資 料

大水深掘削セミサブリグの概要*

中村 雅洋**・横倉 浩三**・中村 新***・野口 雅毅***

(Received July 7, 1995 : accepted July 11, 1995)

Activity of semisubmersible drilling rig in deepwater

Masahiro Nakamura, Kozo Yokokura, Arata Nakamura and Masaki Noguchi

Abstract : An analysis of worldwide offshore drilling activities shows a clear trend towards deepwater. Advances in deepwater petroleum production are also continuing, with primary areas of activity currently in the Gulf of Mexico and offshore Brazil. As well, the Voring Plateau in offshore Norway and the West Shetlands show promise as the next deepwater frontiers. Although there are potential hydrocarbon resources in offshore deepwater Japan, there has not yet been any activity deeper than 500 m, and there are no deepwater rigs owned or operated Japanese companies.

The technological challenges of drilling for or producing hydrocarbons in deepwater are formidable. The science involved is evolving rapidly, but the rapid changes also mean that there is no standard or established technology.

With future needs in Japan, further exploratory markets worldwide, and a technological opening, a nexus of opportunities for a Japanese deepwater rig currently exist. Taking advantage of this opportunity would allow Japan to develop a world class deepwater experience base and technology level, and give Japan advantages for research and development in all deepwater engineering fields.

This paper describes the current world activity level in deepwater, and outlines some of the crucial technologies that can be developed.

1. はじめに

大水深掘削技術の現状について述べるにあたって、まず我が国ならびに世界の海洋掘削に関する各種のデータを調査して、現状を把握することにする。そして、海洋掘削システムおよび掘削技術の基礎となる具体的な事例を示し、大水深技術の可能性について述べる。

近年の海洋油田開発は、大水深化かつ小規模化の傾向にあり、石油開発会社は大水深対応掘削・生産に関する技術開発を積極的に取り組んでいる。例えば、Texaco 社は共同開発形態で多数のオイルカンパニーが参加した「Deep Star」プロジェクトにおいて大水深技術開発を進めている。また、Petrobras 社は「Procap 2000」プロジェクトにおいて同様に水深 2,000 m を目標に開発を進め、Campos/Santos Basin における大水深開発にその成果を活用すべく、すでに大水深掘削・生産の可能性に挑戦する研究開発を進めている。さらに、両プロジェクトは成果の共有を計画している。このような情勢下、我が国の技術レベルの低迷を打破すべく我が国先端技術を有効に活用させるテーマとして「大水深掘削」を位置付ける意義は大きいと考えられる。

大水深技術の世界記録は水深 2,328 m における Shell 社の掘削が広く知られている。水深 2,000 m に対応す

* 平成 7 年 6 月 8 日、平成 7 年度石油技術協会春季講演会作井部門シンポジウム「海洋におけるオペレーション」で講演
This paper was presented at the 1995 JAPT Drilling Technology Symposium entitled "Offshore Operation", held in Makuhari, Chiba, Japan, June, 8, 1995.

** 日本海洋掘削株式会社エンジニアリング事業部
Engineering Division, Japan Drilling Co., Ltd.

*** 石油公団技術部開発技術課 Technical Department, Development Division, Japan National Oil Corporation

る技術は既存技術と考えられがちであるが、解決すべき課題について様々な状況下における検討を加え、さらに実機における経験によって汎用性・信頼性を生み出すことができると考えられる。このような汎用性・信頼性のある大水深技術に挑戦して国際的に魅力ある基礎技術を研究し、応用技術の発展に努めることが我が国に求められている。

2. 大水深技術の確立

大水深技術は、海洋に係わる究極技術であると言える。さらに、大水深において視認できない海底下を掘り抜く技術および大水深における浮体定点保持は、海洋掘削における重要な分野であり、超大水深におけるこれらの技術はまったく未知の世界であると言える。これらの技術開発の成果は、様々な分野に応用技術として寄与できるものと考えられる。

さて、大水深技術とはいかなるものであろう。まず、大水深の定義について考えると、それは技術の進歩に応じて変化するものであると言える。したがって、現時点における技術レベルを鑑みて、「大水深とは水深 500 m 以深 2,000 m 以下を言い、水深 2,000 m 以上は超大水深と言う」と定義する。

大水深技術は様々な要素技術の集合体であり、かつ総合評価技術が加えられなければ実質的なハードは生み出すことができないと考えられる。また、ソフトウェアの充実、ハードウェアの運用は、様々な分野の強力なバックアップを必要とする。

3. 海洋石油技術

3.1 海洋掘削リグの現状

ここでは、海洋石油掘削リグの現状を把握するために、海域別に海洋掘削リグの稼働状態をまとめた(表 1)。表 1 から現在の主な石油開発海域は、メキシコ湾、北海、南アメリカおよび東南アジアであることがわかる。また、海洋石油掘削リグ別では、ジャッキアップ型が60%、セミサブ型が22%を占める。また、全リグの契約率は、73% (1995年2月現在)である。現状では、海洋石油掘削市況の回復力は、まだ弱いと言える。

