

小規模海洋油田開発技術の概要と今後の課題

石油開発技術センター*

1. はじめに

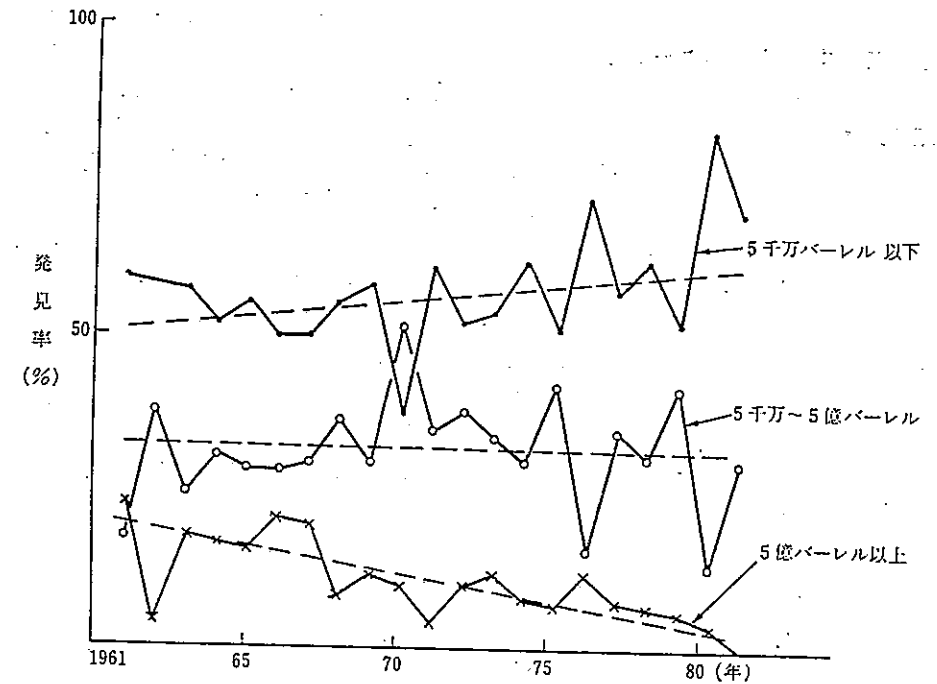
海洋油田からの石油生産は年々増加しており、その重要性が高まってきている。海洋油田からの生産量を時系列で表わしたものが表1であるが、1985年には日産1500万バレル以上であり、世界の需要量の約3割にも達する。これら海洋油田の今後の開発の特徴としては、油田の小規模化および大水深化があげられる。最近発見される油田の規模は可採埋蔵量5千万バレル以下のいわゆる小規模油田がその多くを

表1. 世界の石油総需要量に占める海洋油田の比率

年次	1970	1975	1980	1985 (推定)
海洋油田からの生産量 (1000 BOPD)	7,532	8,264	13,637	15,308
世界の総需要量 (1000 BOPD)	46,440	55,720	61,600	51,500
比率 (%)	16.2	14.8	22.2	29.7

出所：参考文献(4)

図1 究極可採埋蔵量別の発見油田数比率



出所：参考文献(5)

* 執筆は占部滋之(石油公団石油開発技術センター室長代理)、山下篤(同センター研究員)が行なった。

占め(図1), 従来発見されたような大規模油田の発見はきわめて少なく, また, 地理的条件としてもより大水深の離岸距離の大きい所へと移行してきている。特に小規模油田の発見の比率が大きい地域としては, 英領北海, 中国海域, 東南アジア海域などがあげられ, また大水深への移行が著しい地域としては, ノルウェー領北海, メキシコ湾, カリフォルニア沖などがあげられる。一方, 国内の石油開発会社が参画する海洋油田開発は, 今後東南アジア海域, あるいは中国海域など, アジア海域の中小規模油田が重要な位置づけを占めると考えられ, したがって, これらの中小規模油田を経済的に, 効率よく開発する技術に対するニーズが高まってきている。石油公団, 石油開発技術センターでは, この要求に応えるために, 特別研究開発プロジェクトとして小規模海洋油田開発技術をそのテーマにあげ, 昭和60年度より研究開発に取り組んでいる。本文では, 小規模海洋油田開発技術の概要を述べるとともに, 石油公団の本研究開発プロジェクトの内容を紹介する。

2. 小規模海洋油田開発システムの概念

(1) 経済的背景

小規模海洋油田開発技術の最大の目的は, これまでの技術では経済的な面から開発が困難であった油田の開発を可能にするという点にある。試掘により発見された油田, あるいは貯油構造を開発する場合, その探鉱費, 開発費, 生産操業費, 輸送費等を合計した全費用が経済的に採算のとれる限界に近いものが, いわゆるマージナル油田とよばれるものである。これらのマージナル油田の開発を進めていく場合, 技術的要素以外の要素, すなわち, 原油価格の市場動向, 税制, 産油国側との契約条件などの諸要素も開発を促進するためには重要な役割を果たし, 例えば, 英国は1983年に税制改正を行ない, 北海での中小海洋油田開発を促進している。一方, 技術的には以下の要素が必要不可欠となる。

① 開発に要する費用, 特に固定投資額を最小限に押さえる。

② 原油の回収をできるだけ早期に行ない, キャッシュフローを良くする。
本文では特にこれらを実現させるための技術の概念について述べる。

(2) 浮遊式/移動式生産システム

前述した要求を実現させるために, これまでのジャケット式生産プラットフォームで生産し, 海底パイプラインで輸送するという方式に代わり, 近年, 浮遊式/移動式生産システムという概念が導入されてきている。この概念は, 半潜水型(セミサブ型)掘削リグ, ジャッキアップ型掘削リグ, タンカー等の本来海洋石油生産設備以外の用途を目的としたものを, 生産システムに転用するという方法である。これらのシステムは, その油田での生産終了後は他の油田に移動し, 再利用することが可能であり, また場合によっては本来の用途として使用することも可能なため, 固定投資を分散でき, さらに既存のものを改造して使用する場合には, リードタイムの短縮も可能である。また, 最近発見される油田は, その集油構造が明確なドーム型背斜構造ではなく, より複雑なもの, すなわち, 断層を伴う構造, あるいは層位トラップを含むものなどが多く, これらに伴うリスクを回避するためにもこういった浮遊式/移動式生産システムは有効な手段である。これら浮遊式/移動式生産システムは, 表2に示すように, 全世界ですでに32基が設置済みであり, さらに現在建設中あるいは計画中のシステムも数多くある。これらをタイプ別に分類し, その特徴を以下に述べる。

