

2019 年度

**小型海洋掘削作業船のコンセプト開発
報告書**

(2020 年度延長実施分を含む)

2020 年 9 月 30 日

目次

1. 目的・背景.....	3
2. 成果概要.....	3
3. 海底坑井遮断設備(LWRP)の遮断弁駆動機構電動化のコンセプト開発.....	5
(出典:ENOVATE 社報告書).....	5
4. 小型海洋掘削作業船の想定作業調査(手順・要領・必要設備).....	6
4.1 海洋油ガス田の Top Hole Drilling.....	9
4.2 既存海洋油ガス田生産坑井の保守・改修(Workover).....	10
4.3 既存海洋油ガス田生産坑井の坑井廃坑(Plug & Abandon).....	12
4.4 メタンハイドレート生産坑井.....	13
4.5 CO ₂ 海洋貯留用圧入坑井.....	14
5. 小型海洋掘削作業船のコンセプト設計.....	15
5.1 船体主要目.....	15
5.2 タンク容量.....	15
5.3 主要設備.....	16
5.4 主要設備概要.....	17
5.5 船体レイアウト.....	24
5.6 船内電源の省エネ化に関する調査検討.....	28
5.6.1 究極の直流グリッド構成.....	28
5.6.2 可変速型発電機用エンジンの採用.....	29
5.6.3 余剰エネルギーや回生エネルギーを貯蔵する.....	30
5.6.4 まとめ.....	31
6. 船級協会技術評価(DNVGL).....	32
6.1 Hazid Workshop.....	32
6.2 Concept Technical Qualification Letter.....	33
7. 経済性評価(日本海洋掘削株式会社).....	34
7.1 掘削リグのデイレートの事例調査.....	34
7.2 WIV のデイレートの事例調査.....	35
7.3 建造費の事例調査.....	35
7.4 WIV の機能と稼働海域の関連性の調査.....	35
7.5 本船を用いたオペレーションコストの評価検討.....	37
7.6 建造費の検討.....	38
7.7 デイレートの検討.....	39
7.8 各オペレーションにおける経済性の評価検討.....	39

7.9	まとめ	40
8.	海域作業実例調査(日本海洋掘削株式会社)	41
8.1	概要	41
8.2	本邦石油会社の想定作業実施例の調査	41
8.3	SPE185891 における想定作業実施例の調査	42
8.4	坑内ツール Stronghold® Barricade の調査	45
8.5	Decommissioning & Abandonment Virtual 2020 の調査	46
9.	海域作業ケーススタディー (JMU and JDC)	48
9.1	Top Hole Drilling	48
9.2	Riser Less Plug and Abandon (P & A)	50
9.3	CCS Injection Well Drilling	60
9.4	Methane Hydrate Production Well Drilling	64
9.5	Methane Hydrate Well Production Test	65
9.6	Workover	66
10.	サブシー設備仕様調査	70
10.1	Subsea BOP (SSBOP)	70
10.2	LWRP	72
10.3	Lubricator	73
10.4	Workover Riser	74
10.5	Riser Less Mud Recovery System (RMR)	75
10.6	Coiled Tubing	77
10.7	ROV	79

1. 目的・背景

海洋油ガス田の Top Hole 掘削、既存海洋油ガス田の Workover、廃坑 (Plug & Abandon)などの作業効率を高め、コスト低減を効果的に行うことができる小型海洋掘削/作業システムのコンセプト開発として、本年度は海底坑井遮断設備の電動化コンセプト検討及び製品化開発計画策定、各種作業の手順・要領・必要設備の調査(2018 年度から継続)、小型掘削作業船のコンセプト検討、船級協会によるコンセプト技術評価、開発コンセプトの経済性評価を実施した。

本開発は、日本財団殿がスコットランド開発庁と連携して実施している「海洋開発にかかる日本-スコットランド連携技術開発助成」のもとで、日本海洋掘削(株) (JDC)、Enovate Systems Limited と連携して実施しており、本報告書は、2019 年度に JDC と連携して実施したコンセプト開発の成果をとりまとめたものである。

2. 成果概要

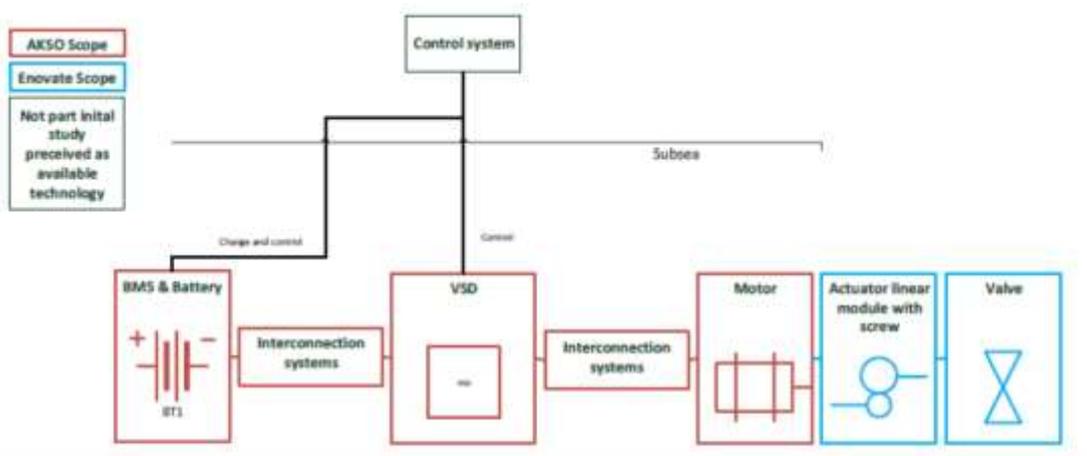
- 1) 連携先の Enovate Systems Limited 社にて、海底坑井遮断設備 (LWRP) の遮断弁駆動機構を電動化するコンセプト検討を実施し、Coiled Tubing / Wire Line 他の切断能力を有する遮断弁の駆動機構として、水中 Motor、Variable Speed Drive 装置、Worm Gear、水中 Battery から構成される小型軽量の装置コンセプトを開発した。同機構の各構成機器は、いずれも既存技術の応用で対応できるものであり、開発コンセプトの実用化に技術的な目途がついた。
- 2) 小型掘削/作業システムの各想定作業毎に、手順・要領・必要設備を調査し、把握した。
 - 海洋油ガス田の Top Hole Drilling
 - 既存海洋油ガス田生産坑井の保守・改修 (Workover)
 - 既存海洋油ガス田生産坑井の廃坑 (Plug & Abandonment)
 - メタンハイドレート坑井の各種作業 (掘削・仕上げ・生産試験)
 - CO2 海洋貯留用坑井の各種作業 (掘削・仕上げ)
- 3) 2018 年度に検討した設計条件をベースに、小型海洋掘削作業船の船体主要寸法検討、船体性能確認 (推進性能、DPS 位置保持性能、Trim Stability)、船内レイアウト検討、主要設備 (機関設備、スラスター、DPS、掘削設備、サブシー設備、Third Party 設備他) の仕様調査を実施し、その結果を織り込んで以下の設計図書を調製した。
 - Target Operations and Necessary Facilities
 - Outline Specification
 - Outline General Arrangement
 - Outline Piping Flow Diagram – Drilling
 - Vessel Hull Structure Midship Section
 - Electric One Line Diagram
 - Hazardous Area and Classification Plan
 - Escape Plan
 - Concept Material Handling Philosophy
 - Subsea Equipment Handling Plan - LWRP / RISER / CTLF
- 4) 船級協会 (DNVGL) に本コンセプトの技術的妥当性評価 (Concept Technical Qualification) を依頼し、2019 年 10 月に DNVGL の専門家、JDC、JMU、Enovate、サブシー機器専門メーカー (Aker Solution、Enhanced Drilling) を交えた Hazid Workshop を実施して、コンセプトの想定作業や設備仕様・配置をレビューした上で、その結果をもとに、本コンセプトが技術的に問題ないレベルのものである旨の技術評価レターを受領した。

- 5) コンセプト開発した小型海洋掘削作業船の建造船価レベルを概算検討し、それをもとに、本開発コンセプトを適用した場合の経済性を定量的に評価・把握した。
- 6) 以下の国内石油会社、海洋支援船運用会社を訪問して本開発コンセプトのプレゼンを実施するとともに、運用内容について意見交換を実施した。意見交換を通じて、具体的な運用内容についてのユーザーサイドからの貴重な意見・要望を聴取することができた。
 - 石油資源開発株式会社 (JAPEX)
 - 国際石油開発帝石株式会社 (INPEX)
 - JXTG ホールディングス
 - 伊藤忠石油開発株式会社
 - 出光興産株式会社
 - 日本 CCS 調査株式会社
 - 日本郵船株式会社 (NYK)
 - 株式会社商船三井 (MOL)
 - 川崎汽船株式会社 (K-LINE)
- 7) 作業船協会から機関誌「作業船」への本開発コンセプトの掲載の打診があり、同誌 1 月号に掲載されることになった。
- 8) 米国ヒューストンで開催される OTC 2021 の論文公募 (Call For Paper) があり、本コンセプトの内容の論文発表に応募した。2020 年 10 月末に採否が決まるが、応募が採用された場合は 2021 年 5 月にヒューストンで発表する。

3. 海底坑井遮断設備 (LWRP) の遮断弁駆動機構電動化のコンセプト開発

(出典: ENOVATE 社報告書)

	Option 1	Option 2
坑井遮断弁の切断能力	2-7/8" Coiled Tubing	3-1/2" 掘削管
坑井遮断弁閉鎖所要時間	10秒	10秒
水中電動モーター出力	25kW	60kW
水中バッテリー	11kWh	45kWh, 400VDC



水中 Battery



水中 Motor 駆動装置



坑井遮断弁



水中 Motor

	Rating Capacity	Weight
Motor	60kW	216kg
Battery	45kWh, 400VDC	155kg
VSD	110kW	600kg



- 1) 油圧駆動の遮断弁を電動駆動にする
- 2) 水中 Accumulator や POD, 油圧供給ラインが不要で LWRP をコンパクト化
- 3) 電動とすることで洋上からの遠隔制御の信頼性や応答性が向上
- 4) 坑井遮断弁は Enovate 社にて開発・実用化済
- 5) 水中 Battery, 水中 Motor, 同駆動装置はいずれも既成製品を利用可

4. 小型海洋掘削作業船の想定作業調査(手順・要領・必要設備)

近年の油価低迷により新たな大規模海洋油ガス田の開発は手控えられ、油ガス田の低コスト開発や既存海洋油ガス田の生産性向上による生産量の維持・拡大(EOR)に向けた動きが広がっており、海洋事業環境に世界的な構造変化が起きている。また、環境保全意識の高まりを背景に、生産量が低下した海洋油ガス田を放置せず、廃坑処理で油ガスの漏洩を確実に防止するよう法規制が強化され、低コストでの廃坑の需要が高まっている。一方、日本では、政府が主導する海洋基本計画のもとで、メタンハイドレートなどの海底資源開発や、地球温暖化防止のための CO2 海洋貯留に向けた技術開発の動きが進展しつつあり、これら開発に必要な坑井作業を効率的且つ経済的に実施できる海洋作業システムの需要が出てきている。

そこで、本開発では下記をターゲットに、作業を効果的且つ経済的に実施できる小型海洋掘削/作業システムのコンセプト開発を実施した。

- 1) 海洋油ガス田の Top Hole Drilling
- 2) 既存海洋油ガス田生産坑井の保守・改修 (Workover)
- 3) 既存海洋油ガス田生産坑井の廃坑 (Plug & Abandonment)
- 4) メタンハイドレート坑井の掘削・仕上げ・生産試験
- 5) CO2 海洋貯留用坑井の掘削・仕上げ

検討対象とした坑井の条件を以下に示す。

		油ガス井				メタハイ 生産井	CO2 海洋貯留 坑井
		Top Hole Drilling		既存生産井			
		SW 掘削	RMR 掘削	Riserless	Riser Base		
水深		Max 3,000m	Max 400m	Max 1,500m	Max 2,000m	Max 1,500m	Max 400m
海底下掘削深度		Max 1,000m		-	-	Max 1,000m	Max 3,000m
作業モード	Drilling	●	-	-	-	●	●
	Well Completion	NA	-	-	-	●	●
	Well Test	NA	-	-	●	●	NA
	Light Workover	NA	-	●	●		NA
	P&A	NA	-	●	●		

- Top Hole Drilling を RMR (Riserless Mud Recovery) の方式で実施する場合、その適用水深は、同方式の適用実績から見て特殊な開発を要しないレベル (400m) とした。
- 既存油ガス生産井の Workover や P&A を Riserless で行う場合の適用水深は、同作業に用いる Lubricator の適用水深が現状 1,500m までとなっているため、これに合わせた。

- CO₂ 海洋貯留坑井は掘削深度が深い (max 3,000m) ため、坑内圧力制御用に RMR と SSID を使用する必要がある。このため、その適用水深は RMR の適用水深 (400m) に合わせた。

上記作業を実施するために必要となる主要設備を下表に示す。

	Drilling		Well Completion	Well Test	Light Workover	P&A
	SW	RMR				
Workover Riser	-	-	◇(*3)	◇	◇	◇
LWRP (WCP, EDP)	-	-	◇(*3)	◇	●	●
Cement Circulation Module	-	-	-	-	-	●
Lubricator	-	-	-	-	●	●
Surface Flow Tree	-	-	-	◇	-	-
Subsea BOP	-	●(*4)	●(*4)	-	-	●(*5)
Suction Module (RMR)	-	*	*	-	-	* (*5)
Subsea Pump (RMR)	-	*	*	-	-	* (*5)
Mud Pump	●	●	●	-	●	●
Mud Treatment Equipment	-	●	●	-	●	●
Cementing Unit	*	*	*	-	-	*
Drawworks	●	●	●	●	-	●
Subsea Winch	-	-	●	-	●	●
Top Drive	●	●	●	-	-	●
Motion Compensator	●	●	●	●	●	●
Riser Tensioner	-	-	●(*3)	●(*3)	●	●
Subsea Crane	-	-	●(*7)	-	-	-
ESP(MH 井)	-	-	◇(設置) (*3)	◇(*3)	-	回収
X-mas Tree	-	-	◇(設置)	◇	◇	回収
Well Test Facility	-	-	-	◇	-	-
Coiled Tubing	-	-	-	-	*	*
Wire Line Unit	-	-	*	-	*	*
ROV	*	*	*	*	*	*

● : Workboat 保有設備 * : Third Party 持込設備 ◇ : 客先手配設備

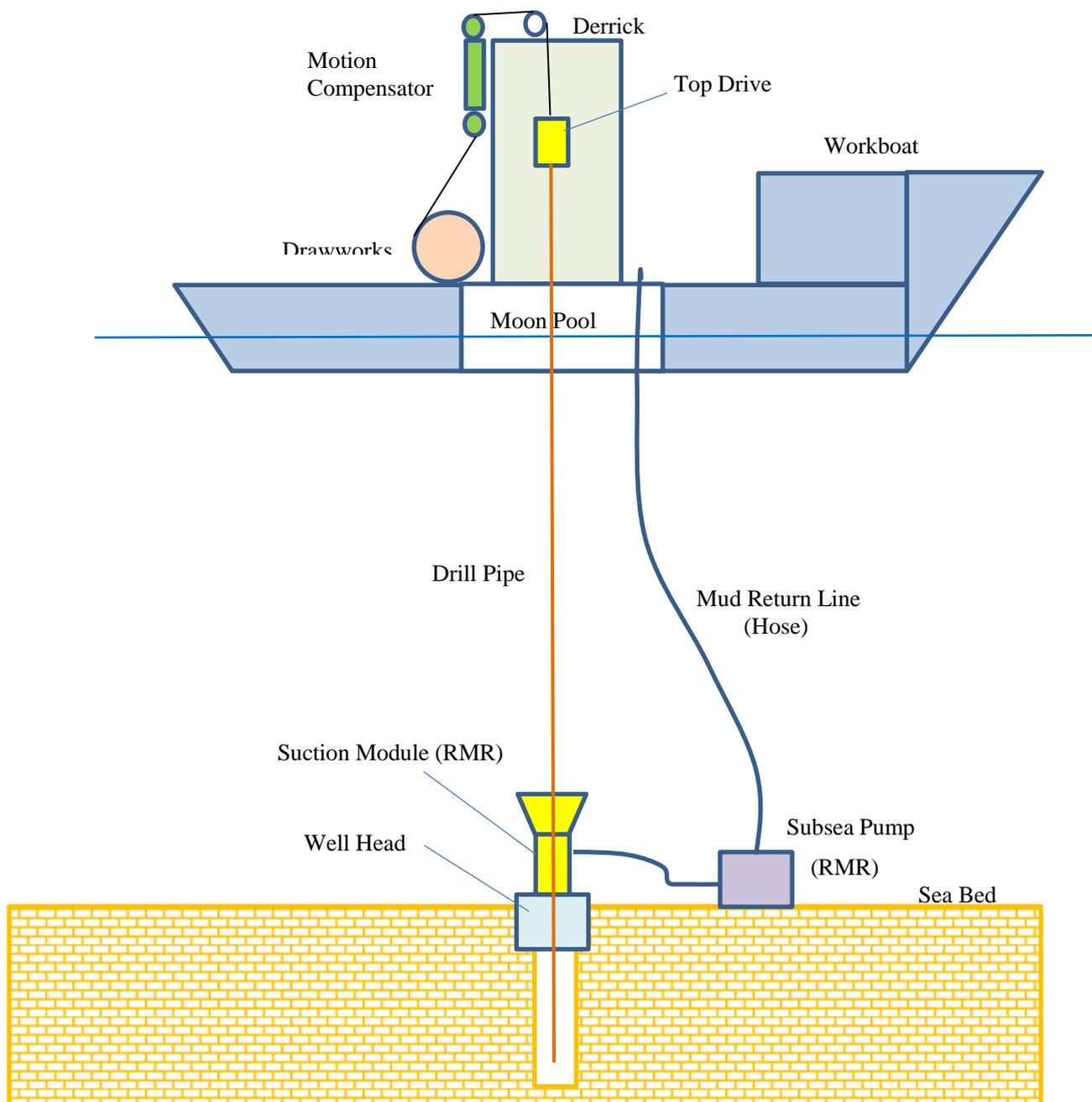
- (*3) メタハイ生産井の掘削では、Riserless で生産用 Tubing と Xmas Tree を設置する。一方、メタハイ生産試験では、Workover Riser、LWRP と一緒に ESP (Electric Submersible Pump) を降ろし、坑内に設置する。
- (*4) CO₂ 海洋貯留用圧入坑井の掘削、仕上げには SSBOP と RMR 設備が必要
- (*5) 油ガス田生産坑井の廃坑作業には SSBOP と RMR 設備が必要
- (*6) CO₂ 海洋貯留用圧入坑井の Well Completion では、Xmas Tree として Horizontal Tree type を想定し、Xmas Tree の上に SSBOP と RMR を設置して Tubing を設置する。
- (*7) メタハイ開発等で、減圧用の Subsea Separator や Subsea Pump 等の重量物を海底に設置するためには、AHC (Active Heave Compensator) 付の Subsea Crane 設備が必要

4.1 海洋油ガス田の Top Hole Drilling

Top Hole とは坑井の Top Section のことで、坑井全体を支える基礎構造であると同時に、坑口に重量物である Subsea BOP や Subsea Tree を設置するための基礎構造でもある。その掘削は BOP 設置前のライザーレス掘削で、掘削深度は油ガスの貯留層に達しない海底下数百 m 程度までである。

Top Hole Drilling は海底に降下する資機材が軽量で、大規模な掘削設備は不要であるし、掘削資機材を搭載するためのデッキロード、デッキエリアも小さいので、小型海洋掘削作業船でも対応できる。

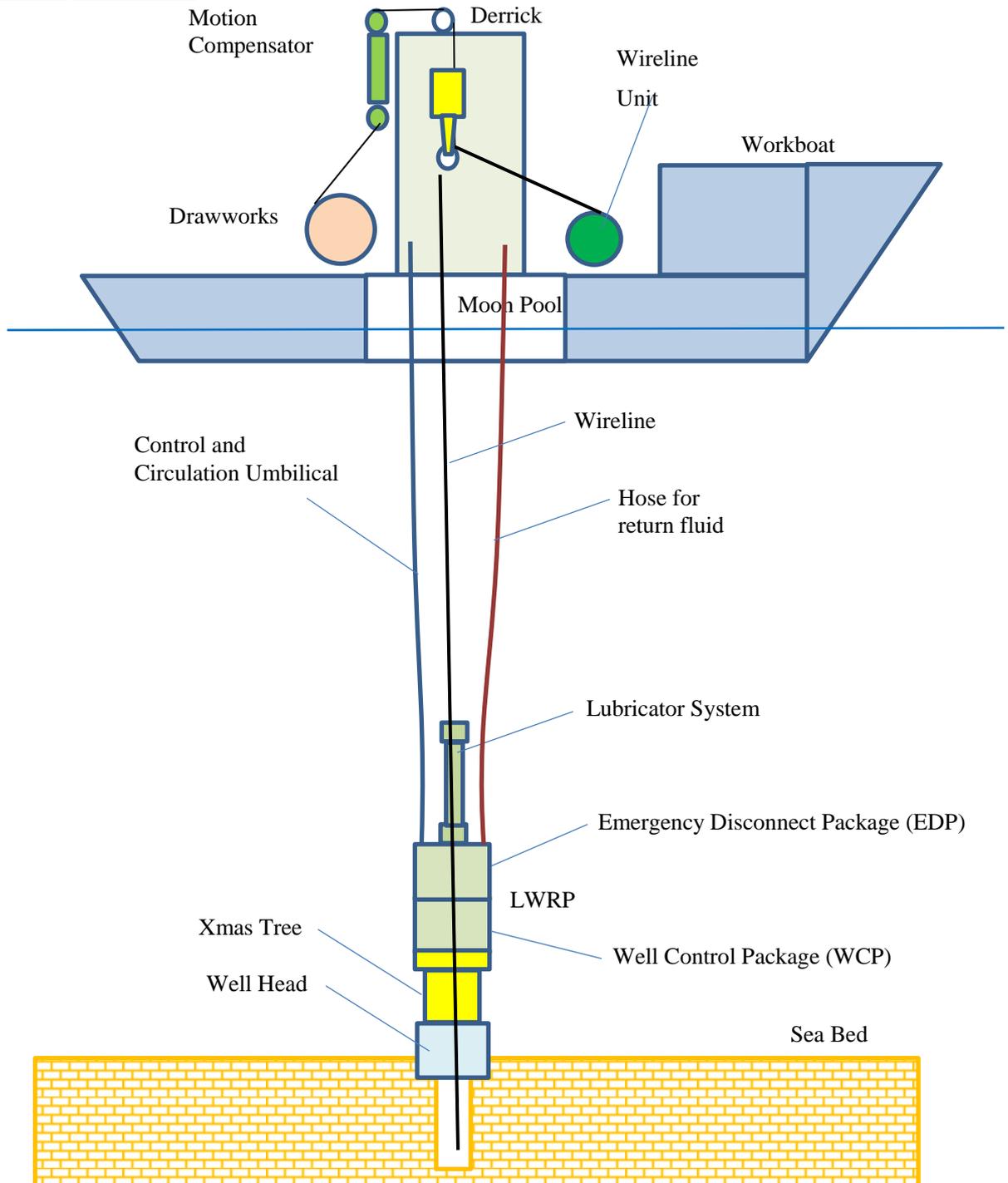
大水深の大規模油ガス田では傭船料 (Day Rate) の高い Drillship やセミサブリグを用いて、Top Hole Drilling を含む坑井掘削が行われてきたが、油ガス田の開発費低減が求められるようになってきており、Top Hole Drilling を小規模掘削作業船が担当し、その後貯留層までの掘削・仕上げを Drillship やセミサブリグが実施するように役割分担することで効率的で低コストな掘削ができると近年注目されている。



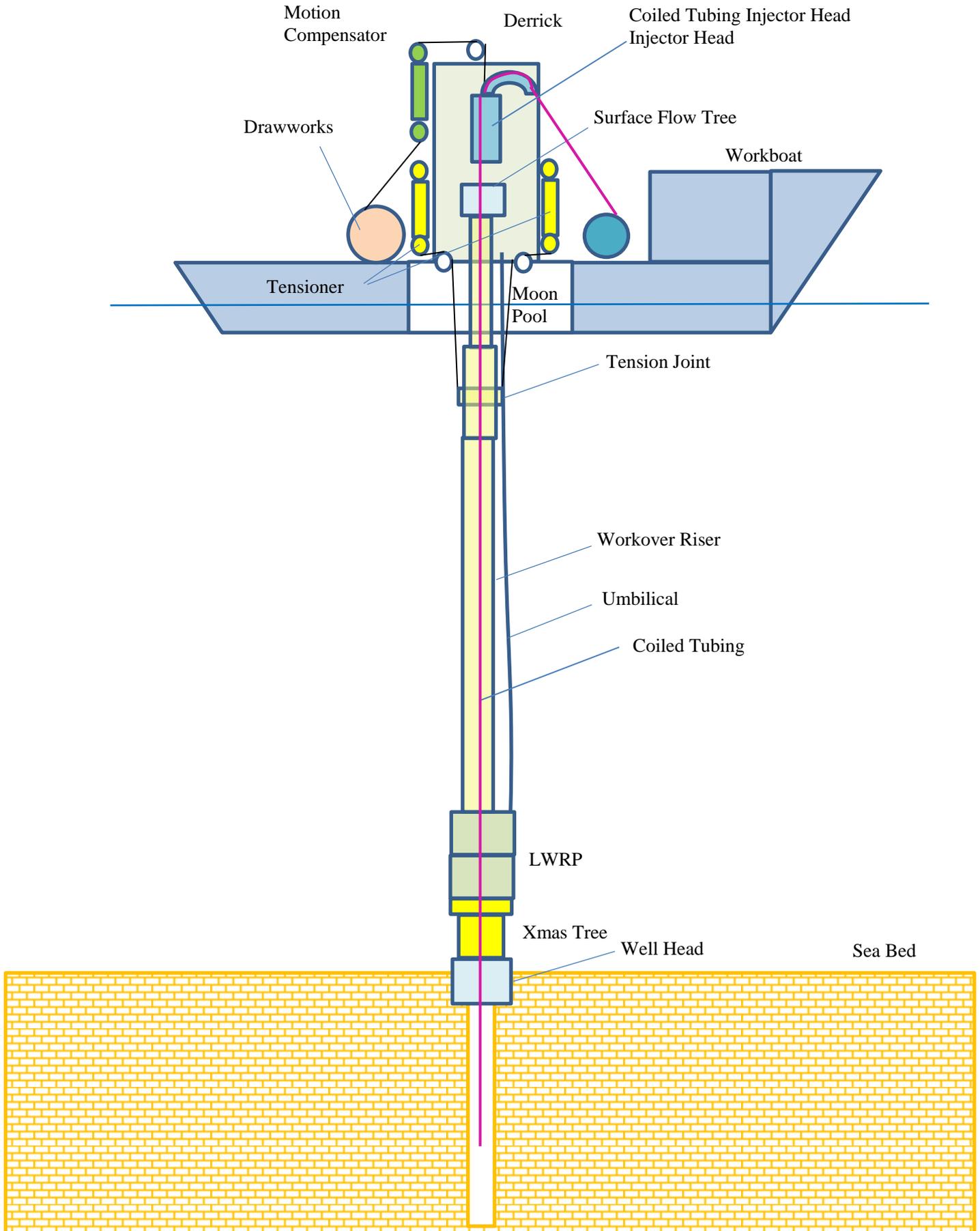
4.2 既存海洋油ガス田生産坑井の保守・改修 (Workover)

