

添付資料-1 :

報告書要約

タイ王国海洋石油ガス生産設備撤去に関する情報収集調査

調査報告書 (概要版)

2020年3月

報告概要版 -目次-

1. 海洋石油・ガス生産設備撤去に係る試行事例調査
2. 海洋石油・ガス生産設備撤去に関する法制度及びガイドラインの情報収集調査
3. 海洋石油・ガス生産設備撤去コスト及び撤去需要調査
4. 海洋石油・ガス生産設備の撤去、撤去作業船、関連舶用機器の技術動向の整理
5. まとめと今後の課題

1. 海洋石油・ガス生産設備撤去に係る 試行事例調査

1. 海洋石油・ガス生産設備撤去に係る試行事例調査①

試行事例の概要

- 1) DMFへの聞き取り結果によると、撤去試行は過去4回実施している。4回とも Chevron Thailand Exploration and Production Limited (以下、Chevronタイ) が実施している。DMF年次報告書(2017)に撤去試行事例が紹介されており、洋上ウェルヘッドプラットフォーム(WHP)のトップサイド(上載設備)を撤去し、陸上に移動させている。また、下部構造物の一部は漁礁としての活用したとの事。ただし、タイ湾に存在する全ての下部構造物を漁礁にする事は現実的では無いとの事。
- 2) 撤去は少なくとも過去数回実施された模様。廃棄物処理については、Chevronスタンダードに準拠し処理を行った。
- 3) DMF年次報告書(2018)においては、撤去に関する活動として、海上WHPの上載設備の移設(Chevronタイ)、陸上WHP設備の撤去(Chevronタイ)、リグの人工漁礁への活動活用に関する海洋調査(カセサート大学)、3つの活動が紹介されている。このうち、陸上WHPの撤去においては、レムチャバン港の解体ヤードにて処理されている。

1. 海洋石油・ガス生産設備撤去に係る試行事例調査②

撤去に関する課題（技術面）

- 1) タイの排他的経済水域の水深の殆どが100m以浅であり、且つ多くの石油・ガス生産設備の総重量が4,000トン未満である事から、IMOガイドラインに準拠すると、完全撤去が必要となる。パイプラインも管内を洗浄し、再利用できる場合でも撤去が求められる。
- 2) 撤去したジャケットの一部を漁礁等に残置する試行を行ったものの、漁業の操業への影響、海洋環境保全の観点から、数多くを漁礁として残置は出来ない。
- 3) ジャケット及びプラットフォームの設置、水中切断は、日系エンジニアリング会社で可能。ケーシングの技術は有していない。同技術は欧米系のドリリング専門業者が有している
- 4) 確立されつつある技術動向として、大型重量物を吊り上げ技術は、現代重工業(韓国)が建造した10,000トンの吊り上げ能力を持つHyundai 10000が世界最大であり、海洋石油・ガス生産設備の設置で実績がある。また、双胴船タイプで48,000トンの吊り上げが可能なAllseas Pioneering Spirit等がある。さらにタイ向けに1,000トン以下のサイズを対象としたLow-cost Bargeの設計もLongitude Engineering(英国)によって行われている。

5

1. 海洋石油・ガス生産設備撤去に係る試行事例調査③

撤去に関する課題（環境面）

- 1) パイプライン内に残存する水銀：水銀は高温で気化する事から、労働安全の問題が一番の問題。また、高濃度のもは水銀に関する水俣条約では濃縮して再利用する必要がある。DMFの副局長は、水銀処理について、日本の技術協力の期待を寄せている。
- 2) 施設内の機械油を始めとする有害物等：廃棄物処理を実施する際は分析の上、有害度に応じて適切な処理を行う。海上から廃棄物処理会社に搬入されるまでは、石油ガス生産設備側の所掌である。
- 3) 陸揚げ時の悪臭：陸揚げした後、ジャケットに付着した生物や藻類等が腐敗する事により悪臭が発生する。住民からは悪臭問題に対する懸念により反対に会う可能性がある。したが、解体する適切な場所(人家から離れた解体ヤード)を確保するのが難しい。マリングロス(ジャケット等に付着した生物)の陸揚げが禁止されている。
- 4) (過去に事例のある)漁礁等を数多く残置する事は出来ない事から、活用が出来ないこと、等がある。
- 5) 洋上撤去から陸上撤去までワンストップで手掛けるとなると、工業省が発行するリサイクルのライセンス(106)が必要となる。実際は環境影響評価の実施や周辺NGOの反対が想定され、ハードルが非常に高い。