次に1987年以降の稼働実績の推移を図1に示す。図1は、リグ総数(コンペティティリグ)、稼働リグ数および油価(WTI 石油価格)についてプロットしたものである。

図1から油価と稼働リグ総数に1次の相関関係があることがわかる。現在油価が20\$以下で推移することによる開発意欲の低迷および掘削リグのデーレート(日割り料率)の低迷あるいは船齢による廃船・転用のために、リグ総数が減少して需要・供給が適正值に収束しつつあることが読み取れる。1970年代後半から1980年代前半のリグ建造ラッシュによる供給過剰に起因する稼働率低迷と、第2次オイルショック後の石油開発低迷によるダブルパンチを是正しながら推移してきた業界の緩やかな稼働率の上昇シナオリは、依然として完全な回復までには程遠い。リグ総数は毎年減少しているが油価、デーレートの回復は芳しくなく、ここ数年は緩やかに需要・供給

表 1 海洋石油開発掘削リグ (Offshore Rig Locator, ODS, 1995/2)

Area	Total	Under Contract Drilling	No Working Contract	No Contract	Jackup		Semi-Sub		Ship		Others	
					Working	Not Working	Working	Not Working	Working	Not Working	Working	Not Working
Gulf Of Mexico	197	134	3	60	112	44	15	12	1	1	6	6
North Sea	88	68	10	10	39	7	29	13	0	0	0	0
Asia	94	74	8	12	28	8	25	8	4	2	0	0
South America	92	79	3	10	18	9	15	3	4	0	42	1
Middle East	57	42	4	11	42	14	0	0	0	0	0	1
Africa	46	31	6	9	17	5	7	6	2	1	5	3
Indian	29	25	0	4	21	2	0	1	3	1	1	0
Mediterranean	15	12	2	1	8	2	3	1	1	0	0	0
CIS	23	10	13	0	6	6	3	4	1	3	0	0
Canada/Alaska	9	1	4	4	1	2	0	0	0	1	0	5
Total	650	476		121	292	99	97	48	16	9	54	16
	650				391		145		25		70	
Working Ratio		73			75		67		64		77	
Rate (%)					60		22		4		11

図1 海洋石油掘削リグの稼働実績

の適正值に向かうと考えられる。このままで推移すると2000年ごろに需要と供給のバランスがとれる見通しであり、急激な回復は見込めないと考えられる。したがって、コントラクターがリグの建造に関してジレンマに陥っているのが現状であろう。

参考のために世界のドリリングコントラクターの所有リグ数について調査した結果を表2に示す。これによれば、業界の再編あるいは廃船などによるリグ総数の変化が現れている。特に著明なコントラクターの買収あるいは生産プラットフォームへの転用が目立っている。

3.2 大水深技術の現状

(1) 大水深掘削

世界最大水深記録は、泥水循環を伴わない掘削システムを適用している Ocean Drilling Program (ODP) を除いて、Shell 社が1988年にメキシコ湾で記録した2,328 mである。コントラクターは、Sonat 社であり、海洋掘削リグは、船型 DPS の Discoverer 7 Seas である。また半潜水型 DPS では、Sedco 709 の水深1,592 m、半潜水型チェーン・ワイヤー係留では、Ocean America の水深1,416 m が最大水深記録である。1,000 m 以上の掘削において顕著な海域はブラジルおよびメキシコ湾である。他の海域では北海周辺の Voring Plateau あるいはシェトランド諸島の西側海域および西アフリカ沿岸が有力な大水深海域であり、東南アジアにおいては、インドネシア、フィリピンにおいて大水深掘削が計画されている。

一方、我が国では、基礎試錐において石油資源開発株式会社が1983年に御前崎沖で記録した469 m が最大水

深である。コントラクターは日本海洋掘削株式会社であり、掘削リグは第5白竜(半潜水型チェーン係留)である。我が国はハード面からみて500 m 以深対応の半潜水型・船型掘削リグは所有しておらず、世界から水を開けられているのが現状である。世界の水深記録を図2に示す。

(2) 大水深生産システム

海洋における石油開発は、水深200 m 以浅の大陸棚海域から水深1,000 m を超える大陸棚斜面に向かって発展している。このような情勢下、開発・生産システムは、様々なコンセプトが実用化されている。従来のジャケットのほかに Floating Production System (FPS), Tension Leg Platform (TLP) およびコンプライアントタワーが開発されている。図3に開発・生産システムを示す。表3に開発コンセプト別水深記録を示す。この表からわかるとおり、生産システムは水深1,000 m に向けて開発が進んでいる。

3.3 浮遊式生産システム (FPS)

世界的に見て大水深・蔽海域ならびに小規模油田においては、半潜水型生産システムを利用することが多い。その事例は、北海およびブラジルが顕著である。ブラジルは政策的に早期キャッシュフローを求める傾向が強く、また、Marlim, Albacora, Barracuda などの油田が大水深のために FPS を活用している。世界の半潜水型生産システムの事例を稼働水深順に15システムを選定して表4に、またタンカー型生産システム (FPSO) を表5に示す。

FPS は、生産処理設備を半潜水型浮体やタンカー型

表2 世界のドリリングコントラクター (Offshore Rig Locator, ODS, 1995/2)