① セミサブ型浮遊式生産システム

この方式が世界で初めて導入されたのは, 1975年の Argyll 油田(北海)であり, その後北海に2基, Campos Basin(ブラジル)に11基, 地中海に3基が設置され, これまでに計17基の実績がある。これら17基はすべて掘削用リグの改造であるが, 現在 Sun E&P が開発中の Balmoral 油田(北海)では, 世界で初めて専用に建造されたセミサブリグが使われる。生産された原油は, 一点係留ブイなどの沖合出荷

表2 浮遊式/移動式生産システムの設置実績

Field name	Operator	Location	Depth (m)	Type	1st Oil
Ekofisk	Phillips	North Sea	75	JU	1971
Argyll	Hamilton	North Sea	76	Semi	1975
Bonito	Petrobras	Campos Basin	189	Semi	1977
Castellon	Shell Espana	Spain (Med.)	118	Ship	1977
Enchova	Petrobras	Campos Basin	172	Semi	1977
Ardjuna (MM)	Arco	Indonesia	43	Ship	1978
Dorada	Eniensa	Spain (Med.)	93	Semi	1979
Garoupa (C)	Petrobras	Campos Basin	125	Ship	1979
Ardjuna (FF)	Arco	Indonesia	37	Ship	1979
Ardjuna (F)	Arco	Indonesia	—	Ship	1979
Casablanca	Eniensa	Spain (Med.)	131	Semi	1980
Nilde	Agip	Sicily	99	Ship	1980
Hondo	Exxon	U.S. West Coast	150	Ship	1981
Badejo	Petrobras	Campos Basin	88	JU	1981
Buchan (a)	BP Pet Dev	North Sea	117	Semi	1981
Cadlao	Amoco	Philippines	92	Ship	1981
Sul de Pampo	Petrobras	Campos Basin	117	Semi	1981
Bicudo	Petrobras	Campos Basin	135	Semi	1982
Espoir	Phillips	Ivory Coast	66	JU	1982
Garoupinha	Petrobras	Campos Basin	112	Semi	1982
Linguado	Petrobras	Campos Basin	104	Semi	1982
Tazerka	Shell Tunisia	Tunisia	151	Ship	1982
Corvina	Petrobras	Campos Basin	225	Semi	1983
Pirauna	Petrobras	Campos Basin	235	Semi	1983
Hutton	Conoco	North Sea	148	TLP	1984
Parati	Petrobras	Campos Basin	96	Semi	1984
Parati	Petrobras	Campos Basin	97	JU	1984
RJS-150 area	Petrobras	Campos Basin	18	JU	1984
RJS-236 area	Petrobras	Campos Basin	100	Semi	1984
Angula C	Eniensa (UTEX)	Spain (Med.)	117	Semi	1985
Innes	Hamilton	North Sea	78	Semi	1985
Viola	Petrobras	Campos Basin	126	Semi	1985

JU: ジャッキアップ型, Semi: セミサブ型, Ship: タンカー(バージ含む)型

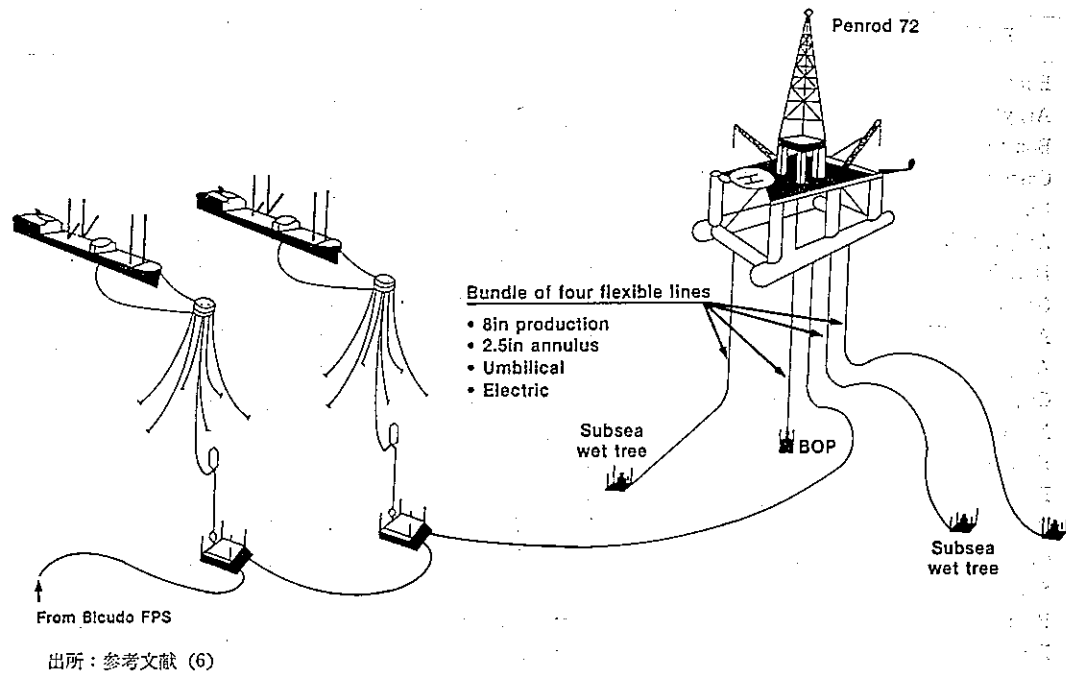
設備からシャトルタンカーにより輸送される場合と, パイプラインにより陸上, あるいは他の生産プラットフォームに運ばれる場合とがある。この方式は, 他のシステムに比べて, 比較的深い海域に設置されている場合が多く, 特に Campos Basin では水深200mを超える海域に2基設置されている。これまでのセミサブリグの係留の実績からみて, 水深500~600m程度までは係留可能と考えられるが, この場合生産ライザー, 海底機器等の付帯する技術に関して

