Supported by 日本財団 THE NIPPON FOUNDATION

タイ王国
海洋石油・ガス生産設備撤去に関する
情報収集調査報告書

２０２０年3月

一般社団法人　日本中小型造船工業会
一般財団法人　日本船舶技術研究協会

はじめに

タイ王国においては、1971 年に石油法が制定され、その後 1980 年代から石油・ガス生産が本格的に開始されている。同国エネルギー省鉱物燃料局（DMF: Department of Mineral Fuels）によると、10-15 年後には約 500 基の海洋プラットフォームが存在する事になり、同時に数多くのプラットフォームの撤去が必要となる。

直近では、2021 年～22 年にコンセッション契約の満了を迎える鉱区が 4-5 箇所あり、DMF は 2006 年より撤去に関する問題に取組んでいる。DMF は、近年では石油ガス生産設備撤去ガイドライン案の策定、撤去の試行等を実施する等の対応を行っているが、有害物質の処理、環境や住民の反対運動等の問題等により撤去の道筋は付けられていない状況である。

このように、海洋石油ガス生産設備の撤去については、タイ国政府による取組が行われているものの道筋が付けられていない事から、環境・コストの問題に加えて、様々な技術・制度的な課題があると想定される。

本調査は、タイ王国海洋石油ガス生産設備撤去に係る撤去試行事例、関連法制度、撤去コスト・需要、技術動向等の調査を行い、今後我が国が有する撤去技術の適用の可能性を検討するための基礎資料とする事を目的として実施したものである。

我が国の海事産業の技術や知見が石油ガス生産設備の撤去に活用されることを期待するとともに、本調査報告書が関係各位の参考となれば幸いである。

ジェトロ・シンガポール事務所船舶部

（一般社団法人　日本中小型造船工業会共同事務所）

ディレクター　塩　入　隆　志


TAILANDIA
BANGKOK
BIRMANIA
Samut Prakan
Chonburi
Phetchaburi
Pattaya
CAMBOYA
Hua Hin
Rayong
Chantaburi
Myeik
Koh Samet
Trat
Koh Chang
Hat Lek
Koh Kut
Krong Koh Kong
PHNOM PENH
Koh Kong
Mar de Andamán
Archipiélago de Mergui
Sihanoukville
Koh Rong
Kampot
Chumphon
Koh Thmei
Ha Tien
Koh Tao
Golfo de Tailandia
Dao Phu Quoc
Rach Gia
Istmo de Kra
Koh Phangan
Koh Samui
VIETNAM
Ca Mau
Surat Thani
Nakhon Si Thammarat
Krabi
Koh Phuket
Koh Phi Phi
Koh Lanta
Trang
Songkhla
Koh Tarutao
Koh Rawi
Koh Adang
Pulau Langkawi
Alor Setar
MALASIA
Kota Baru
Mar de la China Meridional
0 100 200 300 km
0 75 150 mi
N
12°
8°
98°
100°
104°

タイランド湾

目　次

表　一　覧

図　一　覧

略　語　表

BOEPD	Barrels of Oil Equivalent Per Day	日量石油換算バレル
BPD	Barrels per day	日当たりの石油生産量
BPEO	Best Practicable Environmental Option	実施可能な最適な環境オプション
DEA	Decommission Environmental Assessment	撤去環境アセスメント
DMF	Department of Mineral Fuels	タイ国エネルギー省鉱物燃料局
DWCS	Diamond Wire Cutting System	ダイヤモンドワイヤー切断技術
EEZ	E xclusive Economic Zone;	排他的経済水域
EMP	Environmental Management Plan	環境管理計画
FEED	Front End Engineering Design:	フロントエンドエンジニアリングデザイン
FPSO	Floating Production Storage and Offloading System	浮体式海洋石油・ガス生産貯蔵積出設備
FPSS	Semi-Submersibles Floating Production System	セミサブ型海洋石油・ガス生産設備
HLV	Heavy Lift Vessel	重量物運搬船
IMO	International Maritime Organization	国際海事機関
JPEC	Japan Petroleum Energy Center	一般財団法人石油エネルギー技術センター
MMSCFD	Million standard cubic feet per day	百万立方フィート/日
MOECO	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	三井石油開発株式会社
OSPAR Convention	Oslo and Paris Convention	OSPAR 条約
OSV	Offshore Support Vessel	オフショア作業支援船
PTTEP	PTT Exploration and Production Public Company Limited	タイ国営石油開発公社
ROV	Remotely Operated Vessel	遠隔操作船
TLP	Tension-leg Platform	緊張係留式プラットフォーム
TML	Twin Marine Lifter	双胴船型吊り上げシステム
WHP	Wellhead Platform	洋上ウェルヘッドプラットフォーム

1　タイランド湾における石油ガス開発の概要

1.1　タイランド湾の基本情報

タイランド湾の基本情報を以下に示す。平均水深は58mで最深部でも85mと浅海となっている。また、カンボジア、ベトナム、マレーシアが接続水域となっており、いずれかの排他的経済水域（EEZ）に属しており、公海は存在しない。

- 面積：320,000km²
- 水深：平均 58m（最深部 85m）
- 主要産業：石油・ガス、水産、観光等
- 水域関係国：タイ王国、カンボジア王国、ベトナム、マレーシア-
- タイ王国の排他的経済水域（EEZ）：下図参照