	ドリリングコントラクター	Jackup	Semi	Ship	Tender	Barge	Arctic	合 計
1	Diamond Offshore	16	25	1				42
2	Noble Drilling	31	8					39
3	Sedco Forex	12	20	2	4			38
4	ENSCO	23				10		33
5	Global Marine	23	2	1				26
6	Santa Fe	21	3			1		25
7	Rowan	20	1					21
8	Sonat	10	7	2				19
9	Maersk	10	3			4		17
10	Reading & Bates	10	3		2			15
11	Lagoven				1	13		14
12	Falcon Drilling	10	1			2		13
13	Marine Drilling	13						13
14	Smedvig	6	4		3			13
15	Petrobras	6	6					12
16	SOCAR	6	5					11
17	ONGC	8		3				11
18	Arethusa Offshore	3	8					11
19	Maraven	2			2	6		10
20	National Drilling	10						10
21	Transocean	3	6	1				10
22	Dual	10						10
23	Foramer	2			7			9
24	Bohai Drilling	8						8
25	Viking Rigs	7						7
26	Neddrill	4	1	2				7
27	Saipem	4	3					7
28	IFESM Petromar	7						7
29	Atwood Oceanics	1	5		1			7
30	Sakhalinmor	4	1	1				6
31	Pool Offshore	6						6
32	Wilrig		6					6
33	Japan Drilling	3	2					5
34	Canadian Marine			2			3	5
35	Nanhai West Drilling	2	3					5
36	Arctimor	2	1	2				5
37	Cliffs	5						5

浮体に搭載したものである。長所は、初期投資を抑え、リードタイムが短く、再利用性が良いことが挙げられる。この長所を生かして小規模油田開発に用いられている。

半潜水型システムは、1975年に Hamilton 社が北海の Argyll 油田の水深 76 m に設置したものが最初である。半潜水型システムは、貯油機能を持っていないのが一般的で、パイプラインや Floating Storage Offloading (FSO) による出荷方法が利用される。半潜水型生産シ

ステムにおける最大水深は、1994年に設置された Marlim 油田の 910 m である。

タンカー型システムは、1977年に Shell 社が地中海の Castellon 油田の水深 118 m に設置した Floating Production, Storage and Offloading (FPSO) が最初である。このタイプは海象・気象条件の穏やかな海域で利用されている。近年タンカー型システムは、タレット式が主流となっていることが特筆される。また、Petrobras 社が Barracuda 油田にタレット係留の FPSO を水深

図2 世界の水深記録

図3 石油プラットフォームコンセプト

表3 大水深における各種石油プラットフォーム

Type	Operator	Field	W. D. (m)	Year
Jacket-Steel	Shell	Bullwinkle	410	1988
Jacket-Concrete	Shell	Troll	305	1995
Compliant Tower	Exxon	Lena	311	1983
Semi-Steel	Petrobras	Marlim	910	1994
Semi-Concrete	Norsk Hydro	Troll West	340	1996
TLP-Steel	Shell	Mars	893	1996
TLP-Concrete	Conoco	Heidrun	350	1995
Ship	Petrobras	Barracuda	843	1994

表4 世界の半潜水型生産システム

No.	Field	Operator	Location	W. D. (m)	FPF	YEAR
1	Marlim	Petrobras	Brazil	910	Petrobras 18	1994
2	Marlim	Petrobras	Brazil	770	Petrobras	1997
3	Garden Banks 388	Enserch	USA	667	Enserch Garden Banks (Glomar Biscay 1)	1995
4	Bijupura/Salema	Petrobras	Brazil	625	Petrobras 13	1993
5			North Sea	600	Spirit of Columbus	1995
6	Marlim	Petrobras	Brazil	600	Petrobras 20 (Fortuna Uglad)	1992
7	Marlim	Petrobras	Brazil	600	Petrobras 14	1989
8	Green Canyon 29	Placid	USA	456	Penrod 72	1988
9	Marimba	Petrobras	Brazil	423	Petrobras 8	1993
10	Troll West	Norsk Hydro	Norway	340	Concrete FPF	1996
11	Liuhua 11-1	Amoco	China	332	Nan Hai Tiao Zhen (Sedco 705)	1996
12	Njord	Norsk Hydro	Norway	330	Aker P-45	1997
13	Galoc	Alcorn	Philippine	320	Benvrackie (Aker H3)	1988
14	Ewing Bank 914	BP	USA	300	Lafitte Pincay	1995
15	Albacola	Petrobras	Brazil	252	Petrobras 24 (Penrod 72)	1993

表5 タンカー式生産システム

	Field	Operator	Location	W.D.(m)	Tanker	Size(Ton)	Year	Mooring
1	Barracuda	Petrobras	Brazil	843	Moraes	64,825	1996	Turret
2	Foinaven	BP	UK	454	Petrojarl 4		1996	Turret
3	Norne	Statoil	Norway	375	Tentech 850 S	143,700	1997	Turret
4	West Linapacan	Alcorn	Philippines	360	EPSO II	127,000	1992	CALM
5	Luihua	AMOCO	China	332	Lan shui EPSO	70,000	1988	CALM
6	Albacora	Petrobras	Brazil	230	Moraes	55,000	1987	SBS
7	Emerald	Sovereign	UK	150	Ailsa Craig	160,000	1991	Turret
8	Hondo	Exxon	USA	150		50,000	1979	SALM
9	Lufeng 13	JHN	China	143		123,000	1993	Turret
10	Tazerka	Shell	Tunisia	143	Tazerka	210,000	1982	SALS
11	Donan	BP	UK	140	Seillean	76,440	1992	DPS
12	Alba	Chevron	North Sea	140		120,000	1994	Turret
13	Griffin	BHP	Australia	130	Griffin Venture	120,000	1994	Turret
14	Jabiru	BHP	Australia	120	Jabiru Venture	160,000	1986	Turret
15	Garoupa	Petrobras	Brazil	120		54,000	1983	CALM

