

海底油田の探削と生産

石油開発公団 加藤正和

ま え が き

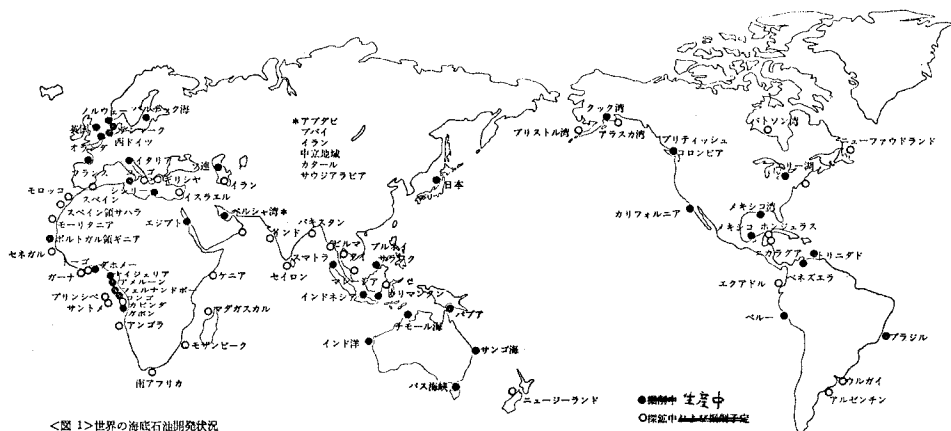
石油需要量の増大、陸域における石油未探鉱有望地域の減少および海底石油開発技術の急速な進歩により、現在世界的に海底石油の探鉱、開発はさかんに行なわれており、今後ますます活発化しようとしてゐる。石油および天然ガス資源は、変成をうけてゐない主として海成層の厚く発達する堆積盆地で形成され、集積して油・ガス田となる。石油、天然ガスの探鉱の対象となる堆積盆地は、陸域ではその総面積1.5億km²の32%に当る4800万km²とされてゐる。海洋は、陸域の約2.4倍に相当する9.6億km²の面積を占め、最近の海洋地質調査によると、堆積物の厚い堆積盆地は大陸棚だけでなく、大陸斜面(2740万km²)や大陸海膨(1920万km²)にも存在する。

大陸棚における本格的な石油の開発は、1950年代にはいつてのことであるが、1968年の産油量は約3億bblで総石油生産量の17%を占めており、今後はますます増加して、1976年には総生産量の30%、1980年には35%以上に達するものと予測されてゐる。

L. G. Weeksは全世界の大陸棚における堆積盆地の広がり、堆積物の性質などを石油地質学的に検討し、石油発生の可能性を評価して、表1のように堆積盆地をA、B、CおよびDの4つのカテゴリーに格付けした。こゝうち、A、B、Cに相当する海域を合せて1600

＜表1＞世界大陸棚の石油埋蔵可能性面積(単位:1000km²)

可 能 性	A (優)	B (良)	C (可)	D (不可)	計/世界比%
北 ア メ リ カ	104	816	2,266	2,357	5,543/19.9
南 ア メ リ カ	52	389	1,101	816	2,358/8.5
ヨーロッパ	13	233	661	997	1,904/6.8
ア フ リ カ	21	212	635	661	1,529/5.5
中 東 ア ジ ア	104	168	174	73	519/1.8
極 東 ア ジ ア (中共を除く)	13	285	738	777	1,813/6.5
東 イ ン ド 諸 島 (フィリピンを含む)	91	790	1,554	1,062	3,497/12.6
オーストラリア (ニューギランドを含む)		337	1,049	868	2,254/8.1
南 極 大 陸		65	324	1,036	1,425/5.1
共 産 国	91	997	2,701	3,251	7,040/25.2
合 計	489	4,292	11,203	11,898	27,882/100