の検討課題がある。

② ジャッキアップ型移動式生産システム

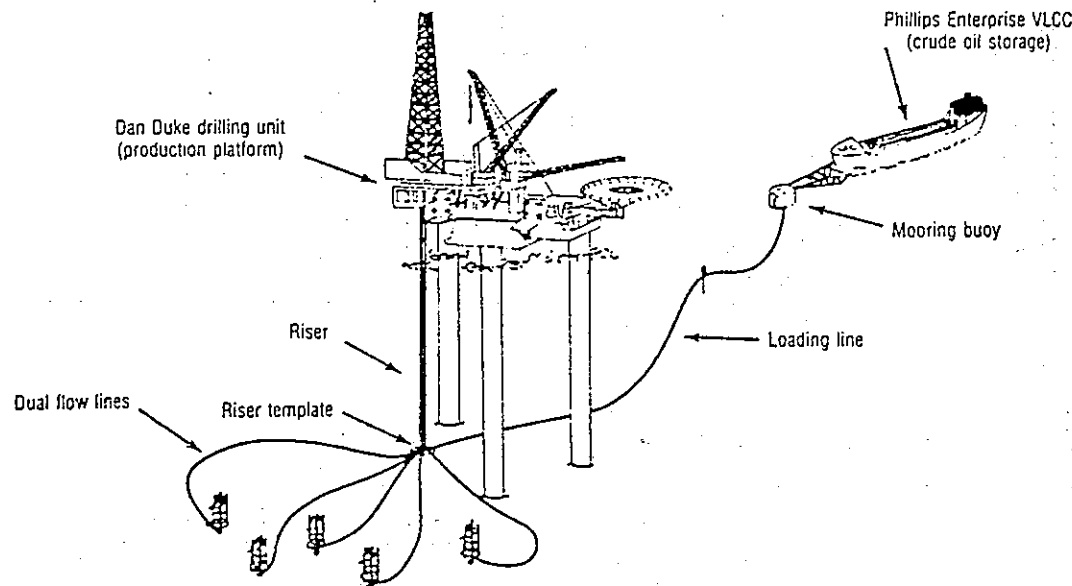
この方式は, 1971年に, 浮遊式/移動式生産システムとしては初めて, Ekofisk 油田(北海)に設置された。その後, Campos Basin に3基, Ivory Coast(アフリカ)に1基が設置され, これまでの実績は5基である。ジャッキアップ型移動式生産プラットフォームは, 他の浮遊式の生産システムと比較すると, ジャッキアップリグ自体の能力の制約上, 設置水深が90~100mと

図2 セミサブ型浮遊式生産プラットフォーム (Enchova 油田)



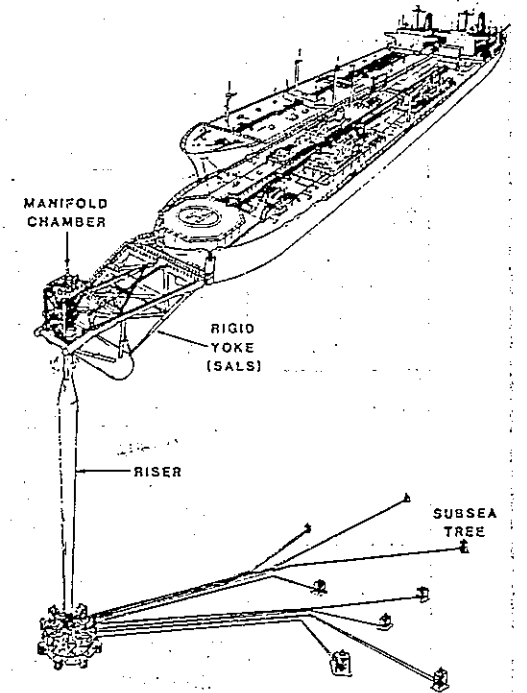
出所: 参考文献 (6)

図3 ジャッキアップ型浮遊式生産プラットフォーム (Ivory Coast)



出所: 参考文献 (7)

図4 タンカー型浮遊式生産システム (Tazerka 油田)



出所: 参考文献 (9)

浅く、また、長期間生産システムとして使用するためには、設置場所の海底の土質条件が比較的良いところに限られる。生産された原油は、セミサブ型と同様に、沖合出荷施設により出荷されるか、パイプラインで輸送される。本生産システムの利点としては、リグ自体のコストがセミサブリグより低いため、経済性が高く、また、プラットフォーム上の施設が動揺の影響を受けない点があげられるが、前述したように設置上の制約条件が大きいので、今後設置される海域も限定されるものと考えられる。

③ タンカー型浮遊式生産システム

タンカー型浮遊式生産システムは、1977年に Castellon 油田 (地中海) に設置されたのが最初である。その後、Ardjuna (インドネシア) に3基、Campos Basin, Tunisia, Sicily (地中海), Cadlao 油田 (フィリピン), Hondo油田 (米国西海岸) にそれぞれ1基、合計9基の実績がある。浮体の係留は一般にSPM (Single Point Mooring) と呼ばれる一点係留ブイにより行なわれるが、多点係留される場合もある。貯油能力を持つ生産システムはFPSO (Floating Production, Storage and Offloading Unit) と呼ばれ、生産、貯油、出荷を兼ねた施設として使用される。原油の出荷はFPSOから直接チャトルタンカーに積込むことにより行なわれる。タンカー型浮遊式生産システムは、これまで比較的穏やかな海域を中心に設置されている。セミサブ型、ジャッキアップ型の生産システムと比較すると、貯油能力を持つという利点があるため、現在建造中、あるいは計画中の生産システムはこの方式が最も多い。

タンカーを係留するための一点係留ブイには図5に示すように様々な形式があり、それぞれの海域の諸条件により使い分けられている。また、ターレット係留システムなどのように新しい係留システムの開発とともに、厳しい海気象条件の地域に適用することも考えられている。

生産設備を持たないタンカーはFSO (Floating Storage and Offloading Unit) と呼ばれ、沖合貯油、出荷用の施設として他の生産シス

テムと組合せて使用される。また、貯油能力を持たないバージ型の浮遊式生産システムを係留する場合もあり、この場合生産原油はチャトルタンカーで輸送されている。

(3) 新型式のシステム

以上が現在実績のある浮遊式/移動式生産システムの主要なものであるが、近年様々な新しい概念のシステムが生まれてきており、それらの代表例を以下に紹介する。

① SWOPS

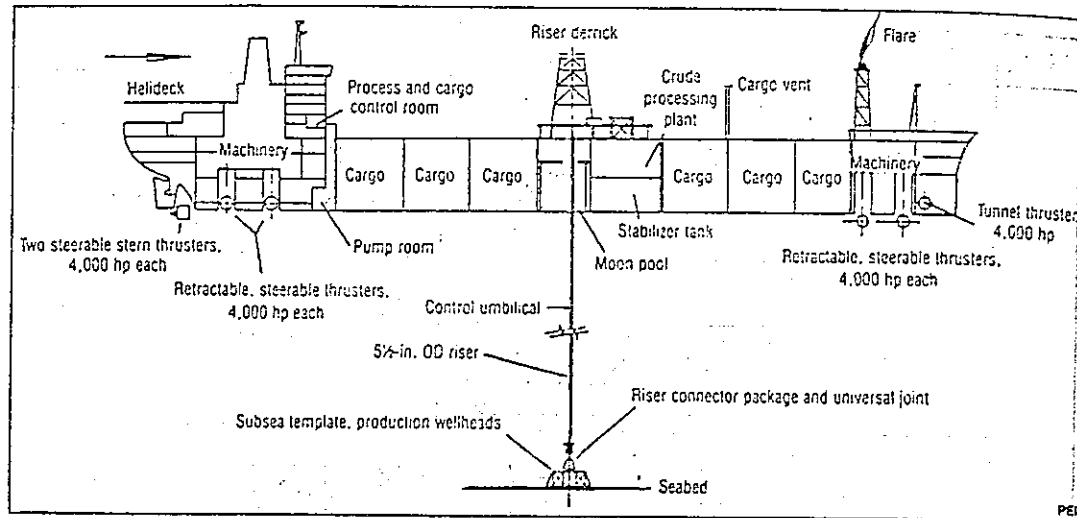
Single Well Oil Production System の略であり、現在 British Petroleum 社が建造中である。本システムは、生産プラットフォームを設置したのでは経済的に採算の取れないような、より小規模の油田を対象としたものである。海底仕上げされた単独坑井上にムーンプールを持つDP (Dynamic Positioning) 船を配置し、ムーンプールよりライザーを降ろし、船上のプラントへ生産する。原油は船内のタンク