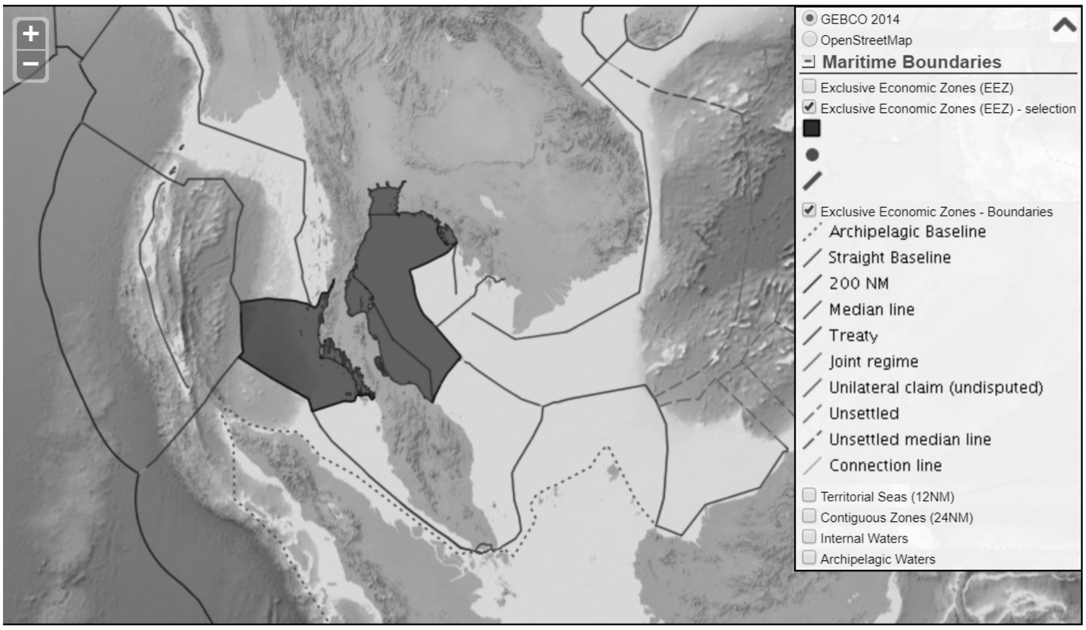


図 1-1　タイ国の EEZ（中央濃色部がタイ湾におけるタイ国の EEZ）

出典：Marine Regions

1.1　タイランド湾の石油・ガス開発の概要

1.1.1　一次エネルギー消費量

タイ国における直近 5 年（2014-18 年）の一次エネルギー消費量を下図に示す。2018 年の消費量は前年から 1.1%増加して、2.14 百万 BOEPD（Barrels of Oil Equivalent Per Day、日量石油換算バレル）で過去 5 年では年率 1.5%増加している。2018 年の一次エネルギー消費の内訳は、80%の鉱油（うち 41%が天然ガス、39%が石油製品）、17%の石炭と褐炭、3%の水力発電と輸入電力となっている。

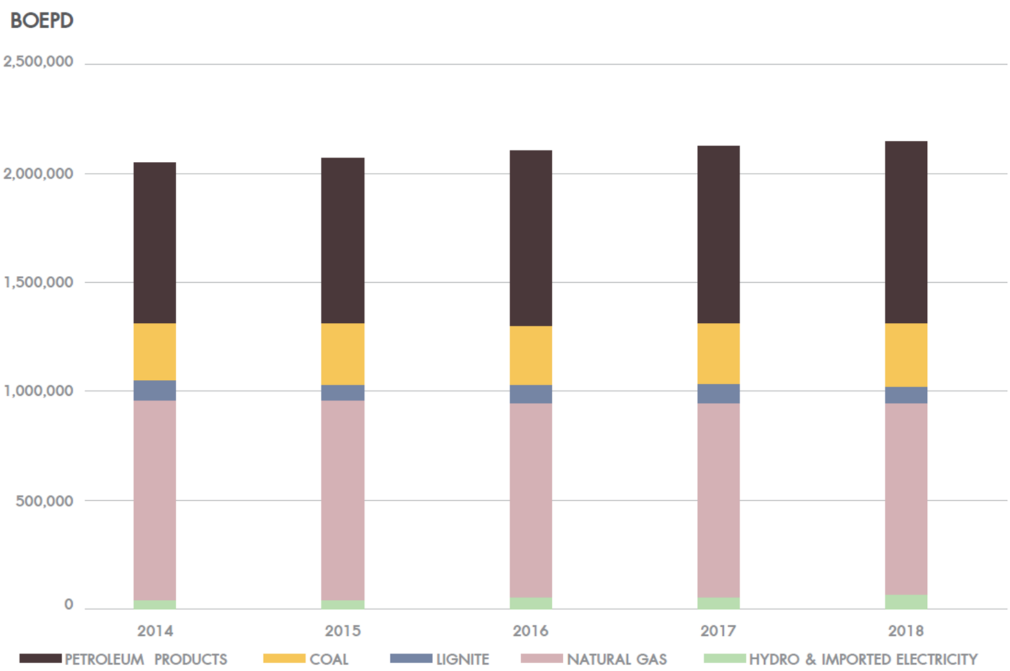


図 1-2　タイ国一次エネルギー消費量（2014-2018）

出典：DMF Annual Report 2018

1.1.2　コンセッション及び海洋石油ガス生産設備の状況

2019 年 1 月時点で、39 コンセッション（49 ブロック）が存在し、うち海洋のコンセッションは 22（29 ブロック）、陸上のコンセッションは 17（20 ブロック）となっている。うち海上生産エリアは 178 箇所、海洋石油ガス生産設備は 425 基が稼働している。コンセッションリストは添付資料-1、海上石油ガス開発生産エリアリストは添付資料-2、海洋石油ガス生産設備リストは添付資料-2 に示すとおりで、主要開発企業は、Chevlon 関連会社（米国）及びタイ国営石油開発公社（PTTEP）となっている。次頁図にタイ国全体及び海洋のコンセッションの地図を示す。

また、タイにおける代表的なプラットフォーム（トップサイド及びジャケット）、パイプラン接続部のイメージ及び写真を下図に示す。

図 1-3　タイ国における代表的な石油ガス生産設備のイメージ及び写真

出典：Thailand Decommissioning of E&P Installations Project（2012 年）

図 1-4　タイ国石油ガスコンセッション地図（2019 年 1 月、全体）

出典：DMF Annual Report 2018

図 1-5　タイ国石油ガスコンセッション地図（2019 年 1 月、海域）

出典：DMF Annual Report 2018

2　海洋ガス生産設備撤去に係る試行事例調査

2.1　海洋ガス生産設備撤去に係る試行事例の概要

DMF への聞き取り結果によると、撤去の試行は過去 4 回実施され、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）においても、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。さらに、DMF 年次報告書（2018）で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。