Workoverとは、既存生産坑井にアクセスして改修作業を行うもので、坑井内モニタリング、坑井内洗浄、劣化部材の回収・交換、薬剤を注入などの作業がある。これらの作業は Drillship やセミサブリグでも行うことはできるが、傭船料が高く効率も悪い。このため Workover に特化した専用小型 Workboat の需要が近年増えている。通常の掘削リグでは、Drill Pipe をネジ接続して数百本繋ぎ合わせて降ろし、ネジを外しながら回収するため、その揚降管作業に長時間を要する。専用小型 Workboat では Winch を使って Wireline や Coiled Tubing を坑井に降ろして作業するため、設備がコンパクトで、作業期間も大幅に短縮できる。

Riserless Light Workover



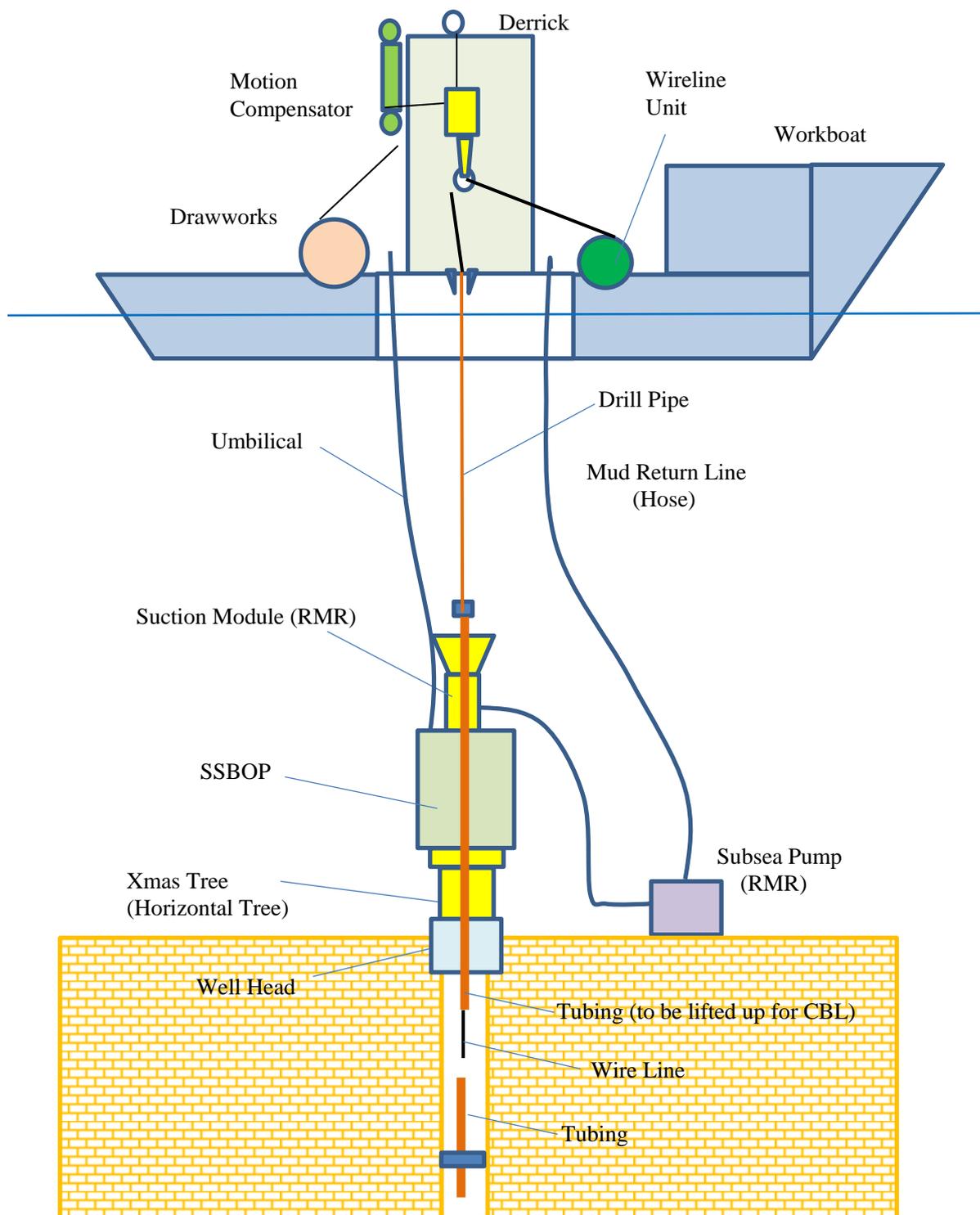
Riserbased Light Workover



4.3 既存海洋油ガス田生産坑井の坑井廃坑 (Plug & Abandon)

Plug & Abandonment (P&A)とは、生産坑井が衰退して生産量が低下し、商業生産が継続できなくなった時、或いは何らかのトラブルで坑井が破壊され、改修できなくなった時に坑井を捨てることをいう。

海洋石油ガスの開発初期に掘削された井戸や設置された設備の多くは寿命を迎えている。大水深では、生産坑井は海底に坑口装置(Subsea Wellhead)を設け、パイプラインで陸上・洋上の別のプラットフォームに接続するものが多い。これらの廃坑需要も増えるのは確実である。P&Aにあたっては、事前に坑井のセメント状態を調べ、坑井内を抑圧した上で、Plugを設置して貯留層を恒久的に遮断する。

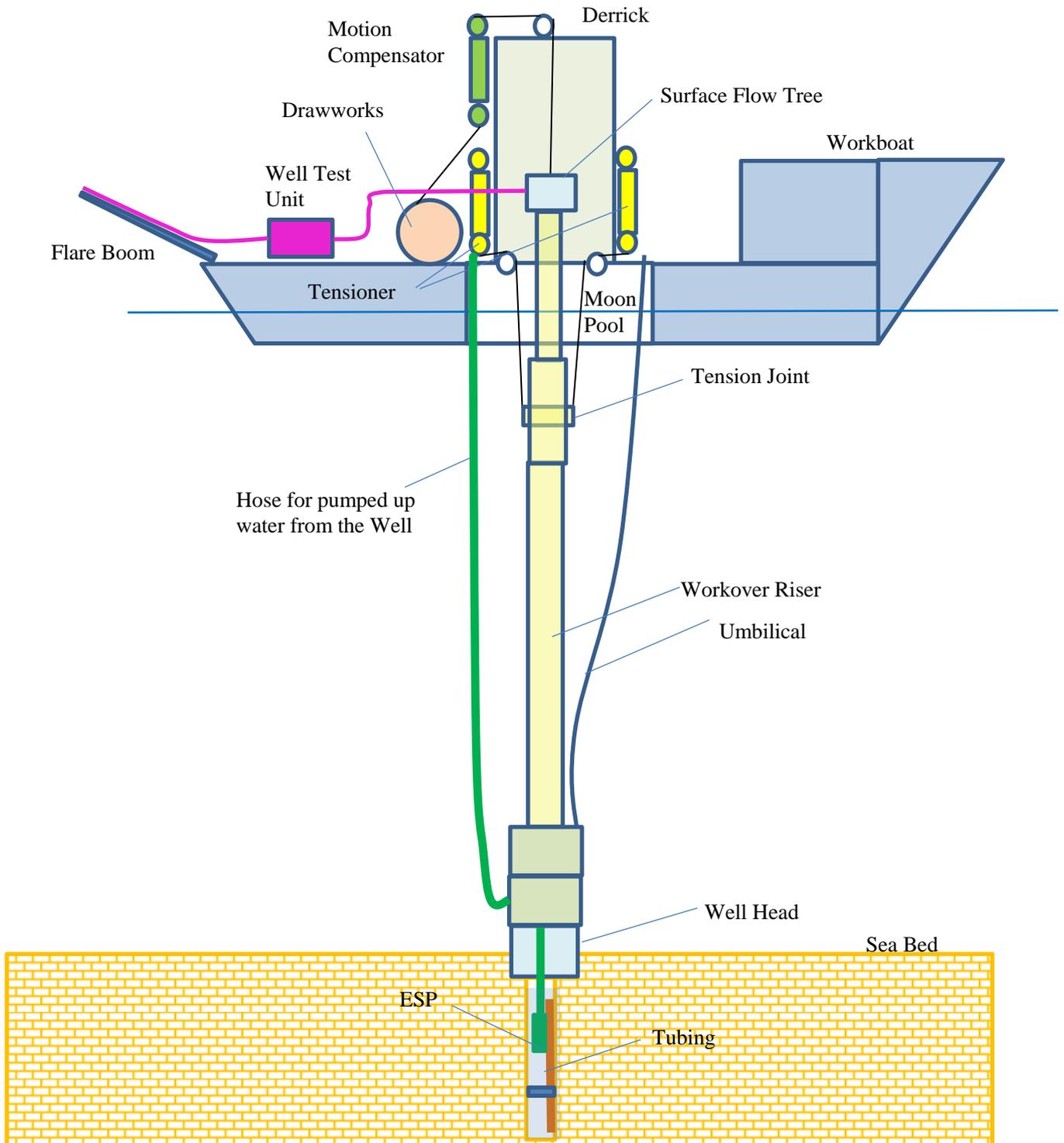


4.4 メタンハイドレート生産坑井

メタンハイドレートが存在できるのは概ね水深 500m 以深で、海底下数百 m 程度までとなる。すなわち、海底面から比較的浅い領域に一定の厚さと広がりをもって分布している。

一方、メタンハイドレートの減圧生産法では多くの坑井を順次掘削しながら開発・生産を進めていくため、坑井をできるだけ効率的に低コスト・短時間で掘削することが求められる。Drillship やセミサブリグを用いて掘削を行う場合、高価な Drilling Riser と BOP を使用することになり、Riser 及び BOP の降下・揚収に時間がかかるため、より低コストで作業を行う方式が求められる。

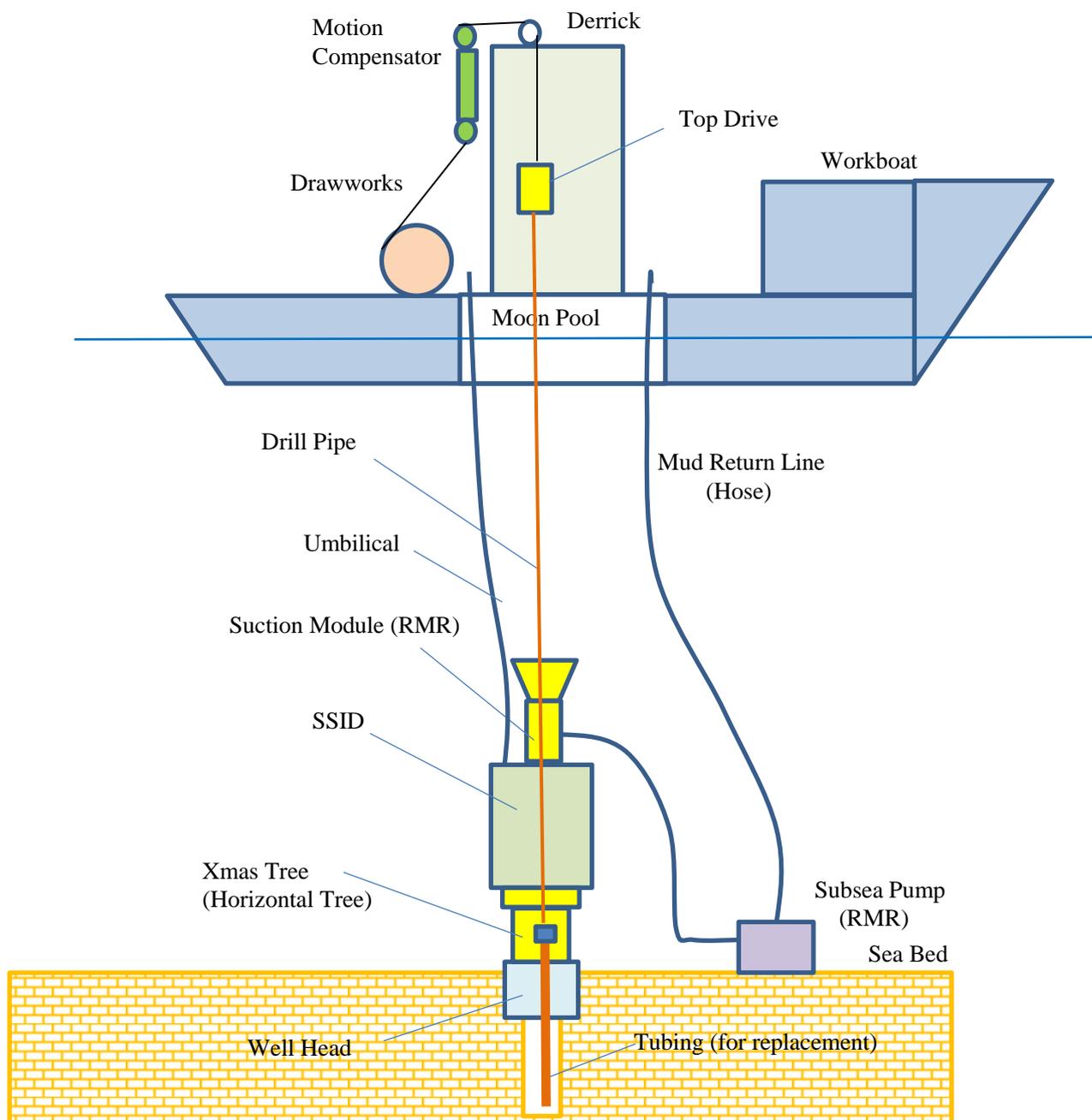
Production Test for Methane Hydrate Well



4.5 CO2 海洋貯留用圧入坑井

CCS (Carbon Capture & Storage)は地球温暖化対策として注目されている。CCS には、深部塩水帯水層の大容量領域に超臨界状態の CO2 を圧入する大規模集中型 CCS (年間貯留量 10 万~100 万 t)と CO2 排出源近傍の浅部帯水層に溶解して貯留する分散型 CCS (年間貯留量 10 万 t 以下)の 2 つの方法が考えられているが、本開発では実証実績のある集中型 CCS 井を想定する。比較的沿岸に近い海域となるので、水深は 400m 以下を想定する。海底下深度は、苫小牧 CCS 実証事業の例では 1,200m~3,000m である。CO2 は湿潤環境で水に溶けて弱酸性となり腐食性を持つ。従い、CO2 坑井用の Tubing は腐食したら新品への交換が必要となり、Hard Workover を効率的且つ低コストで行える方式が求められる。

Heavy Workover for CCS Injection Well



5. 小型海洋掘削作業船のコンセプト設計

5.1 船体主要目

	開発コンセプト	Norshore Atlantic	SIEM Helix 1 & 2	AKOFS Seafarer
Class	DNV or ABS	DNV	DNV	DNV
Max. Water Depth	3,000 m	2,500 m	3,000m	2,500 m
Vessel Speed	12-15 kt	14.0 kt	15.0kt	14.0 kt
DPS Class	DP3	DP3	DP3	DP3
Helideck	S92	S92	S92	S92
POB	130	98	150	140
Length (m)	140.0m	115.4m	158.0m	156.9m
Breadth (m)	28.0m	28.0m	31.0m	27.0m
Depth (m)	12.0m	9.0m	13.0m	12.0m
Draft (m)	7.0m	7.1m	8.5m	7.0m
Moon Pool	8.0m x 8.0m	7.2m x 7.2m	8.0m x 8.0m	7.2m x 7.2m

5.2 タンク容量

	開発コンセプト	Norshore Atlantic	SIEM Helix 1 & 2	AKOFS Seafarer
Fuel Oil	2,000 m ³	1,355 m ³	3,000 m ³	2,300 m ³
Potable Water	1,000 m ³	202 m ³	1,000 m ³	1,890 m ³
Drill Water	1,000 m ³	598 m ³	6,000 m ³	1,000 m ³
Mud Pit	500 m ³	1,150 m ³	200 m ³	500 m ³
Mud Storage Tank	850 m ³		300 m ³	
Bulk Mud/Cement	300 m ³		70 m ³	
Methanol	120 m ³			

5.3 主要設備

トップサイド設備

- 動揺吸収型デッキタワー (Cylinder Type SWL 450t)
- Subsea Winch (SWL 150MT @ 2,000mWD)
- Moon Pool Door (Moon Pool Size 8m x 8m)
- Sliding Drill Floor
- 動揺吸収型サブシークレーン (SWL 250MT @ 2,000mWD)
- 掘削作業機器 Top Drive (1), Roughneck (1), Riser Tensioner (4 x 160kips dual)
- 掘削泥水循環設備 Mud Pump (1,600hp, 5,000psi, 2sets), Shale Shaker (2+1)

船体設備

- エンジン及び補機設備(冷却水、燃料、清水、圧縮空気他)
- 発電機(4MW x 6.6kV x 6)及び配電盤設備
- 推進機(4.5MW Azimuth x 2sets)
- スラスタ(3.0MW Retractable Azimuth x 1set, 2.0MW Tunnel x 2sets)
- 自動船位保持装置(DPS 3 Class)
- 居住区設備(定員 130 名)、造水装置、汚水処理装置
- 通風・空調設備、消火・救命設備、バラスト設備
- Anti-Rolling Tank System
- Anti-Heeling Tank System

海中設備

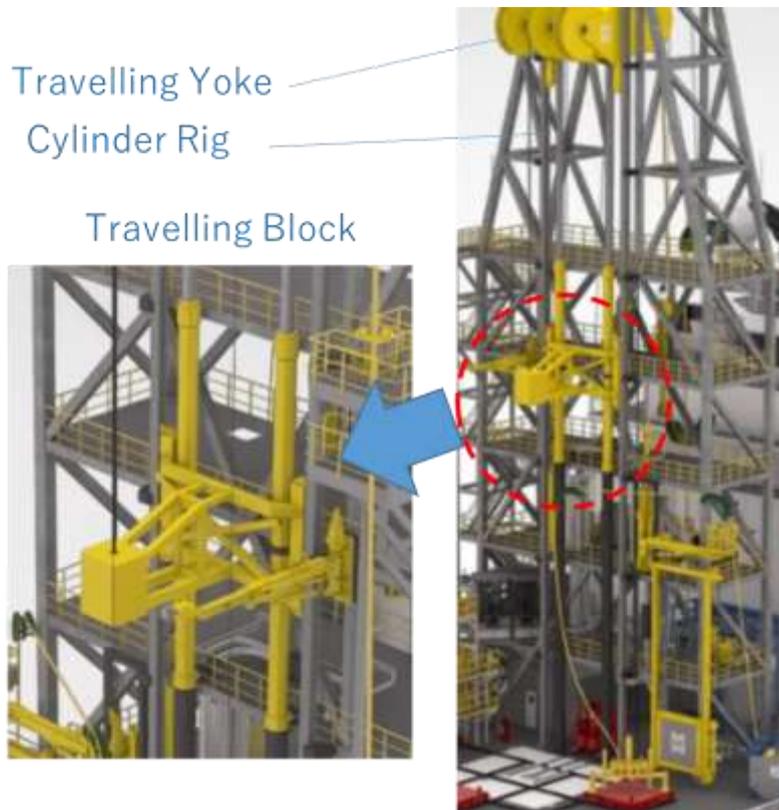
- Subsea BOP 18-3/4” Bore, 10,000psi
- 海底坑井遮断設備(LWRP) 7” Bore, 10,000psi : Option
- Work Over Riser (9-5/8” Casing Riser 2,000m) : Option
- Lubricator System : Option

3rd Party 設備

- Riser less Mud Recovery (RMR)
- Coiled Tubing System
- ROV (Work Class)
- Cementing Unit
- Wireline Unit

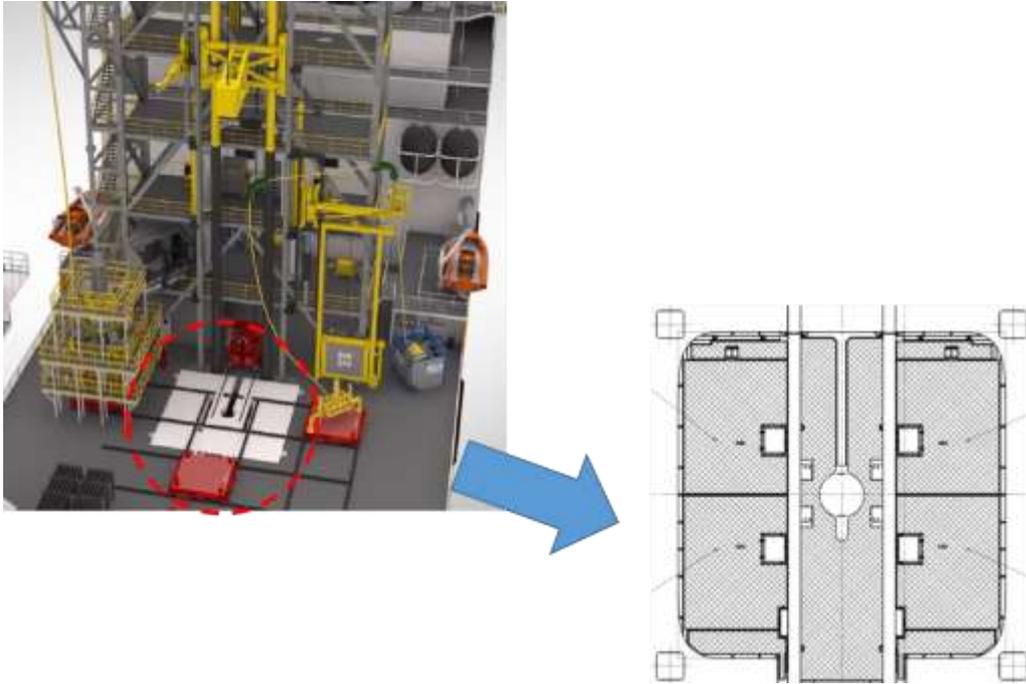
5.4 主要設備概要

動揺吸収型デッキタワー (出典：MH Wirth 社プレゼン資料)



- 1) 油圧シリンダーの伸縮により Travelling Yoke を上下させ、動揺を吸収しながら、トップホール掘削やパイプ揚降管作業等を実施
- 2) Travelling Block は直吊りで動滑車がないため Hoisting が早くでき、Wire の痛みも少ない。
- 3) Deck Tower を Drill Floor 外側に配置することで、Subsea 機器を Main Deck 上をスキッピングさせて Well Center に移動させることが可能
- 4) Subsea Winch を用いると、Moon Pool からサブシー設備(LWRP, SSBOP)を短時間で揚降できる。

Moon Pool Door (出典：MH Wirth 社プレゼン資料)



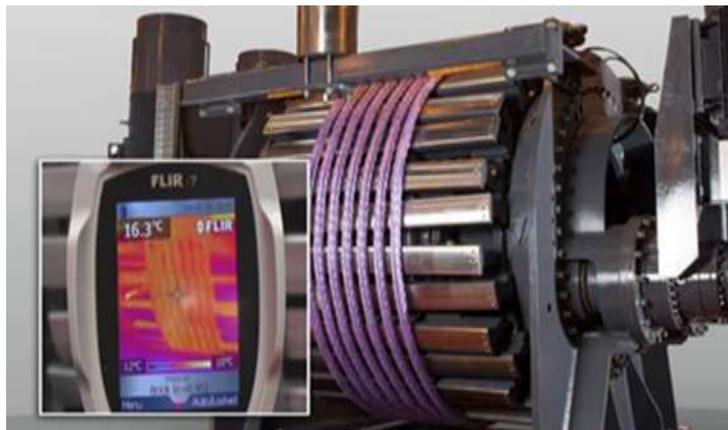
- 1) 左右及び中央の3 door からなり、door close 状態で Subsea 機器を Well Center に導き、door を open させて subsea 機器を降下する。
- 2) Riser Tensioner を用いる場合は、Tensioner Wire が干渉しないよう4隅に slit が必要 Subsea Winch を用いると、Moon Pool からサブシー設備(LWRP, SSBOP)を短時間で揚降できる。

動揺吸収型 Subsea Crane (出典：MacGregor 社カタログ)

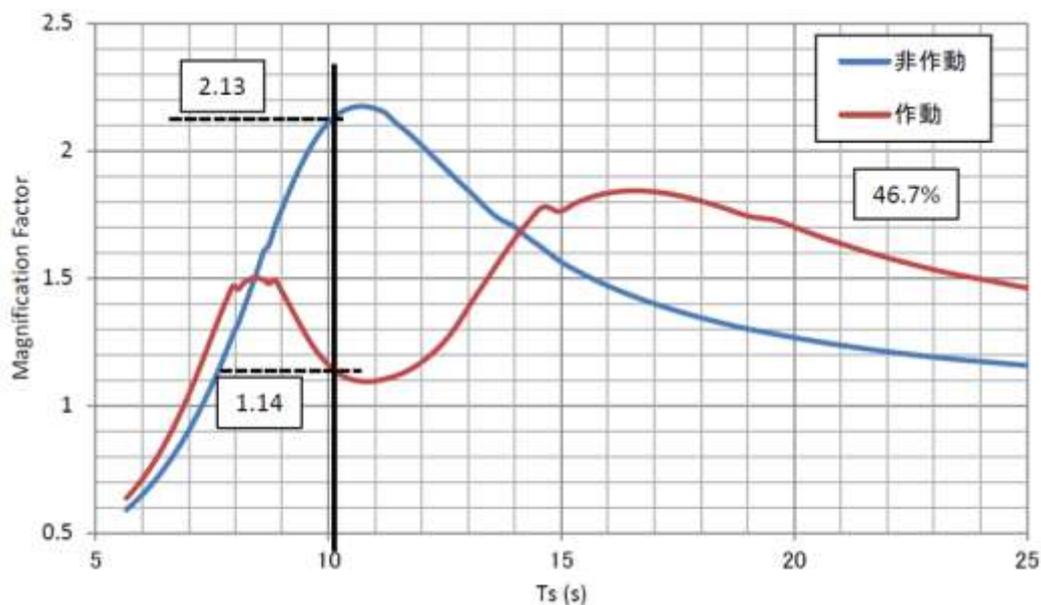
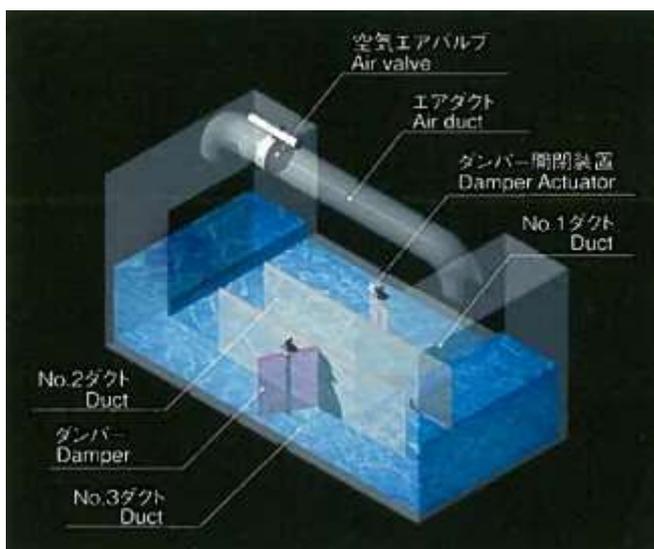