＜図1＞世界の海底石油開発状況

石炭が石油埋蔵の可能性が高い探鉱対象堆積盆地であり、

これは陸上堆積盆地の約1/3に相当する。L.G. Weeks

はこれらA, B, C海域の石油の総埋蔵量を1000億^{の埋蔵量}と推定した。表2は大陸棚の石油と陸上の石油の埋蔵量

とを比較したものである。

アメリカの地質調査所の研究によ^{って}、大陸斜面および大陸海影にも厚い第三紀層が存在することが判明し、

また探削船Gloamar Challengerはメキシコ湾の

深海盆地においても油、ガス徴が存在すること

と発見した。アメリカ地質調査所は、大陸棚、大陸斜面、大陸海影および深海盆地における石油の総埋蔵量が陸上の総埋蔵量2070億と等しいか、あるいはそれとよまわるものと予測している。

図1に示すように現在までに海底油、ガス田と開発中の国は24か国、探鉱中のみは50か国以上につぼっており、主要海底油、ガス田の発見がこの10年前以内であることから見れば、このような現状は驚異的な早さで到達したものであるといふことができる。一方、わが国企業による海外石油の開発事業は、昭和60年度においてわが国の石油の総需要量の7億^{の埋蔵量}の30%と自主開発石油によ、て供給することを目標として最近とみに活発化している。1964年(昭39)には、わが

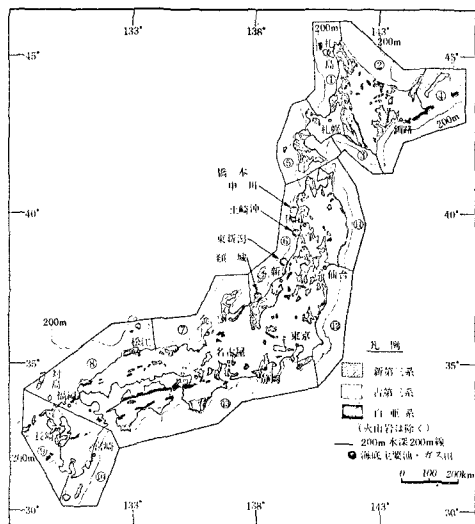
めにアラビア石油(株)と北スマトラ石油開発

協力(株)の2企業があ、ただけたため、1970年(昭45)末現在、18企業によって22のプロジェクトが設立され、このうちインドネシア石油(株)、アブダビ石油(株)およびコンゴ石油(株)の3社はそれぞれ有力な油層と発見している。

日本周辺大陸棚の面積は約28万^{km²}であって、これは陸地面積の約80%に相当する。このうち、石油資源の探鉱価値をもつ大陸棚は約14万^{km²}であり、海域別には、北海道周辺5.2万^{km²}、東北日本1.7万^{km²}、東北日本1.0万^{km²}、北陸～山陰4.5万^{km²}、東海～四国0.2万^{km²}、九州1.4万^{km²}である(表2)。^{過去}わが国の大陸棚において探鉱が行なわれたのは秋田、山形、新潟沖の浅海部だけであるが、これまでに土崎沖、頸城沖の2油田が開発され、中川、橋本、吹浦、東新潟、潟町などの油、ガス田の海域延長部も確認されている。現在海洋地域から年間約20万^{kl}の原油と2.5億^{m³}の天然ガスが生産されており、累計生産量は原油172万^{kl}、天然ガス29億^{m³}(昭和44年12月末)に達している。^{さらに}水深30m以上の日本周辺海域における探鉱作業は、この2-3年前から活発に行なわれ、

<表2>炭化水素資源の究極資源量(単位:億^{kl})

資 源	大陸棚	陸 上	計
原油(一次探鉱による)	1,110	2,070	3,180
ガ(二次探鉱による)	480	1,590	2,070
天然ガス	480	1,270	1,750
オイル・サンド原油	320	1,110	1,430
頁岩油など	1,590	11,900	13,490
合 計	3,980	17,940	21,920



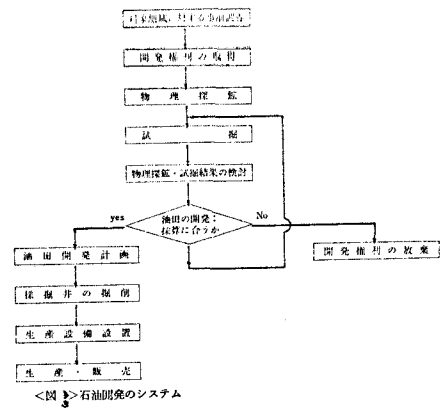
大陸棚海域区分(海域名) 1 石狩-孔文島 2 宗谷-網走 3 日高
4 津軽-ノリツブ 5 渡島 6 津軽-糸魚川 7 北陸 8 山陰-刈原
9 天草 10 南九州 11 北上一下北 12 阿武隈 13 関東-四国
<図2>わが国の海底油・ガス田と陸地の第三紀層・白亜紀層の分布
(天然ガス工業会, 1969)