6

1. 海洋石油・ガス生産設備撤去に係る試行事例調査④

撤去に関する課題（財政面）

- 1) 石油・ガス価格の下落により撤去コスト負担が重たくなっている。
- 2) 積立金を用意する必要があるが、古い法律のため現在の撤去費用を十分に賄える金額では無かった。
- 3) 2007年の改正石油法（No.6）の第80条1及び2において、撤去費用を含む撤去計画の提出、保証金並びに課徴金の支払いが規定された。
- 4) さらに、2016年の石油法に係るエネルギー省省令において、コンセッション撤去時の必要資料の内容が規定され、撤去計画（Initial Decommissioning Plan及びFinal Decommissioning Plan）、撤去費用試算、撤去環境影響評価書、環境オプションレポートの提出が要求される事になった。
- 5) Chevronタイは、撤去費用を抑える手法を標準化すべく、リグの漁礁への利用、海上WHPの上載設備の移設等を実施している。漁礁等を数多く残置する事は出来ない事、DMF年次報告書（2018）によると海上WHPの上載設備の移設は費用面の課題があり、どちらも抜本的な解決には繋がらないとされている。

7

2. 海洋石油・ガス生産設備撤去に関する法制度及びガイドラインの情報収集調査

2.法制度及びガイドラインの情報収集調査①

石油法

- 1) 1971年に制定され、6回改訂されている。最近の改訂はPetroleum Act (No. 7)、2017年。
- 2) そのうち、撤去に係る条項及び内容は下表のとおり。

該当セクション	内容	要点
26条 Petroleum Act (No.4), B.E. 2532 (1989)	コンセッション期間	<ul style="list-style-type: none"> ・コンセッションの期間は20年を超過してはいけない ・最長10年間の延長可能、ただし1度のみ
80条/1 Petroleum Act (No. 6), B.E. 2550 (2007)	撤去計画	<ul style="list-style-type: none"> ・承認のための省令ルール、手続き、及び条件に則した撤去費用を含む撤去計画の提出すること。 ・技術、機器、資材の変更があった場合、撤去計画もしくは撤去費用の修正を提案すること。 ・承認された計画に基づき、撤去を完了させること。 ・意に反する影響により撤去が不可能もしくは撤去が遅延する場合、セクション80/2に記載される保証にて代理もしくはコンセッショナーと共同して撤去される。
80条/2 Petroleum Act (No. 6), B.E. 2550 (2007)	保証金	<ul style="list-style-type: none"> ・保証は、現金、タイ国債、銀行保証もしくはその他形式で可能である。 ・全ての保証金が支払えられない場合、コンセッショナーは全体金額2%の課徴金を毎月支払わなければならない。 ・それでもなおコンセッショナーが保証金及び課徴金を支払うことができない場合、コンセッションは却下される。