843 m に設置する計画であり、タンカー型の最大水深記録を更新することになる。

3.4 Tension Leg Platform (TLP)

TLP に関する最初の技術開発は、1963年に英国の International Marine Development 社による“TRITON”と呼ばれるプロトタイプで水深 30 m において試験された。さらに、1967年には、Deep Oil Technology 社の X-1 プロトタイプの海洋実験がカリフォルニア沖合の水深 60 m において実施された。

このような実用化に向けた検討をへて、1984年に世界最初の TLP が Conoco 社の Hutton 油田（水深 148 m）

に設置され、現在順調に操業している。この成果を利用して、1989年には、Conoco 社の Jolliet 油田（水深 536 m）に坑口装置のみの Tension Leg Wellhead Platform (TLWP) が設置された。

これらの成功は、TLP の選択をオイルカンパニーに促し、Saga 社の Snorre 油田、Shell 社の Auger 油田、Mars 油田に TLP が採用された。Mars 油田の水深は、983 m である。このように TLP は、大水深における有効な生産プラットフォームコンセプトとして認識されつつある。また、Conoco 社は、Heidrun 油田で浮体部分をコンクリート製とした TLP を開発・設置することを

表 6 TLP の開発

Field	Hutton	Jolliet	Snorre	Auger	Heidrun	Mars
Area	North Sea	GOM	North Sea	GOM	North Sea	GOM
Country	UK	USA	Norway	USA	Norway	USA
Operator	CONOCO	CONOCO	SAGA	SHELL	CONOCO	SHELL
Status	1984	1989	1992	1994	1995	1996
W. D. (m)	148	536	310	872	350	893
Production						
Rate (bpd)	90,000	35,000	190,000	40,000	200,000	100,000
Siots	32	20	44	32	48	24
Reservor (bpd)	200MM	44MM	700MM	220MM	775MM	700MM
Column	6	4	4	4	4	4
Size (m)	65×17.2 dia.	46.2×12.2 dia.	63×25 dia.	48.5×22.5 dia.	26×45 dia.	49.4×20.3 dia.
Column Material	Steel	Steel	Steel	Steel	Concrete	Steel
Hull (m)	57.7	44.8	64.5	45.7	96	81
Deck Material	Steel	Steel	Steel	Steel	Steel	Steel
Tendon	4×4	3×4	4×4	3×4	3×4	3×4
(mm)	260 Dia.	690.6 Dia.	914.4 Dia.	660.4 Dia.	1117.6 Dia.	711.2 Dia.
Type	Thread	Thread	Thread	Weld	Thread	
Weight (ton)	19,000	4,800	37,000	36,000	41,700	33,000
Draft (m)	32	24	37.5	29	77	
Displacement (ton)	70,147	18,447	105,500	66,000	171,600	48,000
Anchor	Steel	Steel	Concrete	Steel	Concrete	Steel
Cost (MM US\$)	1,300	400	4,730	1,100

図 4 セミサブリグの変遷

計画しており、現在建造の最終段階に差し掛かっている。さらに、オイルカンパニー数社がメキシコ湾に TLP を設置することを計画している (表 6)。

4. 海洋掘削リグの発展

半潜水型海洋掘削リグは、1961年にサブマーシブルリ

グに浮力体をつけて半潜水型に改造したブルーウォーター 1 が最初である。1963年には、Odeco 社の Ocean Driller (変則三角型) が建造されている。これらをプロトタイプとして、気象・海象条件の厳しい海域に適合するために半潜水型海洋掘削リグは発展した。外観を参考にすればその発展の経過が理解できるので、外観をま