2.2　近年の海洋ガス生産設備撤去に向けた事例の概要

DMF 年次報告書（2018）によると、G1/61 鉱区（Erawan, 4,501 平方キロメートル）及び G2/61 鉱区（Bangkot、3,247 平方キロメートル）が 2022 年から 2023 年にかけてコンセッション契約の期限を迎える事から、再入札を行った。

Erawan（コンセッション番号 1/2515/5 開発鉱区 No.10 及び No.11、コンセッション番号 2/2515/6 開発鉱区 No.12 及び No.13）は Chevron タイ及び MOECO が、Bongkot（コンセッション番号 5/2515/9 開発鉱区 No.15、コンセッション番号 3/2515/6 開発鉱区 No.16 及び No.17）は PTTEP 及び Total E&P Thailand（Total タイ）がそれぞれ権益を有していたが、再入札の結果、G1/61 鉱区（Erawan）は、PTTEP Energy Development Co., Ltd（PTTEP のグループ会社）及び MP G2（Thailand）Ltd.（UAE の Mubadala Petroleum のグループ会社）が、G2/61 鉱区（Bangkot）は、PTTEP Energy Development Co., Ltd が落札した。

再入札により、G1/61 鉱区（Erawan）においては、プロジェクト権益が Chevron タイ及び MOECO から、PTTEP Energy Development Co., Ltd へ完全に移行される事から、時間的制約、撤去対象構造部の選定、パイプラン撤去の取り扱い等、様々な課題が発生している。

2.3　海洋ガス生産設備撤去に係る技術面、環境面、財政面の現状と課題

2.3.1　技術面の現状及び課題

今回の調査で明らかとなった、タイ国における海洋ガス生産設備撤去に係る技術面の現状と課題を以下のとおり纏める。

- 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。Thailand Decommissioning of E&P Installations Project（DMF、2012 年）によるとパイプラインも管内を洗浄し、再利用可能な場合でも撤去が求められる。

・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。
・水中切断（ウォータジェット）、プラットフォーム・ジャケット吊り上げは本邦企業が技術を有しているが、ケーシングの技術は欧米系のドリリング専門業者が有している。
・確立されつつある技術動向として、大型重量物吊り上げ技術は、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。

2.3.2 環境面の現状及び課題

今回の調査で明らかとなった、タイ国における海洋ガス生産設備撤去に係る環境面の現状と課題を以下のとおり纏める。

・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、労働安全衛生の問題が一番の問題。また、高濃度のものは水銀に関する水俣条約に準じて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。
・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施設に搬入されるまでは、石油ガス生産設備オペレーター側の所掌である。
・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あう可能性がある。従い、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。
・（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。
・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。

2.3.3 財政面の現状及び課題

今回の調査で明らかとなった、タイ国における海洋ガス生産設備撤去に係る財政面の現状と課題を以下のとおり纏める。

・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。
・石油法にて、積立金を用意する事が規定されていたが、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。

・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。
・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。
・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るとされている事から、どちらの方法も抜本的な解決には繋がらないと考えられる。

3　海洋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

3.1　石油法

石油法（Petroleum Act）は、1971 年に制定されてから下表のとおり、現在まで 6 回の改定を経ている。

表 3-1　石油法の改訂状況

法令名	制定・改訂年
Petroleum Act, B.E. 2514	1971 年
Petroleum Act（No.2）, B.E. 2516	1973 年
Petroleum Act（No.3）, B.E. 2522	1979 年
Petroleum Act（No.4）, B.E. 2532	1989 年
Petroleum Act（No.5）, B.E. 2534	1991 年
Petroleum Act（No.6）, B.E. 2550	2007 年
Petroleum Act（No.7）, B.E. 2560	2017 年

出典：DMF

石油法のうち、石油ガス生産設備撤去関連については、これまでコンセッション期間の変更（20 年プラス 10 年延長）を定めた 1979 年石油法（No.1）、撤去計画及び保証金を定めた 2007 年石油法（No.6）が挙げられる。下表に、石油法における石油ガス生産設備撤去関連の条項の抜粋を示す。

表 3-2　石油法における石油ガス生産設備撤去関連の条項の抜粋

該当条項	内容	要点
26 Amended by the Petroleum Act（No.4）, B.E. 2532（1989）	コンセッション期間	・コンセッションの期間は 20 年間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
80/1 Added by the Petroleum Act（No. 6）, B.E. 2550（2007）	撤去計画	・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を提出すること。 ・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。
80/2 Added by the Petroleum Act（No. 6）, B.E. 2550（2007）	保証金	・保証は、現金、タイ国債、銀行保証もしくはその他の形式で可能である。 ・全ての保証金が支払らえない場合、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。

出典：石油法より受託者が作成

3.2　石油法に係るエネルギー省省令

石油法に係るエネルギー省省令のうち、石油ガス生産設備撤去関連については、これまでコンセッション終了時のコンセッショナーの責務（1981 年省令 No.2）、コンセッションの終了の定義（1989 年省令 No.17）、コンセッション時の撤去に係る必要書類（2006 年省令番号不明）が挙げられる。下表に、石油法に係るエネルギー省省令における石油ガス生産設備撤去関連の条項の抜粋を示す。

表 3-3　石油法に係るエネルギー省省令における石油ガス生産設備撤去関連の条項の抜粋

該当条項	内容	要点
省令 No.12（1981），40 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 か月内に撤去しなければならない。
省令 No.17（1989），15 条	コンセッションの終了	・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 （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。
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