9

2.法制度及びガイドラインの情報収集調査②

石油法に係るエネルギー省省令（撤去関係）

該当セクション	内容	要点
省令No.12 (1981), 40条 省令 No.17 (1989), 15条	コンセッション終了時のコンセッショナーの責務 コンセッションの終了	<ul style="list-style-type: none"> ・コンセッショナーはその場所を元通りに復元すること ・全ての設備に対し政府により使用不可と判断される場合は、コンセッショナーの実費負担により3か月以内に撤去しなければならない。 ・コンセッションは次に該当する場合に終了しなければならない <ul style="list-style-type: none"> (a) 石油生産期間の終了時 (b) コンセッションの該当エリアが、石油法の規定に基づくコンセッショナーの退去、もしくは、コンセッショナーの自発的な退去により、休止となる場合 (c) コンセッション取り消しの場合 (d) コンセッショナーの法人格が終了となる場合 ・コンセッションの終了時には、財務もしくは履行されなかった特別優位責務及び終了後実施すべきコンセッションの条件を除き、行政とコンセッショナー間の全ての責務は終了となる。 ・石油生産期間もしくは更新された石油生産期間の最後5年間に、コンセッショナーは、政府の事前承認がある場合を除き、次項で述べられるすべての資産を撤去、売却、放置、譲渡、廃棄してはならない。 ・石油の探索、生産、貯留、及び、輸送に係り必要な道路、鉄道、石油パイプライン、ポンプ、機械、プラットフォーム、貯留タンク、ステーション、サブステーション、ターミナル、工場、港、設備、及びその他の施設、また、生産エリアに繋がっている電気、ガス、水、通信システムなどの一般共通設備、利用不可な資産は、政府の指示に従い、コンセッショナーによって指示を受けてから3か月以内に撤去しなければならない。

10

2.法制度及びガイドラインの情報収集調査③

石油法に係るエネルギー省省令（撤去関係）

該当セクション	内容	要点
石油産業の設備撤去に係る計画、費用試算、保証金を規定する省令 B.E. 2559 (2016)	コンセッション時の撤去に係る必要書類	・コンセッショナーは、以下の書類を提出しなければならない - 撤去計画 (Initial Decommissioning Plan及び Final Decommissioning Plan) - 撤去費用試算 - 撤去環境影響評価書 - 環境オプションレポート

その他適用される法令を所轄する省庁

- 1) 工業省:リサイクルライセンス、有害廃物管理管理、処理、輸送
- 2) 天然資源環境省:環境影響評価、汚染管理

条約関係

- 1) 国連海洋法条約(第60条第3項):排他的経済水域での施設の除去
- 2) IMO89年ガイドライン:大陸棚及び排他的経済水域における海洋施設・構造物の撤去に関する指針及び基準
- 3) ロンドン条約:廃棄物その他の物の投棄による海洋汚染の防止に関する条約

11

2.法制度及びガイドラインの情報収集調査④

撤去に関する技術ガイドライン/マニュアル

- 1) Manual for petroleum decommissioning supervision (2013)
- 2) Manual for decommissioning expenditure assessment (2015)
- 3) General decommissioning requirements and standards (2018)

撤去に関する環境ガイドライン/マニュアル

- 1) Environmental management guidelines for decommissioning (2010)
- 2) Manual for DEA report preparation (2015)
- 3) Manual for preparation of decommissioning BPEO report (2017)

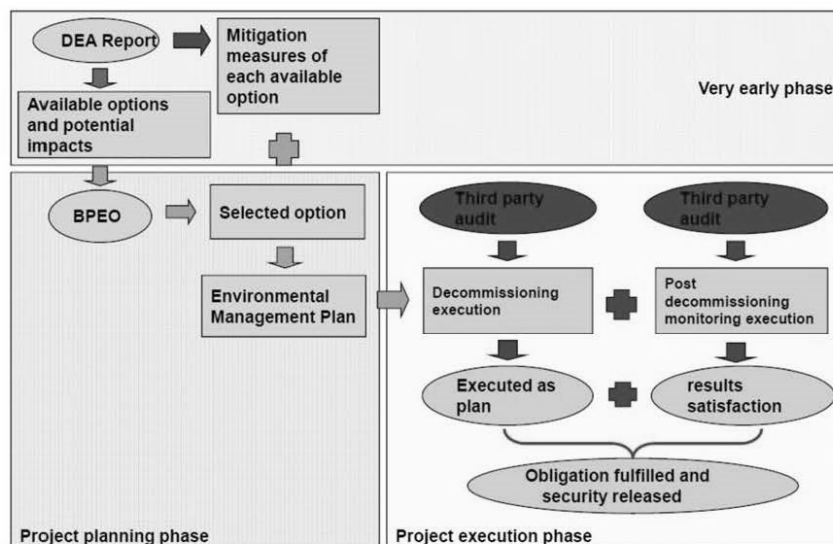
上記のうち、環境ガイドライン/マニュアルに関連する撤去に関する環境評価プロセス: Decommissioning Environmental Assessment (DEA) Processの概要を次項に示す。