- 1) Subsea Manifold や Subsea Separator など大型海底設備機器の揚降の使用
- 2) Subsea Crane を Main Deck に設置して、舷側から揚降する。作業時船体ヒールは Anti-Heeling Tank System で調整
- 3) 水深 1,500m～2,000m を超える水深では、吊索の重量を抑えるため、合成繊維索の使用例がある(同種索は熱や日光に弱いので対策が必要)。

合成繊維索使用例 (出典：MacGregor 社カタログ)



Anti-Rolling Tank System (出典:IMC 社カタログ)



- 船体の横揺れと Tank 内の水移動との位相差を利用して減揺効果を生むシステム。
- U 字管型や Flume 型があるが、実績としては U 字管型 (ハッシブタイプ) が多い。
- Tank 液面の振動固有周期を横揺固有周期に近づけることで減揺効果が高まる。
- 搭載場所が高いほど減揺効果が高い。
- 本船のデッキハウスに U 字管型 Tank を設置した場合の減揺効果を検討した。
- 船体横揺れ固有周期近傍で約 47%の減揺効果が期待できる。

Anti-Heeling Tank System (出典：HOPPE MARINE 社カタログ)

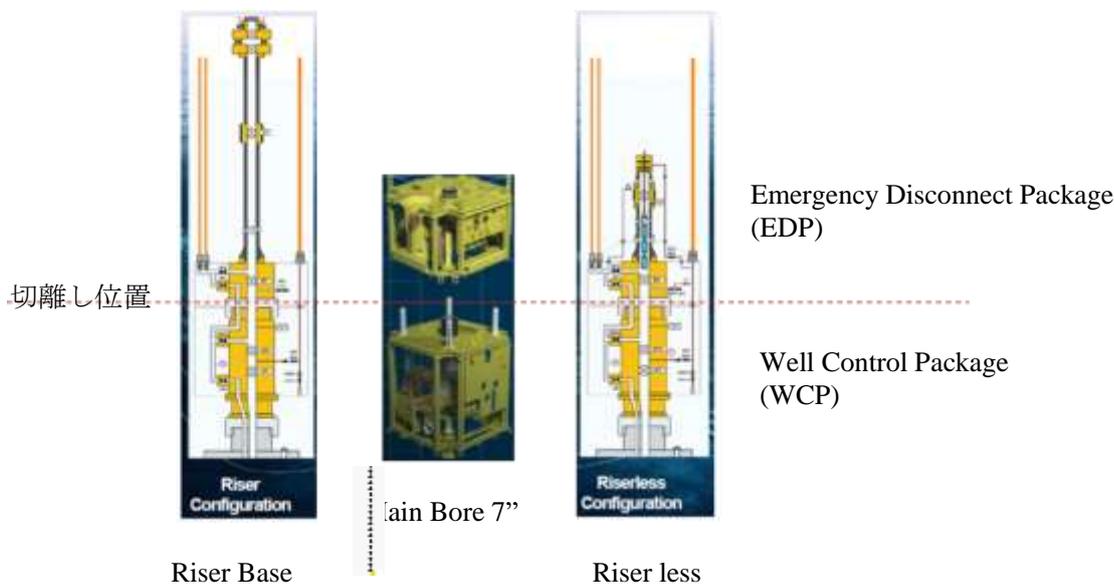


Reversible
Anti-Heeling Pump



- 両舷のバラストタンクを結ぶ配管に Reversible Pump を取付け、バラスト水を反対舷タンクに素早く移送することで船体傾斜を軽減するシステム
- 大型 Crane で重量物をデッキに搭載したり、ハンドリング(吊上・旋回)する際の船体傾斜制御に有効
- Blower で左右舷のタンク内圧に差をつけて水を迅速に移送する Blower Anti-Heeling System も開発されている。

海底坑井遮断設備 (LWRP) : Option (出典: Aker Solution 社プレゼン資料)



- 1) 海底坑井の Workover や P&A 時に海底に設置して Well Control に使用
- 2) 船の Drift off や Drive off 時には上部 EDP で緊急切離しできる。
- 3) 水深 1,500m まで対応可能
- 4) Riser base では 9-5/8” の Casing Riser と接続し、Coiled Tubing 等で Workover を実施
- 5) Riser less では Lubricator を接続し Wireline で Tools を坑井内に降ろし Workover を実施



Riser Base



Riser less

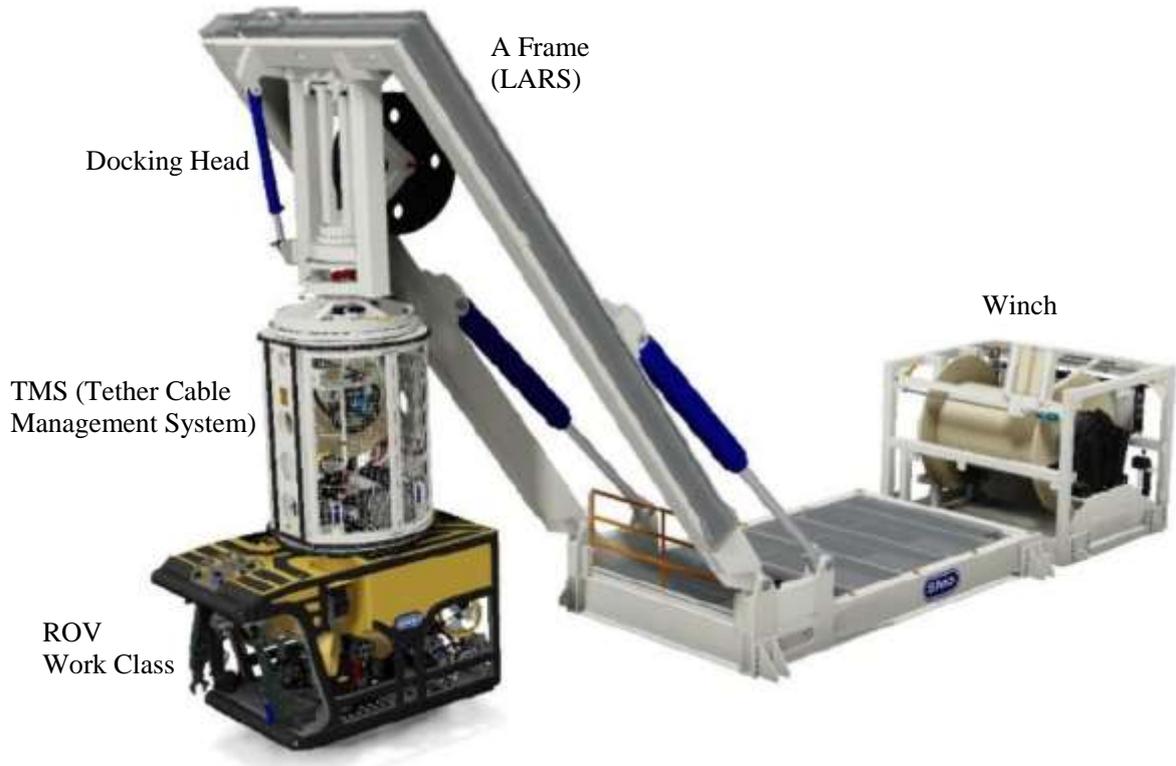
Riser Base Operation (出典:インターネット画像)

- 1) 海底坑井遮断設備 (LWRP) に Workover Riser をつないで海底に吊下ろす。
- 2) LWRP で坑井内圧を制御する。LWRP は Umbilical により船上から遠隔制御する。
- 3) Vessel が漂流する場合には LWRP 上部 (EDP)を切り離す。
- 4) Workover Riser 内を通して Drill Pipe や Coiled Tubing を降下させ、泥水循環しながら坑内保守作業を実施
- 5) 傾斜坑井の坑内保守作業にも対応できる。

Riser less Operation

- 1) Tools を PCH に取付け、Wireline で吊下ろす。
- 2) Tools を Lubricator Package に挿入する。
- 3) PCD で Wireline をシールしながら、Tools を坑井内に降下する。
- 4) LWRP で坑井内圧を制御する

ROV System : Third Party (出典:SMD 社カタログ)



- 1) ROV は水深 3,000m 用の Work Class を想定
- 2) 海底設備の設置支援(監視、補助)に使用
- 3) ROV 揚降は ROV の直上に TMS を連結した状態 (Top Hat) で行う。
- 4) TMS は母船から吊下げた錘の役目を果たし、ROV は TMS とケーブルでつないで作業する。
(母船の動揺影響を受けない)

5.5 船体レイアウト

2018年度に予備的に検討した船体レイアウトイメージをもとに小型海洋掘削船の船内配置を詳しく検討して配置図として形にするとともに、同種船の運用者側の視点でJDC 殿のレビューを受け、レビューコメントを考慮した見直しも折り込んで、Outline General Arrangement として調製した。

Profile と Main Deck Plan を図 5.5.1 と図 5.5.2 に示す。

また、同図をもとに、船体の外観を 3D 画像イメージにしたものも作成した。図 5.5.3 参照。

図 5.5.1 Profile

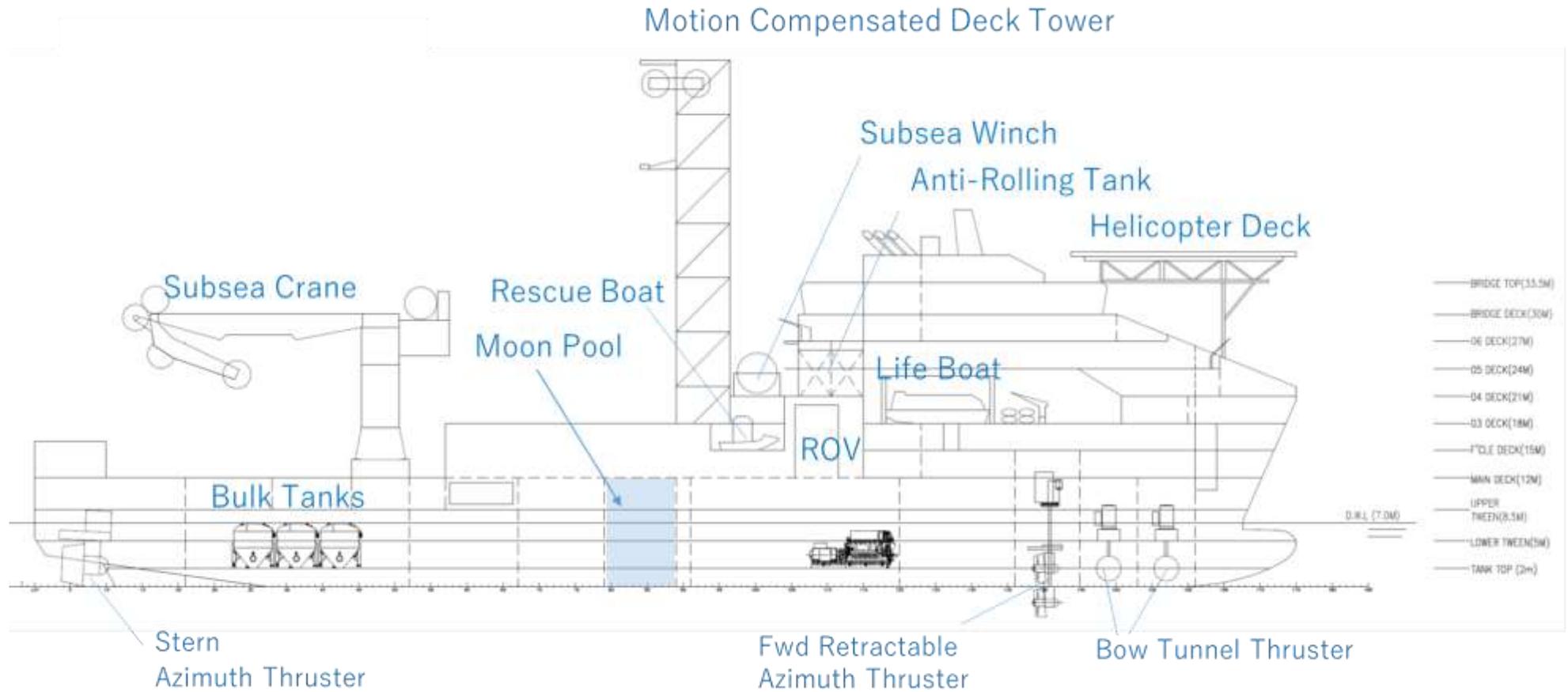


図 5.5.2 Main Deck Plan

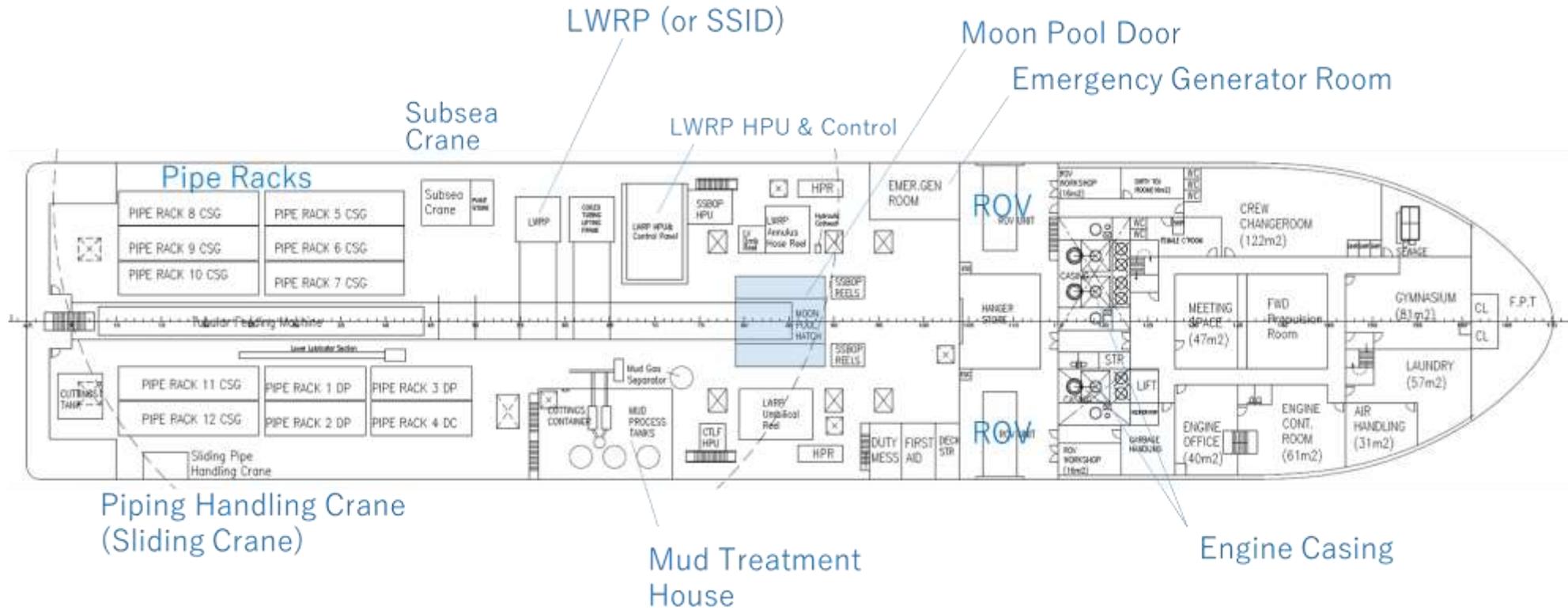


図 5.5.3 3D 画像イメージ図



5.6 船内電源の省エネ化に関する調査検討

本船は、エネルギー開発（海底油田の開発・廃坑の処理等）及び環境保全システムの開発（CO₂貯蔵井戸掘削等）に使用することを主目的とした多目的掘削船であり、本船自体もその作業目的に準じた「省エネ性能」、「GHG削減性能」を十分に考慮したものであるべきである。

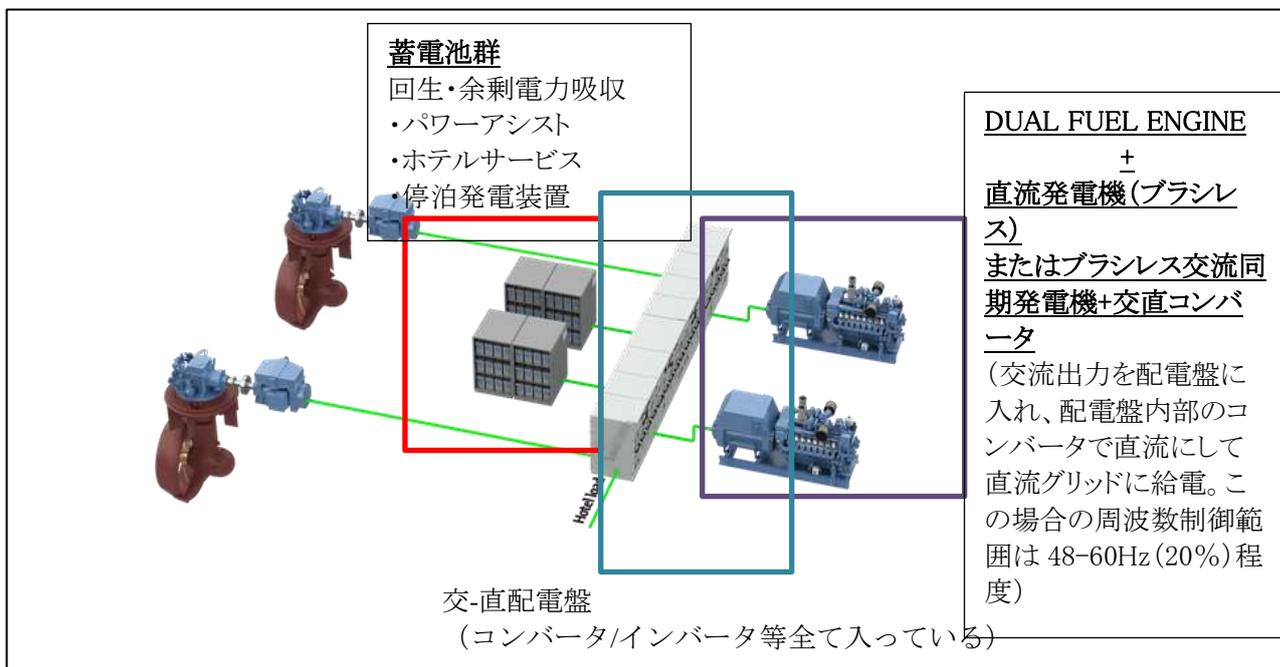
また、本船は電力が本船の推進や作業時の主動力源となる。この動力源である発電機容量は各コンディションにて賄う負荷の合計電力から算出されるので、本船の省エネルギーを考えると如何に省電力機器を選定し、消費電力を低減させるかが重要であり、これは従来の考え方と何ら変わることはない。

その中で、最近欧米のABB, SIEMENS, GE等のメーカにて開発が進められている新たな「省エネルギー」、「GHG削減技術」として「直流送電（直流グリッド）」が提唱されている。特に掘削船の場合、電動機を速度制御しながら使用するような機器が多くあり、「交流グリッド」では対象電動機器に個々コンバータ/インバータを設けなくてはならず、費用とスペースの両者に問題があった。これを改善しようというのが「直流グリッド」のコンセプトである。

「直流グリッドを中心として」更に省エネを進めてゆこうとすると、可変速エンジンの採用や、更に蓄電池等への電力貯蔵を考えると、直流グリッドに大きな親和性が見いだせる。但し、これから統合技術にはまだまだ解決してゆかなければならない課題が多いため、この研究ではこれらの技術の洗い出しを行った。

5.6.1 究極の直流グリッド構成

19世紀後半に電気の需要が高まり大規模な電源グリッド構築が行われたが、その際に交流グリッド、直流グリッドのいずれを採用するかで大いに議論された。結局、変圧器を使って簡単に電力の昇降圧ができる交流電圧が有利とされ、交流電源が世界中に広まった。しかし、近年では送電線が2本で済む直流送電が配電コストの軽減の意味で見直されつつある。



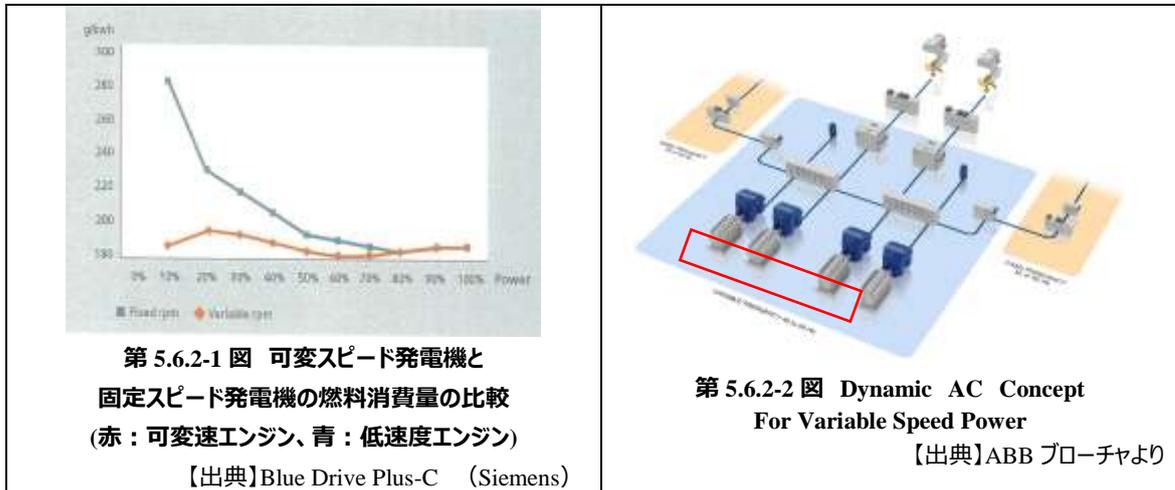
第 5.6-1 図 究極の直流 Grid システム構成例(最終目標)

直流グリッドのメリットを最大限に享受するために、今後検討・開発をしなければならない項目は以下である。

5.6.2 可変速型発電機用エンジンの採用

常に発電機が背負う負荷にとって最大の効率を得ようとすると、可変速発電機を採用する必要がある。

これは、交流の周波数一定の制約から離れ、各負荷率に応じて最大効率を得られるような回転数で運転する方式である。発電機エンジンが負荷に応じて最大効率を得られるカーブが描き、そのカーブに沿って運転してゆく方法で、この運転方法の採用により発電機エンジンの消費燃料を 20% 程度低減することができるといわれている。更に発電機が直流発電機であり、液化天然ガス(LNG)燃料であった場合、その差はさらに大きくなる可能性がある。



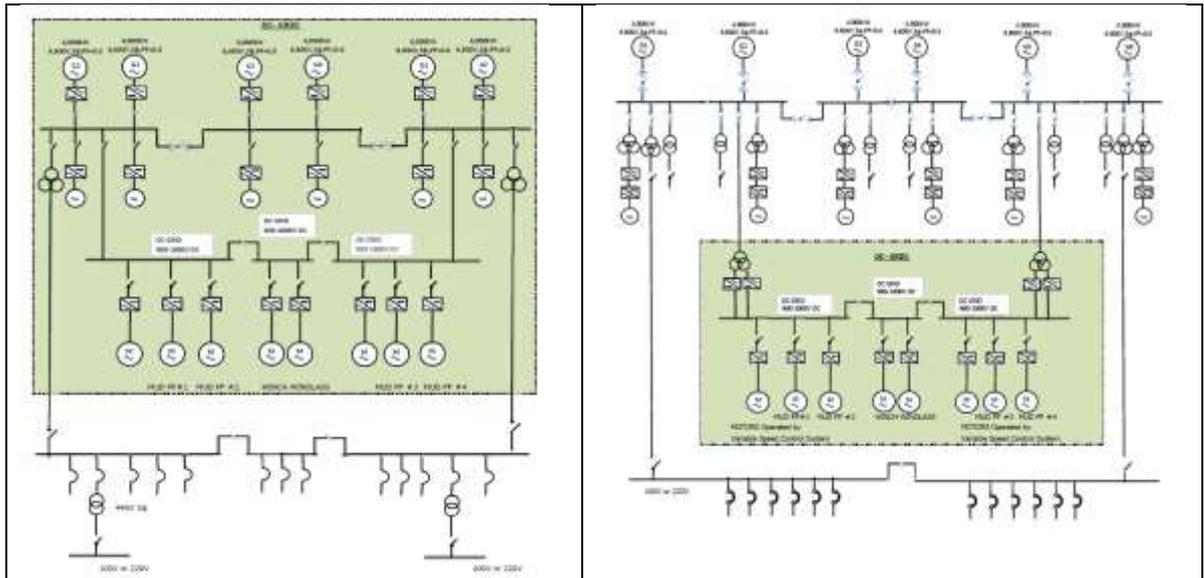
しかしながら 3000-4000kW 級の船用大型ディーゼルエンジンを用いた発電技術の動向としては、可変速制御という方向には向いておらず、直流グリッドに使用する場合、原有機を利用して回転レンジを定格回転数の-20% -0%程度までカバーするところに留まっており、自動車のエンジンのようにアイドリング回転-最大回転を自由にアクセルでコントロールできるものはない。これは、低回転での運転を考慮した場合、燃料系・潤滑油系・冷却系のエンジンの根幹にかかわる見直しや開発が必要で、膨大な費用と時間をかけなければならないことと推察される。今後もこのようなエンジンは開発されず、直流グリッドに対応する発電方法としては、現有の約 20%程度の可変領域を維持したまま、大容量サイリスタ等のパワーエレクトロニクス分野との融合による交流発電-直流変換の方法(ディーゼルエレクトリック発電+コンバータ)がとられてゆくものと考えられる。

現在陸上において最大級ディーゼルエンジンを搭載するのは恐らく鉱山で使用される「ホウルトラック (haul truck)」であろう。ホウルトラックの場合のディーゼルエンジンの制御方法の方向性もまた、上述のとおりディーゼルエレクトリック発電で、可変速駆動モータを回す方式である。その中でキャタピラー797Fは、トランスミッション(変速装置)に油圧トルクコンバーター制御式が採用されているので、このエンジンは一般車両と同じメカニカルトランスミッションを採用した最大のエンジンであろう。



第 5.6.2-3 図 CAT797F と CAT C175 シリーズを採用した発電機エンジンセット

出典：Caterpillar社カタログ



第5.6.2-4図 本船に直流グリッドを採用した場合の例

- 左図は、交流発電機の出力をコンバータで直流に変換し、主母線に接続する方法。
- 右図は、交流主母線から可変速制御を行う機器にのみ、コンバータで直流に変換し、2次直流母線を構築する方法

5.6.3 余剰エネルギーや回生エネルギーを貯蔵する

1) 余剰エネルギー及び回生エネルギーの考え方

運動や回転しているものを制動させるとき、または位置エネルギーを有するものを落下させるとき、対象物が失うエネルギーを電気エネルギーに変換し貯蔵する。特に船舶の場合、減速時にプロペラを遊転させその回転によって得られる回転エネルギーを回収することや、掘削船の場合掘削作業に用いるドリルパイプを坑内へ降下する際、またライザー管を海中へ降下する過程で、それぞれの位置エネルギーを回収できる。(但し、本船は電動油圧の RAM-RIG 方式なので、この回収はできない)