出典：石油法に関するエネルギー省省令より受託者が取り纏め

3.3　石油ガス開発・生産設備に係る撤去ガイドライン

DMF 年次報告書（2018 年）によると、撤去に関するガイドライン・マニュアルとして、以下のとおり技術面と環境面のガイドラン・マニュアルが整備されている。

技術ガイドライン・マニュアル

- 石油ガス生産設備撤去に関する監理マニュアル（2013 年）／
  Manual for petroleum decommissioning supervision（2013）
- 撤去費用の評価マニュアル（2015 年）／
  Manual for decommissioning expenditure assessment（2015）
- 撤去に係る一般要求事項及び基準（2018 年）／
  General decommissioning requirements and standards（2018）

環境ガイドライン・マニュアル

- 石油ガス生産施設撤去に環境管理ガイドライン（2010 年）／
  Environmental management guidelines for decommissioning（2010）
- 撤去環境アセスメント（Decommission Environmental Assessment: DEA）報告書作成マニュアル（2015 年）／Manual for DEA report preparation（2015）
- 実施可能な最適な環境オプション（Best Practicable Environmental Option: BPEO）報告書作成マニュアル（2017 年）／
  Manual for preparation of decommissioning BPEO report（2017）

このうち、撤去環境アセスメント（DEA）の手続きの概要が入手可能であった事から、概要は下図の通り、3 つの段階に分かれる。第一段階では、コンセッショナーは、実施可能な撤去オプションについて、それぞれのオプションにて、想定される環境影響とその緩和策を取り纏めた DEA 報告書を作成する。次に第二段階として、実施可能な最適な環境オプション（BPEO）について比較・検討を行い、オプションを選定し、同オプションに対する環境管理計画（Environmental Management Plan: EMP）を策定する。第三段階として、策定した EMP に準拠して、撤去の実施を行う。撤去後は EMP が適切に履行されたかのモニタリングを実施する。撤去の実施時、撤去後にそれぞれ第三者による監査を行い、撤去に係る環境配慮が適切に履行された事を確認する。

