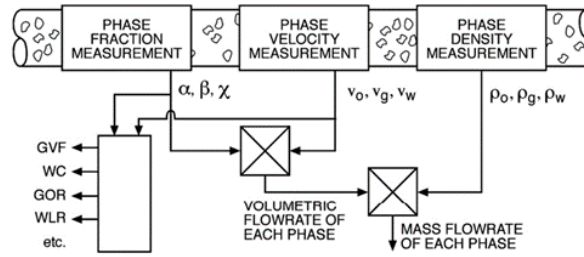


図 3.8.10 流動パラメーター（各相の体積占有率、実流速、密度）の概念図

（出典：R.Thorn 他,2013）

① 総体積流量の計測

多相流体の総体積流量の計測には、差圧計を用いる方法、流れのパターンについての時間計測データの相互相関をとる方法等がある。図 3.8.11-a)に Emerson roxar-2600 の MPFM の基本構造を示す。b)は、その内部に組み込まれているベンチュリー管を流体が通過する時の差圧を測定している様子を示すが、差圧の測定結果から流量を求めることもできるし、また、流量が別な方法で求まっていれば、密度を計算することもできる。

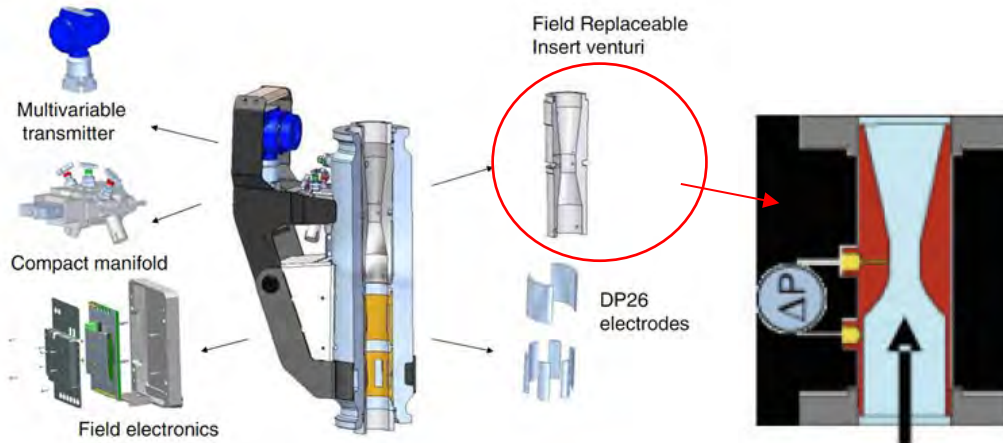


図 3.8.11-a) MPFM の基本構造

b) 差圧測定による総体積流量の計測

（出典：a) R.Thorn 他, 2013 に加筆 b) National Measurement System, 2013）

流れのパターンについての時間計測データの相互相関をとる方法では、フローラインに幾つかのセンサー（密度計、圧力計、静電容量計等）を所定の間隔で設置して、スラッグ流やバブル流などの流れの乱れにより生じる信号の変動を計測する。異なる位置での信号の相互相関を求めることによって、流体の移動速度が計算される（図 3.8.12）。

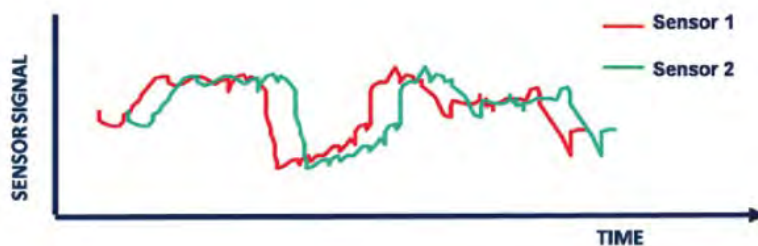


図 3.8.12 異なる位置での信号計測

(出典：National Measurement System, 2013)

② 各相の体積占有率 (phase fraction) の計測

多相流動における各相の体積占有率の計測法には、電気的性質の測定、マイクロ波による測定、 γ 線の減衰の測定等の方法がある。電気的性質の測定では、電極を使用して管を横切る多相流体の電気インピーダンスを測定する。混合物の電気的性質は、個々の相の誘電率と導電率、体積占有率に依存するので、誘電率や導電率を測定することで、各相の体積占有率が計算される。

γ 線の減衰の測定では、バリウム-133、セシウム-137、アメリシウム-241等が放射線源として用いられる。管断面の一端に放射線源を、反対側に検出器を設置して、多相流体が管内を通過するときの γ 線の減衰を測定する。 γ 線はガスにはあまり吸収されないが水には強く吸収されるので、事前に γ 線減衰とガス/水比の関係を求めておけば、管内流体のガス/水比を求めることができる。

放射線源を用いる方法は、かなり精度が高く多くのMPFMで採用されているが、放射線源使用の許認可や作業時のケアを必要とすることから、敬遠される傾向がある。

3.9 貯蔵

3.9.1 原油の貯蔵

原油貯蔵の方法としては、通常は地上タンクによる貯蔵法が用いられる。石油産業において使用されているタンク類は、原油用、ガソリン用、LPG用などそれぞれに応じて球型タンク、円型タンク、伸縮屋根式タンク、膜型タンク、円錐屋根式タンク (cone-roof tank)、浮屋根式タンク (floating roof tank) などが用いられている。また、石油備蓄の目的では、地上タンク方式に加え、地中タンク (岩盤タンクを含む)、海上タンクの貯留方式も採用されている。図 3.9.1 に原油タンクの貯蔵所別区分を示す。

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

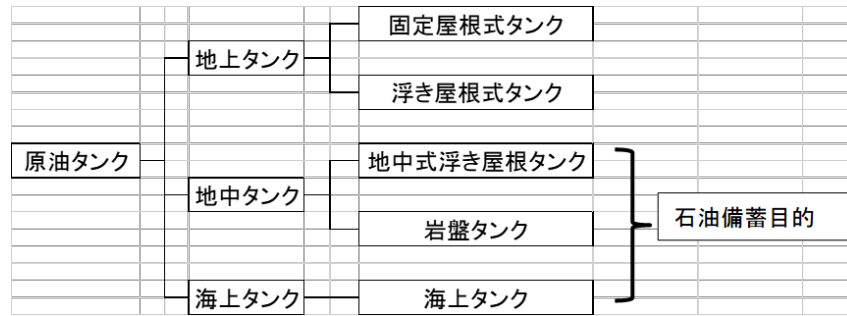


図 3.9.1 原油タンクの貯蔵所別区分

(1) 地上タンク方式

原油貯蔵タンク（crude oil storage tank）として、地上タンク方式は貯油総量および基数の両面において他の方式に比して圧倒的に数多く建設されている。屋根形状により、固定屋根式（円錐屋根型、球面屋根型）と浮き屋根式とに区分され、固定屋根式の中に、内部浮き蓋付き（インナー・フロート）のものも含まれる（図 3.9.2）。広く使用されているのは、①固定屋根式円錐屋根型タンク（コーン・ルーフ・タンク）と、②浮き屋根式タンク（フローティング・ルーフ・タンク）で、浮き屋根式タンクの貯油量が多いことから、国家石油備蓄基地で多く設置されている。

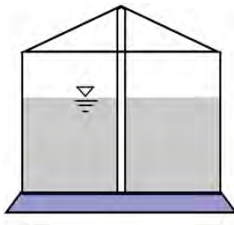
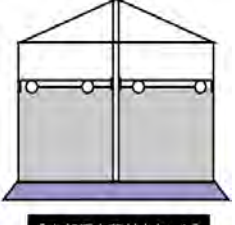
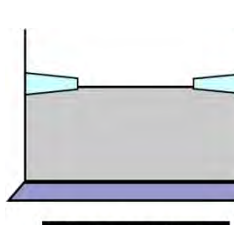
区分	固定屋根式(fixed roof)		浮き屋根式(floating roof)
		内部浮き蓋付き	
特徴	直径が比較的小さい		直径が比較的大きい
	揮発性が低い油向き	揮発性が高い油向き	揮発性が高い油向き
屋根・浮き蓋タイプ	円錐屋根型(コーン・ルーフ・タンク) 球面屋根型(ドーム・ルーフ・タンク)		シングルデッキ型 ダブルデッキ型
国内 ^{1000kl} 以上のタンク数(H19年統計)	約5,000基	約750基	約2,400基
イメージ図			
	【固定屋根式タンク】	【内部浮き蓋付きタンク】	【浮き屋根式タンク】

図 3.9.2 地上タンクの屋根形状による区分

(出典：総務省資料を参照して作成)

① 円錐屋根式タンク（図 3.9.3）

原油貯蔵タンクとして最も構造が簡単で安価に建設できるので一般的に広く利用されている。円錐屋根型タンクの操作圧力は水柱 60～70 mm で、タンク内に存在する原油