表7 セミサブ型海洋掘削リグの性能

リグ名	Hakuryu 5	Treasure Saga	Henry Goodrich	Jack Bates	Ross Rig	Transocean 8	Sonat Richardson	Yatzy	Scarabeo 5	Spirit of Columbus	JNOC/JDC
年 度	1977	1983	1985	1986	1986	1987	1988	1989	1989	1995	
オーナー	JDC	Wilhelmsen	Sonat	Reading & Bates	Ross Drilling	Transocean	Sonat	N. V. Yatzy	Saipem	SANA	
デザイン	JDC/MHI MD501	GVA GVA 4000	Sonat/Mitsui SES 5000	F & G L102/Trendsetter	Marotec Maroross 56	Aker Aker H4.2	GVA GVA 4500	Kvaerner Ultra Yatzy	Maritime ME4500	F & G Trendsetter 1.8	JDC/GVA JDC/GVA7000
タイプ	半潜車型	半潜車型	半潜車型	半潜車型	半潜車型	半潜車型	半潜車型	半潜車型	半潜車型	半潜車型	半潜車型
乗組員	99	100	150	126	100	100	100	90	100	126	130
最大掘削深度 (m)	9,000	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	7,600	6,000	7,600	7,600	9,000
稼働水深 (m)	500	457	90-900	1,200	70-500	600	600 900	760	100-900 1,900	600	2,000
最大風速 (kt)	100/60	100	100/50	100/60	100/70	100	100	110	100/70	100/70	120/70
最大波高 (m)	36.6/10	35	33.5/13.7	33.5/18.3	32/16	32	35	32	34/9	33.5/16.8	12.9/12
潮流	2		2.5/2	3	3		2.5	1.5	1.5	3	3
気温 (°C)	-20	-15	-30	-20		-20	-20	-20		-18	-20
海水温度 (°C)	-2		-2			-2	-2	0			-2
排水量 (ton)	21,963	25,790	49,410	51,526	35,700	37,500	37,000	25,000	41,000	54,789	54,720
オペレーション (ton)	2,900	3,950	6,300	5,100	4,600	4,600	4,000	3,250	4,500	2,286	9,500
サブバイバル (ton)	2,100		6,300	5,100	4,600	3,600	4,000		4,500	2,286	9,500
トラフジット (ton)	1,550	3,150	6,309	5,100	4,600	4,200	3,000		4,500	1,423	7,200
船 級	NK/ABS	DNV	DNV	ABS	DNV	DNV	DNV	DNV	ABS		JG/NK/ABS
船 籍	日本	ノルウェー	米国	米国	ノルウェー	ノルウェー	米国	ベルギー	イタリア	イタリア	
規則	NK, ABS IMO, API	NMD, DOE SOLAS, MARPOL	NMD, NP, USCG SOLAS, IMO, DOE	NMD, USCG SOLAS, IMO, DOE	NMD, DOE	NMD, DOE IMO, CCG	NMD, CCG, DOE USCG, IMO	NMD, DOE, USCG IMO, BMI	RINA	RINA, NMD LLOYDS, MARPOL	NK, ABS IMO, API
主 要 目											
全 長 (m)	104.5	80.56	97.7	112.78	82.6	110	89.6	78	106.8	112.7	120
全 幅 (m)	67	73.1	75	77.72	67	73.2	56.9	60	68.8	77.7	98
高 さ (m)	35	41	46.9	42.07	35.9	36.5		32.5	36.5	42.6	44.5
喫 水 (m)	20/16/6.8	20.5/7.22	28/-/13	24.38/18.2/8.24	23.98/20/12	23.5/19.5/7.5		21.5/18.5/10	23.5/23.5/9	24.4/18.3/9	25/19/10

とめてみた(図4)。

Sedco-135型やペンタゴン型が登場したが移動性、鋼材重量などの問題から4ローハル型が開発され、さらに半潜水型海洋掘削リグは、移動性、安定性、水深、搭載能力などの条件を満足するために技術開発が進められた。現在は、これらの条件を満たすために2ローハル構造に統一され、コラム数も少ないタイプが開発されている。8本コラム(Aker H3)から6本コラム(Pace-setter, Bingo 3000)に発展して、さらに、4本コラム(GVA 4000)や5本コラム(Trendsetter)が登場した。

次に、デッキロードについて見てみると、1980年代に入って、掘削作業時のデッキロードが4,000トンに達する半潜水型海洋掘削リグが出現した。1980年代後半には、曳航、掘削、サバイバルのすべての条件においてデッキロードが、5,000トンを超える半潜水型海洋掘削リグが建造されている。表7にセミサブ(半潜水)型海洋掘削リグの性能を示す。

技術的には、1980年のアレキサンダーキーランドの事故を教訓にして、半潜水型浮体の安全性には厳しい規則が適用されるようになった(MODU A649)。厳しい規則に適合し、かつ大水深に対応するシステム開発を目的に石油公団から委託された「大水深対応早期生産試験システムの経済性・適用性に関する調査」の一部として、日本海洋掘削株式会社は、貯油機能を有する大型セミサブの概念設計を実施した。東南アジアの台風を考慮した環境条件における稼働水深2,000 m用のシステムである(図5)。構造の簡易化を図ってブレースを最小限に

し、動揺性能の優れた4本コラムタイプを採用している(図6)。

5. 海洋掘削システム

5.1 浮体技術

(1) 浮体の最適化

浮体規模はその建造コストに直接影響する重要な問題である。半潜水型浮体の動揺性能、作業性および移動性における優位性を考慮した構造形式の最適化は、係留設備に大きな影響を与える。特に、大水深、厳環境におけ

図5 大水深対応セミサブリグ
(JNOC/JDC コンセプト)

図6 コラム数と動揺性能の関係

る浮体最適化の問題は、古くて新しい課題であると言える。また、浮体やデッキ構造の最適化を追求することにより、能力を縮小することなくコストを低減できる可能性がある。1990年代のセミサブについて表8にとりまとめた。

(2) 水平・斜ブレースの削減

解析技術の発展による構造に関する最適化およびボックス構造の採用による構造部材の削減が可能となりつつある。さらに、水平・斜ブレースについては仕口部の応力集中、曳航中の波力による振動問題などによる疲労を考慮する必要がある。したがって、水平ブレースの削減あるいは大口径化を検討するなどの対策が必要となる。

(3) ロワーハルの最適化

ローワーハルの形状は浮体の動揺性能・耐航性に影響する。有効性が確認されているドッグボーン型のローワーハルを採用しているセミサブがあり、さらなる形状の最適化を図ることにより動揺性能の向上が期待される。恒久的な生産システムにセミサブ型浮体を適用する場合は、長期にわたる疲労の問題や貯油機能の付加を考慮したリングボーンツーンの採用が提案されている。