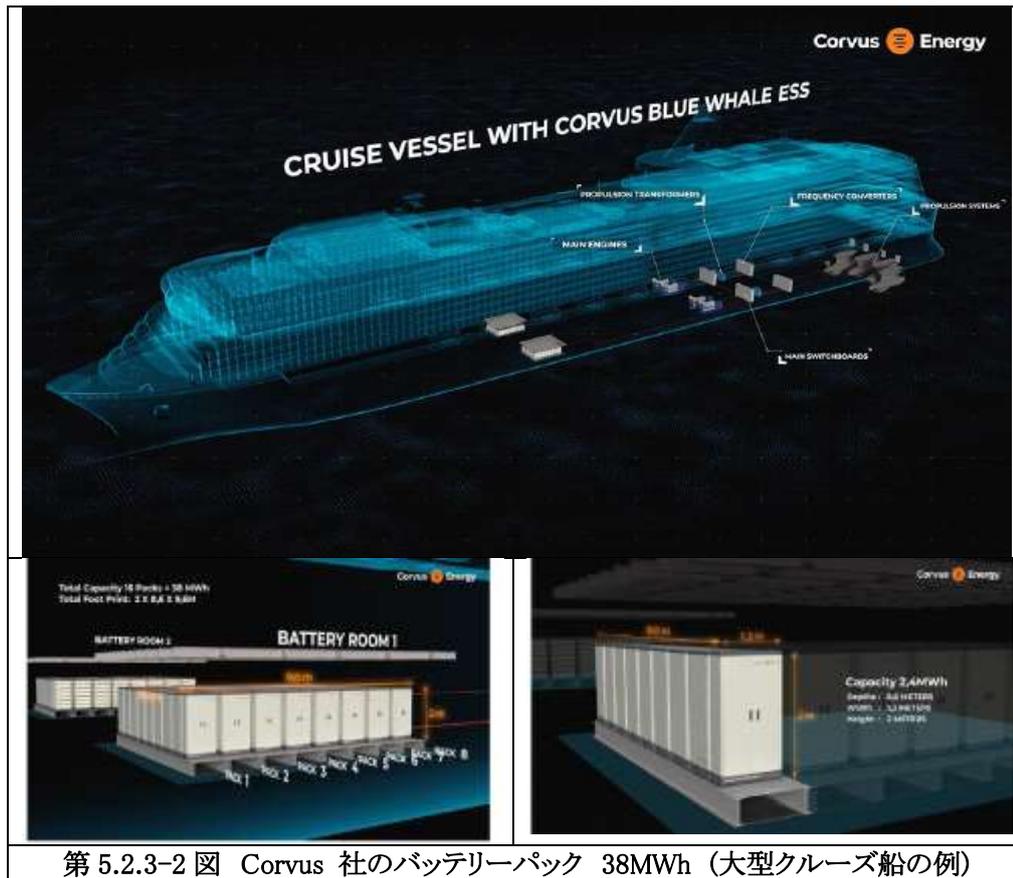
2) 電力貯蔵システム

電力貯蔵システムとして現在最も実用化の進んだ方法としてコンデンサ(キャパシタ)を使用する方式と、蓄電池に充電する方式の2種類がある。船内で安定的に電源として使用するには、蓄電池に充電する方式が一般的である。蓄電池を用いた船舶として北欧において、短距離フェリーで実用化している。



この蓄電池を本船の非常用発電機として使用するためには、更に17.2時間分の蓄電池容量(写真にある蓄電池パッケージを約17.2個分)が必要となり現実的ではない。電力貯蔵用蓄電池は一時つなぎの電源装置、一時的な電力加勢、DPS装置群のUPS、Harbor Useの限定的な給電ユニットとして用いるかという段階でしかない。

第5.6.3-1図 CORVES社製 Lithium-Ion (Li) ポリマーバッテリーシステム(1.04MWh)
(DNV GL, LR, ABSの型式承認を有する)



第 5.2.3-2 図 Corvus 社のバッテリーパック 38MWh (大型クルーズ船の例)

16 Packs	38MWh(38,000kWh)
	W:9.6 x D:8.6 x H:2.0m
1 Pack	2.4MWh (2,400kWh)
	W:1.2 x D:8.6 x H:2.0m

5.6.4 まとめ

今回の検討において小型掘削船を題材に、将来の船舶や作業船の省エネ・環境に優しいシステムの切り札として、「第5.6-1図 究極の直流Gridシステム構成例(最終目標)」の現段階での実現性を探ってきたが、結果的に各要素技術で現在のところ技術的にも経済的にも実用化の段階に達している分野はなかった。

しかし各要素技術は日々進歩しており、今後の技術開発において実現の可能性は十分にある。

電力管理システムが最大限の省エネルギー(燃料削減効果)を獲得するためには、船舶内のすべての自動化および運航者のオペレーションに対する要求が完全に同じ目的思想の中で組み込まれているシステムである必要がある。

自動に行う面とオペレータが運航計画に合わせて燃費設定する面とを切り分け、各種システムからの情報と操作履歴を利用することを計画しなければ仕様書は書けない。これには運航者のノウハウが必要であり、船主-造船所-メーカーが一体となってシステム構築をしてゆく必要がある。

6. 船級協会技術評価(DNVGL)

DNVGL に本コンセプトの技術的妥当性評価 (Concept Technical Qualification : TQ) を依頼し、2019年10月に DNVGL の専門家や専門会社 (Aker) を交えた Hazid Workshop にてコンセプトの想定作業や船内設備仕様・配置をレビュー審議した上で、その結果をもとに技術評価のレターを受領した。

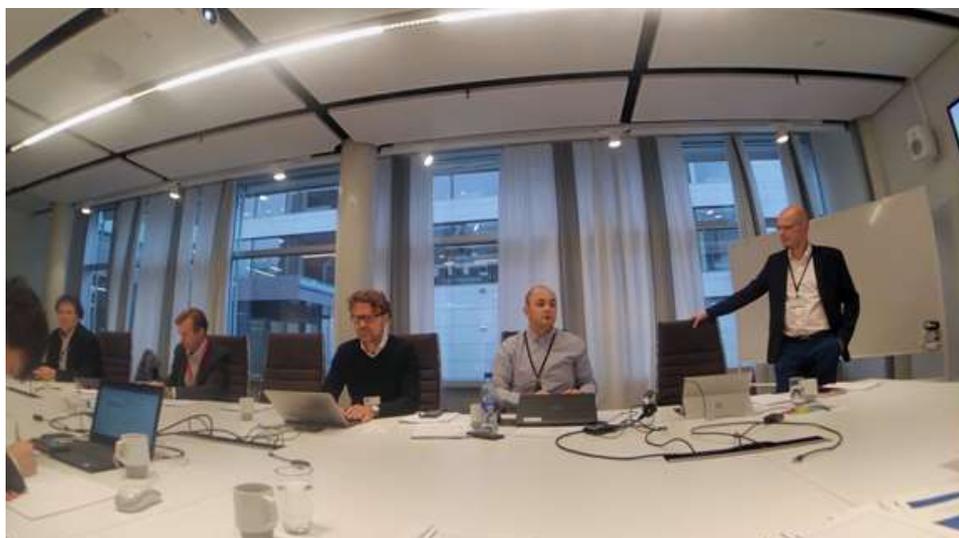
6.1 Hazid Workshop

コンセプト設計図書 (Target Operations and Necessary Facility, Outline Specification, Outline General Arrangement, General Outline of Well Control System, En-Tegrity Electrification Project Overview 他) を事前に DNVGL に送り、レビューしてもらった上で、2019年10月3日～10月4日の2日間、Oslo の DNVGL 本場で Workshop を行い、コンセプト内容を説明しながら、コンセプトの技術評価のためのリスク抽出とリスクレベルに関する質疑を行った。

参加者は DNVGL の Facilitator、Scrubber,及び専門家3名、JDC 1名、JMU 2名、Enovate 1名 (TV 会議形式で参加) Aker Solution 1名、Enhanced Drilling 1名。

上記 Workshop を通じて開発コンセプトに関する合計 42 のリスク要因が抽出され、そのリスクレベルを評価した上で、DNVGL から以下の recommendation を含む Pre-Hazid Report を受領した。

- 本開発が FEED 段階に進展する段階で、新製品の性能や故障モードの確認を通じた技術評価を行う必要がある。
- 本開発が詳細設計やオペレーション計画に進展していく中で、継続的なリスク解析を実施し、update していく必要がある。
- 海底坑井遮断設備 (LWRP) の遮断弁駆動機構電動化は New Technology であり、製品化にあたってはシステムチックな型式承認のプロセスが必要。
- 本海洋掘削作業システムで生産中の海底坑井の Riser Based Light Workover を実施する場合には、何等かのトラブルで Primary Well Barrier が喪失した場合の安全性リスクを評価しておく必要がある。
- 本海洋掘削作業システムを用いた洋上作業における海底坑井内流体の海中漏出や流出のリスクは大きくないが、不測の流出による環境影響を調査しておく必要がある。



6.2 Concept Technical Qualification Letter

前述した Workshop での審議結果をもとに、DNVGL から下記の技術評価レターを受領した。

同レターに示されている通り、開発コンセプトはリスク及び安全性の許容レベルに関する世の中の一般的認識に見合う問題ない内容であるとの技術評価を受けた。



TECHNOLOGY QUALIFICATION REPORT JMU DRILLING WORKOVER SYSTEM

CUSTOMER

Japan Marine United

NEW AND SPECIAL FEATURES

JMU Offshore Drilling, Workover and Intervention System Concept Development

- Riser less drilling and completion
- Subsea BOP
- Electric EDP/WCP
- Riser less P&A
- Workover on live wells
- RMR – riser less mud recovery system

THIS CONCEPT WAS ASSESSED BASED ON the hazard identification workshop, HAZID, was performed at DNV GL's offices in Hovik (Oslo), Norway on the 3rd and 4th of October 2019 with participants from Japan Marine United, Japan Drilling Co., Aker Solutions, Enhanced Drilling, Enovate, and DNV GL.

The JMU development concept is in-line with the industry's general perception of acceptable risk and safety level for these risks identified during the workshop.

The workshop did not reveal any major safety or environmental risk or show stoppers related to the conceptual design and layout of the vessel and its intended operations.

Risk reduction and mitigation should be thoroughly evaluated for the identified risks in the next phases of the project. For the identified risk recommendations has been made for actions to follow up during the design and development of the vessel and its drilling, workover and intervention system.

Place: Yokohama, Japan Date: 2019-10-21



For DNV GL


Katsunori Takahashi
General Manager, Technology Centre Japan

This Concept was Assessed Based On the hazard identification workshop, HAZID, performed at DNV GL's offices in Hovik (Oslo), Norway on the 3rd and 4th of October 2019 with participants from JMU, JDC, Aker Solution, Enhanced Drilling, Enovate and DNV GL.

The JMU development concept is in-line with the industry's general perception of acceptable risk and safety level for these risks identified during the workshop .

7. 経済性評価(日本海洋掘削株式会社)

7.1 掘削リグのダイレートの事例調査

掘削リグのダイレートの事例として、高いダイレートと低いダイレートを海域毎に取り纏めた。

表 7-1 に各海域における掘削リグのダイレートを示す。Labeling 項目の H は Heavy well intervention 作業、L は Light well intervention 作業を指す。

表7-1:各海域における掘削リグのダイレート

Location	Name	Rig owner	Floater type	Dayrate	Customer	Contract start	labeling
Australia	Dhirubhai Deepwater KG2	Transocean	ship	260,000	Chevron	Oct-19	Australia-H
Australia	GSF Development Driller I	Transocean	semi	209,000/217,000	Chevron	May-19/May-20	Australia-L
Brazil	Petrobras 10000	Transocean	ship	298,000/316,000	Petrobras	Mar-19/ Mar-21	Brazil-H
Brazil	West Tellus	Seadrill	ship	232,000	Petrobras	Nov-19	Brazil-L
North Sea	Transocean Encourage	Transocean	semi	415,000	Equinor	Nov-23	North Sea-H
North Sea	West Hercules	Seadrill	semi	275,000/315,000	Equinor	May-19/May-20	North Sea-L

図 7-1に全海域における掘削リグのダイレートの推移を示す。最近のダイレートの動向は以下の通り。

- セミサブ (5,000~7,500ft) のダイレートは200kUSD程度
- ドリルシップ (+7,500ft) のダイレートは200~250kUSD

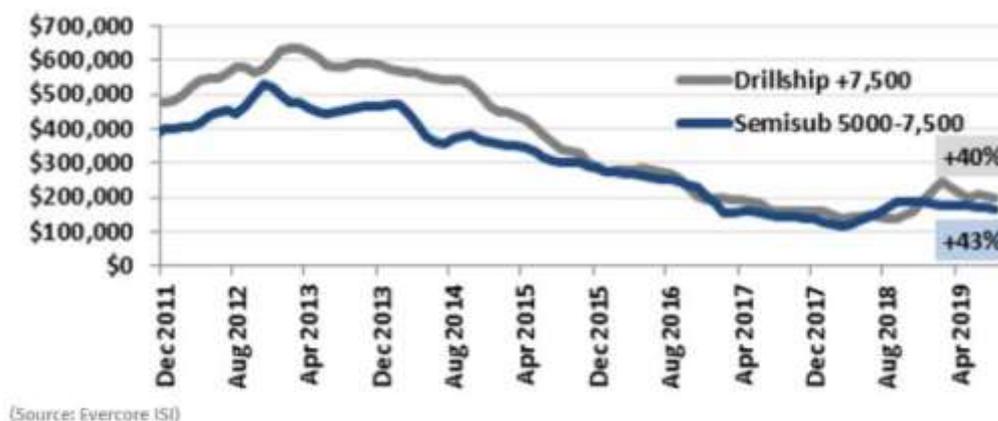


図 7-1:全海域における掘削リグのダイレートの推移(出典:Offshore誌)

7.2 WIV のデイレートの事例調査

AKOFS Seafarerは、Equinor社（旧Statoil社）と2020年の第2四半期からのノルウェーの大陸棚でのWell Intervention作業の5年と3年のオプション契約を獲得している。最初の5年間の契約金額は、約370 百万ドルである。この作業は、2020 年上半期に開始する予定であり、同船及びそのWell Intervention システムは、契約の準備の一部として必要な改造及びアップグレードが施されている。5年間の契約金額の約370 百万ドルは、デイレート換算で約20 万ドルに相当する。

同船は、Total 社と2年契約の下で、2012年9月からAngolaでのWell Intervention作業を行っていたが、約7ヶ月で契約が早期解約された。因みに、途中で契約解約されたTotal社AngolaでのIntervention作業では、7か月間の稼働率が37%であったとの情報もあり、稼働率が低い状態が早期の契約解約の要因となったとも推測される。この契約は2年間で約250 百万ドルであり、デイレート換算で約34万ドルに相当していた。

7.3 建造費の事例調査

(1) Awilco Drilling 社のセミサブ式掘削リグ

Drilling Contractor 誌（Mar2018）によると、Keppel造船所は、Awilco Drilling社と巖海域対応のセミサブ式掘削リグの建造契約を締結した。同契約の金額は約425 百万ドルとされる。このリグは、2021年第1四半期に完成予定で、モス・マリタイムのCS60 ECO MW デザインである。超大水深CS60と比較して、1,500mまでの水深に設計されたコンパクトな設計である。

(2) Norshore 社の小型掘削作業船 Norshore Atlantic

Bureau UKのニュースサイト（May2014）によると、Norshore Atlanticは、浅海域及び中水深域での掘削作業やP&Aの作業も可能であり、デイレートが掘削リグより低い。同船は、インドネシアのバタム造船所で建造され、建造価格は245百万ドルであった。

7.4 WIV の機能と稼働海域の関連性の調査

表7-2にWIVの機能と稼働海域を取り纏めた。これから以下のことが考えられる。

- Riserbased WorkoverのSiem Helix 1&2、Q4000、Q5000は、GOM或いはブラジル稼働である。これは、GOM或いはブラジルが大水深なのでRiserbased Workoverに適しているためと思われる。
- 北海稼働の船はいずれもRiserless Workoverシステムである。これは北海が大水深ではないので、Riserbased Workoverの船は適さず、Riserless Workoverシステムの船のみが適するためと推測される。
- GOMではRiserless Workoverシステムの船も稼働している。
- 大水深でない東南アジアやオーストラリアはRiserless Workoverシステムが有効だと推測される。
- Riserbased WorkoverとTop-Driveの組合せはQ4000、Q5000のみであり、GOM稼働である。
- Riserless WorkoverとTop-Driveの組合せは、まだ存在していない。

表7-2:WIVの機能と稼働海域の関連性

	船名	type	Location	Status	Tower system	Workover system
1	Sea Well	Ship-type	North Sea	Working	Royal IHC MHT SWL150 ton	Subsea Intervention Lubricator
2	Island Frontier	Ship-type	North Sea	Working	NOV MHT SWL70ton	RLWI
3	Island Wellserver	Ship-type	North Sea	Working	NOV MHT SWL100ton	RLWI
4	Island Constructor	Ship-type	North Sea	Working	NOV MHT SWL100ton	RLWI
5	Skandi Constructor	Ship-type	Rotterdam	Moored	350 ton Tower	RLWI
6	Well Enhancer	Ship-type	North Sea	Working	Huisman MPT 150ton	Subsea Intervention Lubricator
7	AKOFS Seafarer	Ship-type	North Sea	Moored	NOV MHT 450 mt	Riser/ Riserless well intervention
8	Island Intervention	Ship-type	GOM	Working		RLWI
9	Island Performer	Ship-type	GOM	Working		RLWI
10	SIEM Helix 1	Ship-type	Brazil	Working	Huisman MPT 800 mT	Intervention Riser System
11	SIEM Helix 2	Ship-type	Brazil	Working	Huisman MPT 800 mT	Intervention Riser System
12	Q4000	Semi-sub	GOM	Working	Huisman MPT 600 m/ Top drive	Intervention Riser System
13	Q5000	Semi-sub	GOM	Working	Huisman MPT 750 m/ Top drive	Intervention Riser System

7.5 本船を用いたオペレーションコストの評価検討

図 7-2にRigのOPEX公表例(Day Rate換算)を示す。これによると、FloaterのRigでは、OPEXとして98,000～112,000USD/dayのレベルが想定される。

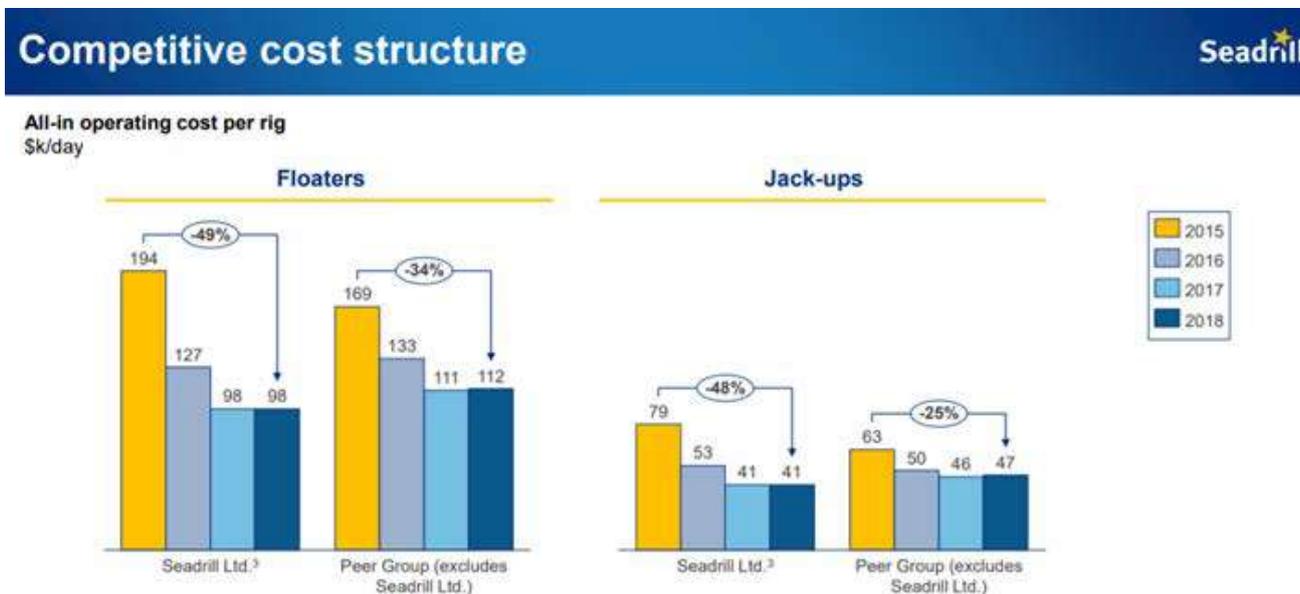


図 7-2 : Seadrill社のOPEX (出典:Seadrill社カタログ)

一方、本船を用いた場合のOPEXを検討した結果を表7-3に示す。本船をもちいた場合のOPEXとしては65,000USD/dayのレベルが想定される。

表7-3:OPEXの検討

	USD/year	USD/day
人件費		
物品費・修繕費		
保険料		
大規模工事引当金		
安全対策費		
その他現地経費		
OPEX合計	23,759,500	65,095

7.6 建造費の検討

(1) SSBOP と Workover システムを含めない場合

Top Hole掘削を対象とした場合には、掘削設備及び船体設備のみを用いてオペレーションが実施可能。この場合の建造費を検討し、250MIL USDのレベルと想定した。

(2) SSBOP は含めるが Workover システムを含めない場合

この場合には、掘削設備、SSBOP 及び船体設備を用いて、Top Hole 掘削、廃坑(Norshore Atlantic 方式)のオペレーションが実施可能となる他、Workover 作業の一部にも適用できる可能性がある。この場合の建造費を検討し、280mil USD のレベルと想定した。

(3) Workover システムを含める場合

この場合は、Top Hole 掘削、廃坑(Norshore Atlantic 方式)、Workover のオペレーションが実施可能となる。

Riser Based Work Over 設備を保有する場合、Riser Less Workover 設備を保有する場合、両方の設備を兼備する場合でコストが異なるが、今回の検討では、両方の Workover 設備を兼備する場合の建造費を検討し、320mil USD のレベルと想定した。3つの保有ケースに含まれる Workover 設備を表 7-4 に示す。

(注記) 但し、上記(1), (2), (3)の建造費には、以下などの 3rd Party 設備の費用は含まない。

- Riser less Mud Recovery System (RMR)
- Coiled Tubing System
- Wireline Unit
- Cementing Unit
- ROV

表 7-4: Workover 設備の比較 (Riser Based, Riser Less, 兼用)

Workover Equipment	Case 1 Riser Based WO	Case 2 Riser Less WO	Case 3 両設備兼備
LWRP (WCP, EDP)	✓		✓
Xmas Tree Adaptor	✓		✓
LWRP Umbilical & Reel	✓		✓
Annulus Hose & Reel	✓		✓
LWRP Control System	✓		✓
Casing Riser	✓		✓
Surface Flow Tree	✓		✓
Pressure Control Head		✓	✓
Lubricator System		✓	✓
Lubricator Umbilical & Reel		✓	✓
Mud Circulation Hose & Reel		✓	✓
CTLF	✓		✓
SSBOP		✓	✓
EDM		✓	✓

7.7 デイレートの検討

本船を用いた事業の経済性を、デイレート、OPEX、建造費用をパラメーターとして検討した。事業経済性の観点で事業成立性を評価すると、以下のことが言える。

- デイレートが 170kUSD より大きい場合、Top-hole 掘削用の建造費レベル (250milUSD) に見合う。
- デイレートが 190kUSD より大きい場合、Top-hole 掘削及び廃坑作業 (Norshore Atlantic 方式) 用の建造費レベル (280milUSD) に見合う。
- デイレートが 200kUSD の場合、Top-hole 掘削、廃坑作業 (Norshore Atlantic 方式) 及び Workover 作業用の建造費レベル (320milUSD) に見合う。

7.8 各オペレーションにおける経済性の評価検討

Top-hole 掘削、廃坑、Workover の各々のオペレーションについて、本船を用いた場合と Floater 型の掘削リグを用いた場合の費用を比較して、本船運用による経済優位性を評価した。

(1) Top Hole 掘削における経済優位性

7.7 章に示したように、本船の事業が成立する Day Rate は、SSBOP と Workover 設備を含めない場合 (掘削設備、船体設備を使用) で 170kUSD、SSBOP を含めた場合で 190kUSD のレベルである。一方、表 7.1 に示したように、2019-2021 に Australia で運用された Floater type の掘削リグの Day Rate は、209-260kUSD のレベルにあり、Top Hole 掘削を本船で行う場合には、掘削リグを用いて行う場合に比べ 40-90kUSD/day のコスト低減効果が期待でき、十分な経済優位性を有する。

(2) 廃坑 (Plug & Abandon) における経済優位性

SPE191315 に基づく P&A 作業を対象に、本船を用いた場合と Floater 型の掘削リグを用いた場合の費用を比較して、本船運用による経済優位性を評価した。SPE191315 に基づく P&A 作業を本船で実施するには、Workover システムと SSID が必要となり、その場合、7.7 章に示したように、本船事業が成立する Day Rate は 200kUSD である。一方、2019-2021 に Australia で運用された Floater type の掘削リグの Day Rate は、209-260kUSD のレベルにある。

SPE191315 の Case 1 に示された単純な P&A 作業 (Riser less で Wireline Unit を使用して行う作業) に必要な日数は、Floater 型の掘削リグで 19.7 日、本船では 15.2 日と想定されるので、P&A の作業費用は、本船で 3.0mil USD、Floater 型掘削リグで 4.1~5.1milUSD のレベルとなり、本船は、掘削リグに比べ十分な経済優位性を有する。

SPE191315 の CASE2 に示された少し複雑な P&A 作業 (Tubing Cut, CBL, Cement Plug などを Drill Pipe を使用して行う) に必要な日数は、Floater 型掘削リグで 20.2 日、本船では 20.4 日と想定されるので、P&A の作業費用は、本船で 4.1mil USD、Floater 型掘削リグで 4.2~5.3milUSD のレベルとなり、稼働ケースによっては、掘削リグと比較した本船の経済優位性は微妙なレベルとなる。

一方、Norshore Atlantic 方式による P&A 作業 (Riser less で RMR と SSBOP を用いて廃坑作業を行う) とした場合、本船の Day Rate は 190kUSD となり、Floater 型掘削リグの Day Rate (Australia で 209-260kUSD) に比べ、20-70kUSD/day のコスト低減効果が期待でき、経済優位性を有する。

(3) Workover における経済優位性

7.7 章に示したように、Workover 作業に見合う本船のデイレートは 200kUSD 以上である。一方、表 7.1 に示すように、Australia で運用された Floater type の掘削リグのデイレートは 209-260kUSD であることから、掘削リグと比較してデイレートで 9~60kUSD のコスト削減効果となり、経済優位性は低い。

7.9 まとめ

本船の場合、Workover設備（LWRP SystemやLubricator System）を装備しない場合には、事業成立性が見込めるデイレートが170-190kUSDのレベルとなり、Workover設備を必要としないTop Hole掘削や廃坑作業（Norshore Atlantic方式：RMRとSSBOPを用いたRiser Less P&A）を対象に運用する場合には、Australiaなどで運用されているFloater型掘削リグのデイレート（209-260kUSD）と比べコスト削減効果が期待でき、経済優位性を有することが分かった。なお、Norshore Atlantic方式のP&A作業については、技術的成立性がまだ確認できていたため、今後、技術的成立性の調査・検討が必要となる。