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

揮発ガスと空気との混合気体の圧力がタンクの操作圧力より高くなると、混合気体は開放弁より大気中へ排出されて原油の揮発成分の損失となる。これは昼夜の気温の変化によって毎日起るもので呼吸損という。また、タンクに原油を張り込む時に、流入した原油と等量の蒸発した蒸気と空気が放出されることによる損失を受入損失という。逆に、原油の払い出し中にタンク内の空間が増す時には、外部から空気が入り込むことで圧力の平衡が保たれるが、払出終了後にその増加分の蒸発分圧までの蒸発が起こり、結果として蒸発損失が発生する。これを払出損失という。

ただ、この形式のタンクは内外圧に弱く、また、構造上油面と屋根との間に常に油蒸気が存在するので、外気温の変化などにより油蒸気が外部に漏れるため、ガソリン、ナフサなどの軽質油およびそれらを成分として含有する原油には不向きで、主に重油などの貯蔵タンクとして広く使用されている。日本では一般に呼吸損失は年間で全量の3.5%、受入損失と払出損失は0.2%程度である。

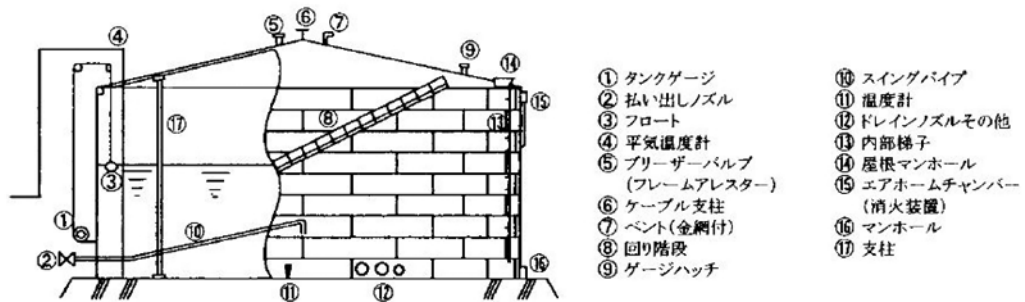


図 3.9.3 円錐屋根式タンク

(出典：鉱山保安テキスト—鉱場 (鉱業労働災害防止協会、2014))

② 浮屋根式タンク (図 3.9.4)

浮屋根式タンクは、屋根が貯蔵物液面に浮いており、液面とともに上下するタンクであり、フローティング・ルーフ・タンクとも呼ばれる。原油面に屋根が密着しているため、空気や揮発性ガスが存在する空間がほとんどなく蒸気損失が大幅に減少し、発火、爆発の危険がきわめて少ない。呼吸損失は円錐屋根タンクの1/5~1/3で、受入損失もほとんど無視できる程度まで低減できるので、原油、ガソリンなどの揮発性石油類の貯蔵に多く用いられる。払出損失は浮屋根が下降するときに、側板に付着した内容液が大気中に露出し蒸発することで生じる。これは濡れ損失ともいわれる。

円錐屋根タンクにくらべて構造が複雑なため、修理維持に手間がかかることと、屋根の排水や大雪の荷重に対する注意や寒冷時におけるシールメカニズムの点検など注意が必要である。浮屋根式タンクは材料重量トンあたりの工事費は高いが、容量が大きくなると建設費は円錐屋根式タンクより安くなる。しかし、浮き屋根の上下動に支障が起きないように不等沈下を特に防止するための基礎工事費は高くなる。

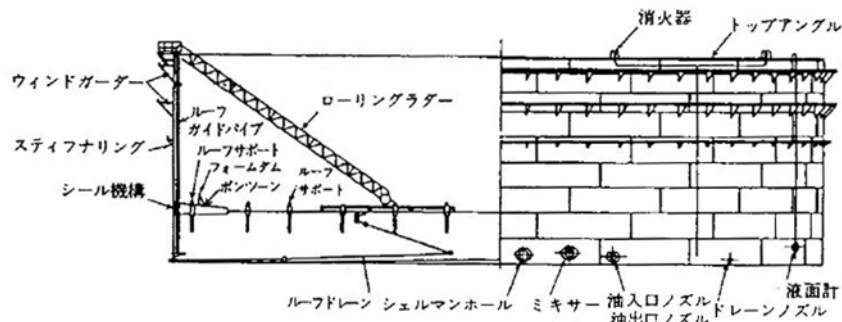


図 3.9.4 浮屋根式タンク

(出典：鉱山保安テキスト—鉱場（鉱業労働災害防止協会、2014）)

(2) 地中タンク方式

地中タンクとはタンク躯体の大部分を地盤面より下に設置するタンクで、耐震性に優れ、漏油・拡散の危険性が低く、景観への影響や外気温による貯蔵物への影響度合いも小さいなどのメリットがある。

① 地中式浮き屋根タンク（図 3.9.5 (a)）

地上タンク方式の浮屋根式タンクを地盤面より下に落とし込んだ構造のものをいう。基本的な構造は浮屋根タンクと変わらないが、岩盤を掘り下げて施工することから、本体が鉄筋コンクリート構造でその内側に鋼板によるライニングが施されている。原油の最高液面が地盤面下であり、地中構造物であることから、地震の影響が少なく、漏油の危険性も低く、タンク間の距離を小さく出来るメリットがある。国内の施工例は、秋田と水島（岡山）の一部に限られている。

② 水封式地下岩盤タンク（図 3.9.5 (b)）

地下水面下の岩盤内にトンネルを掘削して内壁を吹きつけコンクリートで覆った空洞を設け、そのトンネルの内に原油を貯蔵する方式をいう。このタンクは、他のタンクに共通するタンク内面のライニング加工（鋼板などの内張り）が無く、岩石の貯油空洞より上部にある地下水圧により原油を封じ込める水封原理を採用している。腐食がなく、保安要員や保安施設も少なく済み、地震にも強いメリットがある。国内の施工例は、久慈、菊間、串木野に限られている。

(3) 海上タンク方式（図 3.9.6）

貯蔵船による洋上備蓄方式。大型タンカーを洋上に係留する方式を恒久施設化した浮遊式海洋構造物であり、埋立地と防波堤によって平穏な泊地を確保し、ここに、直方体のタンク（原油貯蔵船）を並列に配置、常時係留して、その周りを防波堤や防波提で囲んだものをいう。このタンクは動力を持たない非自航の船舶（危険物バラ積船）として、造船所で

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

建造され、船舶安全法等に基づき5年に1度の定期検査でドック入りが義務化されている。タンクは二重殻構造で、タンク内部には防波板を有している。タンクの四隅には係船ドルフィンが設けられ、これにタンクを係留し、固定している。この海上タンク方式は、土地の取得や地質調査など、タンク設置の準備にかかる費用を比較的小さく抑えることができるが、国内の施工例は、白島（北九州）と上五島に限られている。、b)参照)

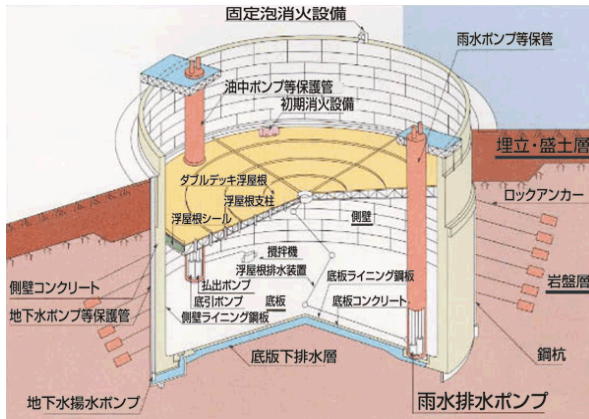


図 3.9.5 (a) 地中式浮屋根タンク

(出典：秋田石油備蓄ウェブサイト)

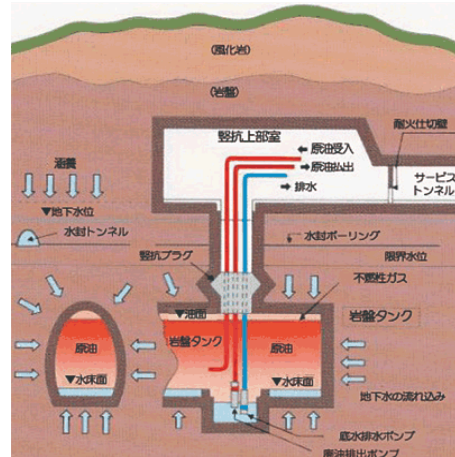


図 3.9.5 (b) 水封式地下岩盤タンク

(出典：日本地下石油備蓄ウェブサイト)

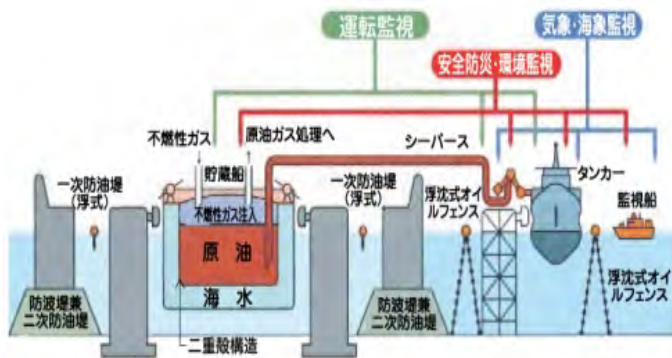


図 3.9.6 (a) 海上タンク・システム図

(出典：JOGMEC)