12

2.法制度及びガイドラインの情報収集調査⑤

撤去に関する環境評価プロセス (DEA)

- 1) Decommissioning Environmental Assessment (DEA)のプロセスは、以下のとおり初期段階、計画段階、実施段階に分けられ、それぞれで手順が定められている。



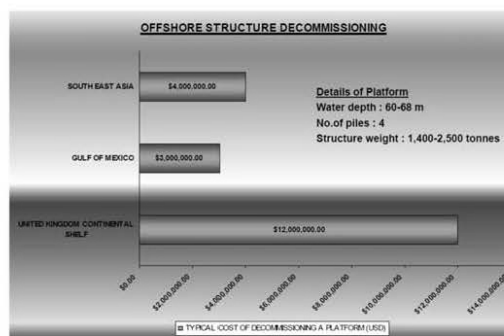
13

3.海洋石油・ガス生産設備撤去コスト 及び撤去需要調査

3.海洋石油・ガス生産設備撤去コスト及び撤去需要調査①

撤去に係るコスト

- DMF資料(2012)によると、深さ60-68mで、支柱4本、重量1,400-2,500 tonの場合で、東南アジア、メキシコ湾、北海(英国)のコスト比較が為されている。原出典は不明であるが、1,400-2,500 tonクラスのプラットフォームの撤去は東南アジアで4.5億円、北海では13億円程度と見積もられている。
- Introduction to Offshore Asia Pacific (2009, Dr. Brian Twomey)が東南アジアにおけるプラットフォームの平均撤去費用は、重量に比例して高くなり、1,500tonクラスではDMF資料と同レベルの7億円程度、20,000tonクラスになると費用が130億円程度となる。
- 場所や設備内容、廃棄物処理等によって異なる事からあくまでも参考値である。



出典: DMF資料(2012)

Weight Range (mt)	Weight Range Average (mt)	No of Offshore installations	Cost Per Metric Ton (\$US)	Average Cost Per Platform (\$US)
35 to 300	211	49	3600.00	\$759,600
>300 to 1000	818	191	3800.00	\$3,108,400
>1000 to 2000	1556	201	4000.00	\$5,912,800
>2000 to 3000	2553	146	4100.00	\$10,467,300
>3000 to 4000	3568	58	4200.00	\$14,985,600
>4000 to 6000	4905	63	5500.00	\$26,977,500
>6000 to 10000	7933	48	6000.00	\$47,598,000
>10000 to 102,500	21900	63	7500.00	\$112,500,000
TOTAL		819	38700	

出典: Introduction to Offshore Asia Pacific (2009, Dr. Brian Twomey)

15

3.海洋石油・ガス生産設備撤去コスト及び撤去需要調査②

タイにおける撤去計画

- タイにおける石油ガス開発の生産許可年数は、石油法No.1(1973)下でのコンセッション(Thai I)では30年の生産(10年延長)、石油法No.4(1989)以降のコンセッション(Thai III)では、20年の生産(10年延長)と規定されている。
- 右リストは石油法No.1(Thai I)下で終了するコンセッションのリストで、直近で2022年4月に終了するChevron/ Mitsui (MOECO)のErawan鉦区で再入札により、PTTEPグループが権益を得ている。
- その他の鉦区も順次、コンセッション期限が切れる予定である。