各種の物理探鉱結果に基づいて、ついに本年初頭より対馬沖で三菱・シェルグループが、秋田沖で出光興産・石油資源開発グループが試掘作業を開始しようとしている。

海底石油開発のシステム

石油の開発は図3のようなシステムに従って行なわれる。これは陸上油田でも海洋油田でも本質的な差異はない。たゞ海洋の場合には、(1) 田地の制限、(2) 作業上の困難 (3) 輸送の制約 (4) 自然条件の影響 (5) 資本投下が大きい等の理由のために、陸上の場合に比べて、海洋構造物に大きなウエイトが加わってくる。

陸上では(とくに国内の場合)、試掘に成功しさえすれば、それほど大きな埋蔵量と生産量が見込めなくても割安な費用で生産設備を設け、石油の採収をはじめることができたが、海洋の場合、生産設備を積載する海洋構造物に費用がかかり、相当量の石油の埋蔵、生産が見込めなければ採算が合わなくなった。海洋構造物をできるだけ集約化し、掘削と生産をひとつのシステムと考え、その適正化をはかるなければならない。表3は一定のモデルに基づいて、油田開発費の試算を行なったものである。海洋油田開発のための設備投資額は、現在の技術では、水深30mで陸上の約3倍、水深200mで約6倍、水深300mで約12倍を必要とすると考えられている。それ



<表3> 油田開発設備投資試算 (単位: 百万円)

共通条件: 掘削深度3,000m, 24井掘削, 1井当り初日産500kl, ターミナルまでの距離10km

	A. 海洋(水深30m, 生産プラットフォーム1基)		B. 陸上
	A-1. 1井ずつ移動式掘削装置により掘削	A-2. 8井ずつ自足式掘削装置により掘削	
掘削費・曲井管坑口掘削・生産プラットフォーム坑口保護構造物	(330×24) 7,920	(330×24) 4,800	(130×24) 3,120
小計	(50×24) 1,200	(400×3) 1,200	—
フローライン	(9,120)	(6,000)	(2,120)
生産・集油プラットフォーム	500	160	200
生産・集油装置	800	400	—
小計	450	450	350
送油ライン	(1,750)	(1,010)	(550)
海上輸送設備	400	400	130
道路・自動車	500	500	100
貯油・積込施設	50	50	300
通樹・管理	1,500	1,500	1,500
事務所・住宅	300	200	100
小計	300	300	300
合計	(3,050)	(2,160)	(2,430)
合計	13,920	9,960	6,100

にもかゝらず海洋の石油開発が急速に発展している理由としては:

- (1) 陸上油田に比べて油田規模が大きいため
 - (2) 油田の開発率(成功率)が、陸上の約18%に対して約26%であったこと(米国内統計)
 - (3) 取得できる鉱区面積が陸上よりも大きいため
 - (4) 技術の進歩に伴うコストダウンの幅が陸上よりも大きいため
- などによるものと考えられる。

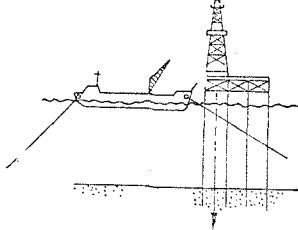
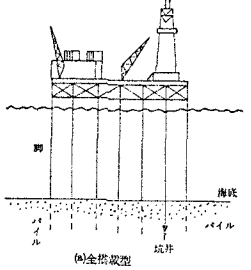
掘削技術

石油鉱業における掘削は、地下に埋蔵されている石油などの炭化水素流体資源を経済的に地表まで

誘導する手段として、その導通路をつくる作業である。海洋油田の掘削装置は、その本体は陸上の場合と全く同様であるが、これを海洋構造物に積載した状態で使用することが陸上の場合と異なるだけである。