図 3.9.6 (b) 上五島石油備蓄基地の海上タンク

(出典：上五島石油備蓄ウェブサイト)

3.9.2 ガスの貯蔵

(1) ガス貯蔵の目的

油・ガス田からのガス、LNG 基地からの気化ガスは、パイプライン網を通じて消費者に供給される。季節や昼夜の需要変動に対応するために、パイプライン網の各所に貯蔵施設を設けて需要のピーク、オフピーク時のガス供給量の過不足を調整している。小規模の都市ガス事業者（需用者側）の場合、球形ガスホルダーを貯蔵施設として昼夜の需要のピーク、オフピーク時のガス供給の過不足を調整している。一方、大口ガス需用者がパイプライン

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

イン沿線に多数存在する場合、図 3.9.7 のように冬季と夏季間でガス需要が大きく変動することから、生産地から消費地に至るパイプラインの年間平均稼働率 (load factor) が悪くなる。このため季節間の需要変動を平準化させて (不需要期に余剰ガスを貯蔵し、需要ピーク期に払い出す)、ピーク負荷を低減させることが、生産ガス量の安定化、パイプライン送ガス量の平均化をもたらし、油ガス田の安定操業と、ガス事業の経済性改善に大きく寄与する。このような需給調整のために要求される貯蔵量が非常に大きいことから、ガスの地下貯蔵または液化天然ガス (LNG) 貯蔵が行われる。

ガス貯蔵は、上述のようにピークシェーピング対応を主目的とするが、生産井やガス処理プラント等の故障時のバックアップ対応、さらに、市場の自由化・規制緩和が進んでいる欧米では、非需要期に低価格で購入し、需要期に高値で売却する等の対応がなされている。

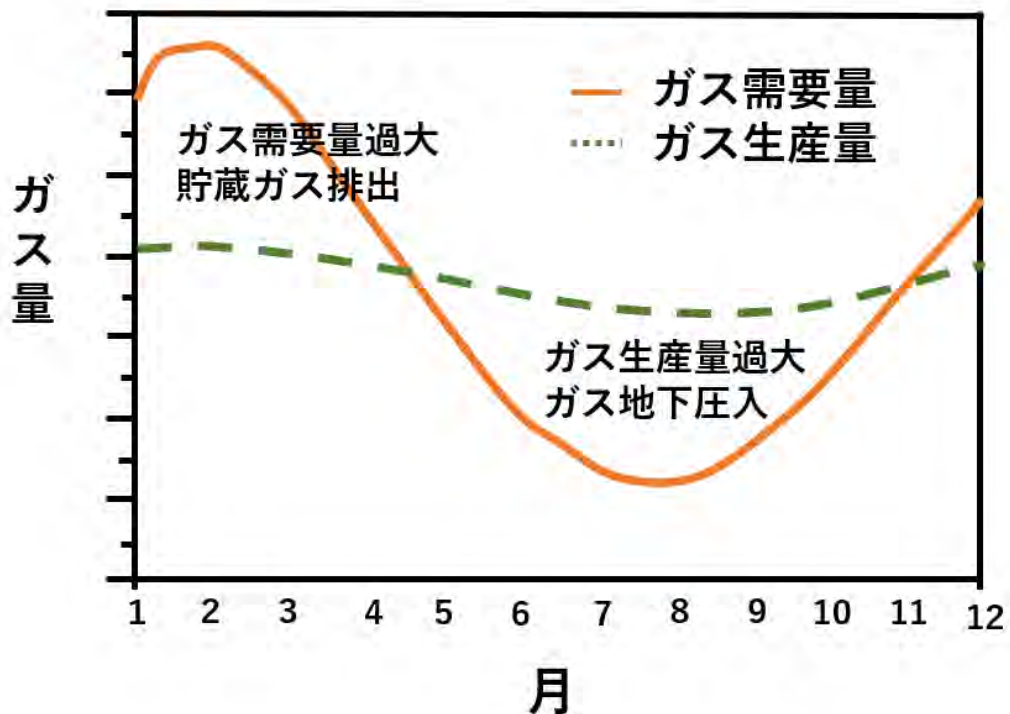


図 3.9.7 ガス需給の季節変動図

(2) 天然ガス供給システム

天然ガス供給システムは、図 3.9.8 のように ①油・ガス生産井、②集ガス・パイプライン (gathering lines)、③幹線ガス・パイプライン (transmission lines)、④天然ガス処理設備 (processing plant)、⑤ガス地下貯蔵施設 (underground storage)、⑥LNG タンクおよび気化設備 (LNG plant) 等から構成されている。

Figure 5.1 The U.S. Natural Gas Infrastructure, Including Gas Consuming Sectors

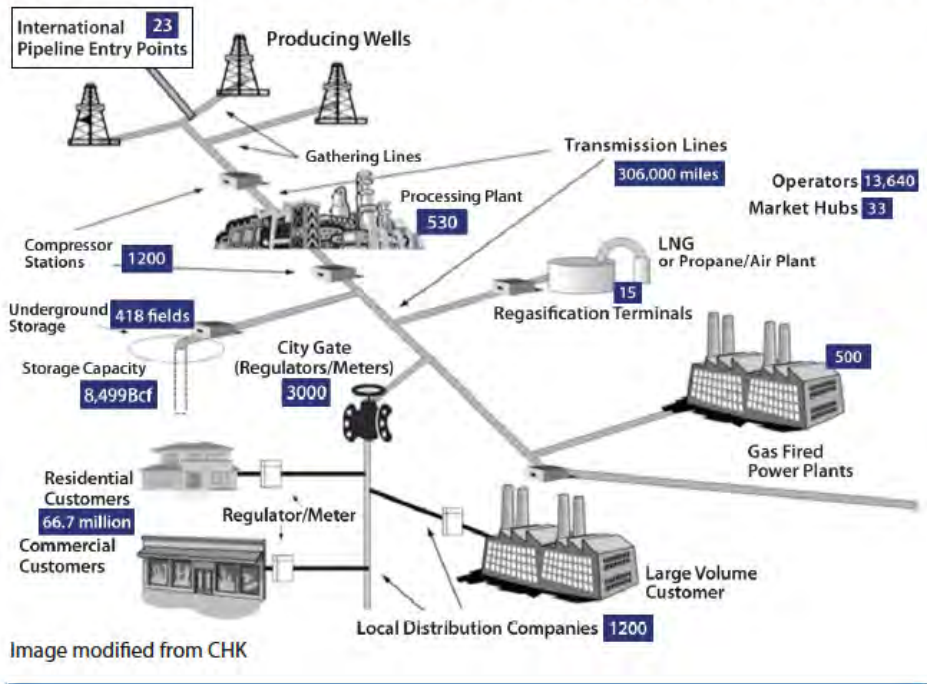


図 3.9.8 天然ガス供給システム (イメージ図)

(出典 : NPC, Natural Gas Infrastructure)

(3) ガス貯蔵方式

天然ガスを気体のまま貯蔵する方式と LNG 化して貯蔵する方式があり、貯蔵所別区分を図 3.9.9 に示す。貯蔵規模が小さい球形ガスホルダーを除き、各貯蔵方式について概説する。



図 3.9.9 ガス貯蔵方式

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

① ガス地下貯蔵

ガス貯蔵は、天然ガス供給システムにおいて必要不可欠であり、大規模になると地上貯蔵施設 (LNG 貯蔵等) より安全かつ安価であるガス地下貯蔵施設 (UGS: Underground Gas Storage) が有利である。多くは利用度の高い天然ガス消費地に近い場所に設置されている。UGS 方式として、a) 枯渇ガス田 (depleted gas reservoir)、b) 帯水層 (aquifer)、c) 岩塩ドーム (salt cavern) (岩盤空洞を含む) などがある。Cedigaz の「Underground Gas Storage in the World-2017 Status」によれば、2016 年末現在、欧米を中心に世界に 692 箇所の UGS が存在し、4200 億 m³ の貯蔵能力がある。その構成の内訳は、枯渇ガス田 74%、帯水層 11.5%、岩塩ドーム 14.5% で、枯渇ガス田が圧倒的に多く、国内でも新潟県内 5 箇所で枯渇ガス田が利用されている。図 3.9.10 に示す各方式の概要は次のとおりである。

a) 枯渇ガス田への貯蔵

天然ガスを生産した後の枯渇ガス田にガスを圧入、貯蔵する方式。ガス田としての操業実績から、地下構造が把握できていること、坑井や生産設備が活用できる利点がある。三つの方式のうちで、設備投資が安価。貯留層の圧力を維持する為に、回収できないクッションガス (ベースガスとも呼ばれ、貯蔵した天然ガスを排出するために必要な貯蔵層に残るガス) として貯留層容量の 50% の天然ガスを必要とする。

b) 岩塩ドームへの貯蔵

地下の岩塩層を水によって溶解し、人工的に作った空間 (ドーム) に天然ガスを圧入、貯蔵する方式。岩塩ドームは浸透性がないのでガス貯蔵に適しているが、貯蔵空間を確保できる岩塩層は限られている為、貯蔵容量は限定される。通常は他の 2 方式に比べ約 1/100 程度の小容積となり、ベース負荷運転調整用には適さず、緊急時や想定外の需要急増時の迅速な供給に適している。また、クッションガスは貯留層容量の 20-30% の天然ガスで済むため、天然ガス価格が割高な場合には有利になる。

c) 帯水層への貯蔵

帯水層に存在する岩石の孔隙に天然ガスを圧入、貯蔵する方式。枯渇ガス田と異なり帽岩 (キャップロック) が存在するとは限らないので、長期間に亘る圧力テストによる安全性の確認が必要となる。また、新たに設備投資が必要となるため、枯渇ガス田方式に比べて高くなる。貯蔵の為に新たにガスを注入することから、クッションガスとして貯留層容量の 50-80% の天然ガスを必要とする。