一方、Workover作業を対象に加えて運用する場合には、事業成立性が見込めるデイレートが200kUSDのレベルとなり、掘削リグのデイレートが低いレベルにある現状では、本船の経済優位性は低いことが判った。

8. 海域作業実例調査(日本海洋掘削株式会社)

8.1 概要

稼働候補海域での想定作業実施例の調査として下記の調査を行った。

- 本邦石油会社の想定作業実施例の調査
- SPE185891における想定作業実施例の調査
- 坑内ツールStringhold® Barricadeの調査
- Decommissioning & Abandonment Virtual 2020の調査

8.2 本邦石油会社の想定作業実施例の調査

国内の石油開発会社に本船の仕様と適用性等を説明し、意見交換を実施した。意見交換した石油開発会社は以下の通りである。

- 伊藤忠石油開発株式会社(CIECO)
- 日本 CCS 調査株式会社(日本 CCS)
- 国際石油開発帝石株式会社(INPEX)

CIECO との意見交換

- CIECOは北海のP&Aの案件で、Riglessのスタディを行った経験を有する。そのため、RiglessによるP&Aについては厳しい意見を持っていた。
- RLWIベッセルとMODUによるP&Aの分業により経済的優位性が得られるとの指摘があった。

日本CCSとの意見交換

- RMRを用いたRiserless掘削により、Tophole掘削だけではなく、CCS坑井の掘削仕上げを行うことが出来ることを説明し、理解を得た。
- 枯渇した油ガス田へのCCS坑井の適用の場合は、諸々のトラブルの発生が想定されることから、掘削ライザーを用いた方が良いとの指摘があった。

INPEX との意見交換

- Riserless での P&A ということ、泥水循環時には SSBOP の BOP を Close して Choke / Kill line が用いられる場合、Choke / Kill line plug が Operational risk となるとの指摘があった。
- Vertical Xmas Tree に対して、SSBOP を使うのは難しいと思われる。SSBOP の重量が問題となると思われる。従って、このサブシーシステムは、Horizontal Tree のみに対応できるシステムと思われるとの指摘があった。
- SSBOP を使用した場合、Production Tubing を perforate し A-annulus cleaning を行う際に、既存の坑内のフルイドの戻りルートがないのではないかと指摘があった。
- SPE191315 の Case2 では、レザバへのセメントプラグをせずにチュービング回収をしているが、安全の問題はないのか？バリアは十分に確保されているのか？との指摘があった。

- 改修作業で Tubing を交換する場合は、掘削ライザー無しでは難しいと思われるとの指摘があった。
- EDP/WCP を除いた Lubricator と SSBOP の組合せでは、どんなケースの P&A 作業も行うことは難しい。一般的な Riserless Workover システムや Riserbased Workover システムを備えた、作業船も十分な需要があるのではないか？との指摘があった。
- INPEX から課題を出すので、ケーススタディーとして検討して欲しいとの提案があった。

なお、SPE191315 の資料に記載された Riser Less P&A Operation の Case3 (Vertical Xmas 使用) では、Vertical Xmas 回収前の作業は Riserless Workover システム (Lubricator/ EDP/WCP) を用いて行い、Vertical Xmas 回収後の作業は SSD 他を用いて行っている。従って、INPEX 殿の指摘のように、本船のサブシーシステムである、EDP/WCP を除いた Lubricator と SSBOP の組合せは、Horizontal Tree のみに対応できるシステムと思われる。

8.3 SPE185891 における想定作業実施例の調査

CIECO との意見交換において、RLWI ベッセルと MODU による P&A の分業により経済的優位性が得られるとの指摘があったことから、SPE185891 における RLWI ベッセルと MODU による P&A の分業の実施例を調査した。

Troll Osberg Gas Injection (TOGI)

Troll フィールドは、ノルウェー沖から 80km の距離にあり、水深は 300m から 355m である。TOGI は 6 坑井からなるサブシー施設であり、5 坑井が設置され、ガス圧入に使われた。1991 年から 2002 年の間、Troll フィールドで生産されたガスは 48km 離れた Osberg フィールドで圧入された。

2011 年に、RLWI ベッセルにより Pre-P&A が行われた。その後、2012 年にセミサブリグによりデコミッションングとサブシーテンプレートの撤去が行われた。図 8-1 に P&A の全体像を示す。

RLWI ベッセルにより 5 坑井の Pre-P&A 作業を 70 日間で完了した。平均すると 1 坑井あたり平均 14 日間となるが、70 日間には 2 回の帰港が含まれていた。当初の計画での所要日数は 80 日間であった。

一方、セミサブリグによる Permanent P&A 作業は 120 日間で完了した。

セミサブリグの代わりに、RLWI ベッセルにより 5 坑井の Pre-P&A 作業を行ったが、その費用削減は 31.5mmUSD から 42mmUSD と推定され、それは 60% の費用削減効果に相当した。また、20% の時間削減効果があった。

Glitne フィールド

Glitne フィールドは、北海ノルウェーにあり、水深は 110m である。Glitne フィールドは 6 坑の油生産井と 1 坑の水圧入井から構成された。2001 年に生産開始し、2013 年に生産停止した。P&A は 2013 年に開始され 2015 年に完了した。図 8-2 に P&A の全体像を示す。

RLWI ベッセルにより 7 坑井の Pre-P&A 作業(#1)を 40 日間で完了し、RLWI ベッセルにより 7 坑井の Pre-P&A 作業(#2)を 18 日間で完了し、合計では 58 日間で完了した。平均すると 1 坑井あたり平均 8.3 日間であった。当初の計画での所要日数は 142 日間であった。

一方、セミサブリグによる Permanent P&A 作業は 85 日間で完了した。

セミサブリグの代わりに、RLWI ベッセルにより 7 坑井の Pre-P&A 作業を行ったが、その費用削減は 27mmUSD から 36mmUSD と推定され、それは 60% の費用削減効果に相当した。また、20% の時間削減効果があった。

また、2011 年の TOGI フィールドでの Pre-P&A 作業と 2013 年/2015 年の Glitne フィールドでの Pre-P&A 作業を比べると、坑井当たりの平均所要時間が 14 日間から 8.3 日間へと 40% 削減された。その要因は以下の通りであった。図 8-3 に Pre-P&A 作業(#1)と Pre-P&A 作業(#2)を示す。

- ✓ Glitne フィールドでは PCH (Pressure Control Head) の降下回収作業をガイドラインレスで行った。1 回の降下回収作業における時間削減効果は 2 時間であった。

- ✓ WCP の設置後のテスト項目を再検討し削減した。この結果 1 坑井当たり 10~36 時間の削減効果があった。
- ✓ 7 坑井の Pre-P&A 作業を行う際に、WCP の回収せずに行った。WCP を Xmas の 4m 上に位置にリフト下状態でキープして坑井間を移動した。この結果 1 坑井当たり 6~12 時間の削減効果があった。

SPE185891におけるRLWIベッセルによるP&A作業のまとめ

RLWIベッセルによりP&Aの全ての作業を行うことはできない(例えば、セメントバリアが不十分な場合のミリング作業やケーシングの回収作業ができない)が、以下の場合を含めてRLWIベッセルが適用性は高いと考えられる。

- ✓ チュービングに沿わせたケーブルやコントロールラインの撤去
- ✓ セメント評価

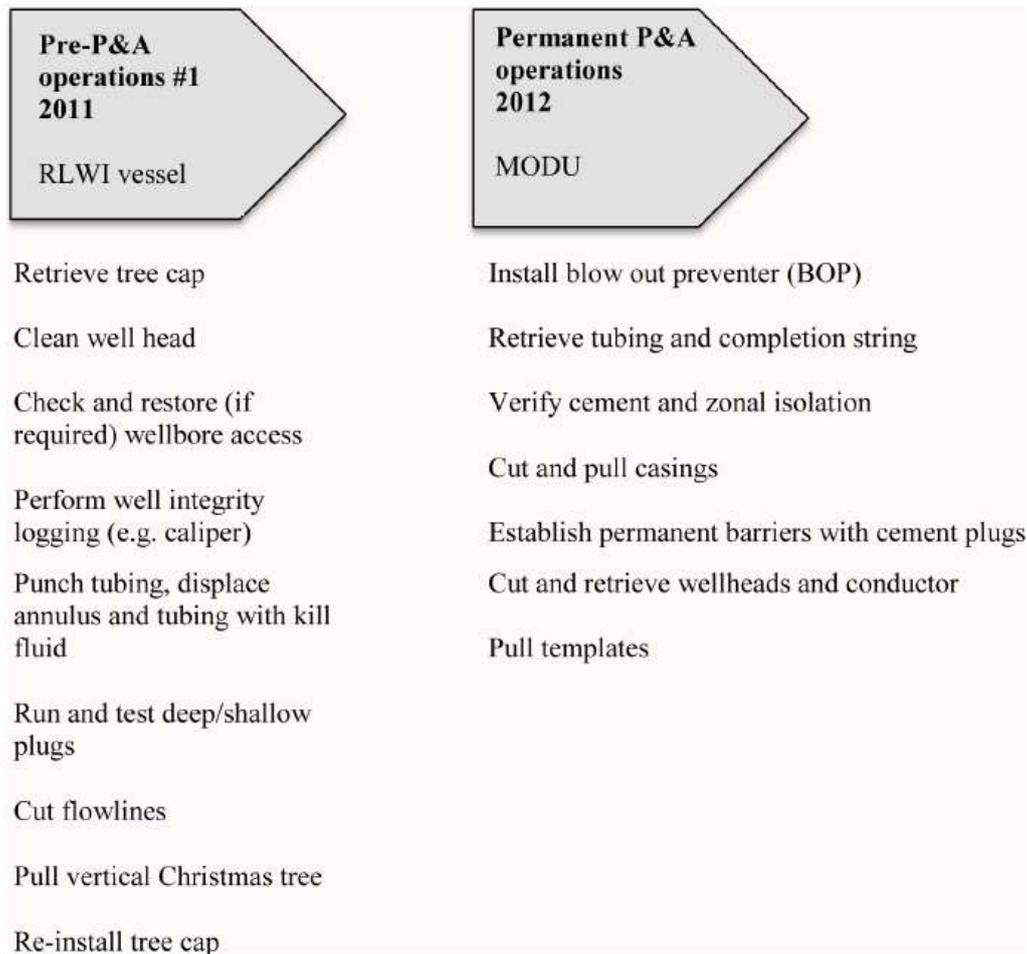


図 8-1 TOGI における P&A 作業の全体像(出典 : SPE185891)

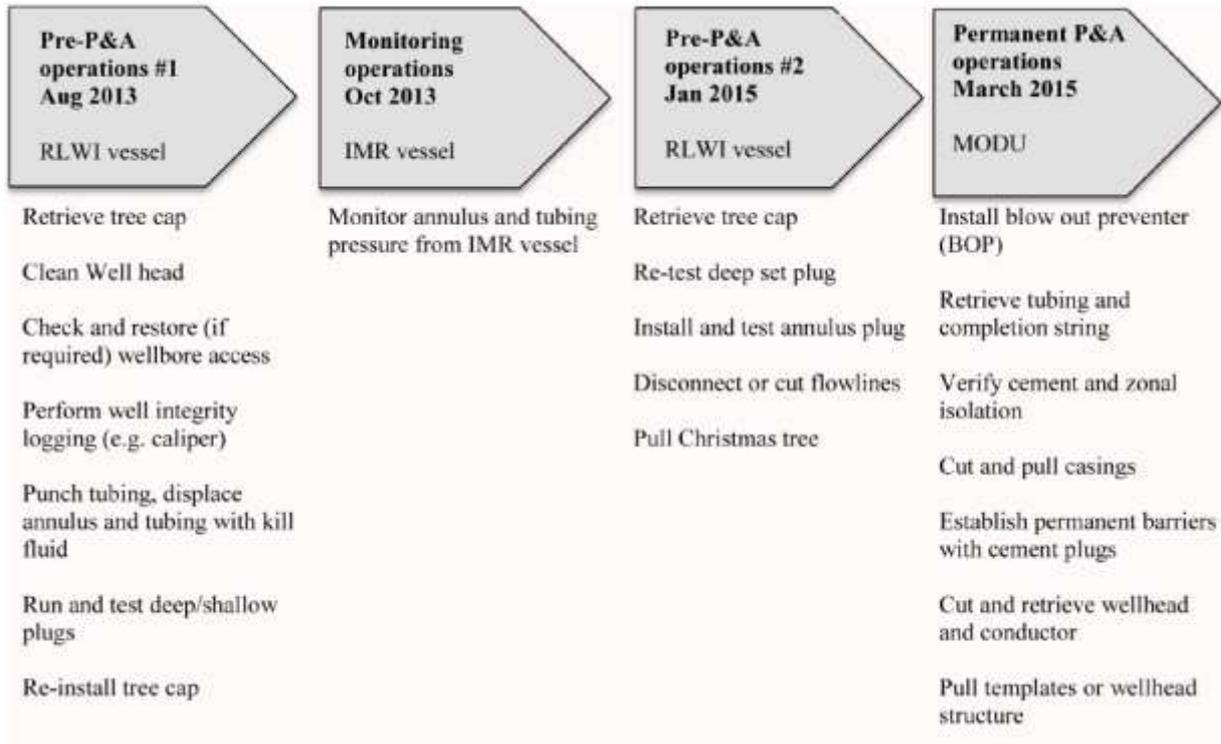


図 8-2 Glitne フィールドにおける P&A 作業の全体像 (出典 : SPE185891)

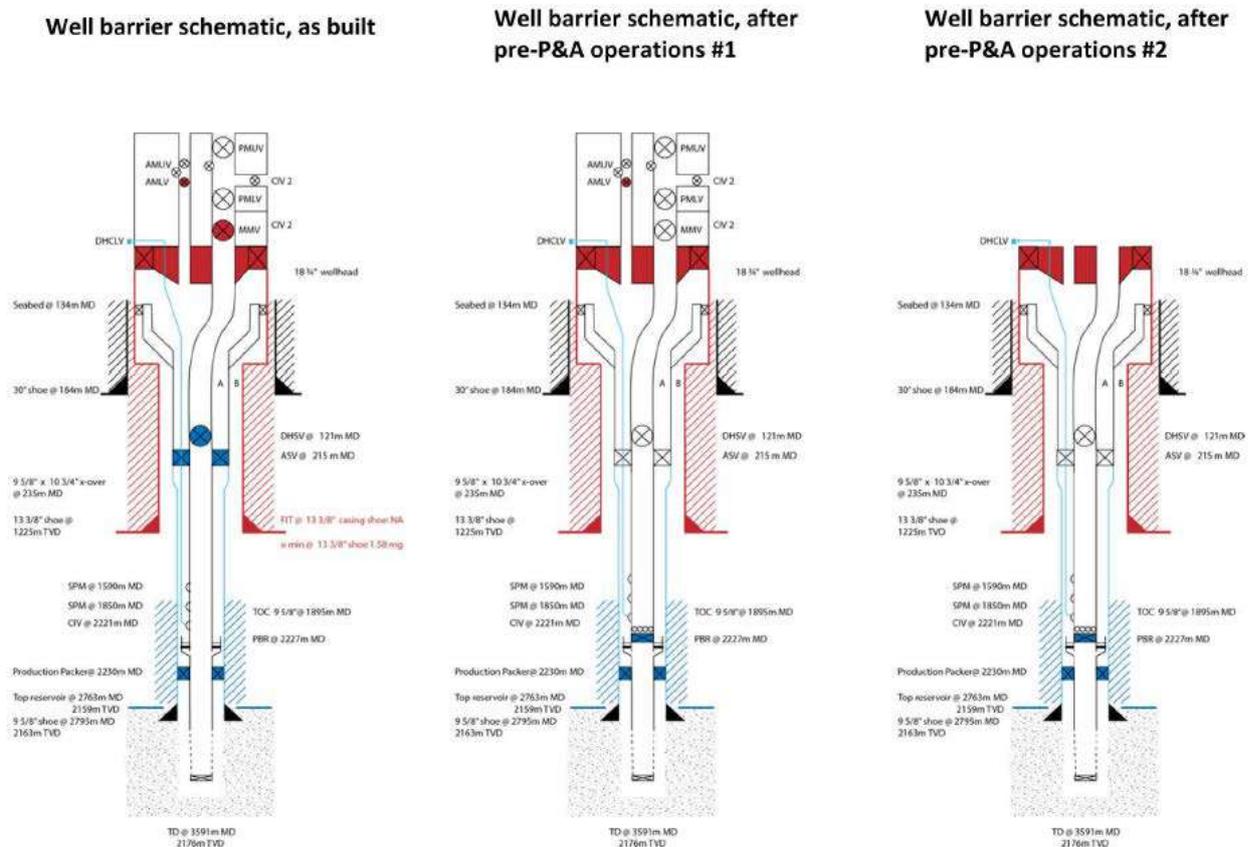


図 8-3 Pre-P&A 作業(#1)および Pre-P&A 作業(#2) (出典 : SPE185891)

8.4 坑内ツール Stronghold® Barricade の調査

Archer 社の Stronghold® Barricade は、パーフォレーション、坑内洗浄、セメンチングを行うことが出来る坑内ツールスである（参照）。

この坑内ツールを適用することにより、P&A 作業のミリングを代替することが出来るので、本船のみにより P&A 作業を完了することが出来るようになると考えられる。



図 8-4 Stronghold® Barricade を用いたパーフォレーション、坑内洗浄、セメンチング作業

(出典:Archer 社ホームページ)

8.5 Decommissioning & Abandonment Virtual 2020 の調査

2020年8月25日に開催された、Decommissioning & Abandonment Virtual 2020において、Decommissioningの動向を調査した。

図 8-5 に Development と Decommissioning 等の額と割合を、図 8-6 に UK における Decommissioning の種類を示した。また、図 8-7 に図 2020 年、2021 年、2022 年における Decommissioning の見通しを、図 8-8 に Decommissioning の国別見通しを示した。

図 8-5 および図 8-7 から判るように、2016 年から油ガス田開発は低調であるが、Decommissioning の活動はそれなりの割合で継続されており、また今年 COVID-19 の影響があり油ガス田開発の活動は低調であったが、2022 年から油ガス田開発の活動が復調すると予想されている。

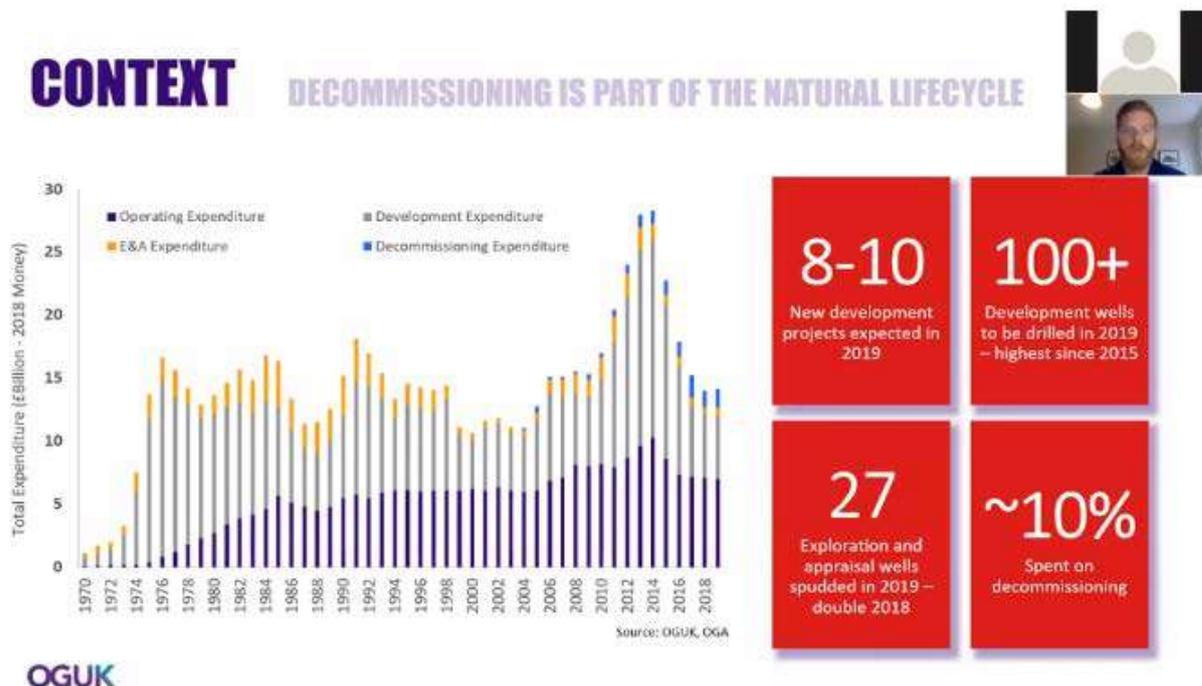


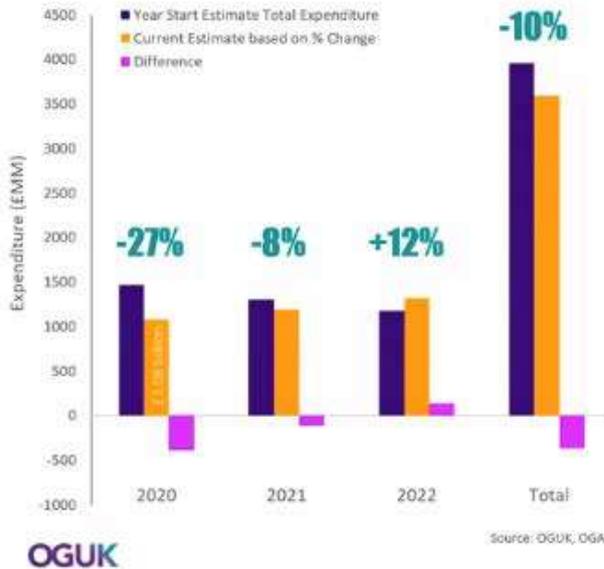
図 8-5:開発、Decommissioning等の額と割合
(出典:Decommissioning & Abandonment Virtual 2020)



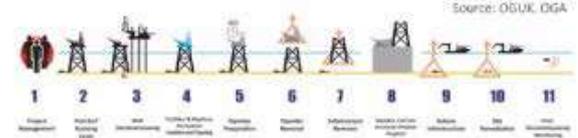
図 8-6:UK における Decommissioning の種類
(出典:Decommissioning & Abandonment Virtual 2020)

INSIGHT

COVID / COMMODITY IMPACTS ON DECOMMISSIONING



Year	Year start estimate (EMM)	Current Estimate (EMM)	(EMM)
2020	1469	1080	-389
2021	1306	1197	-109
2022	1179	1318	+139
TOTAL	3955	3589	-366



WBS Element	2020	2021	2022
3. Wells	-35%	-23%	-13%
6 & 7. Removals	-25%	0	+125%
9. Subsea	-65%	31%	+125%

Source: OGUK, OGA

図 4-7:2020 年、2021 年、2022 年における Decommissioning の見通し
(出典:Decommissioning & Abandonment Virtual 2020)

DECOMMISSIONING

DOMESTIC – REGIONAL – GLOB

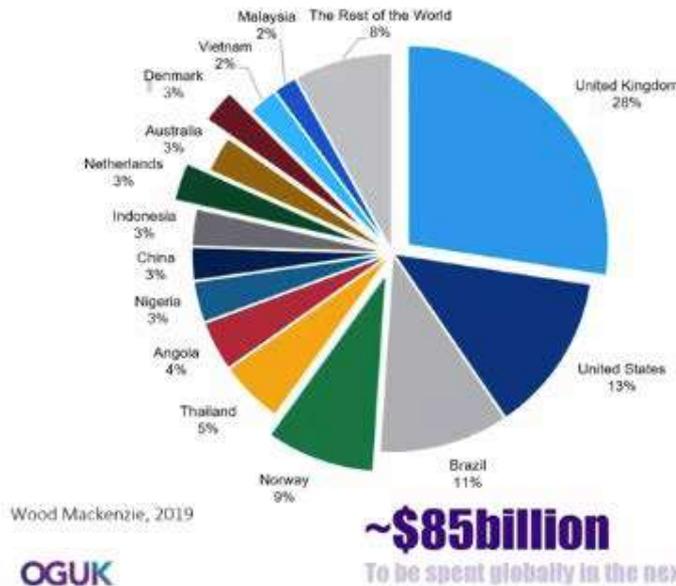


図 4-8:Decommissioning の国別見通し
(出典:Decommissioning & Abandonment Virtual 2020)

9. 海域作業ケーススタディー（ JMU and JDC ）

開発コンセプト(小型海洋掘削作業船)の海域での各種作業への適用性をケーススタディーの形で検討するとともに、掘削リグを用いた作業と比較した優位性/技術課題を評価・分析した。

ケーススタディーは、以下の海域作業毎に検討対象とする坑井モデルを仮定し、開発コンセプトを用いた作業内容・手順を Sequential に検討する形で実施した。

- 1) Top Hole Drilling
- 2) Riser Less Plug and Abandon
- 3) CCS Injection Well Drilling
- 4) Methane Hydrate Production Well Drilling
- 5) Methane Hydrate Well Production Test
- 6) Riser Based Light Workover
- 7) Riser Less Light Workover

9.1 Top Hole Drilling

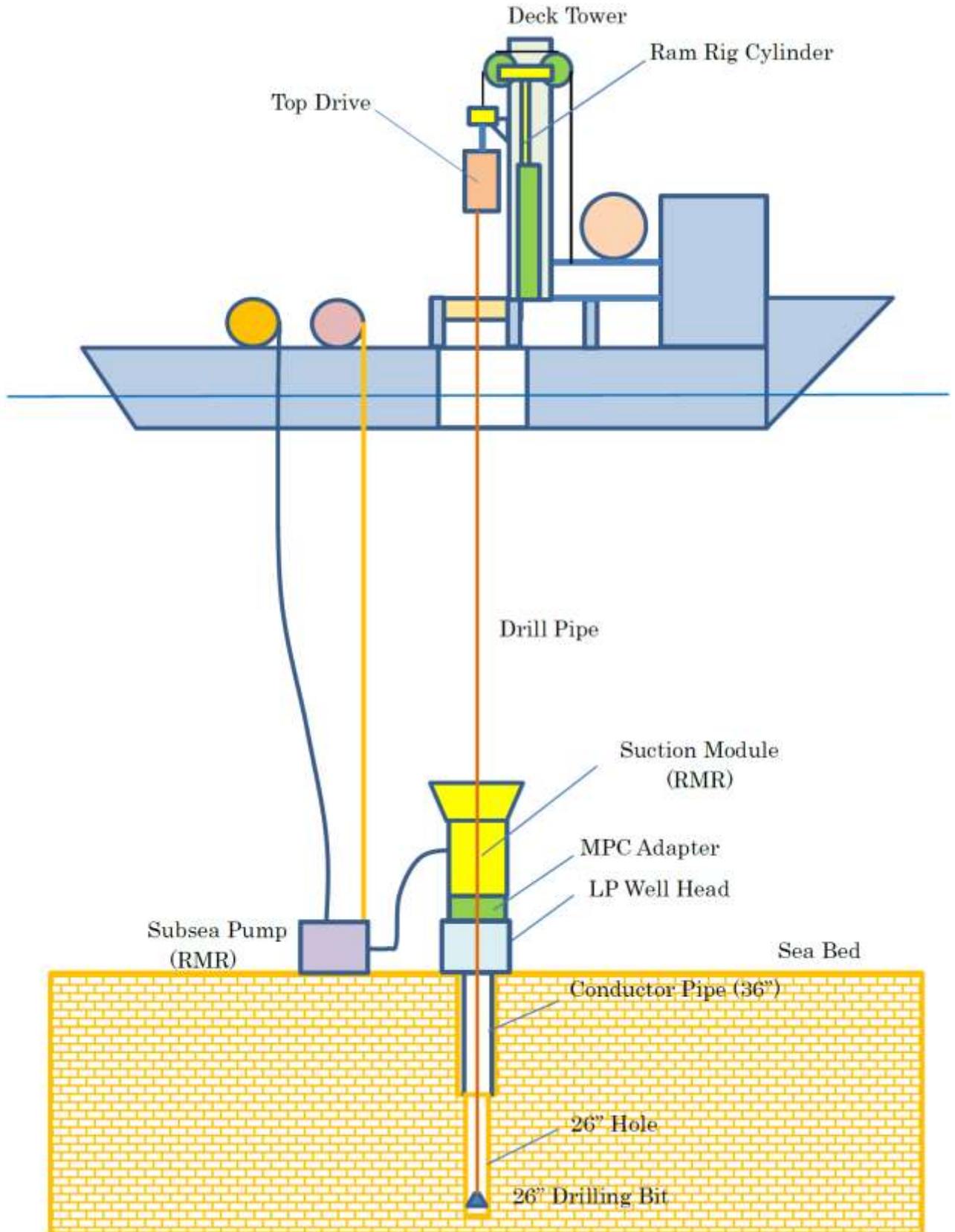
坑井遮断設備を海底に設置する前に、ライザー無しで掘削を行う Top Hole Drilling を対象として、開発コンセプトを適用した場合の作業内容・手順を Sequential に検討した。