石油法No.1(Thai I)下で終了するコンセッションリスト

Concessionaire	Block	Status	End of Concession
BG, Chevron	GOT, Block 7-8-9	Pending	OCA
PTTEP Siam	Onshore - S1	Production (Oil, Gas)	14 Mar. 2021 (Extension 2031)
	GOT - B6/27	Production (Oil-Suspend)	5 Feb. 2023 (Extension 2033)
PTTEP, Total, BG	GOT -15-16-17	Production (Gas/Condensate)	15 (23 Apr. 2012) Extended to 2022 16-17 (7 Mar. 2023) Extended to 2023
PTTEP, Chevron, Mitsui	GOT -14-15A-16A	Production (Gas/Condensate)	2036 (Extension 2046)
Chevron, Mitsui	GOT -12-13	Production (Gas/Oil/Condensate)	23 Apr. 2012 Extended to 2022
Chevron, Mitsui, PTTEP	GOT -10-11-12-13	Production (Gas/Oil/Condensate)	23 Apr. 2012 Extended to 2022
Chevron, Mitsui, PTTEP	GOT -12-13	Pending	OCA
Chevron, Mitsui, PTTEP	GOT -10A-11A	Production (Gas/Oil/Condensate)	23 Apr. 2012 Extended to 2022
Chevron, Mitsui, PTTEP, Hess	GOT -B12/27	Production (Gas/Condensate)	14 Jan. 2028 (Extension 2038)
Exxon, PTTEP	Onshore - E5	Production (Gas)	15 Mar. 2021 (Extension 2031)
Hess, Exxon, PTTEP	Onshore -E5 & EU1	Production (Gas/Condensate)	E5 (15 Mar. 2021) (Extension 2031) EU1(12 Jun. 2019) (Extension 2029)
Chevron	GOT -5-6	Pending	OCA
Pearl Oil	GOT -B5/27	Production (Oil)	8 Aug. 2031 (Extension 2041)

注: OCA: Overlapping Claimed Area

16

3.海洋石油・ガス生産設備撤去コスト及び撤去需要調査③

タイにおける撤去計画

- 1) 右リストは石油法No.4(Thai III)下で終了するコンセッションのリストで、直近では、2021年4月に終了するSino USが挙げられる。
- 2) その他の鉱区もThai Iスキーム同様に順次、コンセッション期限が切れる予定である。
- 3) 一方で、ガス、コンデンセート、油の残存量も年々減少している事から、コンセッション終了を待たずに設備撤去となるプラットフォームも存在すると想定される。
- 4) DMF年次報告書(2018)によると、撤去環境評価レポート(DEA Report)が5件(うち海上設備が4件)が、撤去の工法を選定するBest Practical Environmental Option (BPEO)レポートが3件(うち海上設備が2件)がレビュー中である。

石油法No.4(Thai III)下で終了するコンセッションリスト

Concessionaire	Block	Status	End of Concession
Chevron & Others	GOT - B8/32	Production (Oil, Gas)	31 July 2020 (Extension 2030)
Pan Orient	Onshore - SW1	Production (Oil)	23 July 2016 (Extension 2026)
PTTEP Inter	Onshore -PTTEP1	Production (Oil)	4 Feb. 2017 (Extension 2027)
PTTEP Inter & Others	GOT -B13/38	Exploration	Exploration period
Sino US	Onshore -NC	Production (Oil)	11 Apr. 2011 Extended 2021
SOCO	GOT - B8/38	Production (Oil)	Exploration period
Pearl Oil	GOT - B12/32 - B11/38	Exploration	Exploration period

Exploration Blocks that follow by /32, /38, /43, /48, and /50 which are in exploration phase.