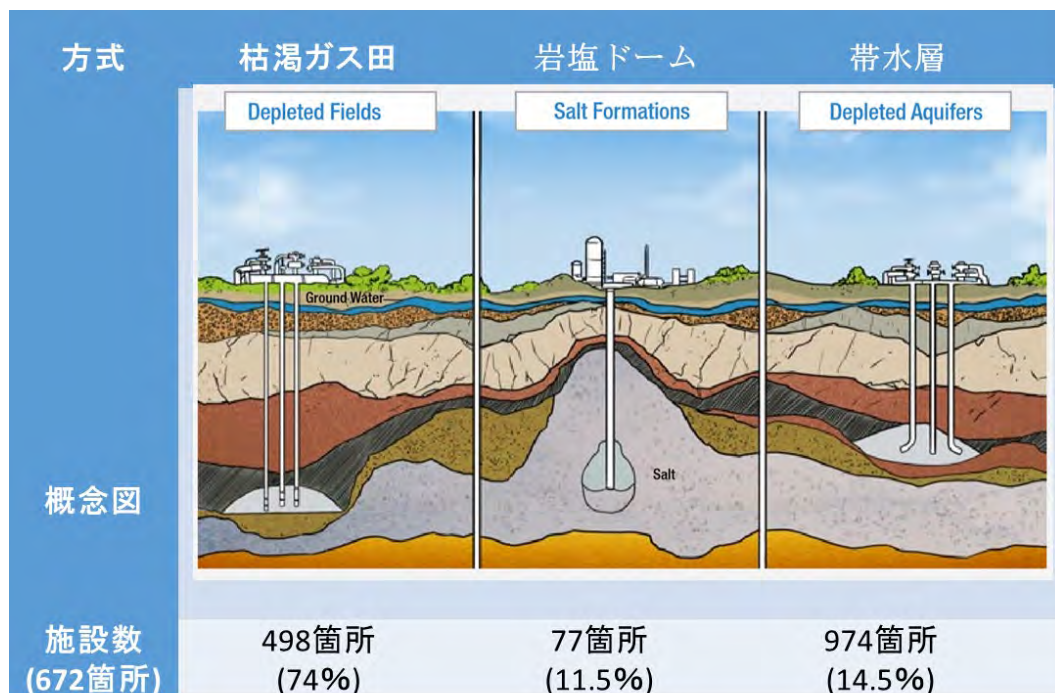


図 3.9.10 ガス地下貯蔵方式概念図

(出典：AGA、2016 の図を加工)

(4) LNG タンク貯蔵

LNG は、気体である天然ガスを -160°C 以下に冷却して液体にしたもので、液化により気体の体積の約 1/600 に減少する。そのために、天然ガスに比べて高密度に貯蔵可能である。さらに、LNG の低温貯蔵は、天然ガスの高圧貯蔵に比べてタンク内圧が低いために、大型タンクの設置が可能であり、輸送・貯蔵が容易となる。

LNG タンクは、LNG 液を低温液体の状態で保持する貯蔵容器であり、現在までに世界では 100 を越える基地で 400 基以上の LNG タンクが建造されている。図 3.9.11 に示すように、(a)液化基地での LNG 製造と船積みまでの間、(b)LNG 受入基地における荷揚げ/再ガス化/出荷までの間、さらに、(c)ピークシェービング用の LNG 基地においては、ガス不需求期に幹線ガス・パイプラインで送られてくる天然ガスを逐次再液化し、需要期に出荷・再ガス化するまでの間、貯蔵する役目を果たす。LNG タンク 1 基の貯蔵能力は 4~20 万 m^3 の範囲のものが一般的であり、図 3.9.9 に示すように、陸上においては、設置形態から、地上式、地下式の 2 方式があり、海洋においても、液化基地~受入基地間で LNG 液を運搬する LNG 船や、船上で LNG を製造する FLNG 船、浮体式 LNG 受入基地と呼ばれる浮体式貯蔵・再ガス化設備 (FSRU: Floating Storage & Re-gasification Unit) などで使用されている独立型 (球形、方形)、メンブレン (membrane) 型の方式がある。

海洋タンクについては、第 4 章に記載しているのので、本項では、陸上 LNG タンクの各方式、及びタンク構造 (図 3.9.12) とその主な特徴について概説する。

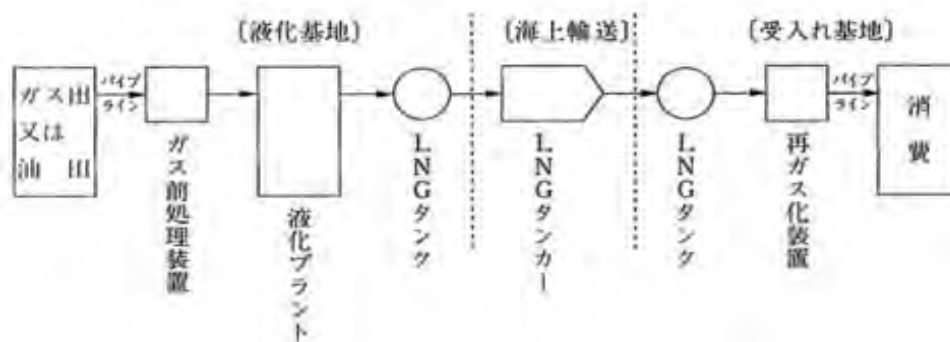


図 3.9.11 LNG の生産から消費までの流れ

(出典：JOGMEC_石油・天然ガス用語辞典、2010)

① 地上式タンク

a) 金属二重殻式タンク

LNG を貯蔵する金属製内槽（底部が平板、側部が円筒、屋根がドーム型の形状）、その外側を同形の金属製外槽で包み、内外槽間の空間にパーライト等の LNG の蒸発を抑制する保冷材（断熱材）と不活性ガス（窒素）を充填した構造である。最も歴史が古くて実績が多い（LNG タンク全体の約 50%）型式である。LNG と直接接する内槽の材料は、9%ニッケル鋼（以下 9%Ni 鋼と略す）やアルミニウム合金の低温用鋼板で、最近は全て 9% Ni 鋼が使用されている。外槽は常温用鋼板（炭素鋼）で、内槽からの LNG 漏洩時に液を貯留する機能は有していない。このため、周囲には万一の LNG 漏洩に対して防液堤が設けられており、漏洩時の影響を局所化するために、漏洩を早期に検知する設備、火災や蒸発したガスの拡散を制御するための各種防災設備を設置して保安レベルを高めている。圧力技術誌（2014）によれば、1972 年運用開始し、約 40 年間稼働してきた大阪ガスの 2 基の同型タンクを解体・撤去した際、 -162°C の冷熱で保持された内槽材（9%Ni 鋼、アルミニウム合金）の性能試験を実施した結果、経年劣化は認められなかった。

b) PC-LNG タンク

従来と同様の金属二重殻式タンクと、それを保持する PC（Pre-stressed Concrete）製外槽（防液堤）を隣接させて一体化させた構造のタンクで、近年世界で設置されるタンクの主流となっている。コンクリート壁にあらかじめ圧縮力を与える（プレストレス）ことで、LNG が漏洩した時の液荷重に対しても、ひび割れを起こすことなく合理的に耐えることができ、内槽が破壊しても二次防壁（PC 製防液堤）で完全に外部への漏洩を防げる構造で、容器としての外槽の機能強化を図った保安強化型のタンクである。PC-LNG タンクでは防液堤を削減できることから、金属二重殻式タンクと同じ敷地面積でタンクの大形化が可能となり、タンク容量が 2～3 倍増となっている。

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

c) PC メンブレンタンク

ステンレス (SUS) 製のメンブレン (厚さ約 2mm の薄膜) を、保冷材であるポリウレタンフォーム (PUF:PolyUrethane Foam) 等を介して、PC 製容器の内槽材として取り付けた構造のタンク。メンブレンにはコルゲーション (ひだ) と呼ばれる波形加工がなされ、LNG 冷熱による温度伸縮を吸収している。また、内槽材に要求される強度機能を外槽の PC が兼用する合理的な構造である。周囲には防液堤が設けられている。日本では実績がないが、フランス、韓国で建造されている。この 10 年間で LNG タンカー容量が大きくなり、既に 26.6 万 m³ に達するものも出てきた。既存の LNG 液化基地、受入基地のタンク容量が追いつかず、理論的には容量制限が無いタンクであることから、近年、32 万 m³ 以上のタンク建造も検討されるに至っている。

d) RC-LNG タンク+周辺盛土

金属製内槽 (9% Ni 鋼)、保冷材およびそれを保持する鉄筋コンクリート (RC:Reinforced Concrete) 構造の外槽で構成され、その周囲に盛土を施したタンク。後述する「Double Integrity (二重保全)」の考え方を提唱した型式。マレーシア、オーストラリアに 9 基設置されている。