図 5 タイプ別一点係留システム (SPM)

形式	略号	概念図	備考
多脚形	CALM Catenary Anchor Leg Mooring		<ul style="list-style-type: none"> SPMとして最もオーソドックス 初期開発はShellによる 定位置保持力はチェーン重量による
	*ELSBM Exposed Location Single Buoy Mooring		<ul style="list-style-type: none"> 外洋向けとして開発 波浪の影響を小さくするため水線部は比較的小径になっている
	TLU Tanker Loading Unit		<ul style="list-style-type: none"> 貯油タンク兼用の大形パイ 貯油タンクはいずれも水面下
	Spar		
	LMS Loading Mooring Storage		
	*SBS Single Buoy Storage		<ul style="list-style-type: none"> 貯油船の半永久的係留システム ヨークの介在によりパイと船体との接触(buoy kiss)が避けられる
	FUS Floating Unit for Storage		
	SPT Storage Production Terminal		

形式	略号	概念図	備考
単脚形	SALM Single Anchor Leg Mooring		<ul style="list-style-type: none"> 初期開発はExxonによる 深海用では、ユニバーサルジョイントが海底部と中間部の2箇所にあるのが特徴 深海用で、チェーンを用いず、チューブ&チューブとした例あり
	*SALS Single Anchor Leg Storage		<ul style="list-style-type: none"> ライザーには、リンクチェーン形式とチューブ形式との2種類あり
	ATMS Articulated Tower Mooring Storage		<ul style="list-style-type: none"> ライザーには、リンクチェーン形式とチューブ形式との2種類あり
	ALP Articulated Loading Platform		<ul style="list-style-type: none"> 定位置保持力は浮力タンクの浮力による
	Fixed Tower		<ul style="list-style-type: none"> 浅海域用
		注)*はSBM社の商品名	

図 6 SWOPS



出所：参考文献 (9)

に貯蔵され、満載状態になったところで生産を停止してライザーを引き上げ、適当なところへ原油を運ぶ。本システムは、貯蔵タンク満載時に生産を中断する必要があり、継続的な生産はできないが、試掘井の仕上げ終了後すぐに生産を開始できるため、投資回収がきわめて早く行なえる。

② PTS

Production and Testing Systemの略であり、現在 Golar Nor 社が建造中である。本システムは SWOPS と同様に、小規模油田の生産設備として使用されるとともに、恒久生産設備を設置する前の早期生産の目的にも使用される。また、恒久生設備を計画する際の油層データを採取する用途としても考えられている。本システムは SWOPS と比較すると貯油能力が小さく、原油はシャトルタンカーにより輸送する。また、保留方式としてターレット保留方式を採用しており、より海気象条件の厳しい海域での使用も考慮されている。

③ TLP/ガイドタワー

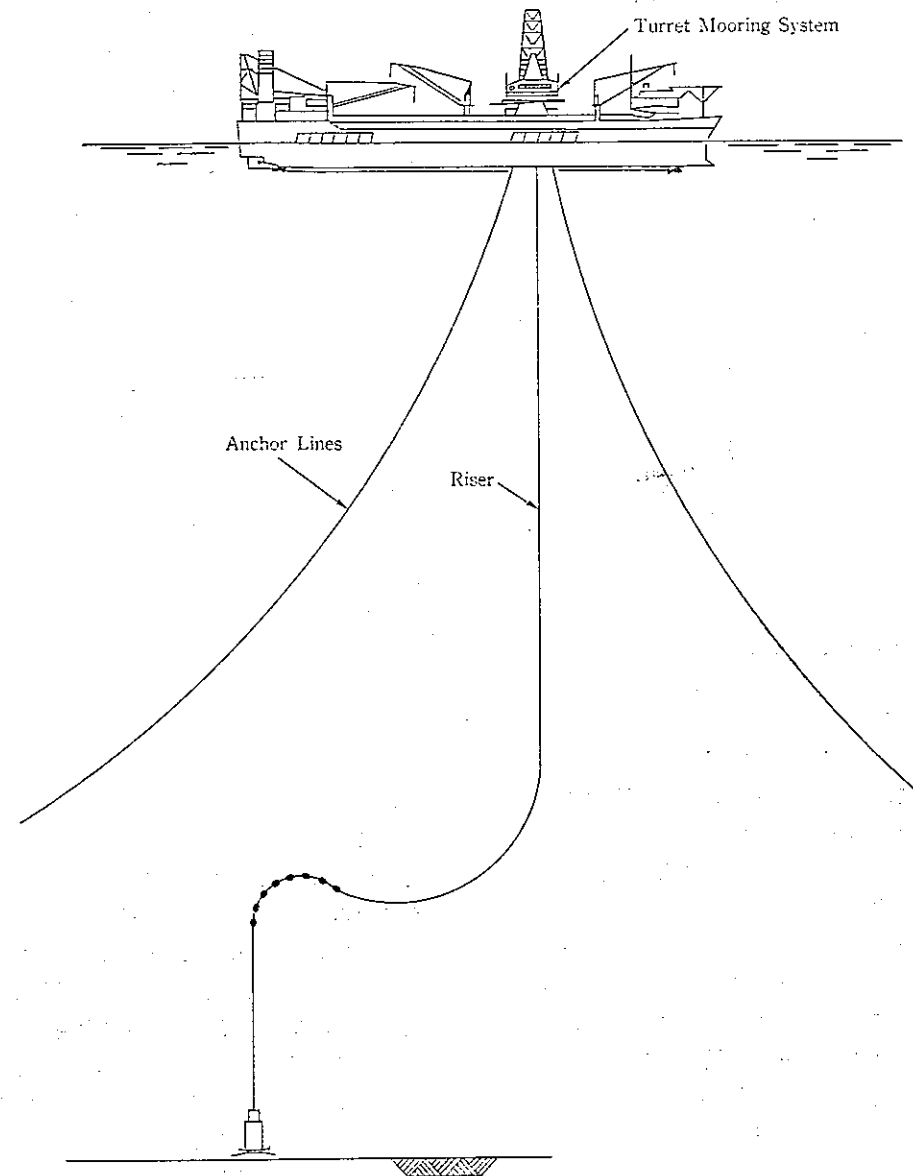
TLP (Tension Leg Platform) およびガイドタワーはもともと大水深の海域用に開発されたものである。TLP は Conoco 社が Hutton 油田 (北海) の水深 148 m の海域に、また、ガ