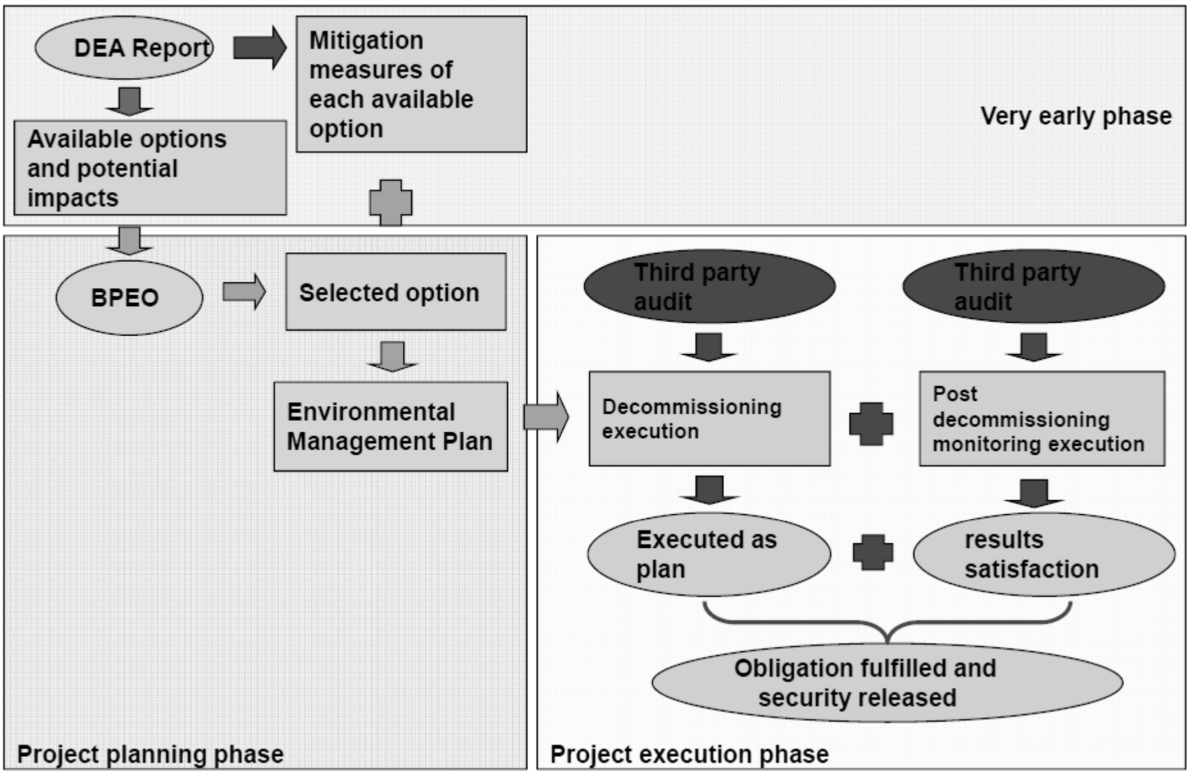


図 3-1　撤去環境アセスメント（DEA）の手続きの概要

出典：Thailand Decommissioning of E&P Installations Project（2012 年）

3.4　その他関連法規制

その他の撤去に係る関連法規制は以下のとおりである。

その他適用される法令を所轄する省庁

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

3.5　関連条約

海洋石油ガス生産設備撤去に関する条約としては、以下の 3 つの条約がある。それぞれの条約の概要を下表に示す。

- 国連海洋法条約
- IMO ガイドライン
- ロンドン条約

表 3-4　海洋石油ガス生産設備撤去に係る関連条約

条約	概要	要点
国連海洋法条約	排他的経済水域での施設の除去について規定（第６０条第３項）	放棄又は利用されなくなった施設又は構築物は、権限を有する国際機関が施設又は構造物の除去に関して定める国際的基準を考慮して、航行の安全を確保するために除去する。 その除去に当たっては、漁業、海洋環境の保護並びに他の国の権利及び義務に対しても妥当な考慮を払う。完全に除去されなかった施設又は構築物の水深、位置及び規模については、適切に公表する事とする。
IMO ガイドライン	1989 年ガイドラインにおいて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	1）水深 75m（1998 年 1 月 1 日以降に設置された場合は、100m）以浅に設置、大気中重量 4,000 トン未満（デッキ及び上部構造物を除く）の設備・建造物は完全撤去（自然の海底面上に存在する総ての設備を撤去）が原則、ただし、以下の場合では、設備・建造物の総て又は部分を残すことを認めることが可能。 ・新たな用途（例えば生物資源の増加）として利用されること ・他の海洋利用の不当な妨げの原因にならないこと 2) 技術的に不可能又は膨大な費用がかかる、あるいは人員又は海洋環境に容認できないリスクを伴う場合には、沿岸国は完全撤去を要求しないこと 3) 残置するものの適切な管理が必要であり、船舶の航行の安全を確保するために、水中の全ての残置物の上面から水面までの距離を 55m 以上確保すること 4）1998 年 1 月 1 日以降、設備・建造物が廃止後に完全撤去できる設計及び建設とすること
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	1）「1996 年議定書」では、陸上起源の廃棄物その他の物の海洋（海底下も含む）投棄及び洋上焼却を原則禁止とし、海洋投棄を検討することができる廃棄物その他のものを同議定書附属書 I に限定列挙するとともに、同議定書附属書 II（廃棄物評価フレームワーム）において、附属書 I で限定列挙する廃棄物その他の物を海洋投棄する場合には、当該廃棄物その他の物の海洋投棄が海洋環境にもたらす影響を予測・評価し、その上で規制当局による許可の発行を規定している。海洋掘採施設は、同議定書附属書 I に掲げる海洋投棄を検討することが可能な廃棄物に掲げられている。 故意に処分することのみを目的としてプラットフォームその他の人工海洋構築物を遺棄し、又はその場で倒壊させることは「投棄」に該当し、一方で、単なる処分の目的以外の目的で配置された物（例えば、ケーブル、パイプライン、海洋調査機器）を海洋へ遺棄すること」は、「投棄」に該当しないとされている。 また、2007 年には、1996 年議定書附属書 I に定める投棄可能な廃棄物その他の物に、「海底下地層に貯留される二酸化炭素」が追加されている。

出典：海洋掘採施設等の廃止措置に関する基本的考え方について（2012 年）

4　海洋石油ガス生産設備撤去コスト及び撤去需要調査

4.1　海洋石油ガス生産設備撤去コスト

海洋石油ガス生産設備の撤去コストについては、各種調査が実施されているが、場所、水深、設備内容、廃棄物処理費用などによって大きく異なる事から、あくまでも参考値として取り扱われている場合が多い。本調査においては、入手した以下の公開資料を基に情報を取り纏めた。

・Thailand Decommissioning of E&P Installations Project（DMF、2012 年）
・Introduction of Offshore Asia Pasffic　（Dr. Brian Twomey、2009 年）

Thailand Decommissioning of E&P Installations Project では、水深（60-68m）と支柱数（4 本）、重量（1,400-2,500 トン）の条件を揃えて、東南アジア、メキシコ湾、北海（英国）における平均的なプラットフォーム撤去コストを比較している。比較結果は下図のとおりであるが、一番低いのがメキシコ湾（3 百万ドル）で、次いで東南アジア（4 百万ドル）、最も高いのが北海（英国、12 百万ドル）となっている。このコストの違いによる考察は示されていないが、場所、水深、設備内容、廃棄物処理費用等によるものであると想定される。

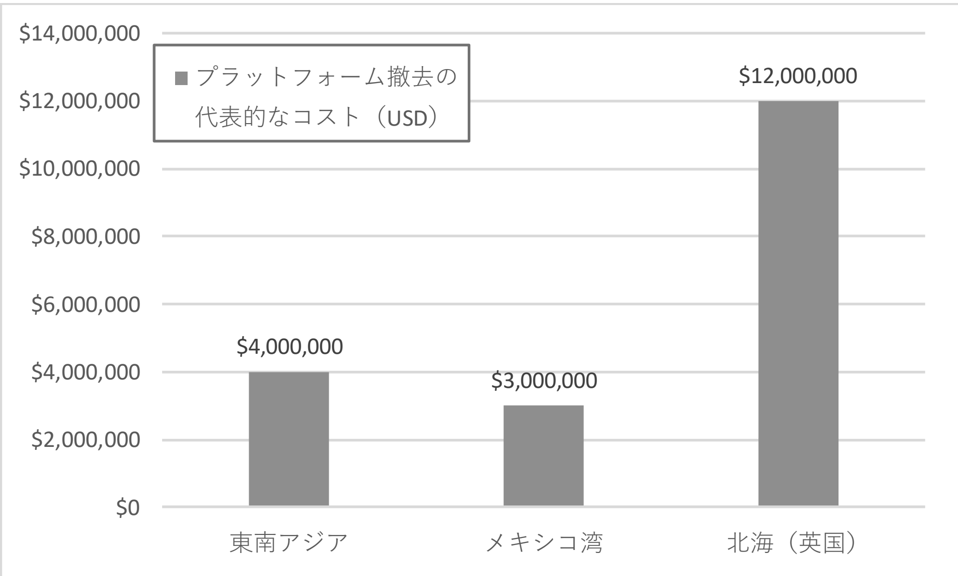


図 4-1　東南アジア、メキシコ湾、北海（英国）における平均的なプラットフォーム撤去コストの比較

出典：Thailand Decommissioning of E&P Installations Project（2012 年）

Introduction of Offshore Asia Pasffic では、アジア太平洋地域の 819 のプラットフォームの撤去事例から、プラットフォームの重量別に 1 基当たりの平均撤去コストを試算している。結果は、下図のとおりで 1,500 トンクラスのプラットフォームの撤去については、上記の東南アジアの平均コストの 1.5 倍程度の 5.9 百万ドル（約 7 億円）となっている。プラットフォームが大型になるにしたがい撤去コストも増加し、20,000 トンクラスになると費用が 112 百万ドル（約 130 億円）となる。