17

3.海洋石油・ガス生産設備撤去コスト及び撤去需要調査④

アジアにおける市場規模

- 1) 下表のとおり、アジア太平洋における市場規模は2009年時点の概算で15-32Billion US\$ (約1.7-3.5兆円)と見積もられている。
- 2) 新聞記事(Energy Voice, 2019.12)によると、東南アジアで2030年までに1,500基のプラットフォーム、7,000カ所の井戸の撤去が必要となり、3.3兆円~11兆円の市場規模と想定され、タイにおいても400基のプラットフォームの撤去が見込まれる事から、1兆円規模の市場が見込まれる。

Weight Range (mt)	Weight Range Average (mt)	No of Offshore installations	Cost Per Metric Ton (\$US)	Average Cost Per Platform (\$US)	Subtotal Per Platform Range (\$US)
35 to 300	211	49	3600.00	\$759,600	\$37,220,400
>300 to 1000	818	191	3800.00	\$3,108,400	\$593,704,400
>1000 to 2000	1556	201	4000.00	\$5,912,800	\$1,188,472,800
>2000 to 3000	2553	146	4100.00	\$10,467,300	\$1,528,225,800
>3000 to 4000	3568	58	4200.00	\$14,985,600	\$869,164,800
>4000 to 6000	4905	63	5500.00	\$26,977,500	\$1,699,582,500
>6000 to 10000	7933	48	6000.00	\$47,598,000	\$2,284,704,000
>10000 to 102,500	21900	63	7500.00	\$112,500,000	\$7,087,500,000
TOTAL		819	38700		\$15,288,574,700

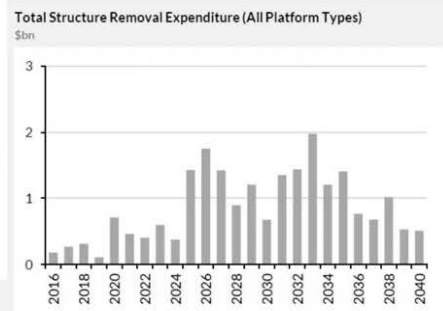
出典: Introduction to Offshore Asia Pacific (2009, Dr. Brian Twomey)

18

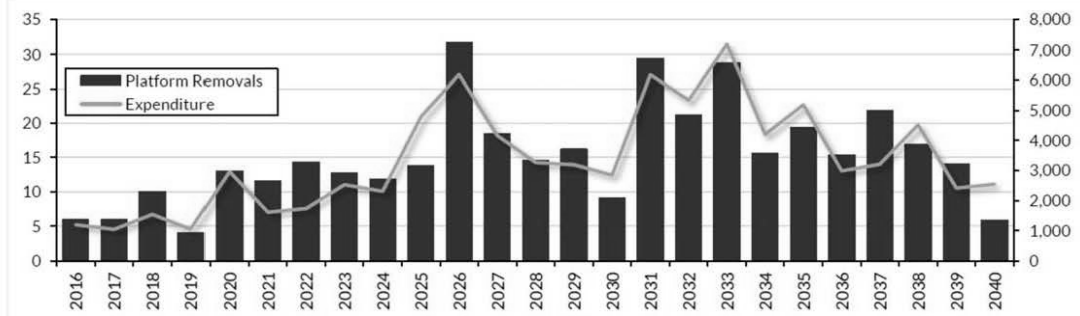
3. 海洋石油・ガス生産設備撤去コスト及び撤去需要調査⑤

北海の撤去需要と市場規模

- 1) Westwood Global Energy Groupの市場調査(2018)によると、北海の生産設備撤去は2019年までは年5-10件、2020年以降は年10件~15件とコンスタントに需要がある。2026年は年30基以上の撤去が見込まれている。
- 2) 2017-2040年の市場規模は、84bilUS\$(約9兆2400億円)と見込まれ、巨大な市場となる。



North Sea Decommissioning Expenditure
Platform Removals (LHS), Expenditure \$m (RHS)