(4) コラム形状の最適化

コラム形状には抗力係数あるいは水線面積の増大を図ったコンセプトが提案されている。コラム形状は定常外力の減少、安定性に影響するため、最適化による形状効果を研究する必要がある。

(5) 構造物の材質

ノルウェーにおいて従来の鋼製構造物に代わるコンクリート製のFPS が建造されている。熟練作業である仕口部の溶接を必要としない利点ならびに建造コストの削減を可能とするコンクリートFPSは、Norsk Hydro社をオペレーターとして Troll West 油田に投入される。構造物の材質に建造コストの削減を見いだした例として

特記される(図7)。

5.2 係留技術

(1) スラスタアシスト多点係留

定点保持技術には、カテナリー係留、スラスタアシスト係留、DPS がある。大水深におけるチェーンカテナリー係留は、垂直荷重の増大が顕著であるため中間ブイ方式、複合索あるいは繊維ロープの採用が考えられる。大水深対応係留は複合索方式あるいはスラスタアシストが掘削作業には有力である。セミサブリグにおける完全 DPS は、浮体規模あるいは環境条件、信頼性、コスト増大の観点からやや難点があると判断されている。係留ラインの設計には動的解析が不可欠であり、その選定には十分な事前解析を必要とする。

(2) 自動バラスト・アンカーテンション・スラスタアシストコントロール

係留技術は自動バラスト・アンカーテンション・スラスタアシストの要素技術をまとめた総合的なオペレーションインターフェースを確立する必要がある。技術開発は各要素技術を自動化することにより安全を目指すことが重要である。

(3) ライザーパイプの係留システムへの影響

ライザーパイプは係留索と同様な拘束力を発生し、係留システムの一部を構成していると考えられるため、ライザーパイプを考慮した検討が必要である。準静的解析で検討することが一般的であるが、動的解析を必要とし、ライザーパイプを係留システムの一部として解析する必要がある。ライザーパイプが水平方向のオフセットを制約するので、ライザーパイプ下端が海底から切り離されたハングオフ時には、水平方向の拘束力が減少して水平移動量を増加させる。したがって、係留解析はライザーパイプを含む総合的解析が必要である。

(4) 破断時の過渡応答

表8 1990年代のセミサブ

	Spirit of Columbus	P-45	Troll Olje
Owner	Midland & Scottish	Norsk Hydro	Norsk Hydro
Area	North Sea	North Sea Njord	North Sea Troll
Status	1995 Available	1997	1996
水深 (m)	100-500	330	335
材 質	鋼 製	鋼 製	コンクリート + 鋼 製
種 類	掘削 + 生産	掘削 + 生産	生 産

図7 コンクリートセミサブリグ (OTC 7307)

係留ラインの破断時における検討は船級協会において決められている。係留ライン破断時の安全率の規定によっては多大な係留設備が必要となる。したがって、動的係留解析の精度を向上することにより、動的要素が実機にどのような影響を及ぼすか検討する必要がある。

(5) 高能率アンカー

大水深における定点保持で重要なポイントは海底に設置するアンカーの把駐力を維持することである。高能率アンカー選定のポイントは、土質の違いに対する汎用性を持ち、かつ大水深における設置が容易であることである。また、大水深における作業性から自立型が望ましく、Bruce あるいは Stevpris 型が有力である。

(6) オートテンションシステムおよび高巻上能力コンビネーションウインチ

アンカーシステムはオートテンションシステムの効率的な機能および高巻上能力コンビネーションウインチにおけるプリテンションを考慮した機能を検討する必要がある。

(7) 高能率発電最適運転システムおよび効率スラスタ燃料システム

発電システムは高能率発電最適運転システムの最適化および効率スラスタ燃料システムが要求される。

5.3 サブシー技術

(1) ガイドラインレス・ダイバーレスシステム

大水深掘削には、ガイドラインレス・ダイバーレスシステムが不可欠な機器である。大水深掘削は、ライザーの傾斜角あるいは接点変位・応力を超音波などにより計測監視する必要がある。また、ライザー上端の上下動および変動張力を吸収するため、大容量のライザーテンショナーが必要となり、各機器の信頼性を考慮してその容量を検討する必要がある。

(2) 2,000 m 水深におけるライザーパイプ動的挙動

静的挙動のみを考慮した場合には、十分に水深 2,000 m において適用の可能性がある。しかし、大水深においては係留ラインの場合と同様に、動的挙動の影響が大きくなるため動的解析の重要性が指摘されている。また渦励震、縦振動の影響度を検討しておく必要がある。

(3) ハングオフ時におけるライザー下部ストレスジョイント

ハングオフ時におけるライザー下部の応力集中によりストレスジョイントを採用するかどうかは外力条件により異なる。しかし、適用設計条件の汎用性および安全面から考慮すると、ストレスジョイントについて検討しておく必要がある。

(4) フィルアップバルブの最適化

急激な逸泥などによるライザーパイプの圧潰を防ぐた

めのフィルアップバルブ（イコライジングバルブ）およびライザー内の泥水を維持するためブースターラインを必要とする。フィルアップバルブの仕様、最適な設置位置は課題として検討を加える必要がある。