イドタワーは、Exxon 社が Lena 油田 (メキシコ湾) の水深 305 m の海域にそれぞれ第一号基を設置した。現在 Conoco 社は Green Canyon 油田 (メキシコ湾) の水深 520 m の海域に 2 基目の TLP を計画中であるが、これは TLWP (Tension Leg Wellhead Platform) と呼ばれ、坑口プラットフォームとして TLP を使うものである。生産原油は、より浅い海域に設置された FPSO にパイプラインによって送られ、そこから出荷される。今後、特に大水深における中小規模油田の開発においては、この様に TLP、ガイドタワー等の要素を組合せたシステムが増えてくるものと考えられる。

(4) アジア海域の浮遊式/移動式生産システム

今後、日本の石油開発業界にとって、重要な位置を占めると考えられるアジア海域の浮遊式/移動式生産システムに関して、石油開発技術センターにおいて、昭和 60 年度にデータベース作成の一環として調査を行なった。対象とした海域は、インドネシア、マレーシア、インド、フィリピン、オーストラリアであり、中国は含まれていない。これらアジア海域への浮遊式/移動式生産システムの導入は最近のことで

図 7 PTS

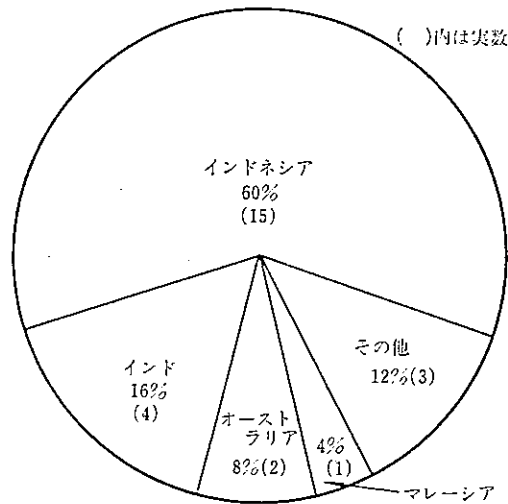


出所：参考文献 (10)

あり、また、北海、メキシコ湾と比較すると文献による情報もきわめて少ないため、調査はオペレータへのインタビューを中心として進められた。この結果、この海域で稼動中、建設中、計画中のシステムは 25 基であった。結果の概要を図 8～9 に示す。本図からわかるように、アジア海域の中では特にインドネシア海域での適用

が最も多く、また、システムとしては、タンカー型 (バージ含む) 浮遊式生産システムがその 80% 以上を占める。アジア海域での浮遊式/移動式生産システムは、年々数が増えてくると考えられるが、今後もタンカー型の生産システムが主流になると思われる。

図8 アジア地域浮遊式/移動式生産システム
(設置済、建設中、計画中のもの、中国は除く)

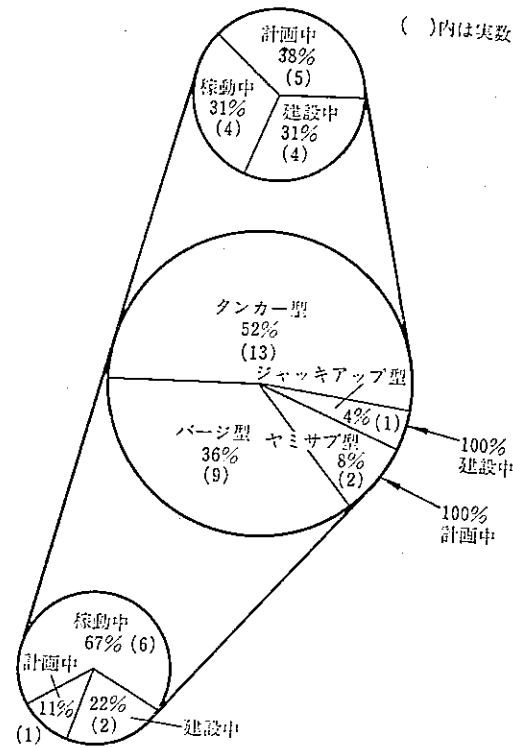


3. 関連する技術課題

(1) 海底機器

浮遊式/移動式生産システムに不可欠の技術要素として、海底坑口装置、海底Xマストリー、海底マニホールド等の海底機器があげられる。海底機器を使用することによる利点としては、まず、生産プラットフォームの設置に先立ち海底仕上げを行なっておくことで、リードタイムが短縮できることにある。また、サテライト井においては、坑口プラットフォームの代わりに海底Xマストリーを設置することにより、固定投資が大幅に低減できる。海底機器の使用は、海水の透明度、海底の土質等の条件によって制約され、また、比較的深い海域ではメンテナンス、故障に対する信頼性が万全とはいええず、このため、全てのシステムに採用されているわけではないが、特に多坑井の油田においては、経済的な開発のためには有効な手段となる。海底Xマストリーの設置数は年々増加しており、1985年9月までの設置数は338基であり、現在設置中のものを含めると360基となる。このうち、浮遊式/移動式生産システムの中で使用されたものは、148基で、図10に示す

図9 タイプ別分類



ように全海底Xマストリーに占める割合は年々増加している。

海底機器に関連したトラブルは、コントロールシステムに起因したものがその大部分である。このコントロール方式として従来は、油圧信号を直接海底に送る油圧制御-油圧駆動方式が最も多く、これまでに設置されたものの約60%を占めているが、坑井が多くなると、制御ラインが太くなり、高価なものとなるために、近年は電気信号を海底に送り、油圧に変換する電気制御-油圧駆動方式が使用される場合も多い。この場合、電気ケーブルの海中における信頼性が十分とはいええず、より信頼性の高いコントロール方式の開発が望まれる。

また、新方式の海底機器に関する研究開発は、海洋開発技術の最重要課題として各方面で進められているが、その代表的なものを以下に示す。

① SKULD プロジェクト (Elf 社)

水深300m以上の小規模油田の開発を目指し

図10 年次別海底Xマストリー設置数

()内は浮遊式/移動式生産システム中の海底Xマストリーの数

年次	通常	浮遊式/移動式	合計
1961	0	0	0
1962	16	0	16
1963	13	0	13
1964	9	0	9
1965	0	0	0
1966	3	0	3
1967	6	0	6
1968	14	0	14
1969	4	0	4
1970	1	0	1
1971	7	4	11
1972	5	0	5
1973	2	0	2
1974	5	0	5
1975	8	3	11
1976	18	1	19
1977	10	4	14
1978	12	1	13
1979	17	11	28
1980	21	13	34
1981	19	11	30
1982	42	33	75
1983	42	26	68
1984	37	24	61
1985	26	17	43
合計	338	151	489