② 地下式タンク

a) 地下式タンク

コルゲーションのついた SUS 製のメンブレン (厚さ約 2mm の薄膜) を、地下に設置した RC 製駆体の内側に、保冷材である PUF を介して取り付けた構造のタンク。日本で開発され、国内で多くの実績を有している型式。LNG 液はタンク底部近くに配置された液中ポンプにより払い出される。液面が周辺の地面より下にあり、液が漏洩しても地表に流出しない本質的な安全性を有するために防液堤が不要で、タンク間距離を小さくとることができ土地の利用効率が低い。タンク部分を地下に埋設し地上からは鋼製のドーム屋根しか見えないので、周辺からの景観面で優れている。

完全埋設式タンクでは、RC 製の屋根を有し、その屋根部にもメンブレンを配置して 0.02Mpa 程度の微圧を加えるものもある。

b) ピットイン式タンク

地上式タンク (PC タンクあるいは金属二重殻式タンク) を、地下に構築した RC 製円筒形の空間 (ピット) 内に設置したタンク。景観対策、敷地制約等の周辺条件より採用されている。

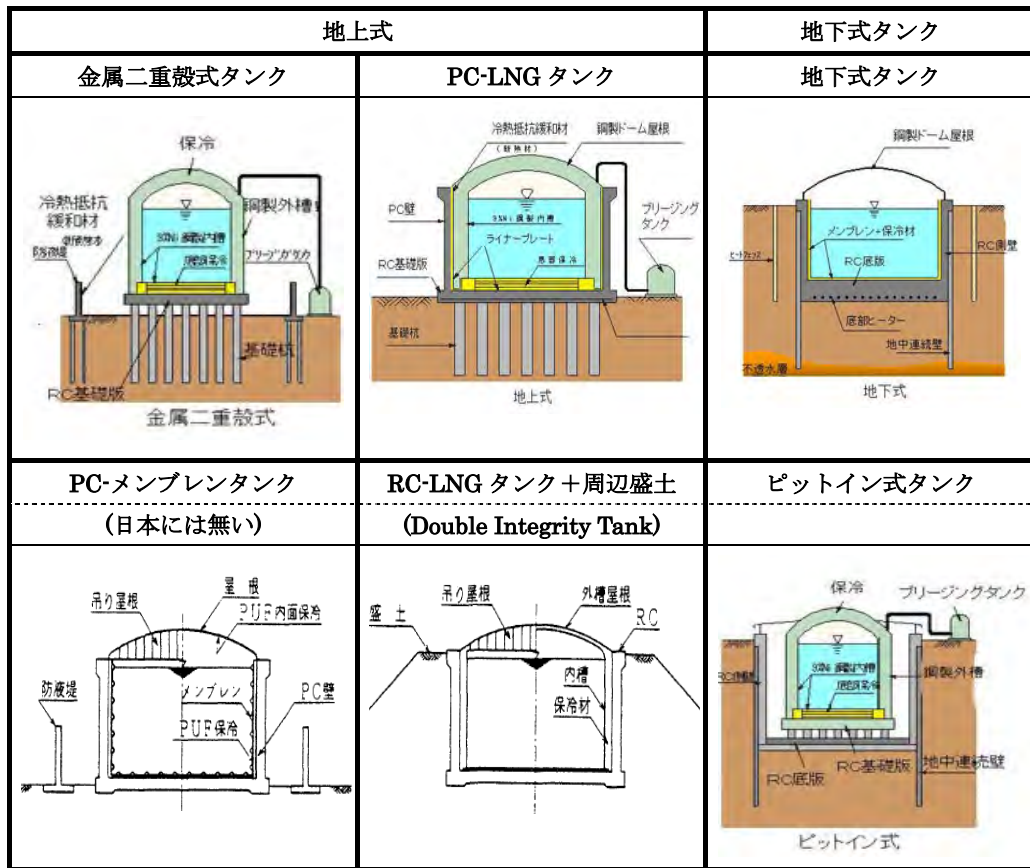


図 3.9.12 世界の LNG タンクの方式概念図

(出典：JHPI Vol.38 No3 2000、大林組ウェブサイトを加工)

(5) 日本における LNG タンクの建造トレンド

日本における年代別 LNG タンク型式と容量の推移を図 3.9.13 に示す。タンクの型式について、1970 年代以前は地上式金属二重殻式タンクが 69%と主流であったが、1980 年代には 56%に低下、地下式タンクが 44%と増加。1990 年代になると大阪ガスが開発した PC-LNG タンクが設置され始め、2010 年代以降、PC-LNG タンクが 87.5%と主流となり、金属二重殻式タンクの設置はほとんど無い。また、タンク容量についても、1970 年代以前は全て 12 万 m³未満(最大 9.5 万 m³)であったものが、1990 年以降は 12 万 m³以上のタンクが半数以上、2010 年代になると 18 万 m³以上が 62.5%と大容量化が進んでいる。世界最大の LNG タンクは、2017 年に稼動開始した Kogas (韓国ガス公社)・三陟(サムチョク) LNG 基地の PC-LNG_27 万 m³タンクに譲ったが、それまでは 2013 年完成の東京ガス・扇島 LNG 基地の地下式 25 万 m³タンク(内径 72m、深さ 61.7m)であった。

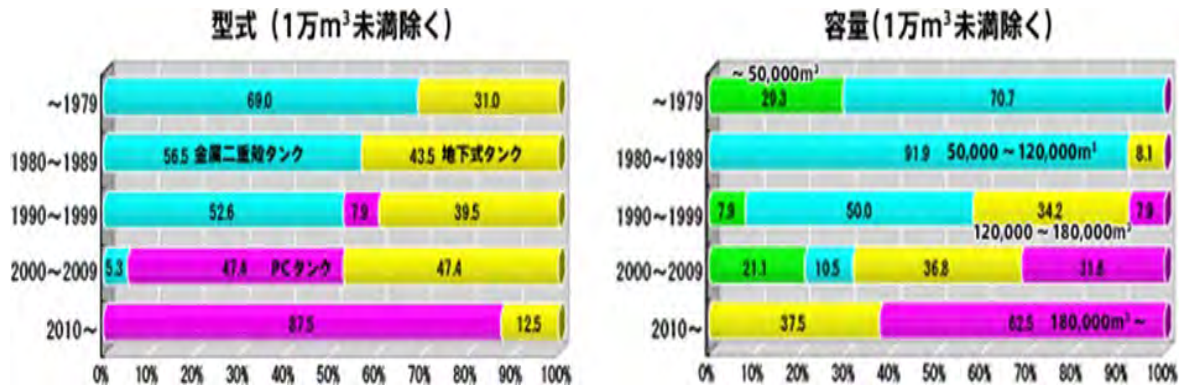


図 3.9.13 日本における LNG タンクの建造トレンド

(出典：大阪ガスウェブサイト)

(6) LNG タンク型式の設計思想の変遷

一つの重大事故を契機として高まった可燃性液体 (LNG、LPG) の貯蔵の安全に対する考え方が LNG タンクの設計思想の変化をもたらした。それは 1977 年カタールで LPG (液化プロパンガス) タンクの低温脆性破壊による火災爆発事故である。このタンクは、金属一重殻+外周保冷構造で、一つの防液堤のみを持つ、シングルコンテインメント・タンクであった。事故の原因は、タンク材料として使用されていた低温用鋼材の靱性不足と溶接部の施工・品質管理の不十分さが引起した低温脆性破壊と推定された。しかし、この事故は単に低温材料の材質や溶接管理にとどまらず、低温液化ガスが漏洩した場合の安全な格納をどう確保するかという点で、その後の LNG タンクの設計思想に大きな影響を与えた。

① ダブルインテグリティ (Double Integrity、二重保全)

1979 年 Shell は第 10 回石油国際会議において、新しいコンセプトとして、考えられ得る内槽の破壊から生じる漏洩液を独立した 2 番目のタンク (外槽) が貯液する「ダブルインテグリティ (二重保全の思想)」を提唱した。タンク構造は、クラックアレスト性能 (crack-arresting property、内槽にクラックが発生しても大規模な破壊に至る前に亀裂伝播が停止する性能) の有無によって、次の二つの形式に分類された。

- a) type1) 内槽材にクラックアレスト性能を持つ材料、適切な溶接仕様を用いた場合、タンク構造は、a)内外槽ともに鋼製、もしくは b)鋼製内槽、PC 製外槽とする。
- b) type2) 内槽材がクラックアレスト性能を持たず脆性破壊を引き起こす可能性がある場合、外槽は破壊の際に生じる衝撃的な液荷重 (静液圧の 6 倍) に耐える必要があり、外槽は RC 構造とするほか、その周囲に盛土を施す構造とする。