想定水深は 400m とし、Conductor (36”), Surface CSG (20”) と Well Head の設置までを行う想定。

なお Surface CSG (20”)設置用の 26” hole の掘削と Surface CSG 設置、セメント打設までの作業は、RMR (Riser Less Mud Recovery System) を用いて、泥水を循環して行うこととした。これにより、掘り屑の回収が可能になるとともに、shallow gas が出た場合でも坑井内の安定化制御が可能である。

下記に作業手順を示す。

Job No.	Description	
Top Hole Drilling		
1	Drilling 42” Hole	
2	Install 36” Conductor with LP Well Head	
3	Install RMR	
4	Drilling 26” Hole	
5	Install 20” Surface CSG with HP Well Head	
6	Cement Annulus outside Surface CSG	
7	Retrieve RMR	
8	Install Well Head Protection Structure (CAP)	



RMRを用いた Top Hole Drilling

9.2 Riser Less Plug and Abandon (P & A)

油ガスの生産能力が低下した海底仕上げ坑井の廃坑 (P & A) 作業を行う場合を対象に、開発コンセプトを適用した場合の作業内容・手順を Sequential に検討するとともに、所要作業時間を概略推定し、Floater 型掘削リグを使用した場合の所要作業時間と比較することで、開発コンセプト適用の優位性と技術課題を分析した。

本ケーススタディーは、対象とする海底仕上げ坑井として、水深 400m、坑井深度 (海底下) 1,500m を想定し、SPE 191315 Innovative Approaches for Full Subsea P&A - Create New Opportunities and Cost Benefits に記載された Riser Less の P&A 作業を参照しながら、下記の 2 ケースについて実施した。

- Case 1 Sufficient Well Data, Healthy Well (No Integrity Issues), Horizontal Xmas Tree used
- Case 2 Insufficient Well Data, No or Unusable Cement Bond Log, Horizontal Xmas Tree used

1) 開発コンセプトを適用した場合の作業の特徴

■ SSBOP による Riser Less P&A

- EDP/WCP の代わりに SSBOP (18-3/4" Bore, 10,000psi) を使用。SSBOP は Bore 径が大きく Tubing Hanger を通せるため、Tubing 回収前後に回収/再設置する必要がない。
- SSBOP に接続した Kill line, Choke line により Kick Control だけでなく、泥水の循環が可能。
- Emergency Disconnect Module (EDM) を用いて、SSBOP の Choke line, Kill line 及び Umbilical の緊急切離しが可能
- Lubricator, Pressure Control Head (PCH) を SSBOP の上に設置し、Riser Less で Wire Line Tool による Plug の回収/設置が可能



Subsea BOP (SSBOP)

18-3/4" Bore, 10,000psi

出典：インターネット画像



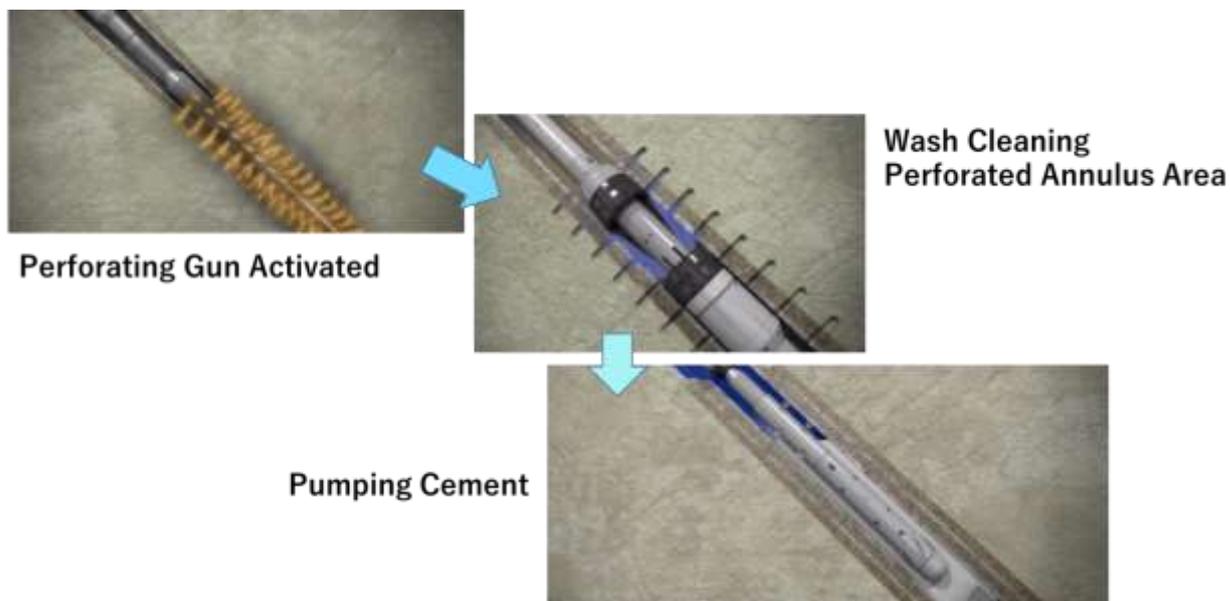
Emergency Disconnect Module (EDM)

出典：Aker Solution 社カタログ

- ✓ Hose, Umbilical をつないだまま海底に吊下ろす。
- ✓ 海底設置後、ROV を使って SSBOP との間を Hose 及び Umbilical で接続する。
- ✓ 緊急切離し時は EDM と Hose, Umbilical を切離す。

- RMR は使用しない
- PWC (Perforate, Wash, Cement) System Tool の適用
 - Cement Barrier 設置に伴う穿孔(Perforation), Wash, Cement の一連作業を連続的に実施することで、Barrier 設置作業を効率化・時間短縮

画像出典:Archer 社カタログ



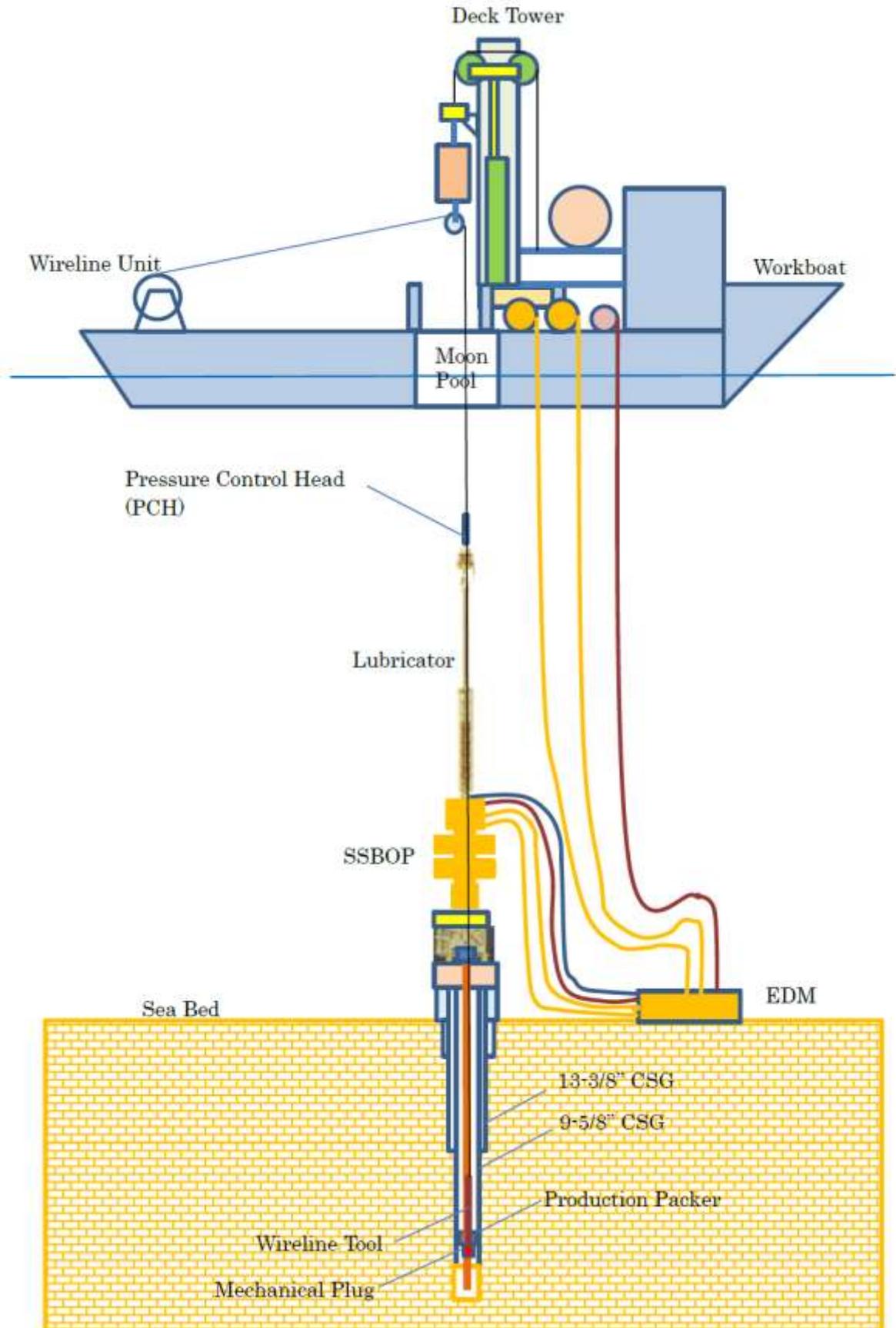
2) 想定作業手順

Case 1

Job No.	Description	
Phase 0 : Preparatory Phase		
1	Install SSBOP, EDM and Lubricator	
2	Pull and Retrieve Crown Plug	
3	Kill the Well (Bullheading) by Heavy Mud	
4	Set Mechanical Plug at Tubing Tail	
5	Retrieve Lubricator	
6	Perforate Tubing above Production Packer	
7	Circulate Annulus (outside Tubing) Clean	
Phase 1 : Reservoir Abandonment		
8	Pump and Squeeze Cement into Annulus and Main Bore	
9	Wait on Cement, Pressure Test	
10	Retrieve SSBOP	
11	Cut Tubing below Down Hole Safety Valve (DHSV)	
12	Retrieve Xmas Tree with Tubing (Top portion)	
Phase 2 : Intermediate Abandonment		
13	Set Mechanical Plug inside 9-5/8" Production CSG	
14	Re-install SSBOP on to Well Head	
15	Perforate 9-5/8" Production CSG above Mechanical Plug	
16	Clean Annulus behind 9-5/8" CSG	
17	Cement Annulus behind 9-5/8" CSG	
18	Wait on Cement, Pressure Test	
19	Perforate 13-3/8" CSG above Cement Plug	
20	Clean Annulus behind 13-3/8" CSG	
21	Cement Annulus behind 13-3/8" CSG	
22	Wait on Cement, Pressure Test	
23	Retrieve SSBOP and EDM	
Phase 3 : Wellhead and Conductor Removal		
24	Cut CSG and Conductor above Cement Plug	
25	Retrieve Wellhead with CSG (Top portion) and Conductor	

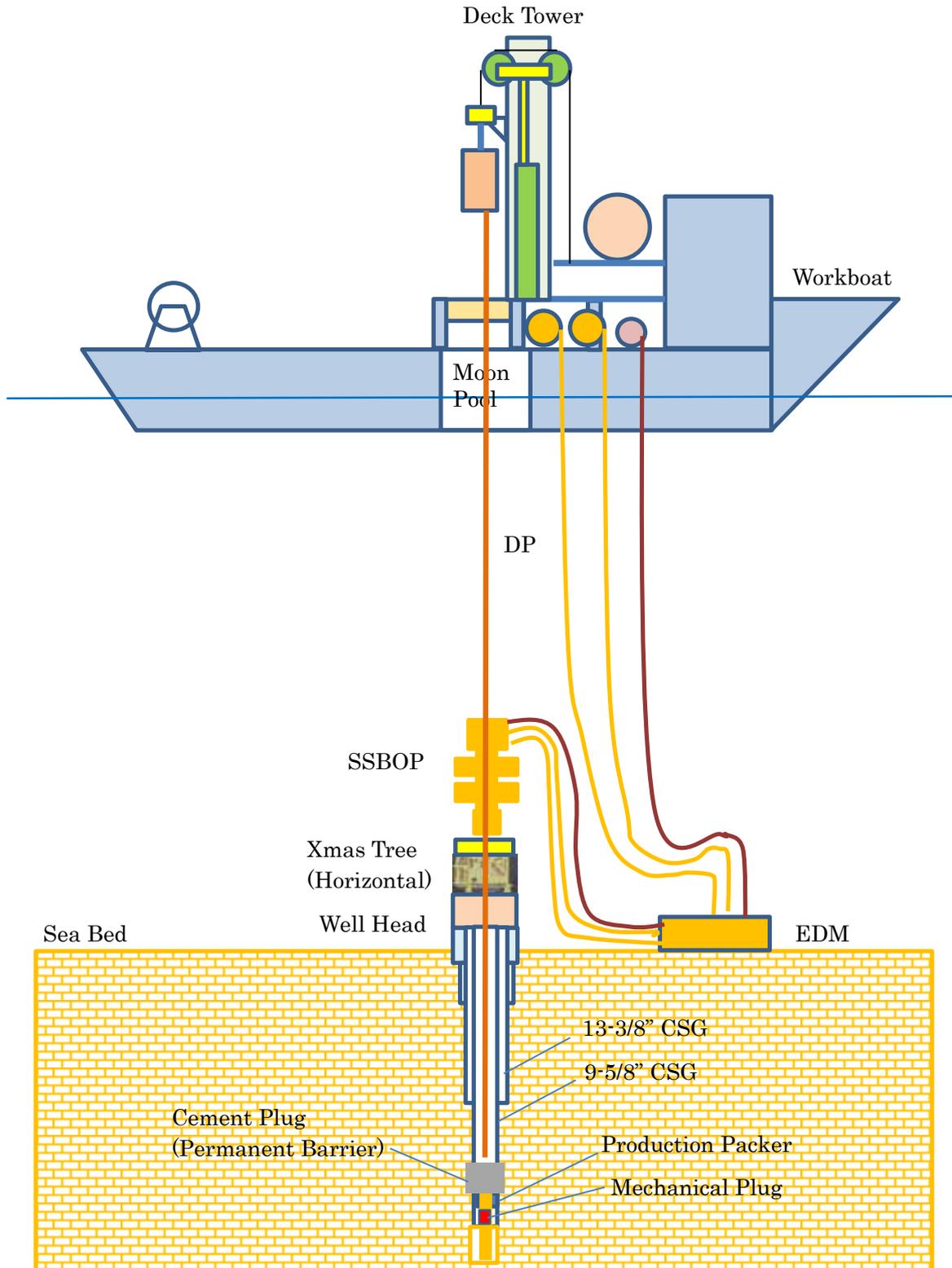
Case 2

Job No.	Description	
Phase 0 : Preparatory Phase		
1	Install SSBOP, EDM and Lubricator	
2	Pull and Retrieve Crown Plug	
3	Kill the Well (Bullheading) by Heavy Mud	
4	Set Mechanical Plug at Tubing Tail	
5	Retrieve Lubricator	
6	Perforate Tubing above Production Packer	
7	Circulate Annulus (outside Tubing) Clean	
Phase 1 : Reservoir Abandonment		
8	Cut Tubing above Production Packer	
9	Retrieve Tubing with Tubing Hanger	
10	Cement Bond Log of outside 9-5/8" Production CSG	
11	Perforate 9-5/8" Production CSG above Production Packer	
12	Clean Annulus behind 9-5/8" Production CSG	
13	Squeeze Cement into Production CSG and Outside Annulus	
14	Wait on Cement, Pressure Test	
Phase 2 : Intermediate Abandonment		
15	Set Mechanical Plug inside 9-5/8" Production CSG	
16	Perforate 9-5/8" Production CSG above Mechanical Plug	
17	Clean Annulus behind 9-5/8" CSG	
18	Cement Annulus behind 9-5/8" CSG	
19	Wait on Cement, Pressure Test	
20	Perforate 13-3/8" CSG above Cement Plug	
21	Clean Annulus behind 13-3/8" CSG	
22	Cement Annulus behind 13-3/8" CSG	
23	Wait on Cement, Pressure Test	
24	Retrieve SSBOP and EDM	
25	Retrieve Xmas Tree	
Phase 3 : Wellhead and Conductor Removal		
26	Cut CSG and Conductor above Cement Plug	
27	Retrieve Wellhead with CSG (Top portion) and Conductor	



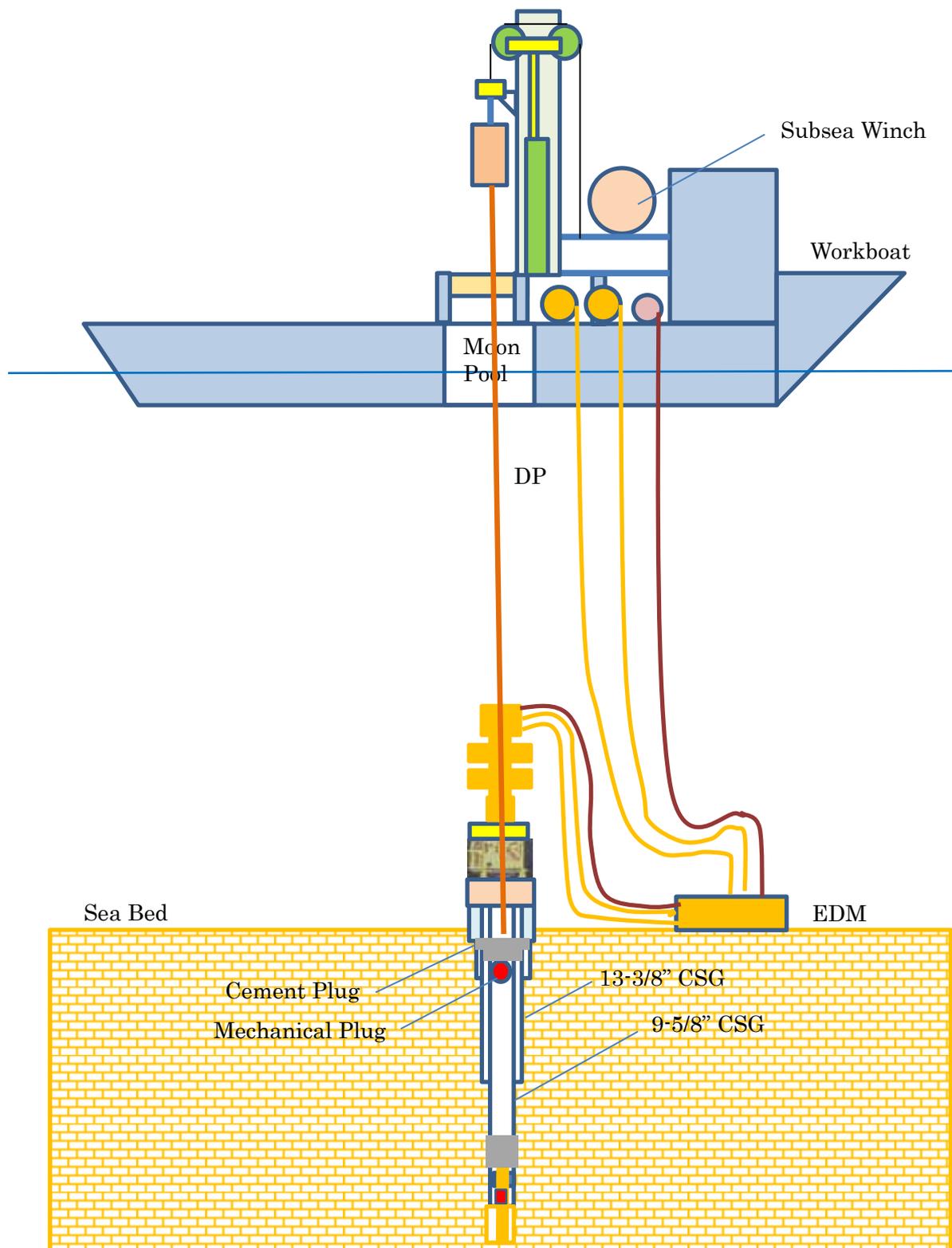
Phase 0

海底に SSBOP と Lubricator を設置し、Tubing 下端部に Mechanical Plug をセット

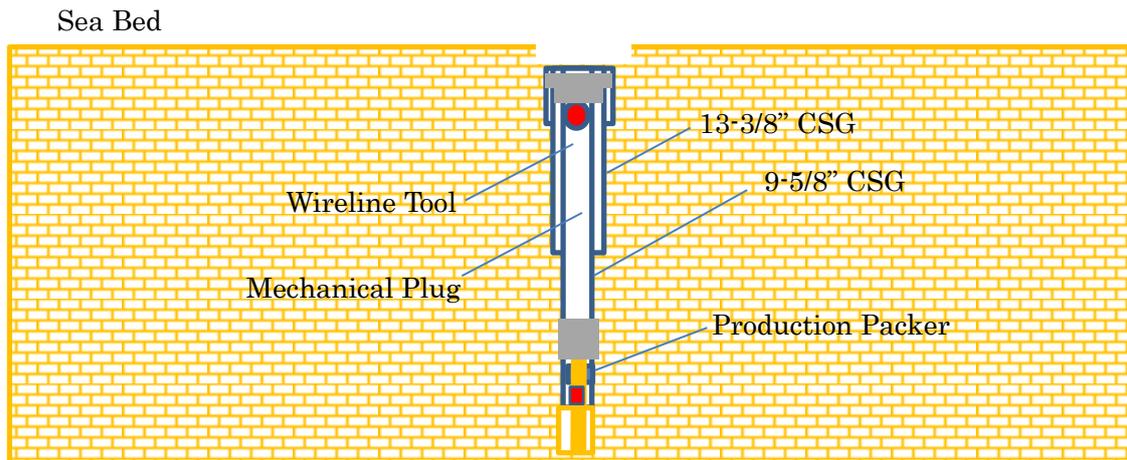
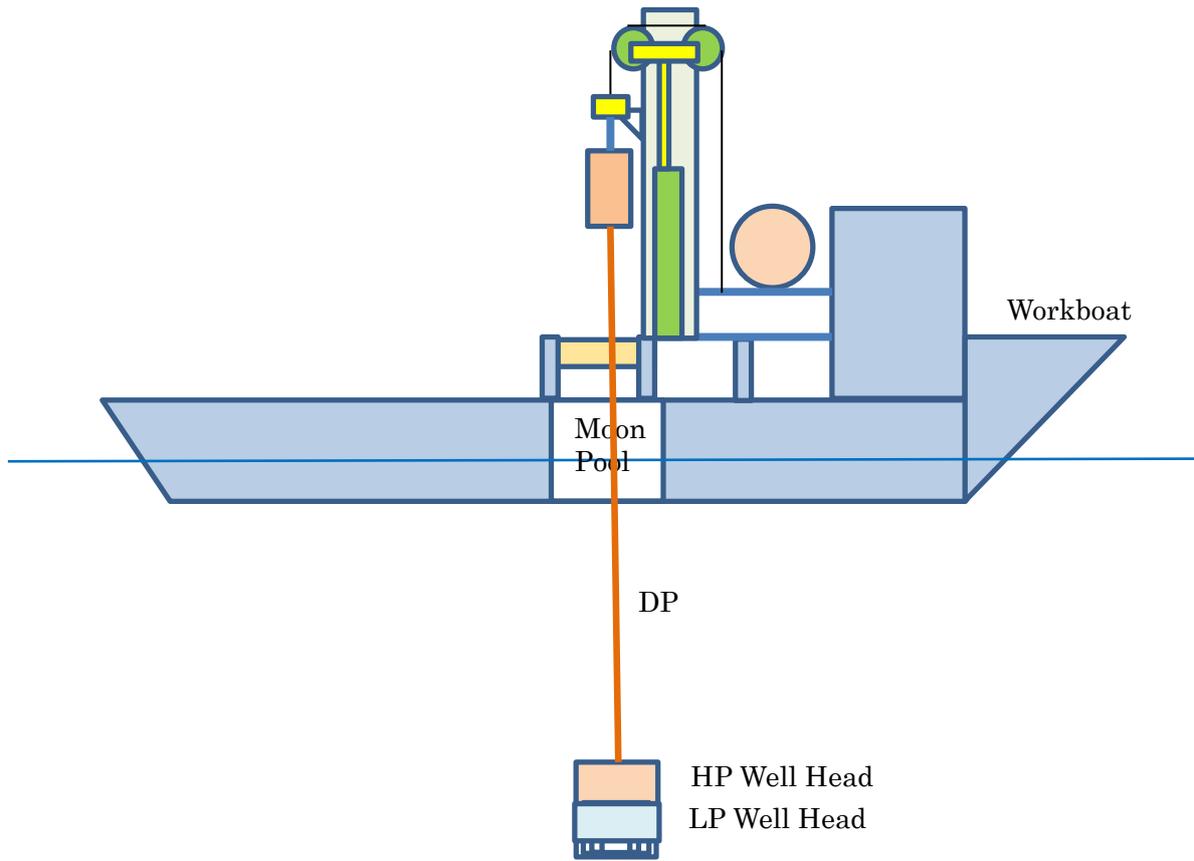


Phase 1

Production Packer 直上にセメント打設 (Permanent Barrier)



Phase 2
Casing の Top Portion にセメント打設 (Surface Barrier)



Phase 3

CSG 及び Conductor を Cut し、Wellhead と一緒に回収

3) 所要作業時間の推定

Case 1, Case 2 について、各作業 step の時間を概略推定するとともに、SPE 191315 に記載された RLWI (Riser Less Light Well Intervention Vessel)を使用した場合の作業時間及び Floater 型掘削リグを使用した場合の所要作業時間と比較した。