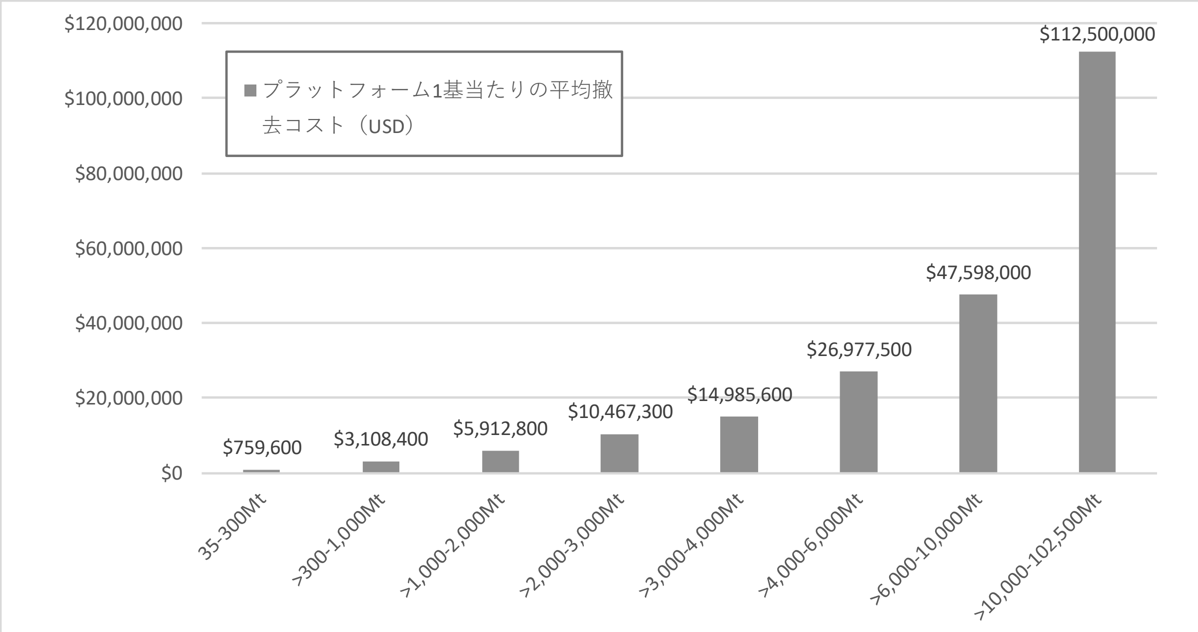


図 4-2　アジア太平洋地域の重量別のプラットフォーム１基当たりの平均撤去コスト（試算）

出典：Thailand Decommissioning of E&P Installations Project（2012 年）

4.2　タイ国における海洋石油ガス生産設備撤去計画

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。下表は、石油法 No.1（Thai I）及び石油法 No.4（1989）で 2040 年半ばまでに終了する海洋のコンセッションリストで、2022 年 4 月に最初のコンセッション契約が終了し、その他のコンセッションも順次契約が切れる予定となっている。鉱区がカンボジアと重複しているため一時停止されているコンセッションを合わせると、2040 年までに全体 22 の海洋コンセッション契約のうち 12 のコンセッション契約が終了を迎えることとなる。

コンセッション契約期限が切れた場合は、再入札を行う事になるが、2.2 節に示したとおり、最初にコンセッション契約が切れる鉱区の一つである G1/61 鉱区 （Erawan）においては、プロジェクト権益が Chevron タイ及び MOECO から、PTTEP Energy Development Co., Ltd 完全に移行される事から、2022 年の 4 月までの移行期間に相当数量のプラットフォームの撤去が必要となる見込みである。さらに、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が存在すると想定される。

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）、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）レビュー中である。

表 4-1　2040 年半ばまでに契約終了を迎えるコンセッションリスト

コンセッションの種類	コンセッショナー	鉱区	生産状況	コンセッション終了時期
Thai I	Chevron, MOECO	GOT -12-13	Production（Gas/Oil/Condensate）	23 Apr. 2012 Extended to 2022
Thai I	Chevron, MOECO, PTTEP	GOT -10-11-12-13	Production（Gas/Oil/Condensate）	23 Apr. 2012 Extended to 2022
Thai I	Chevron, MOECO, PTTEP	GOT -10A-11A	Production（Gas/Oil/Condensate）	23 Apr. 2012 Extended to 2022
Thai I	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
Thai I	PTTEP Siam	GOT – B6/27	Production（Oil- Suspend）	5 Feb. 2023（Extension 2033）
Thai I	Chevron, MOECO, PTTEP, Hess	GOT –B12/27	Production（Gas/Condensate）	14 Jan. 2028（Extension 2038）
Thai III	Chevron & Others	GOT - B8/32	Production（Oil, Gas）	31 July 2020（Extension 2030）
Thai I	Pearl Oil	GOT -B5/27	Production（Oil）	8 Aug. 2031（Extension 2041）
Thai I	PTTEP, Chevron, MOECO	GOT -14-15A-16A	Production（Gas/Condensate）	2036（Extension 2046）
Thai I	BG, Chevron	GOT, Block 7-8-9	Pending	OCA（Overwrapping Claimed Area）
Thai I	Chevron, MOECO, PTTEP	GOT -12-13	Pending	OCA
Thai I	Chevron	GOT -5-6	Pending	OCA