そして、内槽材である 9%Ni 鋼のクラックアレスト性能が証明されない限り、内槽の脆性破壊の危険性は払えない、LNG タンクは type2 の「RC 製外槽を盛土で外周を支持する構造」にすべきであるという主張に基づき、Shell は 1983 年にマレーシアに前述の「RC-LNG タンク+周辺盛土」構造タンクを建設した。

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

② フルコンテインメント・タンク (full containment tank、完全格納式タンク) の思想

1986年に英国のEEMUA (Engineering Equipment and Materials Users' Association) がタンク形式を見直して、「低温液化ガス貯蔵タンク設計・施工指針」を発行し、万一の漏洩に備えて設置される二次障壁 (防液堤) の位置に応じて、LNGタンク形式を分類する新しい考え方を示した。これは、一次容器である内槽に接近した位置に二次障壁を設置し、内槽から漏洩したLNGを全量確実に貯留して外部への流出を防止し、災害の影響範囲の局所化を目指す設計思想が反映されたものと考えられる。内槽からのLNG漏洩箇所のイメージ図を図3.9.14に示す。

EEMUA指針の分類に従うと、

- a) 「シングルコンテインメント」 (single containment、一重容器式) : 金属一重殻タンクまたは金属二重殻タンクの内槽が貯液機能をもつタンクで、外槽は保冷材を保持する機能を持つだけであり貯液機能を持たない。従って、防液堤が必要となる。
- b) 「ダブルコンテインメント」 (double containment、二重容器式) : 内外槽共に貯液機能をもつタンクで、外槽は内槽から6m以内に設置される。内槽は通常運転時に内溶液を貯蔵し、外槽は内槽から漏れた液を貯蔵することができる構造である。
- c) 「フルコンテインメント」 (full containment、完全格納式) : 内外槽共に貯液機能をもつタンクで、外槽は内槽から約1~2mの距離に設置される。内槽は通常運転時に内溶液を貯蔵し、外槽は内槽から漏れた液およびガスを貯蔵することができる構造である。①金属内槽+金属外槽、②金属内槽+PC外槽、③金属内槽+RC外槽+盛土の三つのタイプがある。

③ フルコンテインメント・タンクの採用

1986年第8回LNG国際会議でGRI (Gas Research Institute : 欧米および日本の13研究機関が参画) が、9%Ni鋼に十分なアレスト性能があるという研究成果を発表し、LNGタンクの脆性破壊に対する安全性が世界的に確認された。この結果を受けて、1988年Shellは“もう盛土形式のタンクは建設しない、EEMUAの提示した外槽をPCとするPC-LNGタンク型式の「フルコンテインメント」設計指針に従って、設計・建設をする”と発表、1993年のブルネイを皮切りに以降PC-LNGを採用し建設している。

Shellに留まらず、1990年以降の海外LNGタンクは、フルコンテインメント・タンクが主流となっており、PC-LNGタンクはその代表的なタンク型式となっている。

上述の主要なLNGタンク設計型式の設計思想の変遷を図3.9.15に示す。

1.CONTAINMENT TYPE PER BS 7777 Part 1 Section 3 - Definitions

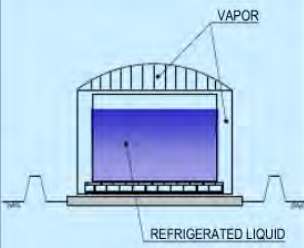
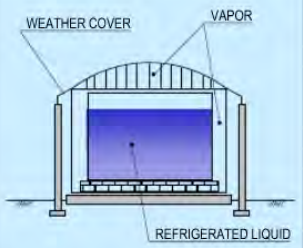
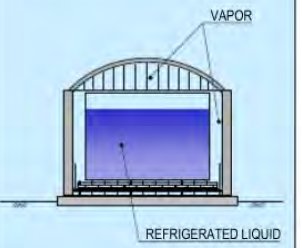
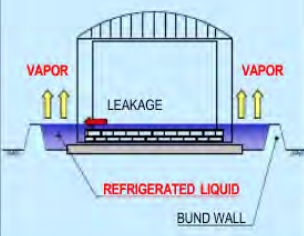
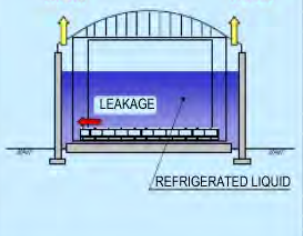
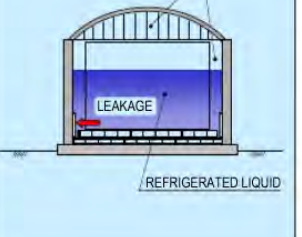
Type of Tank	Single Containment	Double Containment	Full Containment
Normal Operating Condition			
In the Event of Leakage from the Inner Tank			

図 3.9.14 内槽からの漏洩が発生した場合のケース分け

(出典 : Nejat ababay)

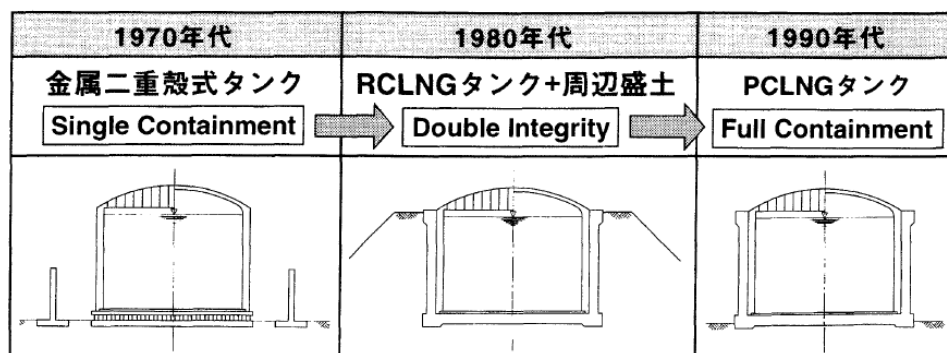


図 3.9.15 LNG タンク設計思想の変遷

(出典 : JHPI Vol.38 No3 2000)

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

<参考資料>

3.1 石油・天然ガス開発の概略

- 石油技術協会. 石油鉱業便覧 石油技術協会創立 80 周年記念. 石油技術協会, 2014, 957p.
- JOGMEC. JOGMEC 基礎講座テキスト「石油地質」. 2013, 121p.

3.2 探査技術

- JOGMEC. JOGMEC 基礎講座テキスト「石油地質」, 2013, 121p.
- Bahorich, M.; Farmer S. 3-D seismic discontinuity for faults and stratigraphic features: The coherence cube. The leading edge. 1995, vol. 14, no. 10, p. 1053-1058.
- Braile, L.W. “Seismic Waves and the Slinky: A Guide for Teachers.” Purdue University. <https://web.ics.purdue.edu/~braile/edumod/slinky/slinky.htm> (cited 2021-02-25)
- Kidd, G. D. Fundamentals of 3-D seismic volume visualization. The Leading Edge. 1999, vol. 18, no. 6, p. 702-709.
- Leahy, G. M.; Skorstad, A. (2013). Uncertainty in subsurface interpretation: a new workflow. First Break. 2013, vol. 31, no. 9, p. 87-93.
- Nabighian, M. N.; Grauch, V. J. S.; Hansen, R. O.; LaFehr, T. R.; Li, Y.; Peirce, J. W.; Ruder, M. E. The historical development of the magnetic method in exploration. Geophysics. 2005, vol. 70, no. 6, p. 33ND-61ND.
- O'Brien, J.; Rodriguez, A.; Sixta, D.; Davies, M. A.; Houghton, P. Resolving the K-2 salt structure in the Gulf of Mexico: An integrated approach using prestack depth imaging and full tensor gravity gradiometry. The Leading Edge. 2005, vol. 24, no. 4, p. 404-409.
- Roberts, D.; Chowdhury, P. R.; Lowe, S. J.; Christensen, A. N. Airborne gravity gradiometer surveying of petroleum systems under Lake Tanganyika, Tanzania. Exploration Geophysics. 2016, vol. 47, no. 3, p. 228-236
- West, B. P.; May, S. R.; Eastwood, J. E.; Rossen, C. Interactive seismic facies classification using textural attributes and neural networks. The Leading Edge. 2002, vol. 21, no. 10, p.1042-1049.
- 物理探査学会. 図解物理探査. 物理探査学会, 1989, 239p.
- 物理探査学会. 新版物理探査用語辞典. 愛智出版, 2005, 288p.
- 物理探査学会. 物理探査ハンドブック. 物理探査学会, 2016, 1045p.

3.3 掘削技術

- Baker. R. A Primer of Oilwell Drilling, 6th ed. Petroleum Extension Service, 2001, 208p.
- Baker Hughes. Navi-Drill Motor Handbook. 2016, 204p.
- Baker Hughes. “Drill Bit” . Baker Hughes. <https://www.bakerhughes.com/integrated-well-services/integrated-well-construction/drilling/drill-bits> (cited 2021-02-25)
- Schulumberger, Cameron. “Rig Equipment”. Schlumberger, Cameron.