Case 1

Phase	Time Estimate (hr)		
	SPE 191315記載値		今回のCase Study
	RLWI	SSR	RLWI
Phase 0 Preparatory Phase	80	127	85
Phase 1 Reservoir Abandonment	73	134	71
Phase 2 Intermediate Abandonment	84	112	109
Phase 3 Wellhead and Conductor Removal	33	33	28
Total	270	406	293
	RLWI	Riser Less Light Well Intervention Vessel	
	SSR	Semi-submersible Rig	

Case 2

Phase	Time Estimate (hr)		
	SPE 191315記載値		今回のCase Study
	RLWI	SSR	RLWI
Phase 0 Preparatory Phase	115	113	85
Phase 1 Reservoir Abandonment	136	120	103
Phase 2 Intermediate Abandonment	112	111	119
Phase 3 Wellhead and Conductor Removal	23	33	28
Total	386	377	335
	RLWI	Riser Less Light Well Intervention Vessel	
	SSR	Semi-submersible Rig	

4) 検討結果まとめ

- 開発コンセプトを適用した廃坑作業の内容・手順をもとに所要作業時間を概略推定したところ、参考文献(SPE19135)に記述された RLWI (Riser Less Light Well Intervention Vessel)を用いた場合の所要作業時間と類似した結果が得られた
- Case 2 では、SPE 資料に記載された RLWI の所要時間に比べ、開発コンセプトを適用したケーススタディーでの所要時間がかなり短くなっているが、主な理由として以下の点が考えられる。
 - ① SPE では RMR 設備の使用を想定しているが、Case Study では使用しない想定のため、RMR の揚降にかかる時間分だけ作業時間が短縮されている。
 - ② SPE では Well Control 用として、WCP (Bore 径小,Tubing Hanger 通らない)と SSD の使用を想定しており、Tubing Hanger 回収の前後に WCP の撤去・再設置の作業が必要。一方、Case Study では Bore 径の大きい SSBOP (Tubing Hanger が通る)の使用を想定しており、Tubing Hanger 回収の前後に SSBOP を撤去・回収する必要がないため、その分だけ作業時間が短縮されている。
- 本コンセプト適用のケーススタディーで推定した作業時間は、Case 1、Case2ともに掘削リグによる廃坑作業時間より短くなっている。その主な理由は Riser Less で作業する点であり、Riser 揚降管作業が不要なため、その分だけ作業時間が短縮されている。
- 今回の検討では、船体動揺による作業待機時間を想定していないが、小型掘削作業船はセミサブ型などの Floater 型掘削リグに比べて波浪中で揺れやすいため、稼働海域・時期によっては、作業待機が発生する可能性がある。

9.3 CCS Injection Well Drilling

CO₂ を海底下に圧入貯留するための坑井の掘削を行う CCS Injection Well Drilling を対象に、開発コンセプトを適用した場合のケーススタディーとして、作業内容・手順を Sequential に検討した。

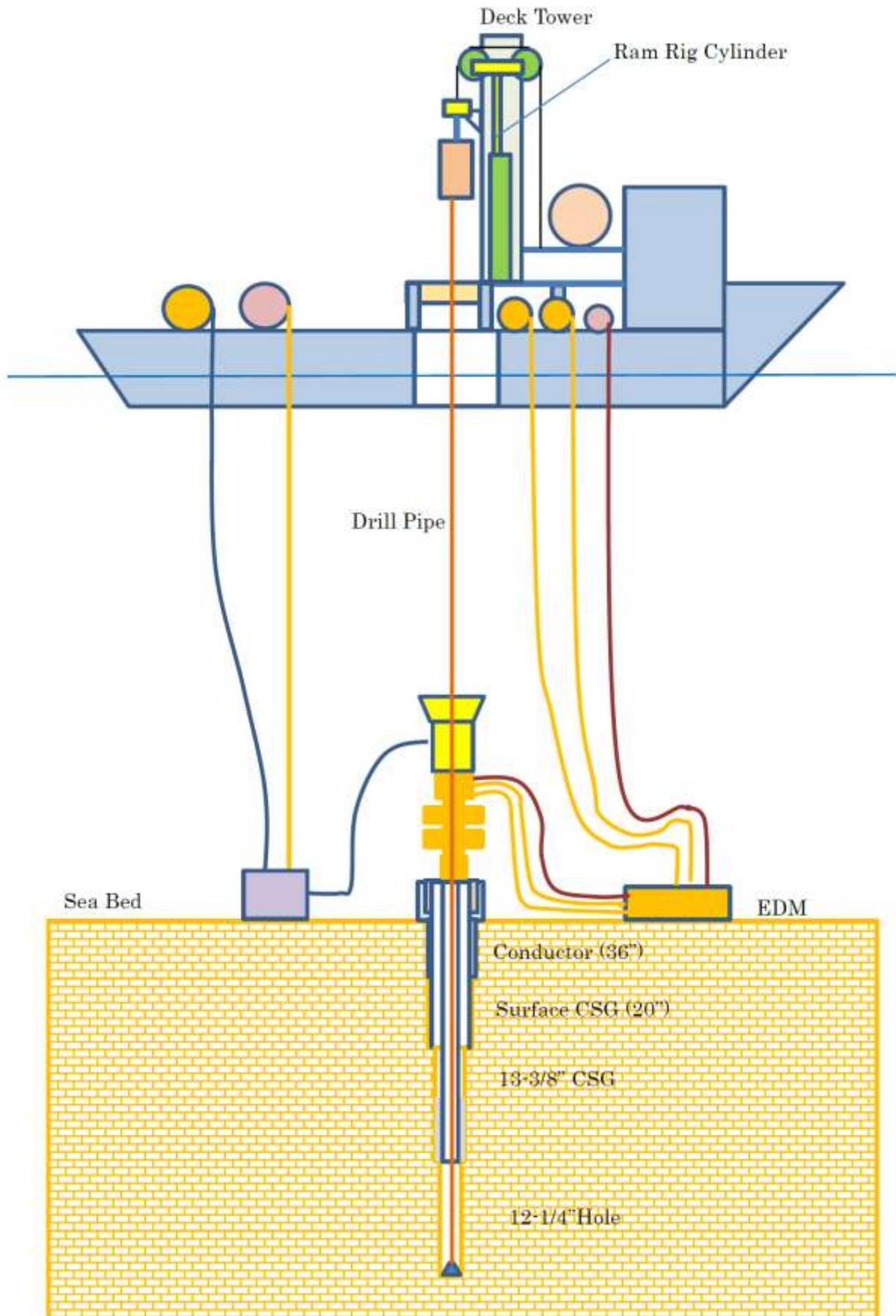
本ケーススタディーでは、水深 400m を想定した。

作業内容としては、まず RMR を用いた Top Hole 掘削と Well Head、Conductor (36”), Surface CSG (20”) の設置を行い、次に SSBPOP と RMR を海底に設置して Riser Less で掘削を進め、Intermediate CSG (13-3/8”), Production CSG (9-5/8”) を設置した後、坑井仕上げとして Xmas Tree と Production Tubing の設置までを行う想定とした。

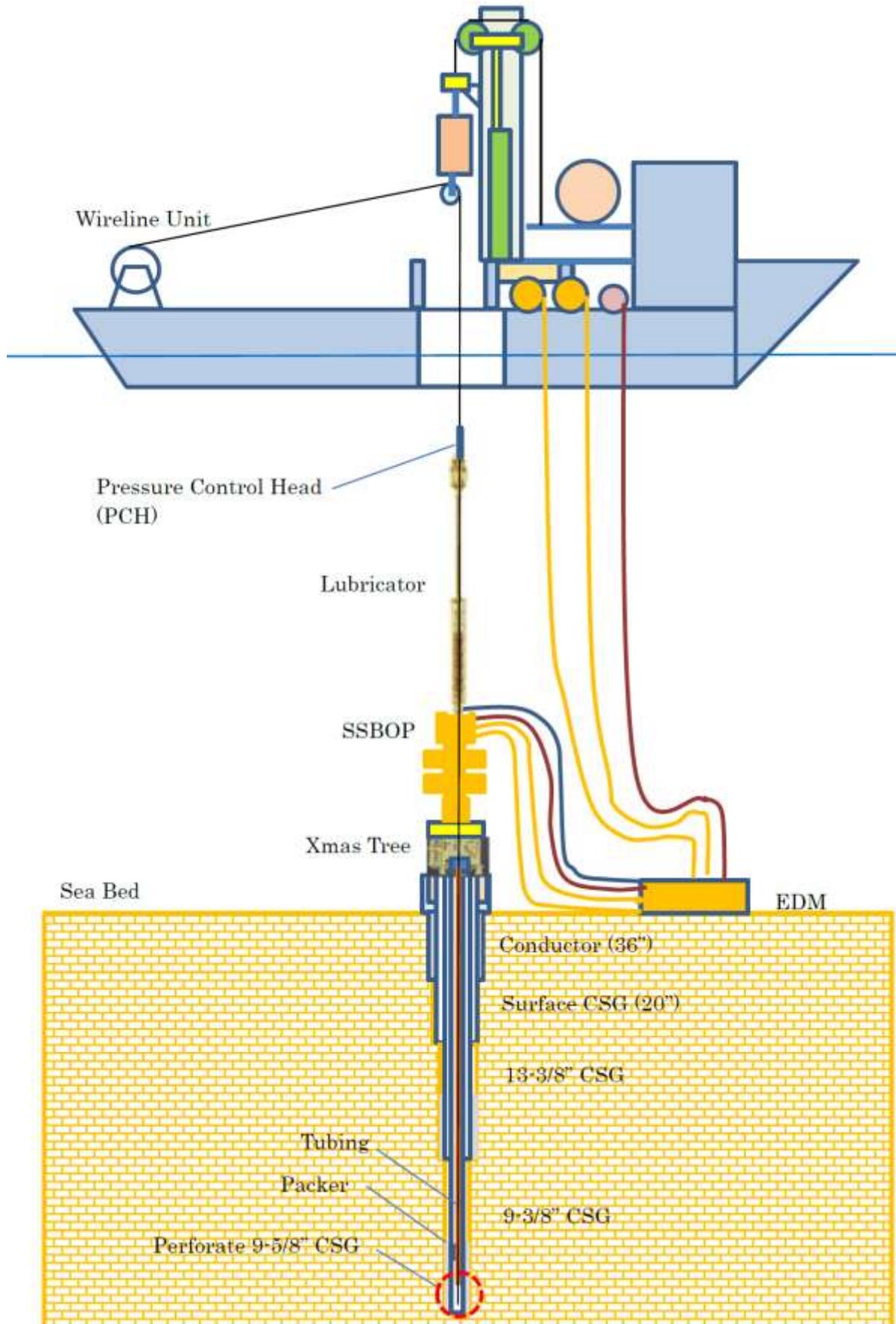
坑井掘削と仕上げまでを Riser Less で行うことで、掘削リグを用いた場合に比較して、低コストかつ効率的な掘削が可能になる。Riser Less でも、RMR と SSBOP を用いることで、坑井内の安定化制御は可能。

下記に作業手順を示す。

Job No.	Description	
Phase 0 : Top Hole Drilling		
1	Drilling 42” Hole	
2	Install 36” Conductor with LP Well Head	
3	Install RMR	
4	Drilling 26” Hole	
5	Install 20” Surface CSG with HP Well Head	
6	Cement Annulus outside Surface CSG	
7	Retrieve RMR	
Phase 1 : Riserless Drilling with SSBOP and RMR		
8	Install SSBOP and EDM	
9	Re-install RMR on to the SSBOP	
10	Drilling 17-1/2” Hole	
11	Install 13-3/8” CSG and Cementing	
12	Drilling 12-1/4” Hole	
13	Install 9-5/8” CSG and Cementing	
Phase 2 : Well Completion		
14	Retrieve RMR and SSBOP	
15	Install Xmas Tree on to the Well Head	
16	Re-install SSBOP on to the Xmas Tree	
17	Install Tubing with Packer	
18	Install Lubricator on to the SSBOP	
19	Perforate 9-5/8” CSG Tail	
20	Stabilize Well Pressure (Kill Well)	
Phase 3 : Plug set and Protection		
21	Set Crown Plug	
22	Retrieve Lubricator, SSBOP and EDM	
23	Install Well Head Protection Structure (CAP)	



SSBOPとRMRを用いた Riser Less 掘削



Wireline Tool を用いた坑井仕上げ



SSBOP と RMR の海底設置イメージ

出典： Enhanced Drilling 社プレゼン資料

- RMR Suction Module を SSBOP の上に設置し、ライザーレスで泥水循環を行う、
- SSBOP にはキルラインとチョークラインを接続し、坑井内の抑圧制御を行う。
- SSBOP のキルライン、チョークラインと遠隔制御用の Umbilical Line は EDM を経由して船体側のチョークキル設備と連結される。
- 緊急時(船体漂流)には、キルライン、チョークライン及び Umbilical を EDM から切り離す。

9.4 Methane Hydrate Production Well Drilling

Methane Hydrate の生産坑井の掘削作業を対象に、開発コンセプトを適用した場合のケーススタディーとして、作業内容・手順を Sequential に検討した。

本ケーススタディーでは、水深 1,000m、掘削深度（海底下）1,000m を想定した。

作業内容としては、まず Top Hole 掘削と Well Head、Conductor (36”)、Surface CSG (20”)の設置を行い、更に Riser Less で掘削を進め、Production CSG (9-5/8”）、Production Tubing の設置までを行う想定とした。

なお、Methane Hydrate の生産は減圧法を想定し、Production CSG の Bottom には、地層内の砂が坑井に流入するのを防ぐための Screen を装着する想定とした。

また、Methane Hydrate 貯留槽は深度が浅く（海底下 1,000m まで）、地層流体やガスが坑井内に流入する可能性は低いと思われるため、本ケーススタディーでは、掘削作業にはライザーも BOP も使用せずに行う想定とした。

掘削リグによりライザーと BOP を使用して掘削する場合に比較して、低コストかつ効率的な掘削が可能になる。

下記に作業手順を示す。

Job No.	Description	
Phase 0 : Top Hole Drilling		
1	Jetting Install 36” Conductor with LP Well Head	
2	Drilling 26” Hole	
3	Install 20” Surface CSG with HP Well Head	
4	Cement Annulus outside Surface CSG	
Phase 1 : Riser Less Drilling and Well Completion		
5	Drilling 12-1/4” Hole	
6	Install 9-5/8” CSG (Screen at Bottom)	
7	Install Tubing with Packer	
Phase 2 : Plug set and Protection		
8	Set Crown Plug	
9	Install Well Head Protection Structure (CAP)	

9.5 Methane Hydrate Well Production Test

Methane Hydrate の海洋産出試験を対象に、開発コンセプトを適用した場合のケーススタディーとして、作業内容・手順を Sequential に検討した。

本ケーススタディーでは、水深 1,000m、掘削深度（海底下）1,000m を想定した。

作業内容としては、まず、Methane Hydrate 生産坑井の掘削と同様に、Top Hole 掘削と Well Head、Conductor (36”)、Surface CSG (20”)の設置を行い、更に Riser Less で掘削を進め、Production CSG (9-5/8”)、Production Tubing の設置までを行う。

次に、産出試験用に Workover Riser、LWRP (EDP/WCP)と Electric Submerged Pump (ESP)を設置し、減圧法により取り出された Methane Gas を Workover Riser を経由して Riser 上端部の Surface Flow Tree から Well Test Unit に導き、産出試験を行う想定とした。

掘削リグより運用コストの低い小型掘削作業船を用いることで、低コストでの海洋産出試験が可能になる。

下記に作業手順を示す。

Job No.	Description	
Phase 0 : Top Hole Drilling		
1	Jetting Install 36” Conductor with LP Well Head	
2	Drilling 26” Hole	
3	Install 20” Surface CSG with HP Well Head	
4	Cement Annulus outside Surface CSG	
Phase 1 : Riser Less Drilling and Well Completion		
5	Drilling 12-1/4” Hole	
6	Install 9-5/8” CSG (Screen at bottom)	
7	Install Tubing with Packer	
Phase 2 : Production Test		
8	Running WO Riser and LWRP with ESP	
9	Install LWRP on to the Well Head	
10	Methane Hydrate Production Test	
Phase 3 : Plug set and Protection		
11	Retrieve WO Riser and LWRP with ESP	
12	Set Crown Plug	
13	Install Well Head Protection Structure (CAP)	

9.6 Workover

油ガスの生産能力が低下した海底仕上げ坑井の保守作業（Workover）を行う場合を対象に、開発コンセプトを適用した場合の作業内容・手順を Sequential に検討するとともに、所要作業時間を概略推定し、開発コンセプト適用の適用性を分析した。

本ケーススタディーは、対象とする海底仕上げ坑井として、水深 1,500m、坑井深度（海底下）1,500m を想定し、下記 2 ケースについて実施した。

- Riser Based Light Workover
- Riser Less Light Workover

1) 開発コンセプトを適用した場合の作業の特徴

Riser Based Light Workover

- LWRP と Workover Riser を使用
- Coiled Tubing による坑井内洗浄（Debris 除去）

Riser Less Light Workover

- LWRP と Lubricator を使用
- DP String による坑井内洗浄（Debris 除去）

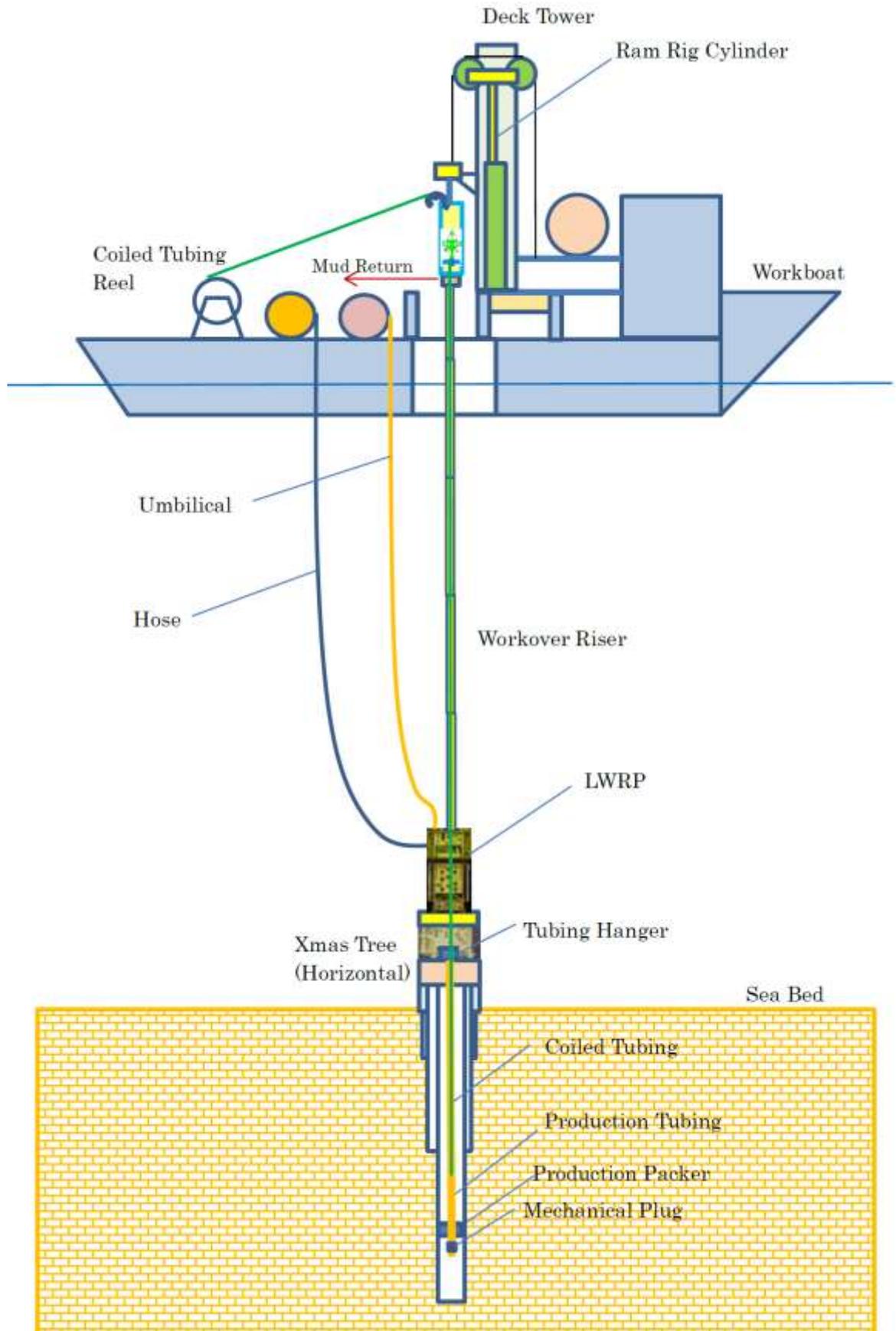
2) 想定作業手順

Riser Based Light Workover

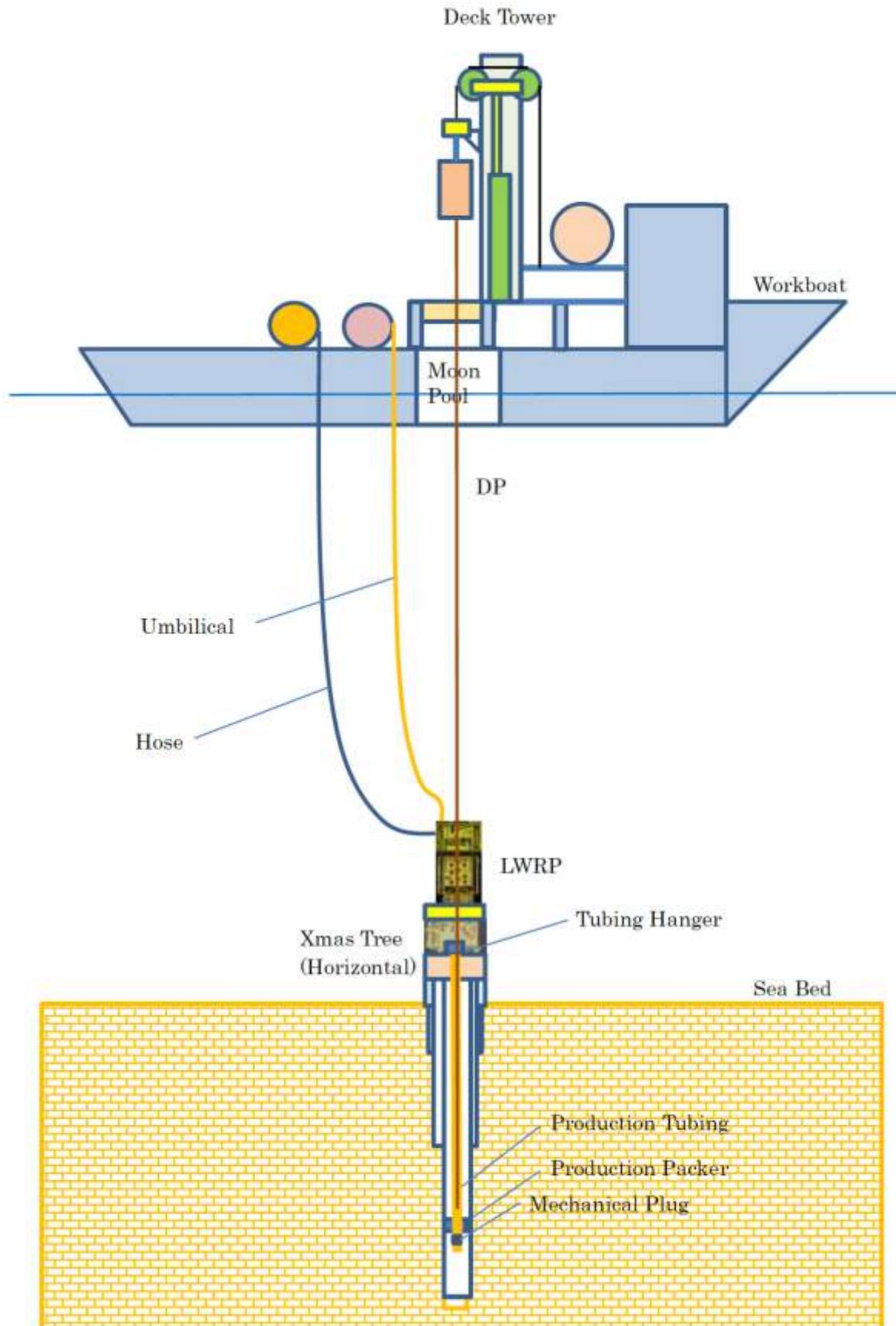
Job No.	Description	
Phase 0 : Preparatory Phase		
1	Install LWRP and Workover Riser	
2	Pull and Retrieve Crown Plug	
3	Kill the Well (Bullheading) by Heavy Mud	
4	Well Logging	
5	Set Mechanical Plug at Tubing Tail	
Phase 1 : Workover		
6	Install Coiled Tubing Lifting Frame	
7	Cleaning inside Production Tubing by Coiled Tubing	Remove debris
8	Retrieve Coiled Tubing Lifting Frame	
9	Pull and Retrieve Mechanical Plug at Tubing Tail	
Phase 2 : Plug Well		
10	Re-install Crown Plug	
11	Pull and Retrieve LWRP and Work Over Riser	

Riser Less Light Workover

Job No.	Description	
Phase 0 : Preparatory Phase		
1	Install LWRP and Lubricator	
2	Pull and Retrieve Crown Plug	
3	Kill the Well (Bullheading) by Heavy Mud	
4	Well Logging	
5	Set Mechanical Plug at Tubing Tail	
6	Retrieve Lubricator	
Phase 1 : Workover		
7	Cleaning inside Production Tubing by DP String	Remove debris
8	Re-install Lubricator	
9	Pull and Retrieve Mechanical Plug at Tubing Tail	
Phase 2 : Plug Well		
10	Re-install Crown Plug	
11	Pull and Retrieve Lubricator	
12	Pull and Retrieve LWRP	



Riser Based Light Workover : Coiled Tubing による坑井内洗浄 (Debris 除去)



Riser Less Light Workover : DP String による坑井内洗浄 (Debris 除去)