石油の探鉱、開発の対象となる地域が陸に近い場合には、陸上から傾斜掘りを行なうこともある。現在では傾斜掘りの許容坑心傾斜は60~70度まで可能である。また対象となる海洋の水深が浅い場合には、^{陸地に代り}プラットフォームを人工的に建設すればよい。(図4)。

しかし水深が増して、組杭式の構造物では、杭相互の結合がでさなくなると、ジャケット杭打式の構造物が用いられるようになる。ジャケット杭の上にデッキが組立てられる。一般に海洋掘削装置は、掘削機器類と居住区およびこれを搭載するプラットフォームとその付属装置類とを総称であり、次のような種類がある(図4~図7)。

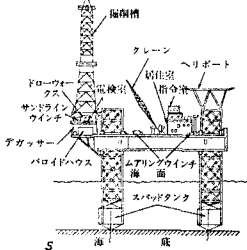


4 半潜式プラットフォーム
 <図5>固定式プラットフォーム(人工島式)

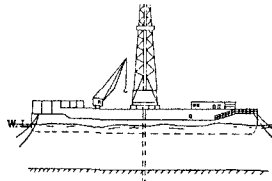
- (1) 全搭載形固定式
- (2) 付属船(テンダー)同僚形
- (3) 移動式

(1)および(2)の固定式プラットフォームは、掘削作業終了後、掘削装置を撤去してそのまま石油の採収作業に使用することができ、しかし移動式装置は原則として、掘削作業が終了すると、そのまま掘削地へと移動してしまう。

一般的にいて、移動式掘削装置は機動性に富み、固定設備投資が少なく、試掘に用いられることが多い。これに対して、固定式プラットフォームは、安定した作業ができたので、採掘井の掘削に適している。固定式プラットフォームのうち、全搭載形が規模なものになるのに対して、テンダー同僚形は小さな形にできた反面、天候の影響を受けやすいという弱点をもっている。

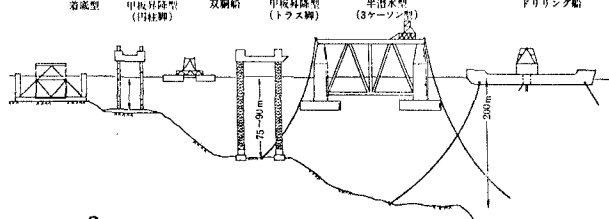


5 移動式甲板昇降型



6 掘削船(移動式)

現在もっとも広く使われているのは移動式であるが、その中には甲板昇降式(ジャッキアップ式)、半潜水式、掘削船等があり、掘削地奥の水深、底層などを考慮して図7のように使い分けられる。

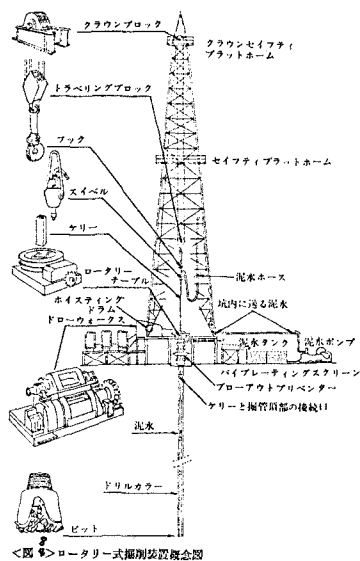


7 型式別最大稼働水深

掘削方法

現在実用に供されている掘削法は、陸上、海上と問わずほとんど全部がロータリー式であり、その他特殊掘削法として、ターボドリル、エアドリル、大坑径掘り、エレクトロドリルがあるが、特殊な掘削に使用されるか、もしくは目下開発の途上にある。

ロータリー式掘削法は、1845年フランス人フォーベルによって発明されて以来、改良を重ねられて現在に至っている。この方法は掘管の下端にビットを接続して坑底にあるし、地上で掘管を回転させる。ビットに地質状況に応じた適当な回転数と荷重とを与えて岩石を砕き、一方掘管の中へ泥水を送りこんでビットの先から掘管の外側を通して循環させ、掘り屑（カッティングス）も地表まで回収するとともに、泥水の荷重と地層圧力とをバランスさせ、こうしてビットを冷却することによって安全な掘進を行なうものである（図8）。