19

4. 海洋石油・ガス生産設備の撤去、撤去作業船、関連船用機器の技術動向の整理

4. 撤去作業船、関連船用機器の技術動向の整理①

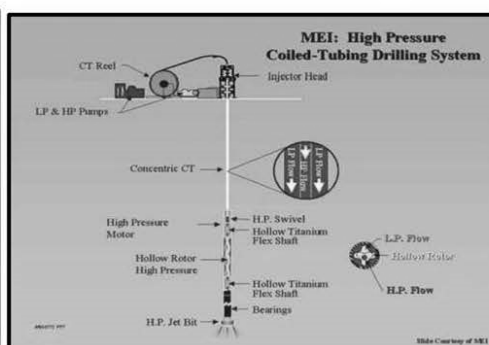
海上石油ガス生産設備の撤去に必要な技術の概要

- 1) Decommissioning Methodology and Cost Evaluation (ICF International社、2015)によると撤去の技術は、1. Well P&A(止栓及び廃鉋)、2. Well Intervention Vessels and Systems(坑井介入船及びシステム)、3. Cutting and Severing(水中切断技術)、4. Heavy Lift Technologies(大型重量物吊り上げ技術)に大別される。各技術の代表的な模式図及び写真を示す。

止栓及び廃鉋関連技術



Hydraulic Workover Unit (坑井介入作業)



Coil Tubing Unit (洗浄、セメント充填等)

21

4. 撤去作業船、関連船用機器の技術動向の整理②

坑井介入船及びシステム



Q4000 Well Intervention Vessel
(Helix Energy)



Oceaneering Well Intervention Vessel



Expro Group AX-S Subsea Well Intervention System

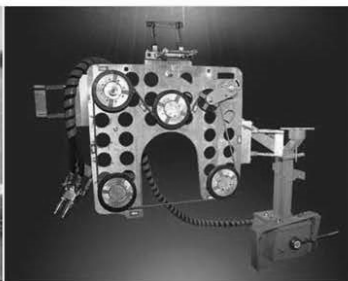
22

4. 撤去作業船、関連船用機器の技術動向の整理③

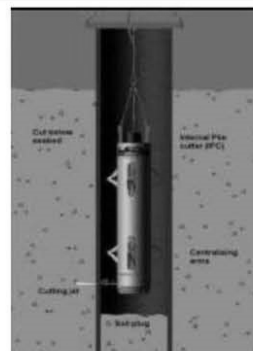
水中切断技術



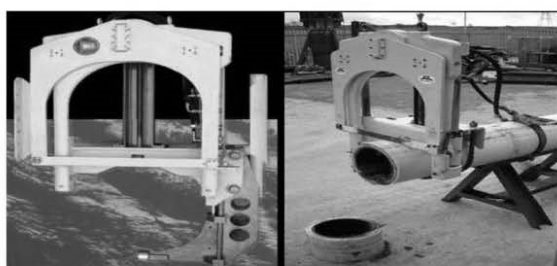
Diamond Wire Cutting System



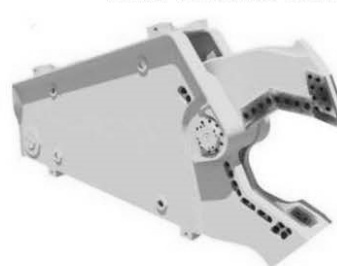
ROV Diamond Wire Tool



Water abrasive Cutting



Guillotine Saw



Hydraulic Mechanical Shear

23

4. 撤去作業船、関連船用機器の技術動向の整理④-1

大型重量物 吊り上げ技術

Largest Crane Vessels			
Vessel	Company	Capacity (mT)	Type
Pioneering Spirit	Allseas	Topside – 48,000; Jacket – 25,000	Twin Hull
TML	SeaMetric	20000	Twin vessels
Thialf	Heerema	14200 (2 * 7100 tons)	Semi
Saipem 7000	Saipem	14000 (2 * 7000 tons)	Semi
Bottom Feeder	Versabar	10000	Dual Barges
Svanen	Ballast Nedam	8800	Catamaran
Hermod	Heerema	8165 (1 * 4536, 1 * 3629)	Semi
7500 Barge	ZPMC	8500	Monohull
Balder	Heerema	6350 (1 * 3629, 1 * 2722)	Semi
Borealis	Nordic	5000	Monohull
Oleg Strashnov	Seaway	5000	Monohull
Bottom Feeder	Versabar	4000	Twin barges
DB 50	J. Ray	3992	Monohull
Rambiz	Scaldis	3300	Catamaran
Asian Hercules II	Smit	3200	Monohull
DB 101	J. Ray	3185	Semi
DB 30	J. Ray	2800	Monohull
Sapura 3000	Acergy	2800	Monohull
Stanislav Yudin	Seaway	2500	Monohull