(5) フレックスジョイント

大水深においては、ライザーの変位に対応するためフレックスジョイントを BOP の直上だけでなく、ライザーパイプの水面近くにも設置する必要がある。解析的には、フレックスジョイントに大きな角度が生じた場合の切り離しについてシミュレーションすることが必要となる。

(6) サブシーダイバータ

ライザーパイプ内へ坑底からガスが浸入した場合に対処する Gas Handler 等をライザーパイプ上端あるいは下端に取付けることにより、キックコントロールが容易となる。

(7) リコイル

ライザーパイプの緊急切り離し作業時に使用され、テンショナーの張力によりライザーが掘削船に突き上げられないように Riser Recoil Prevention System が考案され、一部で活用されているが、汎用性、信頼性を考慮すると油圧システムの最適化が望まれる。

(8) ライザー材質

大水深においてはライザーパイプの強度を向上させる必要があるために、80 kg/mm²級の高張力鋼やチタニウムを使用する場合がある。局部応力に対しては補強材を巻き、単位局部応力を吸収することを考慮したハイブリッドライザーの適用性を調査する必要がある。

(9) ライザーコネクター

大水深においては、ハンドリングの時間を短縮する必要がある。したがって、ライザーコネクターも接続時間の短縮および高耐荷重化に向けて、その技術仕様を向上させる必要がある。

(10) BOP コントロールシステム

大水深においてはレスポンスタイム（BOP の応答時間）が問題となるため、電気信号によりパイロットバルブを操作して液圧でバルブを開閉する方式が使われている。大通信容量、高応答性能およびアンビリアルが長くなることから、Mux-EH 方式（マルチプレックス・エレクトロ・ハイドロリック）が最適と考えられる。コントロールシステムはアキュムレーターボルトを BOP スタックに設置してレスポンスタイムを縮小したり、非常時に超音波を使って切り離しができるようなシステムも開発されている。

大水深開発にはサブシーアキュムレータの容量、パワーパッケージの方式、光ファイバーケーブルの適用な

表9 海洋掘削リグの掘削装置

リグ名	Hakuryu 5	Jack Bates	Ross Rig	Henry Goodrich	Scarabeo 5	Spirit of Columbus	JNOC/JDC
掘削機器							
ドロワー・クス	EMSCO C-3 Type II 1-1/2" Wire	National, 1625-DE	EMSCO C-3 Type II	EMSCO C-3 Type II	EMSCO C-3 Type II	3,000HP	3,000HP
ロータリー・テーブル	EMSCO/MHI T-4950	49-1/2"	EMSCO T-4950	EMSCO T-4950	EMSCO T-4950	49-1/2"	49-1/2"
デリック	EMSCO/MHI-65OT 160' × 40' × 40'	2,000,000lbs 185' × 40' × 40'	Maritime (1,300,000lbs) 170'	Maritime (1,500,000lbs) 165' × 40' × 40'	Dreco 170' × 40' × 40'	160' × 40' × 40'	160' × 40' × 40'
コンベンセータ	Rucker DSC-18-400 400,000 lbs	Western Gear 600,000lbs	Maritime CBC 270-25	Maritime 600,000lbs	600,000lbs	400,000lbs	Crown Mount 600,000lbs
マッドポンプ	EMSCO/MHI FB-1600×2	National 1600HP×3	EMSCO FB-1600×3	EMSCO FB-1600×2	EMSCO FB-1600×3	Oilwell B1,100PT×3	1,600HP×3
自動バイアハブ・ドリリング		Victoria Machine	Maritime	Maritime	BJ MARK II	BJ	Maritime
キャットウォーク	Air Hoist	Bardex		Western Gear			Catwalk Machine
アイアンラフ・ネック		Varco AR-3000	Maritime model 6 BJ ES-7	Maritime			Varco
トップ・ドライブ		Varco TDS4H		Varco TDS-3			Varco
クレーン	SUMITOMO×2 SGD-16S 43T×10.5m	Landel×2 20T×2	Liebherr×2 15T×42m	Liebherr×2 75T	650T 20T×40m	National OS-475 OS-475×3	60T×2
ドリラ・ーズ・コンソール	Martin Decker	Oilfield	Martin Decker	Geolograph			Integrated Cornsole
DPS		将来搭載可能	スラスタ・4基 Kongsberg APM3,000	将来搭載可能	8×2350kW ADP503	Thruster Assisted スラスタ・4基	Thruster Assisted スラスタ・4基
係留	8×75mm×1500m C	8×8000' 3-3/4" W 2,000' 3-1/2" ORQC	8×2,000m 3-1/4"×K4	12×5,500' 3"×K4 Chain	8×2,400m 3" K4 Chain	8×9,000' 3-3/4" W 2,000'×3-9/16" C	12×3,000m×115mm W 1,400M×95mm C
自動パラスタ・コントロール	なし	なし	なし	トリムヒールのみ			
BOP	Vetco, 18-3/4" -10000	Vetco, 18-3/4" -15000	18-3/4" -15000	18-3/4" -15000	18-3/4" -15000	Vetco, 18-3/4" -15,000	18-3/4" -15,000
ダイバータ	Vetco HY		Hughes KFDS	Hydril FS		Hydril	
ラム	Shaffer		Cameron	NL Shaffer		Cameron	
コントロール	Koomy	NL Shaffer	Cameron	NL Shaffer	Cameron Multiplex	NL Shaffer	