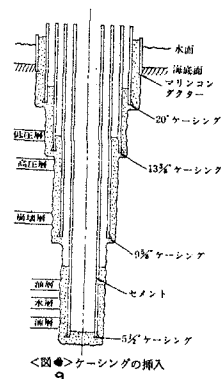
＜図8＞ロータリー式掘削装置概観

坑口装置およびケーシング

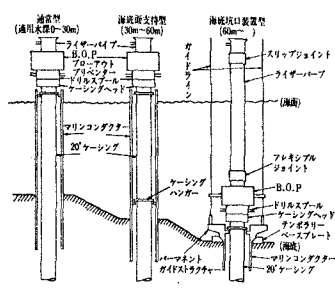
海洋掘削においては、まずマリンコンタクターパイプを海底に打ち込み、坑口を海底の地盤に固定しなければならない。その挿入深度は10～50mであるが、その内側に入れる20mパイプとの間はセメントで補強する。ケーシングの上端は掘削用坑口装置で支持することになる。海洋掘削用坑口装置には次の3つの方式がある。

- (1) 通常形
- (2) 海底面支持形
- (3) 海底坑口装置形

通常形は30～48m径のマリンコンタクターパイプの頭部を水面上においてケーシング重量の支持点とすため、マリンコンタクター設置後の作業は陸上の作業と全く同様である。海底面支持形は上記の通常形にケーシングの支持点を海底面の部分に下げたものであって、作業そのものはいくらか面倒であるが、重心が低くなるので適用水深も深くなり、廃坑作業にも便利である。海底坑口装置形は、マリンコンタクターパイプの頭部を海底面に置き、ケーシングとともに、防波装置も海底面そのものに支持することになる。この方



＜図9＞ケーシングの挿入



＜図10＞掘削用坑口装置の設置方式

式は作業も複雑であるし、費用も大きくなるが、適用水深はほとんど無限である。

坑内を掘り進むに従って坑内の裸坑部が長くなり、よほど坑内状況がよくなければ、つまり2000m、3000mと掘り下げて行くことはできない。地層の圧力が低ければ泥水が地層の内部へ逃げて行く状態、すなわち遡泥状況となり、逆に高圧の地層を掘り抜けば地層の中の油、ガスまたは水が坑内へ噴出して泥水を噴き上げ、さらに状況の悪いときには坑内の掘管までふさぎあはれてしまう。その場合には坑壁は完全に崩壊する。このような状態になったのを防止するためには、予め計画的になく般かのケーシングを坑内へ下げてセメンチングを行なう必要がある(図9)。コンダクターパイプ以下のケーシング系列としては次の2系列の使用が多い。

(1) 20 in, 13 $\frac{3}{8}$ in, 9 $\frac{5}{8}$ in

(2) 16 in, 11 $\frac{3}{4}$ in, 8 $\frac{5}{8}$ in

3000m以上の坑井では、ケーシングに要する費用がかなりの額になるので、技術的な条件を考慮しながら、できるだけ合理的な長さにとりつめる必要がある。

坑井調査

油層、ガス層の定性的、定量的評価の手段としては、次に示すように数多くのものがあるが、現在でも絶的な方法は確立されていない。各種の評価法から与えられた総合し、掘削した坑井を油、ガス井として仕上げたべきか否かを決定する。