出所：参考文献(11)

た海底テンプレート/マニホールドの研究開発プロジェクトであり、海底機器をモジュール化したことを特徴とする。故障部のモジュールをダイバーなしで補修、再設置する。MTBF(故障発生までの平均時間)が4年間と長期の信頼性を持つことを目標とし、電気-液圧 Multiplex コントロールシステムを採用している。

② Poseidon プロジェクト (Total 社)

水深200m以上、離岸距離200km以内の小規模油田の開発を目標としており、生産流体は、マニホールド上の multi phase ポンプにより陸上に輸送し、生産処理を行ない。ポンプへの電力供給と海底機器のコントロールはすべて陸上で行なう。

③ DIMOS プロジェクト (Shell社)

Diverless Installation and Maintenance Oil Production System の略である。生産は水中ブイを使った生産ライザーからセミスパー型処理、貯蔵ブイを介し、シャトルタンカーから輸送する。海底機器はモジュール化されており、各ユニットの回収、設置は ROV (Re-

motely Operated Vehicle) により行なう。また、改修は TFL (Through Flow Line) により実施する。

(2) 生産ライザーシステム

浮遊式生産システムの場合、浮体の動揺による影響に対処するための技術も重要な技術課題となる。Argyll, Buchan 油田(北海)のセミサブ型浮遊式生産システムのように、生産ライザーとして鋼管を使用した場合には、荒天時にライザーを回収する必要があるため、システムの稼働率が特に低くなっている。Argyll 油田の場合、1978年~1983年の6年間でライザーの回収は年平均4.7回、平均稼働率は65%であったと報告されている。ただし、システムのダウンタイムは、ライザーに起因するもののみではなく、セミサブリグの場合貯油能力を持たないため、シャトルタンカーの稼働率による影響も含まれている。これに対し、鋼管ライザーではなく、フレキシブルライザーを使用することにより、ライザー回収の必要がなくなり、シス

テムの性能が大きく向上すると考えられるが、このためには、動揺による繰返し荷重に対する耐疲労性の優れたフレキシブライザーシステムを確立することが必要である。

(3) 浮体上生産処理システム

浮遊式生産システムにおいては、その浮体上の生産処理プラントもその動揺の影響を受ける。動揺の影響を最小限に押さえるためには、まず、プラントを構成する要素機器に与える動揺の影響を把握することが必要である。その結果に基づき稼働限界の評価、動揺の影響を最小限に押さえる機器及び生産処理システム全体の最適化の技術が重要な要素である。

(4) その他の技術

これまで小規模海洋油田開発技術の課題として主なものについて述べてきたが、これらの他にも、種々の海域の固有の条件に対応するための技術開発が各方面で進められている。これらの中には、前述したターレットシステムのよう

な、より深い、また、海気象条件の厳しい海域向けのタンカー係留システム、あるいは、大

4. 石油開発技術センターの研究開発プロジェクト

石油公団、石油開発技術センターでは、昭和60年度より5ヶ年の計画で小規模海洋油田開発技術をテーマとしてあげ、研究開発に取り組んでいる。本プロジェクトは特別研究開発プロジェクトとして、石油公団負担75%、民間企業負担25%という形態で進めているが、この趣旨は石油開発業界側のニーズと、民間企業側の持つシーズとの接点を見出し、効率的に開発を進めていくことにある。本研究開発全体のスコープは、要素としてのハードウェアの開発と、各条件に対して最適のシステムを選択するためのソフトウェアとに分けられる。以下にそのそれぞれについて、現在進めている研究開発の概要を紹介する。

(1) 要素ハードウェアの研究開発

図11に本プロジェクトで研究開発の対象と

している要素ハードウェアの全体概念図を示す。このうち、昭和60年度より開発に着手しているテーマは、①高圧マルチライザースイベルの研究開発。②ターレット係留システムの研究開発。③海底機器コントロールシステムの研究開発。④光・電力・液圧複合ライザーアンビリカルの研究開発。以上の4テーマである。以下にその内容を紹介する。

① “高圧マルチライザースイベルの研究開発”

高圧マルチライザースイベルは、一点係留システムのライザーの頂部に設置され、一点係留システムに係留された処理・貯油タンカーが係留システムの周囲を自由に回転できるように、生産ライン、制御液圧ライン、サービスライン等の複数のラインを係留タンカーに接続する回転継手である。今後小規模油田開発のためのシステムとしては、一点係留したタンカー型浮遊式生産システムが、最も多くなると考えられ、この場合、特に多坑井の油田の開発においては、高圧マルチライザースイベルは不可欠の要素となる。本テーマは三菱重工(株)との共同研究により進めており、高圧に対して信頼性の高いシール性能を有する小型軽量の高圧マルチライザースイベルの開発を目標としている。

② “ターレット係留システムの研究開発”

ターレット係留システムは、タンカー型浮遊式生産プラットフォームを、方向が変化する風、波、潮流等の外力に対して定点の周りを自由に回転できるようにする新型の係留システムである。近年、より水深の深い、また、より海気象条件の厳しい海域に対応するために、各国でターレット係留に関する研究開発が進められている。本テーマは、三井造船(株)との共同研究で進めており、大荷重に耐え、海水中においても長時間にわたる耐摩耗性を有する大型のターレット係留システムの開発を目標としている。

③ “海底機器コントロールシステムの研究開発”

前述したように、海底機器に関連したトラブルは、そのほとんどがコントロールシステムに

起因するものである。本テーマは、この課題を解決するために、海中での長期間の使用に耐える信頼性を持ち、海底機器に対する多機能の制御が可能な海底機器コントロールシステムの開発を行うことを目標としている。このために、メインシステムとしての電気制御-油圧駆動方式の開発とともに、バックアップシステムとして電気制御方式と同等の機能を持つ液圧制御方式の研究開発も実施している。本テーマは川崎重工(株)との共同研究により実施している。

④ “光・電力・液圧複合ライザーのアンビリカルの研究開発”

海底機器コントロールのためのケーブルとして、近年、伝達量が大きく、腐食に強く、また、雑音の少ない光ファイバーの利用が注目されている。本テーマは、長期にわたる波浪動揺による繰返し荷重に対して耐疲労性能を有し、光ファイバーにより、高速、大容量の伝達が可能なライザーアンビリカルを開発することを目標とし、住友電工(株)と共同研究を行っている。