出典：Thailand Decommissioning of E&P Installations Project（2012 年）

4.3　アジアにおける海洋石油ガス生産設備の撤去需要と市場規模

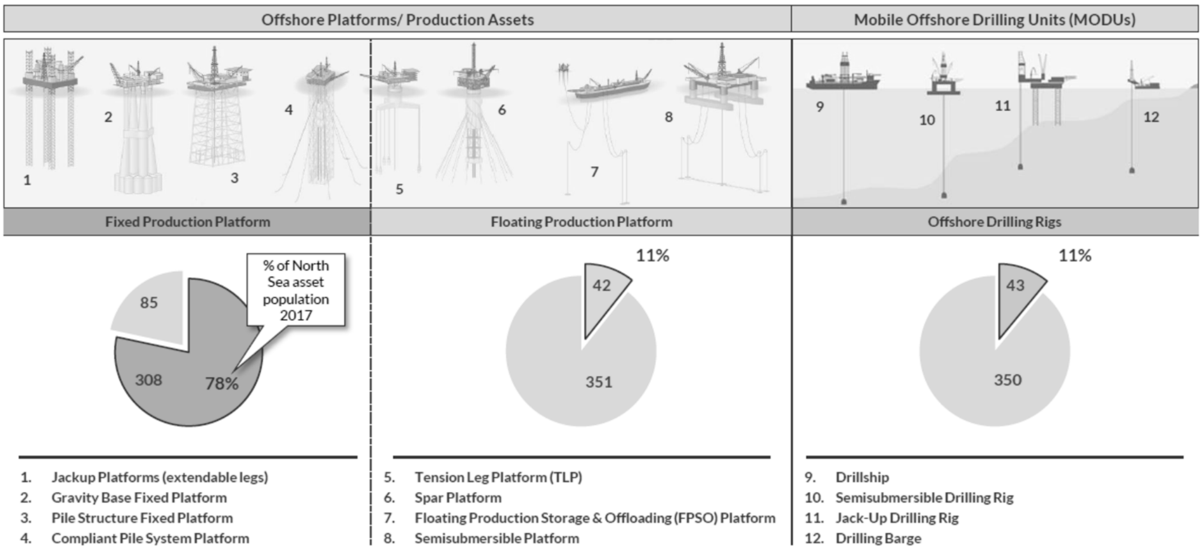
海洋石油ガス生産設備の市場規模については、各種調査が実施されているが、Introduction of Offshore Asia Pasffic（Dr. Brian Twomey（2009 年））によると、2009 年時点でアジア太平洋においてはプラットフォームが 1,751 基存在し、これらの撤去事業に係る市場規模は 2009 年時点の概算で 15-32Billion USD（約 1.7-3.5 兆円）と見積もられている。その後さらに新規のプラットフォームの建設があることから、さらに市場規模は大きくなっている。

また、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。

4.4 北海における海洋石油ガス生産設備の撤去の動向

4.4.1 北海における海洋石油ガス生産設備の概要

北海における海洋石油ガス生産設備撤去については、Westwood Global Energy Group が 2017-18 年に Offshore Floating Asset Decomissioning Market Study を実施している。同調査の結果によると、2017 年時点の北海における海洋石油ガス生産設備の総数は 393 基で、下図に示すとおり 308 基が固定式の生産プラットフォーム（Fixed Production Platform）、42 基が浮体式生産プラットフォーム（Floating Production Platform）、43 基が海洋掘削リグ（Offshore Drilling Rigs）となっている。

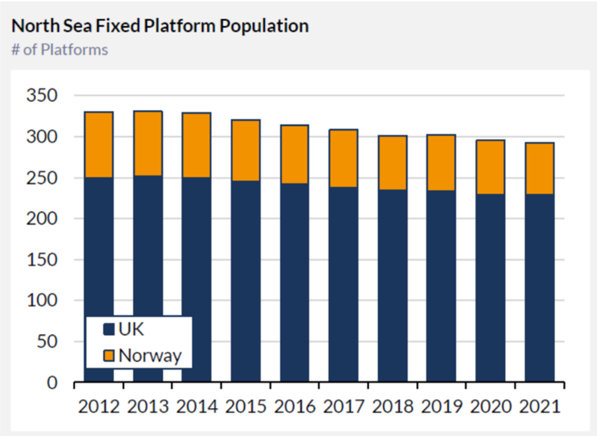


出典：Offshore Floating Asset Decomissioning Market Study（2018 年）

図 4-3 北海における海洋石油ガス生産設備の概要

4.4.2 北海における海洋石油ガス生産設備撤去の概要

Offshore Floating Asset Decomissioning Market Study によると、北海における 2012 年から 2021 年の 10 年間のプラットフォームは、下図のとおり固定式が約 330 基から 290 基に減少し、浮体式が 43 基から 46 基に増加している（うち 2018 年以降は予測値）。固定式は年 5 基のペースで減少しており、浮体式は撤去より建設数の方が上回っている事が分かる。



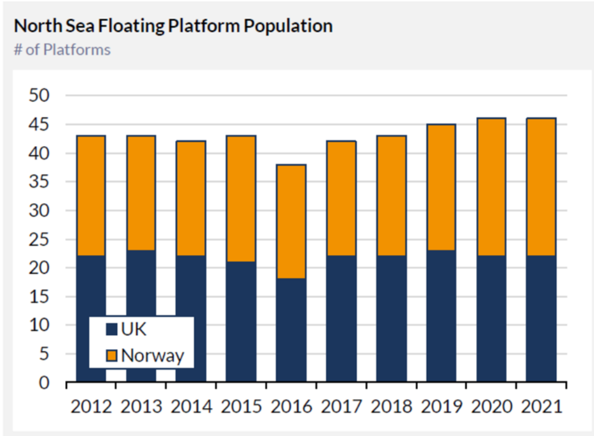
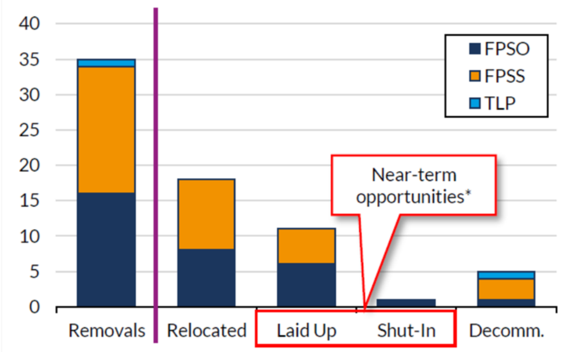