(1) 坑井地質調査

(2) コア(岩心)試験

(3) 電気、放射能および音波探層

(4) 泥水検層

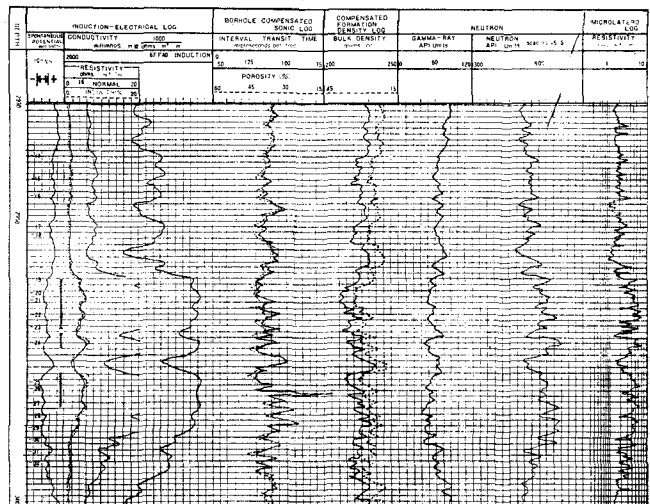
(5) ワイヤーライン・フォーメーションテスト

(6) 掘管テスト

坑井地質調査は掘り屑(カッティンクス)によつて行なうのが普通である。カッティンクスの岩質、色相などと観察し、砂、シルト、けつ岩、石灰岩などの岩質別含有比率と決め、地質柱状図を作成する。

コア(岩心)試験には普通試験と特殊試験とがある。普通試験では孔けき率、浸透率、水飽和率などが測定される。これらは油層の良否を判定するための最少必要限の情報である。特殊試

＜図1＞ 第4図 総合電検図



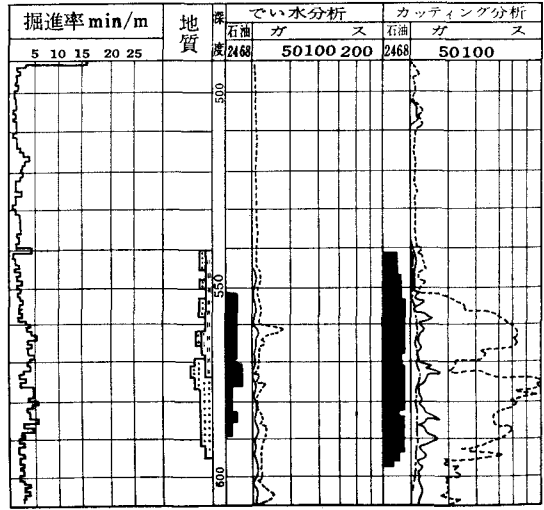
験の項目としては、毛細管圧力、相対浸透率、X線分析などがあり、これは油層の将来の生産推移と予測するための基礎データである。

電気検層(図11)の種目としては、インダクション、マイクロ、プロキシミティ、中性子、音波、密度検層などがあり、これらによって油層の孔けき率、水飽和率、有効層厚などが求められ、坑井を仕上げるかどうかの決定や埋蔵量評価の際の重要な資料がえられる。

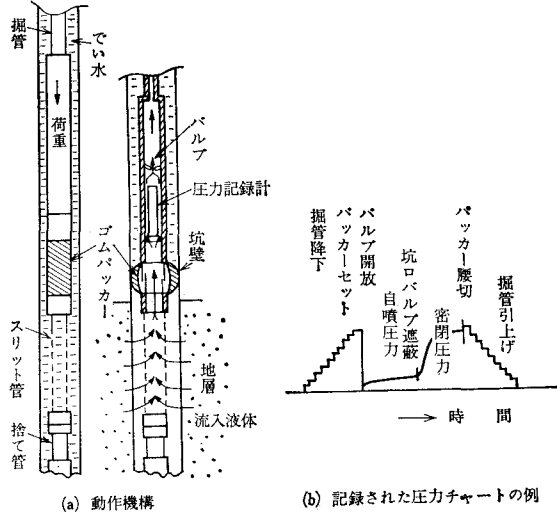
泥水検層(図12)は坑内から環流した泥水またはカッティングスに含まれるガスや油の微候(シューイング)を連続的に記録する。

掘管テスト(DST)は掘削中に油、ガス微候があったとき、油層からの生産能力を一時的にテストする手段である(図13)。パッカーで坑内の泥水柱を上下に遮断し、層内の流体を地上まで噴出させる。DSTは油層の性質を評価するための最も直接的な手段であるが、坑内に泥水によって、テスト装置が押留されるおそれがある。そこでこれに代る手段として開発されたのがフォーメーションテスター(FT)であり、これは測定器をケーブルの芯につけて坑内へおとし、チャンバー(図14)内に坑内流体を採取するものである。