以上が昭和60年度より研究開発を開始したテーマの概要であるが、この他に61年度着手テーマとして

○生産ライザーの研究開発

○海底機器の研究開発

以上2テーマにつき現在検討中である。

(2) 海洋油田開発システム最適化技術の開発

海洋油田開発のための最適のシステムの選定を短時間に適確に行なうことは、オペレータにとって油田の経済性評価を行なう際には、必要不可欠である。しかし、特定の海域で油田を発見した場合にどのような開発システムが技術的に適用可能であるかを選定し、選定された開発システムの相互比較を技術的、経済的に行なう思考判断のプロセスは、検討対象となる開発システムが増加するにしたがい、情報量の増大とともに、徐々に複雑になってきている。この情報量の増大に対応するため、“最適開発システム選定プログラムの開発”を行なっている。また、浮遊式生産システムについては、半潜水型

図11 小規模油田開発技術、要素ハードウェアの概念図

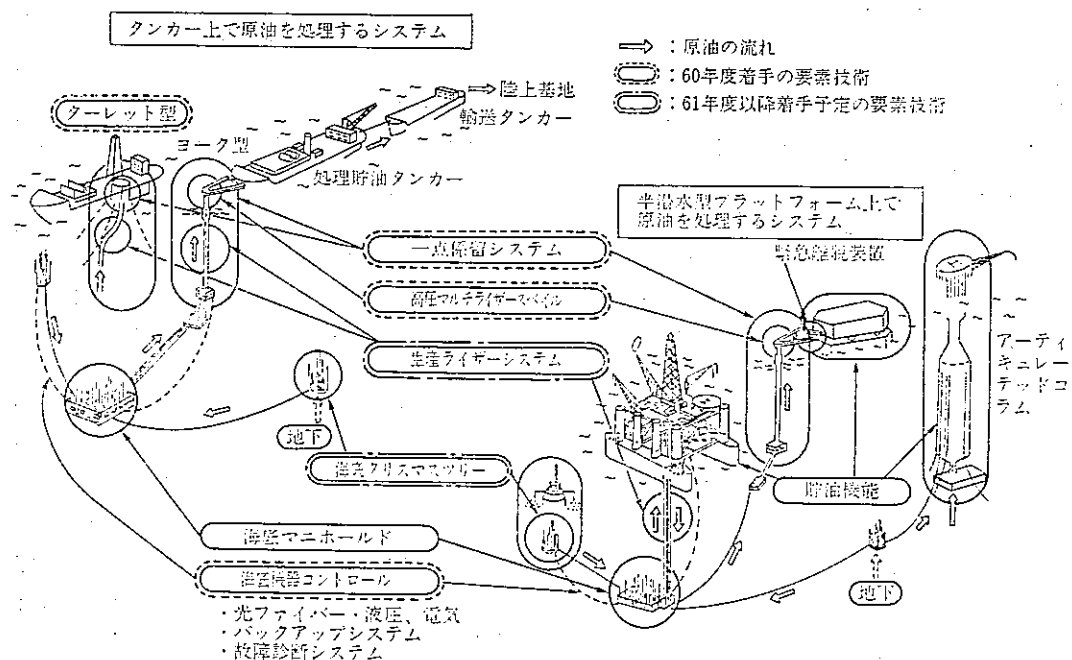
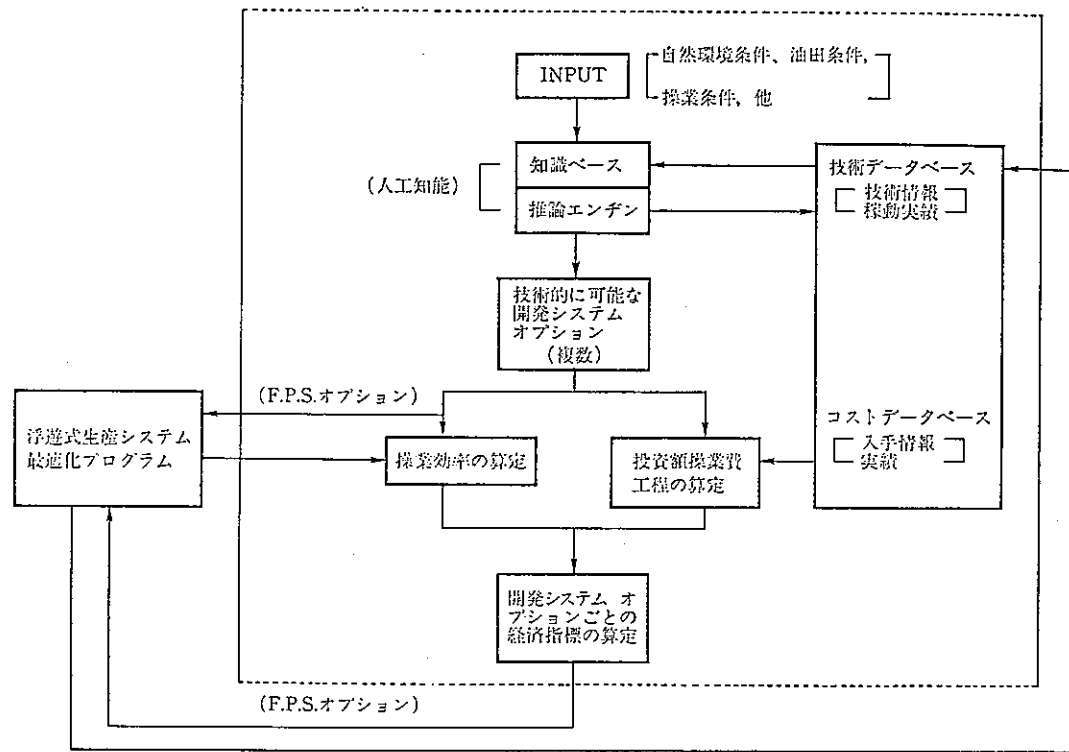


図 12 最適開発システム選定プログラム



浮遊式生産システム、および、一点保留型浮遊式生産システムの最適化を計るためのソフトウェアを開発している。

① “最適開発システム選定プログラムの開発”

本プログラムは、特定条件に適した開発システムを選定するまでの思考判断のプロセスをコンピュータシステム化し、幅広い候補技術から短時間で最適のシステムを選定するものである。図 12 に本プログラムの概念図を示す。プログラムは、選定のための判断材料となるデータベース部と、それらのデータをもとに、最適のシステムを選定する選定プログラム部から成る。データベース部には、浮遊式/移動式生産システム、および、各構成要素について、実績、技術情報、コスト等の諸データが系統的にファイルされる。選定プログラム部ではこれらのデータをもとに、与えられた条件に対して、まず、技術的に適用可能なシステムを数種類選