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

<https://www.slb.com/drilling/rigs-and-equipment/rig-equipment> (cited 2021-02-25)

- Derrick Services (UK) Limited. “Mast and Substructures for Desert Rigs”. Derrick Services (UK) Limited.
<http://www.derricksl.com/products/mast-substructures-for-desert-rigs/> (cited 2021-02-25)
- Drying Shaker. “Mud Cleaner in Drilling Field”. Drying Shaker.
<http://www.dryingshaker.com/mud-cleaner-in-drilling-field/> (cited 2017-11-22)
- Government of Alberta. Employment and Immigration. Occupational Health and Safety Code 2009 Explanation Guide. 2009.
- Heilongjiang North Shuangjia Drilling Tools. “Drill Pipe”. Heilongjiang North Shuangjia Drilling Tools.
<https://www.exportersindia.com/heilongjiang-north-shuangjia-drilling-tools/drill-pipe-mudanjiang-china-1365843.htm> (cited 2017-11-22)
- Hughes Tool Company. Tricone Bit Handbook. 1976, 48p.
- Hydraulic & Pneumatics. “Testing Keeps BOPs Safe”. Hydraulic & Pneumatics.
<https://www.hydraulicspneumatics.com/applications/marine-offshore/article/21882953/testing-keeps-bops-safe> (cited 2021-02-25)
- 正村克身. 鋼管の基礎知識. JFE 技報. 2007, no. 17, p.7–13.
- MI-SWACO. “414 Centrifuge”. Schlumberger, MI-SWACO.
<https://www.slb.com/drilling/drilling-fluids-and-well-cementing/solids-control/centrifuges/414-hv-centrifuge> (cited 2021-02-25)
- Mitchell, R. F. and Miska, S. Z. Fundamentals of Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers, 2011, 696p.
- 長縄成実. 最新の坑井掘削技術 (その1) . 石油開発時報. 2006a, no. 148, p. 5–13.
- 長縄成実. 最新の坑井掘削技術 (その2) . 石油開発時報. 2006b, no. 149, p. 5–12.
- 長縄成実. 最新の坑井掘削技術 (その3) . 石油開発時報. 2006c, no. 150, p. 3–11.
- 長縄成実. 最新の坑井掘削技術 (その5) . 石油開発時報. 2007a, no. 152, p. 3–12.
- 長縄成実. 最新の坑井掘削技術 (その7) . 石油開発時報. 2007b, no. 154, p. 14–19.
- 長縄成実. 最新の坑井掘削技術 (その9) . 石油開発時報. 2008a, no. 156, p. 14–21.
- 長縄成実. 最新の坑井掘削技術 (その11) . 石油開発時報. 2008b, no. 158, p. 43–50.
- National Oilwell Varco. “Land Drilling Rigs”. National Oilwell Varco.
<https://www.nov.com/products/land-drilling-rigs> (cited 2021-02-25)
- National Oilwell Varco. “Mud Pumps, Fluid Mixing, and Processing Systems”. National Oilwell Varco.
<https://www.nov.com/products/mud-pumps-fluid-mixing-and-processing-systems> (cited 2021-02-25)
- National Oilwell Varco. “King Cobra Venom Shaker”. National Oilwell Varco.
<https://www.nov.com/products/king-cobra-venom-shale-shaker> (cited 2021-02-25)
- National Oilwell Varco. “ME-3000 AC RIG”. National Oilwell Varco.

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

https://www.nov.com/Segments/Rig_Systems/Land/Land_Rigs/Land_Rig_Resources.aspx
(cited 2017-11-22)

- National Oilwell Varco. “Typical Land Rig”. National Oilwell Varco. <http://www.nov.com/>
(cited 2017-06-12)
- Nevada Museum of Art. “Dakota is Everywhere”. Nevada Museum of Art.
<http://www.nevadaart.org/dakota-is-everywhere/> (cited 2017-11-22)
- Nguyen, J.-P. Drilling. Editions Technip, 1996, 367p.
- 石油技術協会. 石油鉱業便覧. 石油技術協会, 1983, 777p.
- 石油技術協会. 石油鉱業便覧：石油技術協会創立 80 周年記念. 石油技術協会, 2014, 957p.
- The New York Times. “Investigating the Cause of the Deepwater Horizon Blowout”. The New York Times.
<https://archive.nytimes.com/www.nytimes.com/interactive/2010/06/21/us/20100621-bop.html> (cited 2021-02-25)
- 巴 保義, 宮田和明. 石油開発における腐食と石油開発技術センターの最近の取組み, 石油／天然ガスレビュー. 2001, no. 7, p.115–129.
- Pump & Systems. “Upstream Pumping”. Upstream Pumping.
<https://www.pumpsandsystems.com/topic/upstream-pumping> (cited 2021-02-25)
- Varco. “Varco TDS-11S Electrical Training”. Oil Rig Documents.
<https://rigdocs.wordpress.com/2013/03/11/tds-11s-electrical-koyo-plc-training/>
(cited 2021-02-25)
- Viscosity Hydrochloric Acid. “2. Drilling Fundamentals (Part-2)”. Viscosity Hydrochloric Acid.
<http://viscosity-hydrochloric-acid.blogspot.com/2016/02/2-drilling-fundamentals-part-2.html> (cited 2021-02-25)
- Worldwide Oilfield Machine. “Blowout Preventers”. Worldwide Oilfield Machine.
<http://www.womusa.com/wp-womusa/wp-content/uploads/BOP-Catalog-May-2017-nf-compressed-1.pdf> (cited 2017-11-22)

3.4 物理検層技術

- Anderson, M. A. Discovering the Secrets of the Earth. Oilfield Review. 2011, vol. 23, no. 1 p. 59-60.
- Archie, G.E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. Petroleum Transactions of AIME. 1942, vol. 146, p. 54–62.
- Blackburn, J. et al. Borehole seismic surveys: Beyond the vertical profile. Oilfield Review. 2007, vol. 19, no. 3, p. 20-35.
- Chopra, S.; Alexeev, V.; Manerikar, A.; Kryzan, A. Processing/integration of simultaneously acquired 3D surface seismic and 3D VSP data. The Leading Edge. 2004, vol. 23, no. 5, p. 422-430.

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

- Close, D.; Cho, D.; Horn, F.; Edmundson, H. The sound of sonic: A historical perspective and introduction to acoustic logging. CSEG Recorder. 2009, vol. 34, no. 5, p. 34-43.
- Haldorsen, J. B.; Johnson, D. L.; Plona, T.; Sinha, B.; Valero, H. P.; Winkler, K. Borehole acoustic waves. Oilfield Review. 2006, vol. 18, no. 1, p. 34-43.
- Matsushima, J. Seismic wave attenuation in methane hydrate - bearing sediments: Vertical seismic profiling data from the Nankai Trough exploratory well, offshore Tokai, central Japan. Journal of Geophysical Research: Solid Earth. 2006, vol. 111(B10).
- Society of Petroleum Engineers. “Microresistivity logs” . PetroWiki.
https://petrowiki.spe.org/wiki?title=Cement_composition_and_classification&oldid=10244, (cited 2021-02-25).
- 物理探査学会. 図解物理探査. 物理探査学会, 1989, 239p.
- 物理探査学会. 新版物理探査用語辞典. 愛智出版, 2005, 288p.
- 物理探査学会. 物理探査ハンドブック. 物理探査学会, 2016, 1045p.

3.5 油層評価

- Craft B.C. and Hawkins M.F.. Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice-Hall, 1959, 437p.
- Clark N.J.. Elements of Petroleum Reservoirs, Henry L. Doherty Series, Society of Petroleum Engineers, 1960, 243p.
- 石油技術協会. 石油鉱業便覧. 石油技術協会, 1983, 777p.
- Dake L.P.. Fundamental of Reservoir Engineering, Developments in Petroleum Science 8, Elsevier Scientific Publishing Company, 1978, 462p.
- 栗原正典. 油層シミュレーションの基礎. Petrotech, 2010, 33 : p.332-344.
- Amyx J.W., Bass D.M. and Whiting R.L.. Petroleum Reservoir Engineering, Physical Properties, McGraw-Hill Book Company, 1960, 610p.