<図12> 第4編 バロイト式泥水検層図



<図13> 第12編 掘管テストの機構



油田開発計画

試掘井の成功が直ちに石油の生産につながるとは限らない。発見された油田の開発に着手する前に、その油田の開発が採算に合うかどうかを検討する。油田開発の適否をきめるもっとも重要な要素は、油の埋蔵量、坑井の生産性、開発井の掘削費、生産設備費である。このような要素を基とし、時間の要素を考慮した収益計算を行ない、あるていど以上の収益性が見込まれる場合のみ、油田開発に着手する。

埋蔵量計算には、容積法、物質収支法、減退曲線法などがあるが、後の二者は、油田の生産開始後、ちつていつの期間が経過してから使用することが普通である。油田開発の初期には、容積法で計算しなければならない。

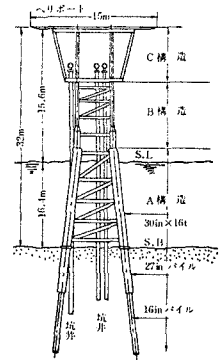
容積法は、 $(\text{油層面積}) \times (\text{油層の厚さ}) \times (\text{孔隙率}) \times (\text{油の飽和率}) \times (\text{油の採収率}) / (\text{油の容積係数})$ の式で求められる。

生産設備

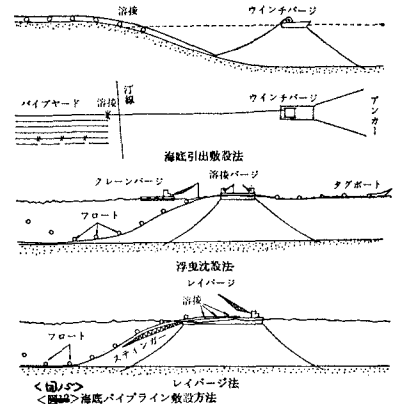
油田の開発を行なうことが決定すれば、採油井の位置とともに、適正な生産設備を設計しなければならない。油田に必要な生産設備は、自噴井の場合、油・ガス・セパレーター、計量装置、エマルジョントリーター、貯油タンク等である。海洋油田の採油方式にはいろいろあるが、通常坑井元には坑井保護用ジャケットと設け、主要な油田施設は別の基

地に設ける。生産基地としては次の五つが考えられ、これらを陸上におくか、海上のプラットフォームに置くかによって、採油方式が異なる。(1) 採油基地(坑井) (2) 集油基地(セパレーター、エマルジョントリーター、計量施設) (3) 貯油基地(タンク) (4) 油積出基地 (5) 居住基地。

どのような採油方式が最適であるかは、主として水深、陸からの距離によって決る。海洋に生産施設を設ける場合、できるだけ採収経費を少なくするため、自動化が行なわれる場合が多いが、それでも最少必要限の保守要員が宿泊できる居住用プラットフォームと海上に設けることが多い。



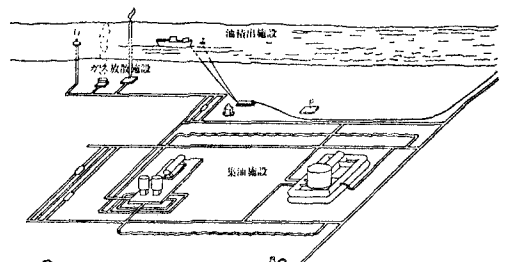
<図14> プロダクション・プラットフォームの例



<図15> 海底パイプライン敷設方法

パイプライン

パイプラインを設計する場合、油の流量、距離、上・下流の圧力によって、パイプラインの径が決められる。パイプラインを海底に敷設する場合、それが敷設すべき場所から離れた真において溶接され、海底では溶接等の作業は行なわれないうが普通である。溶接作業を行なった場所から海底にパイプラインを移動する場合には、パイプラインに相当の応力をもたすことになる。このために、海底パイプラインの設計においては、敷設方法についての厳密な検討が必要となる。現在用いられている主要な方法は図心に示すとうりである。



<図16> ザクム油田海底集油施設の計画図 (Oil and Gas International より)

現在は油田施設のうちで坑井のみが海底に設けられるようになったが、近い将来、集油施設、貯油施設とも海底に設置できるようになると思われる。その実施例として、ドゥバイ沖に設置した、じょうこ下向きに伏せた形の80kL海底タンク、BP-CFPのアブダビ沖サウム油田での海底集油施設<図16>の実験計画がつけられる。