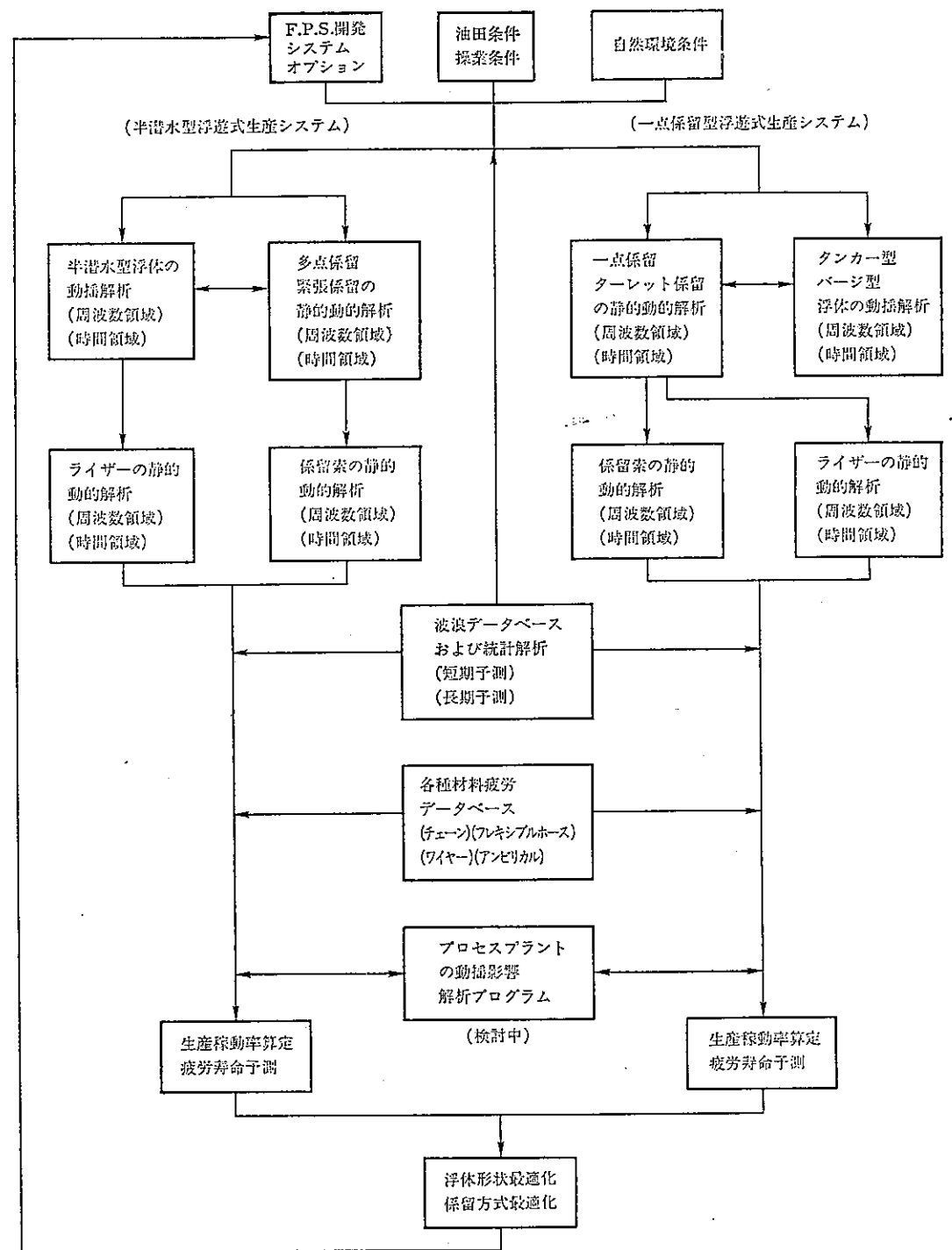
定し、さらに、選定された開発システムに対し、コストデータ、要素データをもとに投資額、リードタイム等を算出し、経済的な比較評価を行なう。この選定プログラム部分には、人間の思考判断のプロセスをプログラム化できる、いわゆる人工知能を導入する方向で現在開発を進めている。本テーマは石油開発会社 11 社との共同研究である。

② “半潜水型浮遊式生産システム最適化プログラム”

“一点保留型浮遊式生産システム最適化プログラム”

本プログラムは、係留浮体の動揺解析、ライザー解析、係留解析、稼働率算定の各サブプログラムにより構成され、浮遊式生産システム自体の最適化を計ることを目的とする。“半潜水型”は三菱重工(株)と共同で、また“一点保留型”は三井海洋開発(株)と共同で研究を実施している。

図 13 浮遊式生産システム最適化プログラム



以上が昭和60年度より研究開発を開始したテーマの概要であるが、この他に61年度着手テーマとして、上記浮遊式生産システム最適化プログラムの研究開発の枠内に含まれなかった浮遊式生産システムのプロセス設備の最適化技術につき現在検討中である。

5. おわりに

これまで小規模海洋油田開発技術に関して、油層発見後の生産技術を主体に述べてきた。一方、海洋油田を開発する場合、探鉱、開発を通して、掘削費の占める割合が大きく、小規模海洋油田の開発を促進するためには、掘削費を低減することも必要である。このためには、最先端の物理探鉱技術により探掘井の数をできるだけ少なくし、また、掘削作業の効率化により、掘削費を低減するための技術開発が望まれる。また、正確な油層評価技術による、生産段階でのリスク回避も重要な要素である。

小規模海洋油田開発技術は、もともと経済的に採算のとれる限界に近い海洋油田の開発を、低コストで短時間に行なうことを主眼とした技術であるが、その中で開発される個々の技術要素は、大水深域の開発、あるいは、氷海域の開発等においても共通の技術要素として必要とされるものが多い。今後、日本の石油開発業界にとって、小規模海洋油田のみならず、こういったより厳しい条件の海域の開発も、ますます身近なものになることが予測され、将来へ向け

ての技術開発を、より広範囲にわたって積極的に進めてゆくべきであろう。

参考文献

- 1) 海洋における中小規模油田の開発について, 石油技術協会誌, 第50巻, 第4号, 1984
- 2) 海洋における浮遊式/移動式生産システムの現況, 石油技術協会誌, 第49巻, 第5号, 1983
- 3) 海洋石油生産の動向, 石油学会資源部会講演会「海底石油生産システム」, 1983
- 4) Industry turns to offshore for gains in production, Offshore, July 20, 1984
- 5) World Oil & Gas Resources, Petro-Consultants Ltd.
- 6) Braspetro, Matthew Hall and El Nusa team up, Asian Oil & Gas, August, 1985
- 7) Phillips goes Subsea Trees in Ivory Coast, Petroleum Engineer International, November 15, 1982
- 8) An Analysis of Tanker-Based Floating Production Systems for Small Offshore Fields, JPT, August, 1982
- 9) BP's SWOPS Nearing Reality, Petroleum Engineer International, October, 1983
- 10) Design of A Single Well Test/Production System For the North Sea, Offshore Operations Symposium, 1986
- 11) History of Subsea Completions with a View to the Future, Offshore Operations Symposium, 1986