どの検討課題がある。大水深、高圧下における光、電気、液圧複合コネクタの信頼性にはまだ問題が残されている。

(11) 浮力体

浮力体は、エアカン式や Syntactic Foam 式などが使われている。大水深に対応した適切な Syntactic Foam の比重、浮力体の配置を考慮する必要がある。

(12) BOP ヒーティング

大水深における BOP スタック、BOP コントロールシステムは温度の低い海底に設置されるため、ハイドレート対策上 BOP ヒーティングについて考慮する必要がある。

5.4 掘削設備

代表的な海洋掘削リグにおける掘削装置の一例を表9に示す。大水深掘削のために掘削機器の能力が強化されている。吊上荷重が650トンの設計で、揚降管作業を軽減させるために自動ハンドリングシステムを備えた海洋掘削リグが増えつつある。近年、自動掘削装置の研究・開発が各機関、ベンダーで盛んに行われている。

各要素技術は、近年のコンピューターの発展にともない様々な成果が挙げられている。MWD (Measuring While Drilling), LWD (Logging While Drilling), トップドライブ、アイアンラフネック、パイプハンドリング装置が主要な掘削機器になっている。このような安全性に基づいた自動化・省力化が必要とされる。

(1) リグオートメーション

ライザーパイプのハンドリングシステムは、揚降時間の短縮のため不可欠となる。このようなリグオートメーションは、ドリルフロアの安全性を目的に開発が進められているが、そのほかにも、オートソリッドコントロール、自動バラストコントロール、APS (Auto Positioning System)、自動掘削のための坑内状況情報管理システムなどの総合的な自動化の研究・開発が求められている。

(2) アクティブコンペンセータ

従来のポジティブコンペンセータは静的制御であるが、海洋においては動的制御を採用することによる有利性がある。自然環境条件に応じた制御が可能となることによって安全性、信頼性が向上することで、大水深における荷重コントロールを可能とする。

(3) コントロールシステムの一体化

掘削をコントロールする場合は、ハンドリング、泥水状況、ソリッドコントロール、ライザーモニタリング、BOPなどを一体化することにより判断材料を一極化させ、集中制御を実施するための統合技術の研究が課題となる。

(4) AC 機器の適用性

従来は DC 機器が一般的に掘削設備として多用されてきた。最近では AC 機器の適用性が見直され機器の重量低減、保守の容易性から研究が進められている。

北海の Troll, Ekofisk, Britannia などの油田において AC 機器が選定されている。AC 機器は、DC 機器に比較して効率、トルク、オーバーロード能力、冷却ダクトの削減に優れている。さらに、AC 機器は、制止時に最大トルクを掛けることができる。つまり、ドローワークスにおいて荷重を長時間保持できる利点は掘削作業において重要なことである。また低回転による循環、摩擦損失が大きい大水深ウェルコントロールなどでは、回転、トルクの制御に効果を発揮する。また、保守の容易性は操業費の低減に寄与できるものである。

(5) ソリッドコントロールの自動化および最適化

ソリッド除去は、回収されたソリッドの粒度が違うために様々な装置を組み合わせで行う。泥水に応じて最適な組み合わせができる設備を備える必要がある。

海洋掘削リグは、一般的に掘削能力が 6,000~9,000 m と大きく、大部分の海洋掘削リグのマッドポンプは、1,600 HP クラスのトリプレックスポンプを搭載している。最近は大水深掘削に備え、通常2台のマッドポンプから3台のマッドポンプを備えたリグが登場している。

調泥、循環における自動化により省力化を念頭においたコンセプトは今後の研究対象として進められる必要がある。

(6) 総合排水システム

環境問題が叫ばれている現在、石油業界において総合排水問題を抜きにすることはできない。現在、泥水に関しては地中化処分について研究されており、総合排水システムの装備を視野に入れておく必要がある。

(7) 総合評価技術

要素技術は個別開発要素が非常に強く、各要素技術をトータルパッケージとしてまとめる場合、統合技術が必要である。

6. 大水深掘削リグの将来展望

海洋掘削リグの安全性の強化を目的とした船級条項の改訂は、リグの建造・改造費用を一層増大させるため市況の回復が依然として低迷している現在、採算性に強く影響を及ぼしている。さらに、市況から判断するとリグ総数が毎年減少して需要・供給のバランスが取れるのは2000年以後になる見通しであるが、現在の油価、デレートの低迷はドリリングコントラクターをしてリグの建造意欲を失わせている。その一方で石油開発が大水深に向かっているのは事実であり、さらに大水深に対応で

きる掘削リグ数が限られているため建造あるいは改造が求められ、業界全体に対応を余儀なくされている。

このような状況において民間レベルで大水深開発を進めることは難しく、大水深技術の発展のためには国の施策に大きなウェートを置かざるを得ない。我が国が大水深掘削リグを所有して国際的な大水深掘削でのイニシアティブをとることの意義は大きいと考えられる。

ハード的に考えればセミサブ型、ジャッキアップ型が

主流であることに変わりなく、搭載機器については自動化・省力化、安全性・信頼性あるいは搭載重量の増大、厳海域に対応するハードの効率化および定価格化が求められる。最近大水深での、ガスハイドレート開発が話題になり「21世紀の開発」として大水深対応や技術開発が望まれていることから、大水深技術の今後一層の発展を期待するものである。