10. サブシー設備仕様調査

10.1 Subsea BOP (SSBOP)

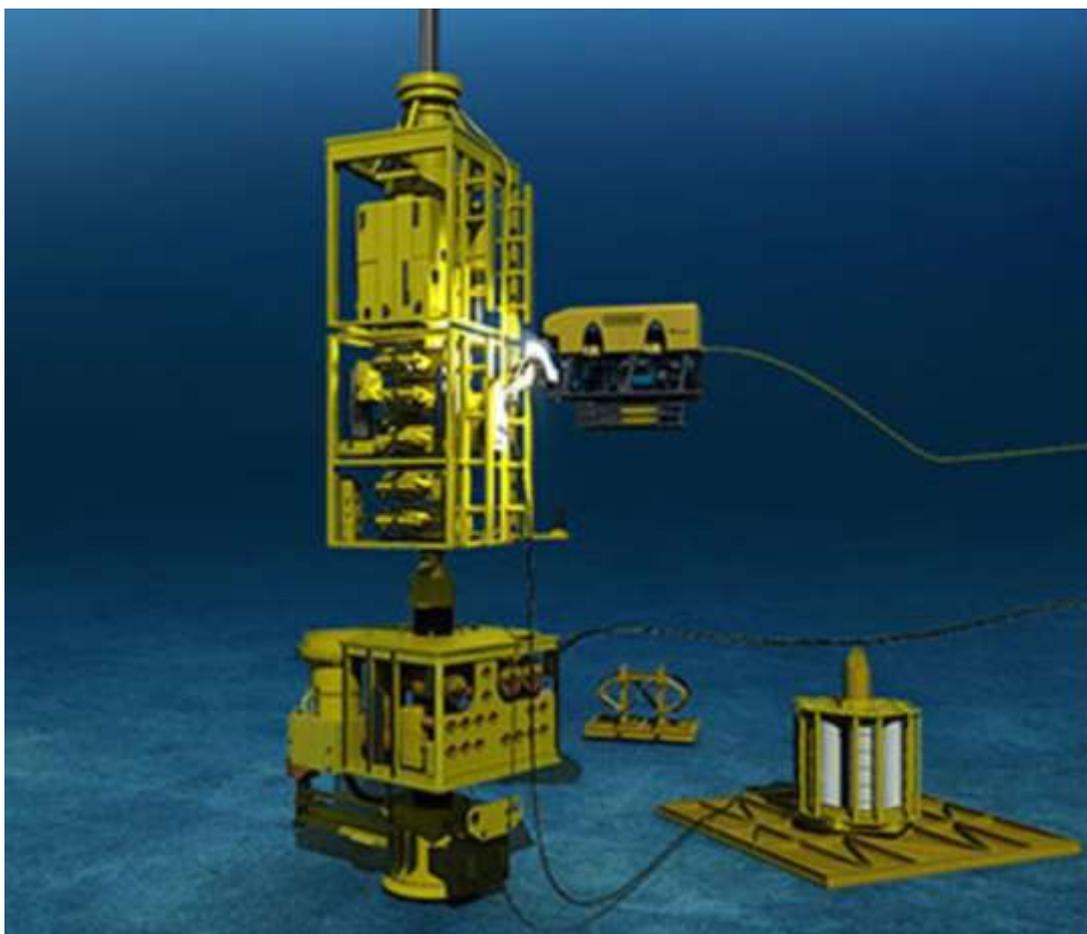
海底坑井の廃坑 (P&A) 時などに海底の Xmas Tree 上に設置し、船上から Kill Line 経由で重泥水を坑井内へ送って抑圧するなど、Well Control に使用される。

SSBOP の遠隔制御用 Umbilical 及び Well Control 用 Kill/Choke Line と接続した Emergency Disconnect Module (EDM) が別途船上から海底に降ろされ、海底設置後に ROV により SSBOP と接続される。船が Drift off や Drive off により漂流した時には、Umbilical, Kill/Choke Line を EDM から切離すことができる。

P&A 時の Well Control に LWRP を用いる場合、LWRP の Bore Size が 7-1/16” と小さいため、Tubing Hanger の引き抜き前に、一旦 LWRP を回収する必要があるが、SSBOP を用いる場合には、Bore Size が 18-3/4” と大きいので、Tubing Hanger の引き抜きの際に SSBOP を回収する必要がない点が作業上のメリットである。

SSBOP の要目 (想定)

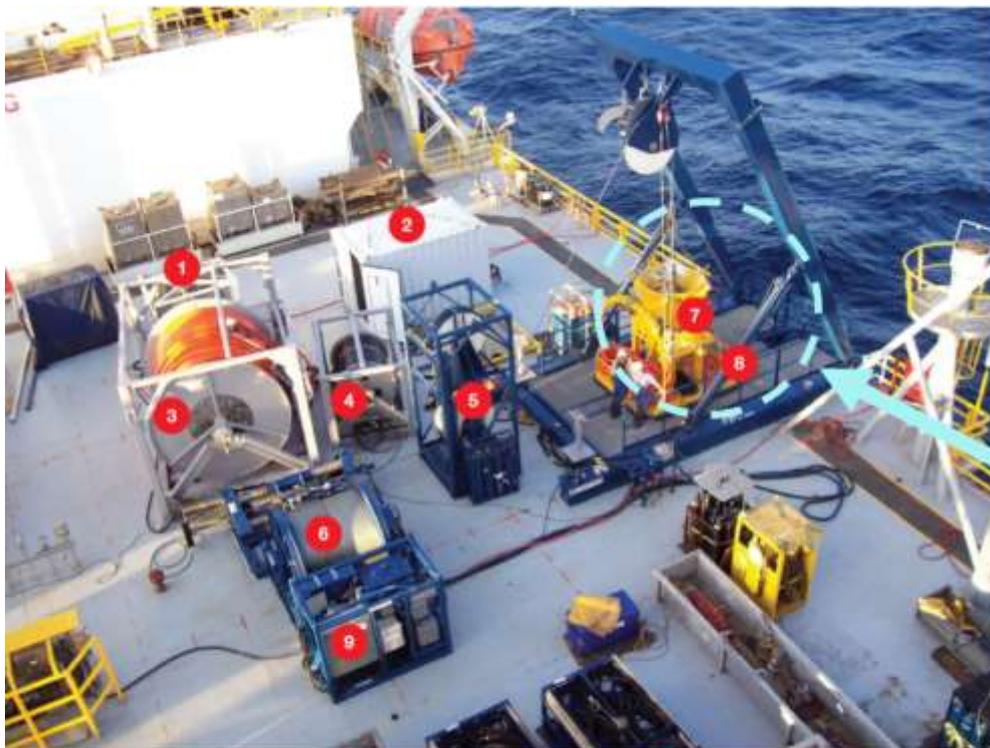
- 4 ram cavity stack and 1 annular
- Design Pressure 10,000psi
- Bore Diameter 18-3/4”



Subsea BOP (SSBOP)
Xmas Tree 上への設置イメージ
出典: インターネット画像



SSBOP と EDM の海底設置イメージ (RMR も使用するケース)
出典: Enhanced Drilling 社プレゼン資料



Emergency Disconnect Module (EDM)

- | | | |
|------------------------------|----------------------|--|
| 1 Hydraulic power unit (HPU) | 4 Electric down-line | 7 Umbilical termination assembly (UTA) |
| 2 Conex | 5 Motion compensator | 8 Launch and recovery system (LARS) |
| 3 Hydraulic umbilical | 6 Winch | 9 Winch hydraulic power unit |

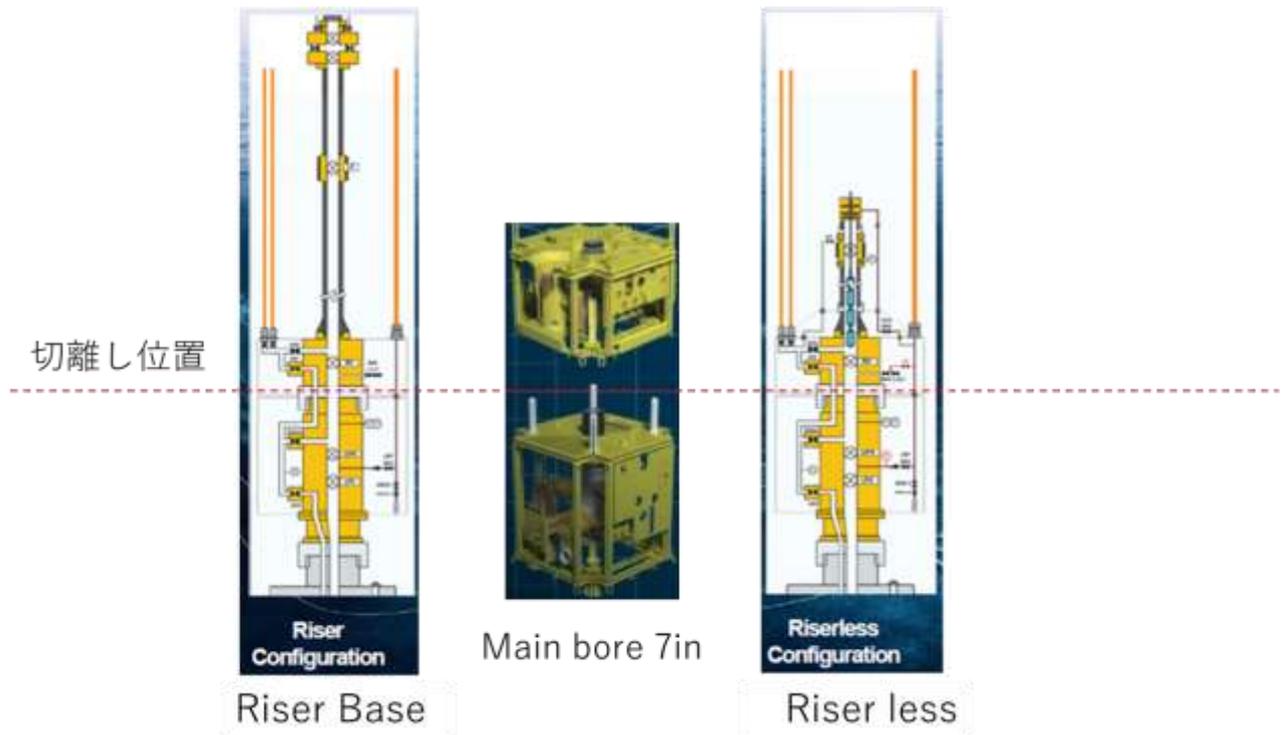
EDM 用船上設備

出典: AKER SOLUTION 社カタログ

10.2 LWRP

海底坑井の Workover 時などに海底に設置して、船上から Kill Line 経由で重泥水を坑井内に送って抑圧するなど Well Control に使用される。

EDP (Emergency Disconnect Package) と WCP (Well Control Package) により構成され、船が Drift off や Drive off により漂流した時には、上部 EDP で緊急切離しすることができる。Riser based Workover では 9-5/8” の Casing Riser と接続し、Coiled Tubing 等で Workover を実施する。また、Riser less Workover では Lubricator を接続し Wireline で Tools を坑井内に降ろして Workover を実施する。



出典:AKER SOLUTION 社プレゼン資料

10.3 Lubricator

海底坑井の Riser Less Light Workover 作業時などに LWRP の上に設置して、Wireline Tools を用いた作業を行う際に下記要領で坑井内圧力を封じ込め、坑井内の流体漏出を防止する。

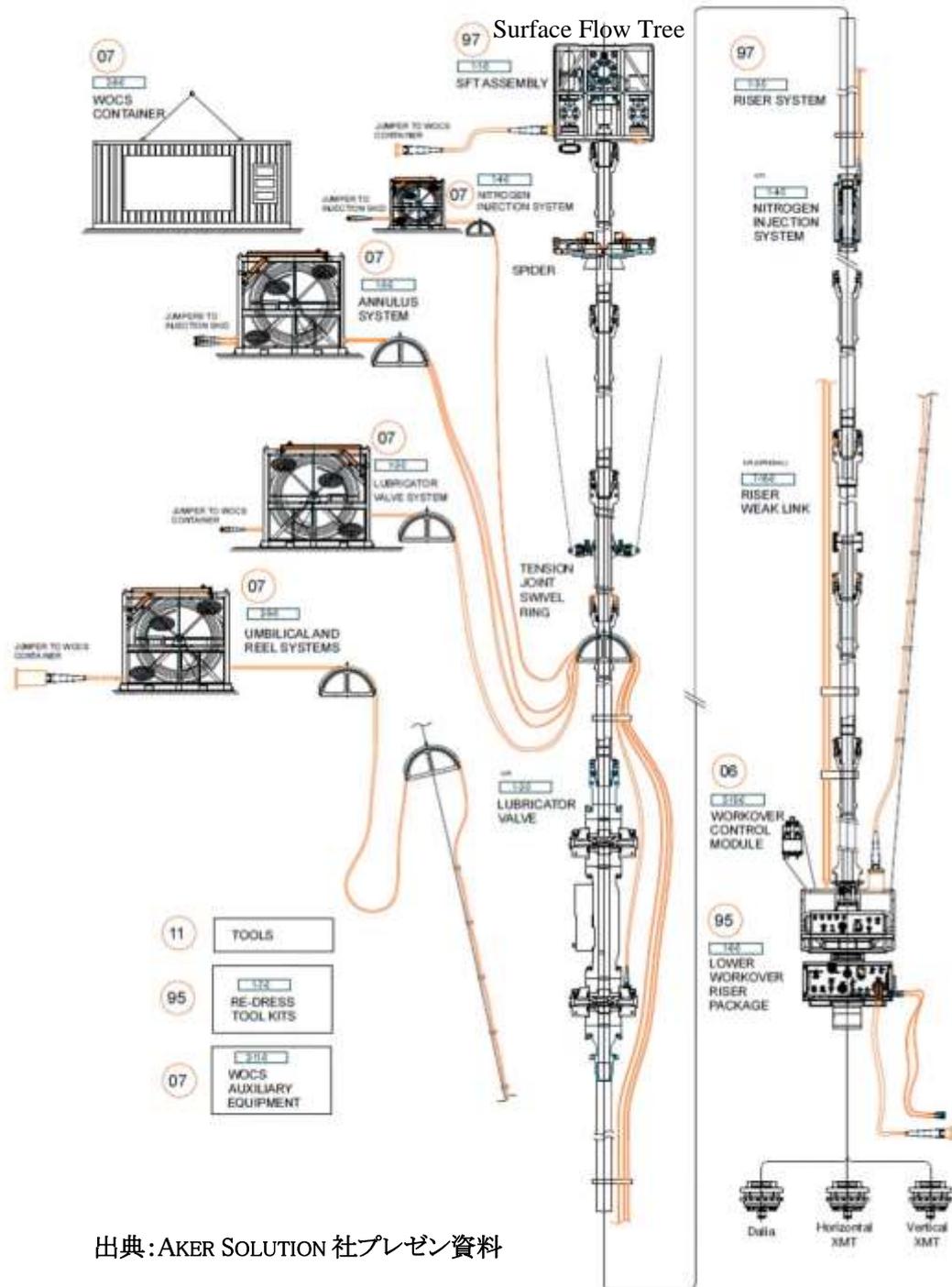
- 1) Tools を PCH に取付け、Wireline で吊下ろす。
- 2) Tools を Lubricator Package に挿入する。
- 3) PCH で Wireline をシールしながら、Tools を坑井内に降下する。
- 4) LWRP で坑井内圧を制御する



出典:インターネット画像

10.4 Workover Riser

海底坑井の Riser Based Light Workover 作業時などに LWRP と船上とを結び、Coiled Tubing を用いた Well Intervention 作業等において泥水循環の return mud の経路として使用する。Workover Riser の上端には Surface Flow Tree を取付け、return mud を船上の Mud Gas Separator や泥水処理設備に導く。



出典:AKER SOLUTION 社プレゼン資料

10.5 Riser Less Mud Recovery System (RMR)

現状、Floater リグを用いた海底坑井掘削において、表層部 (Top Hole) を掘削して、Well Head を支持するための Conductor Pipe と Surface Casing を坑井に設置するまでは、掘削ビット径がライザーや BOP の Bore 径を上回るため、ライザーと BOP を使用しないで掘削が行われる。この場合に、以下の点が問題となる。

- 1) 掘り屑 (Cuttings) や掘削用流体が、海底坑井からそのまま海中に放出される。北欧などでは環境規制が厳しくなっており、ノルウェーなどではこの種の環境汚染に制限が加えられている。
- 2) Template を用いて複数坑井の掘削を近傍で行う場合、掘り屑が Template 上に溜まり、他の坑井の掘削作業の支障となる。
- 3) 不安定な地層を Top Hole 掘削する際に、坑井内の圧力を適正に制御したり、shallow water/gas の流入を検知してすぐに抑圧することができないため、そのまま海中に放出されてしまう (環境汚染)。

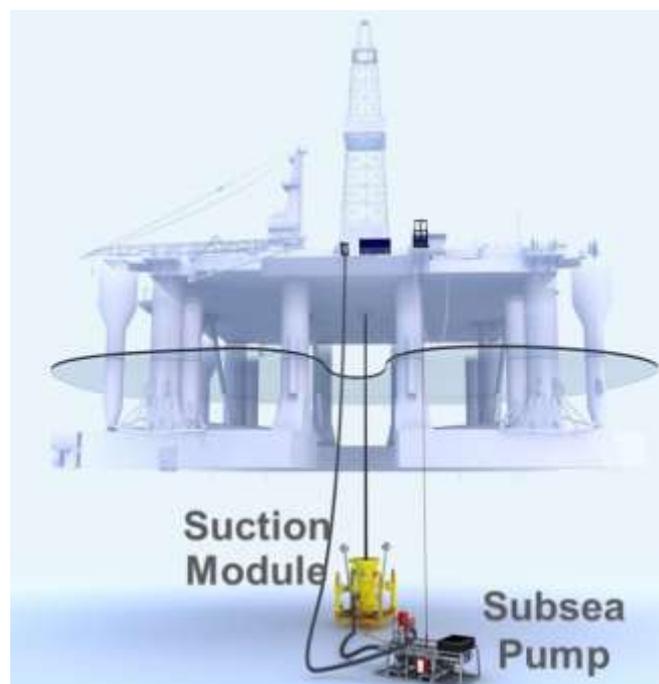
RMR は上記問題を解決するため開発された手法で、掘削用流体の戻りを Suction Module から海底の Subsea Pump に導き、mud return line 経由で船上に戻すものである。

もし掘削地層から坑井内への流入 (shallow water/gas) が発生した場合は、Suction Module から Subsea Pump への移送ラインのバルブを閉鎖し、Subsea Pump は非常停止する。同時に Drill String を経由して坑井に Kill Fluid (重泥水) を最大の flow rate で注入して坑井内の抑圧が行われる (dynamic kill)。

船が Drift off や Drive off により漂流した時には、Umbilical, Mud Return Line が Subsea Pump から切離される。

Enhanced Drilling 社は 2005 年から RMR を用いた Riser Less Drilling のサービスを開始し、これまで約 450 の Top Hole 掘削に使用した実績がある。

また、RMR を用いた Top Hole Drilling は floater リグより day rate の低い小型の掘削作業船 (Boat) でも実施可能であり、坑井掘削全作業期間の約 10% を占める Top Hole 掘削作業のコストを低減することができる。



出典: Enhanced Drilling 社カタログ

RMR の主要な海中設備は以下のとおり。

1) Suction Module

坑井からの掘削流体の戻りとそれに含まれる掘り屑 (cuttings) を受け入れ、Subsea Pump に導く。Suction Module では、return drilling fluid は外部海水と接しており、この境界面の水位を一定に保持するよう Subsea Pump 流量が制御される。Drill String の Tripping 時も同様に境界面水位が一定に保持される。



出典
Enhanced Drilling 社プレゼン資料

2) Subsea Pump

Suction Module からの掘削流体の戻りとそれに含まれる掘り屑 (cuttings) を Mud Return Line 経由で船上に移送する。流量は 0~6,000 liter/min。Cuttings を扱える Discflo Pump を使用する。



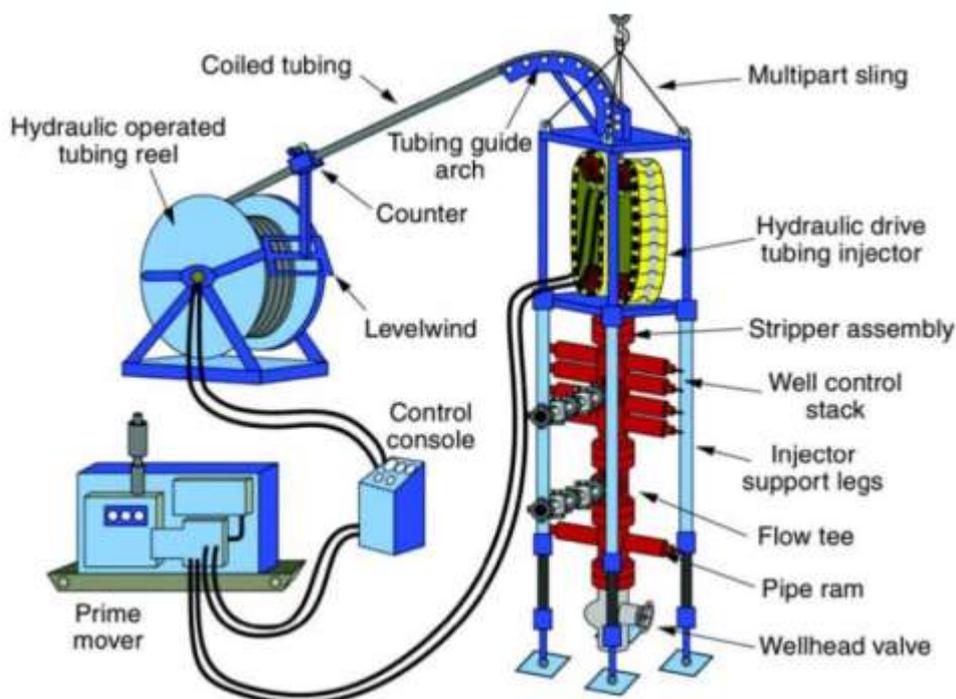
出典
Enhanced Drilling 社プレゼン資料

10.6 Coiled Tubing

コイルドチュービング(以下、CT) はリールに巻き取られた1本繋りの外径が一様な鋼管である。CTの構成機器とその機能について、表 3-1 と図 3-1 に示す。CTは坑井刺激、採揚作業、セメントプラグの設置等の井戸の仕上げ、回収や廃坑作業に使用されることが多い。Offshore では、従来は Riserbased で使用されてきたが、最近では Riserless で使用されるケースも出てきている。なお、CTはストリングを回転させることはできない。同様の用途で使用されるワイヤラインと比較すると、管体内から流体をポンプできる点や管体重量で押すことができる点が利点である。一方で、CT 構成機器が占めるデッキ面積の方が大きいことやコストが高いことが不利な点である。

CT の主な構成機器(出典 : Drilling Formulas.Com)

機器名	機能等	図 3-1での名称
CT	リールに巻き取られた鋼管。	Coiled tubing
Power Pack	CTを操作するためのハイドロリック供給。	Prime mover
Control Cabin	CTの操作をするコンテナ。作業時はリールの裏に配置。	Control console * Control cabin内の機器
Injector Head	CTを坑井へ押し込んだり、坑井から引張る。	Hydraulic drive tubing injector
Pressure Control System	ウェルコントロール機器。Primary barrier (Stripper やPacker)、Secondary barrier (BOP)、Tertiary Barrier (BOP) から構成。	Stripper assembly Well control stack Pipe ram Wellhead valve
CT Reel	CT用のリール	Hydraulic operated tubing reel



CT 構成機器 (出典 : EMTEDAD ENGINEERING COMPANY)

Helix 社の Well intervention vessel である Q4000 において、2003 年から 2013 年に実施した Well intervention 作業の内訳を下表に示す。CT を使用した作業では、セメントプラグが約 3 分の 1 を占めており、坑内クリーニング、採揚作業、ミリング作業が 10%を超える割合となっている。

Q4000 における CT を使用作業の内訳(出典:SPE-168248)

Operation Category	# of Operations	%
Cement plugs	84	32.9%
Wellbore Cleanout	47	18.4%
Fishing	40	15.7%
Milling	26	10.2%
Conveyance	14	5.5%
Perforating	12	4.7%
Open Water Cement Plugs	7	2.7%
Matrix Stimulation	7	2.7%
Paraffin / Hydrates	6	2.4%
Fluid Swap	6	2.4%
Logging	3	1.2%
Flowline Cleanout	2	0.8%
Through-tubing gravel pack	1	0.4%
Total	255	100.0%

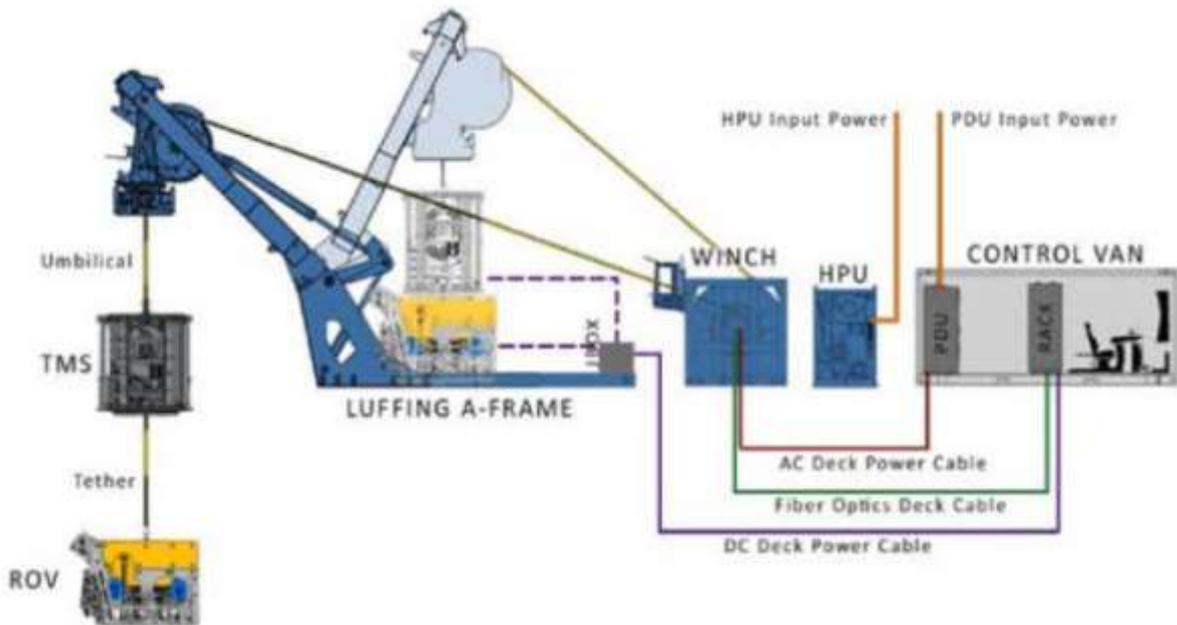
10.7 ROV

ROV (Remotely Operated Underwater Vehicle) は、船上より遠隔操作可能される無人潜水機である。ROV は規模や用途によりクラス分けされる。石油・天然ガス業界では、規模の大きな Class III (Work-Class Vehicle) が使用される。用途は、サブシー機器のバルブ操作、カメラやセンサを使用した海底のモニタリング等である。

ROV のクラス

クラス	製品の一例 (製造会社)	作業写真
Class I Observation ROVs	LBV150-4 (Teledyne SeaBotix) 	
Class II Observation ROVs with Payload Option	Falcon (Saab Seaeye Ltd) 	
Class III Work-Class Vehicles	QUASAR (SMD) 	

石油・天然ガス業界で使用される一般的な ROV を降下及び回収するための A フレームクレーン、ウインチ、HPU は総称で LARS (Launch and Recovery System) と呼ばれる。TMS (Tether Management Systems) は海流のもとでも ROV の操縦への影響を抑えるためのシステムである。ROV は TMS と結合した状態で、アーマー構造を含む強度を有するアンビリカルケーブルを繰り出すことにより降下される。その後、ROV は TMS から離脱し、TMS からデザーを繰り出すことにより目的箇所へ到達する。回収時は逆の手順で、ROV は TMS と結合した状態で船上へ回収される。A フレームクレーンと TMS の接続部には、船上で TMS と ROV が振れて周囲と接触することを避けることを目的として、回転機構の有するドッキングヘッドが設けられている。なお、ROV は船上のオペレータ用のコンテナから操作される。



一般的な ROV システム