24

4. 撤去作業船、関連舶用機器の技術動向の整理④-2



Allseas Pioneering Spirit Lifting System Toppides/Jacket



Seametric International Twin Marine Lifter

25

4. 撤去作業船、関連舶用機器の技術動向の整理④-3



Siapem 7000 and Heerema Thialf Semi-Submersible Crane Vessels



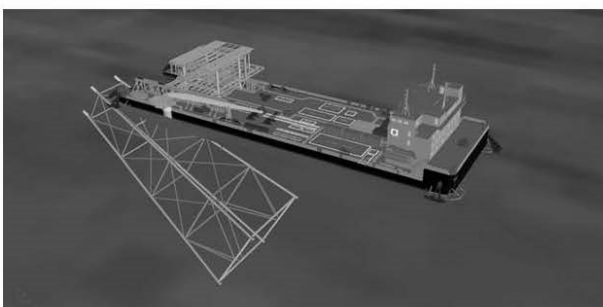
Versatruss Jacket Lifting System Topside/Jacket Lifting

26

4. 撤去作業船、関連船用機器の技術動向の整理④-4



Versabar VB 4000 Bottom Feeder Lifting System



Low-cost Barge for PTTEP, Thailand
(Longitude Engineering's concept)

27

5. まとめと今後の課題

まとめと今後の課題（まとめ）

- 1) タイ国でのヒアリングの結果、政府機関(DMF)としては、海上石油ガス設備の撤去は、必要な規制等を順次進めており、技術面及び財政面での問題は無いとの言及があった。一方で、水銀処理を始めとする環境問題については、知見が無い事から日本への技術協力の期待が寄せられた。
- 2) タイ国初の本格的な撤去事例では、権益が再入札によりChevronタイ-MOECOから国営企業であるPTTEPに移った事から、問題が複雑になり、DMFとの協議が続いており、オペレーター側としては、課題が山積しているという認識である。
- 3) 環境問題(悪臭、住民対応等)を解決すべく、洋上での撤去・処理のアイデアの提案があった。実現には水銀処理の洗浄水の確保等の財務的・技術的な課題も残る。
- 4) 今後、タイ国内での石油ガス生産設備の撤去需要は間違いなく増加し、市場規模も大きい事から、洋上での撤去・処理(例えば一次濃縮等)が技術的に可能となれば、撤去分野で日本の技術を活用出来る場面を創出出来る可能性がある。
- 5) 北海では、スコットランド地方政府が撤去技術世界一を目指すべく、「Oil & Gas Decommissioning Action Plan」を策定し、技術イノベーションを支援するDecommissioning Challenge Fund(DCF)を通じた支援を行っている。現時点では、撤去の技術は発展途上である事から、参入の可能性はある。
- 6) 北海では地質の関係から東南アジア地域で発生している水銀の問題はクローズアップされておらず、北海の適用している技術がそのまま転用出来ない可能性がある。

29

まとめと今後の課題（今後の課題）

- 1) 洋上での撤去・処理のアイデアの実現には、撤去に係る廃棄物処理技術(特に水銀)に焦点を当てたさらなる実態調査(特に北海や他の東南アジア諸国)が必要
- 2) タイ国が撤去に係る各種規制が進んでいる事から、日本が技術協力を行い、タイ国がこの分野でASEAN諸国をリードすると事になれば、Win-Winの関係になる可能性がある。
- 3) 北海では、スコットランド地方政府が撤去技術世界一を目指すべく策定した「Oil & Gas Decommissioning Action Plan」の取組については、日本国内でも参考に出来る点がある事から、さらなる実態調査を行う事が望ましい。

30