3.6 採収技術

- Moritis G. “EOR oil production up slightly” in OGJ Special: Enhanced Oil Recovery. Oil & Gas Journal. PennWell Co., 1998, Apr. 20, p. 49-56.
- JOGMEC. “石油・天然ガス用語辞典” . JOGMEC.
<https://oilgas-info.jogmec.go.jp/termsearch/>, (参照 2021-02-25)
- Giuliano, Francis A. Introduction to Oil and Gas Technology. 3rd ed., Prentice Hall, 1989, 194p.
- Arnold, K.; Stewart, M. Surface Production Operations. Volume 1: Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Co., 1995, 414p.
- Matthew Amano. Electrical Submersible Pumping (ESP) Systems, Sunday, March 09, 2014, Artificial Lift Methods and Surface Operations PGE 482 1Lecture Outline Components and Operating Mechanism –Downhole Equipment ,

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

<https://fac.ksu.edu.sa/sites/default/files/4-electricalsubmersiblepumps.pdf>, (cited 2021-02-25)

- Weatherford. “Artificial-Lift Systems” . Weatherford.
<https://www.weatherford.com/en/products-and-services/production/artificial-lift-systems/>,
(cited 2021-02-25)
- 田中達生. 石油とその開発 Q&A. 永和語学社. 2007. 179p.
- Rose, S.C., Buckwalter, J.F., and Woodhall, R.J. 1989. The Design Engineering Aspects of Waterflooding, Vol. 11. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE (cited 2018-02-10)
- U.S. Department of Energy,. “Enhanced Oil Recovery”. U.S. Department of Energy.
<https://www.netl.doe.gov/oil-gas/oil-recovery> (cited 2021-02-25)
- 石油資源開発. “カナダ オイルサンドプロジェクト” . 石油資源開発.
https://www.japex.co.jp/business/ep_o/canada_oilsands.html, (参照 2021-02-25)
- 村井重夫. 地球環境産業技術研究機構(RITE). 2007, 日本学術会議公開講演会・発表資料.
<http://www.scj.go.jp/ja/member/iinkai/bunya/kankyo/31-k-6-ppt.pdf>, (参照 2021-02-25)
- 兼清賢介監修, 日本エネルギー研究所・JOGMEC 共同編集. 「石油・天然ガス開発のしくみ」.
化学工業日報社, 2013年, p.144.
- 石油鉱業連盟. 石油・天然ガス開発技術のしおり. 石油鉱業連盟, 2013, 44p.

3.7 流体生産処理技術

- 石油鉱業連盟. 石油・天然ガス開発技術のしおり. 石油鉱業連盟, 2013, 44p.
- Giuliano, Francis A. Introduction to Oil and Gas Technology. 3rd ed., Prentice Hall, 1989, 194p.
- Golan, M.; Whitson, Curtis H. Well Performance. 2nd ed., PTR Prentice-Hall, Inc., 1991, 669p.
- Arnold, K.; Stewart, M. Surface Production Operations. Volume 1: Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Co., 1995, 414p.
- Piping Engineering. “Introduction: Crude Oil Processing on Offshore Facilities”. Piping Engineering.
<http://www.piping-engineering.com/crude-oil-processing-offshore-facilities.html>, (cited 2021-02-25).
- 石油技術協会. 石油鉱業便覧. 石油技術協会, 1983, 777p.
- 田中達生. 石油および天然ガスの開発システム. 永和語学社, 2003, 374p.
- 鉱山保安推進協議会 保安管理マスター制度運営委員会 監修. 鉱山保安テキストー鉱場 鉱場技術保安管理士技術試験 (平成 26 年改訂版) . 鉱業労働災害防止協会, 2014, 375p.
- キャメロンジャパン. “PRODUCED WATER 技術紹介” . キャメロンジャパン.
http://cameronjapan.co.jp/introduction/upstream/producedwater_technology.html, (参照 2021-02-25)

3.8 計量

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

- TechnipFMC. “FMC Technologies” . TechnipFMC.
<https://www.technipfmc.com/en/what-we-do/subsea/>, (cited 2021-02-25)
- 佐鳥聡夫. MS TODAY 2001,2002. 連載 流量計のお話 (全 12 回) .
https://www.m-system.co.jp/rensai/rensai_top.htm, (参照 2021-02-25)
- 鉱山保安推進協議会 保安管理マスター制度運営委員会 監修. 鉱山保安テキストー鉱場 鉱場
技術保安管理士技術試験 (平成 26 年改訂版) . 鉱業労働災害防止協会, 2014, 375p.
- 占部修司、小山清明. コリオリ流量計 ROTAMASS 3 シリーズ、横河技法 Vol53 No2 (2010),
p85-88.
https://web-material3.yokogawa.com/rd-tr-r05302-005.jp.pdf?_ga=2.107112645.656939313.15111418302-83440273.1508404288, (参照 2021-02-25)
- KEYENCE Japan. 流体知識.com.
<https://www.keyence.co.jp/ss/products/process/flowmeter/type/karman.jsp>,
(参照 2021-02-25)
- Laura Schafer. 2017, Flow Control Magazine .
<https://www.piprocessinstrumentation.com/instrumentation/flow-measurement/article/15563453/multiphase-flowmeter-advances>, (cited 2021-02-25)
- Emerson. “Roxar 2600 Multiphase Meters” .
<https://www.emerson.com/en-us/catalog/roxar-2600-multiphase>, (cited 2021-02-25).
- Weatherford. “Multiphase Flow Measurement”. Weatherford.
<https://www.weatherford.com/en/products-and-services/production/production-4-0/flow-measurement/multiphase-flow-measurement/>, (cited 2021-02-25)
- TUV SUD. “In-situ Verification of Multiphase Flow Meters”. TUV SUD.
<https://www.tuvsud.com/en-gb/resource-centre/reports/in-situ-verification-of-multiphase-flow-meters>, (cited 2021-02-25)
- R.Thorn; G.A Johansen; B T Hjertaker. Three-phase flow measurement in the petroleum industry. Meas. Sci. Technol.24(2013) 012003, 17p.
<http://iopscience.iop.org/article/10.1088/0957-0233/24/1/012003/pdf>, (cited 2017-11-10)

3.9 貯蔵

- 総務省消防庁. 報道資料. 「内部浮き蓋付き屋外貯蔵タンクの安全対策に関する検討報告書」
の公表. 平成 23 年 5 月 12 日,
https://www.fdma.go.jp/pressrelease/houdou/items/h23/2305/230512_1houdou/01_houdou_shiryuu.pdf, (参照 2021-02-25)
- 鉱山保安推進協議会 保安管理マスター制度運営委員会 監修. 鉱山保安テキストー鉱場 鉱場
技術保安管理士技術試験 (平成 26 年改訂版) . 鉱業労働災害防止協会, 2014, 375p.
- 秋田石油備蓄. “秋田石油備蓄”. 秋田石油備蓄. <https://www.akibi.co.jp/>, (参照 2021-02-25)
- 日本地下石油備蓄. “日本地下石油備蓄基地の概要”. 日本地下石油備蓄.
<https://www.chikabi.co.jp/#abstract>, (参照 2021-02-25)
- JOGMEC. 国家石油備蓄方式の紹介. JOGMEC 資源ライブラリー.

第3章 探鉱から生産までの基礎技術

- http://www.jogmec.go.jp/library/stockpiling_oil_066.html, (参照 2021-02-25)
- 上五島石油備蓄. “上五島石油備蓄”. 上五島石油備蓄.
<https://www.kamigoto.co.jp/index.html>, (参照 2021-02-25)
 - National Petroleum Council(NPS). Working Document of the NPC North American Resource Development Study,September15, 2011,
https://www.npc.org/Prudent_Development-Topic_Papers/1-9_Natural_Gas_Infrastructure_Paper.pdf, (cited 2021-02-25)
 - Sylvie Cornot-Gandolphe. Underground Gas Storage in the World-2017 Status, report for CEDIGAZ,July 2017.
<http://www.cedigaz.org/documents/2017/Overview%20of%20underground%20gas%20storage%20in%20the%20world%202017%20v1.pdf>, (cited 2017-11-10)
 - American Gas Association. Supporting the American Way of Life,
https://www.aga.org/sites/default/files/underground_n_g_storage_brochure_final.pdf,
(cited 2021-02-25)
 - JOGMEC. “石油・天然ガス用語辞典”. JOGMEC,
<https://oilgas-info.jogmec.go.jp/termsearch/>, (参照 2021-02-25)
 - 猪瀬幸太郎. LNG タンクの構造と溶接. WE-COM マガジン. 第 16 号,2015 年 4 月.p1-12.
http://www-it.jwes.or.jp/we-com/bn/vol_16/sec_1/1-1.pdf, (参照 2021-02-25)
 - 吉田聖一. EST-1 委員会 2013 年度研究成果抄録. 圧力技術 (JHPI) . 2014, 第 52 巻第 5 号. https://www.jstage.jst.go.jp/article/hpi/52/5/52_272/_pdf, (参照 2021-02-25)
 - 大林組. “大林組”. 大林組.
https://www.obayashi.co.jp/service_and_technology/related/tech_d039, (参照 2017-11-10)
 - 久保尚重. 世界の LNG タンク動向と地上式 LNG タンクの最新情報. 圧力技術(JHPI). 2000, 第 38 巻第 3 号. p169-180.
https://www.jstage.jst.go.jp/article/hpi1972/38/3/38_3_169/_article/-char/ja/,
(参照 2017-11-10)
 - 廣瀬仁志. LNG タンクの構造の変遷. 溶接構造シンポジウム 2009 講演論文集. 2009 年 11 月, p77-84.
 - 大阪ガス. “TAG Search”. 大阪ガス.
https://www.osakagas.co.jp/company/efforts/rd/index.html#tech_field_sec,
(参照 2017-11-10)
 - N.J.Cuperus: Cryogenic Storage Facilities for LNG and NGL, 10th World Petroleum Congress, Panel Discussions 17, Paper No.3 (1979),
 - Nejat ababay . CONTAINMENT TYPE PER BS 7777 Part 1 Section 3 – Definitions, 2009,
<https://ja.scribd.com/doc/74431906/Single-Double-Full-Lng-Tanks>, (cited 2017-11-10)