図 4-4　北海における海洋石油ガス生産プラットフォーム数
（2012 年-2021 年、左：固定式プラットフォーム、右：浮体式プラットフォーム）

出典：Offshore Floating Asset Decomissioning Market Study（2018 年）

また、1977 年から 2017 年の期間での浮体式プラットフォームの種類別の撤去数と撤去方法を下図（左）に、2017 年時点の掘削施設の稼働状態を下図（右）に示す。浮体式プラットフォームについては、1979 年からの約 30 年間で 35 基の撤去が実施されており、うち 16 基が FPSO（浮体式海洋石油・ガス生産貯蔵積出設備）、18 基が FPSS（セミサブ型海洋石油・ガス生産設備）、1 基が TLP（緊張係留式プラットフォーム）となっており、撤去方法は移設（Relocated）が 18 基、残置（Laid up）が 11 基、密閉（Shut in）が 1 基、撤去が 5 基となっている。また、掘削施設は、101 基が存在し、内訳はジャッキアップ方式が約 55 基、セミサブ方式が約 40 基、ドリルシップが約 5 基となっている。そのうち、約 55 基が稼働しており、46 基が Warm Stacked（アイドリング状態）もしくは Cold Stacked（停止状態）の状態となっている。



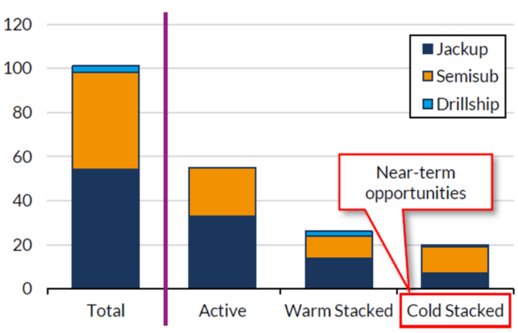


図 4-5　北海における海洋石油ガス生産設備撤去の現状
（左：浮体式撤去の実績（1977 年-2017 年）、右：掘削施設の稼働状況（2017 年））

出典：Offshore Floating Asset Decomissioning Market Study（2018 年）

4.4.3　北海における撤去需要と市場規模

Offshore Floating Asset Decomissioning Market Study によると、北海の生産プラットフォームの撤去と費用は下図のとおりで、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り、2026 年は年 30 基以上の撤去が見込まれている。撤去費用については、2024 年までは年間 1,000-3,000 百万 USD（1,100-3,300 億円）で推移し、その後増減を繰り返す。最大は 2033 年で年間約 7,000 百万 USD（7,700 億円）となる。

また、2017-2040 年の北海の市場規模（プラットフォーム撤去、掘削施設撤去、坑井撤去、陸上解体、支援船等の撤去費含む）は、84bilUSD（約 9 兆 2400 億円）と見込まれ、巨大な市場となる。

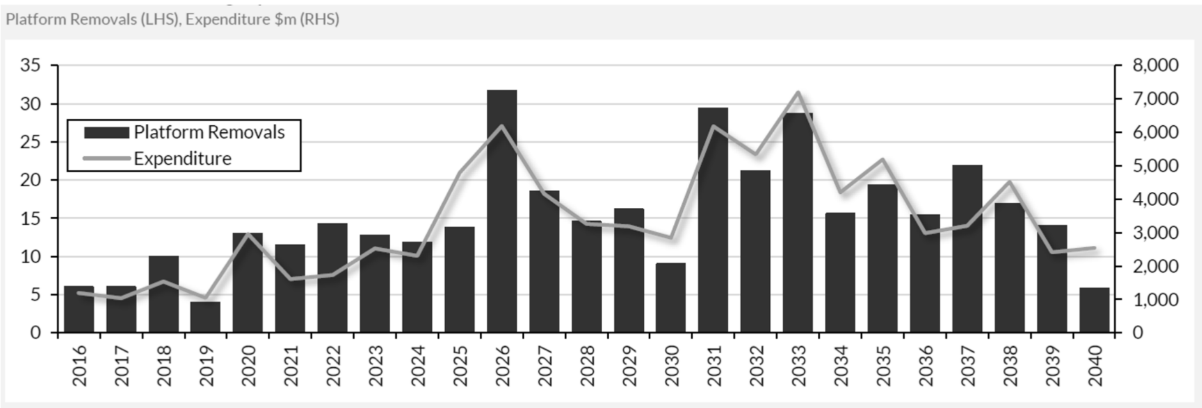


図 4-6　北海における海洋石油ガス生産プラットフォーム撤去数と費用（2017 年-2040 年）

出典：Offshore Floating Asset Decomissioning Market Study（2018 年）

4.4.4　陸上解体施設の状況と政府の振興策の事例

Offshore Floating Asset Decomissioning Market Study によると、撤去は設備を海上から陸上の専用港まで輸送して、ドライデッキでの作業が主流となっている。北海周辺では、英国（3 か所）、ノルウェー（2 カ所）、オランダ（1 カ所）でそれぞれ民間の専用港を有している。

一方、スコットランド自治政府は、撤去の分野で世界をリードする事を目標とした「石油ガス撤去アクションプラン」を策定し、技術イノー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。2020 年 1 月までに 28 案件で合計 10.3M€（約 13 億円）の支援がされている。同アクションプランには、関連情報プラットフォームの整備、関連サプライチェーンの強化、技術革新、技術の獲得及びトレーニング、インフラ施設の整備等から構成されている。

5　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

5.1　海洋石油ガス生産設備の撤去に係る技術動向整理の概要

本調査では、海上石油ガス生産設備の撤去で必要な技術の整理として我が国の技術優位性が発揮出来る可能性のある技術の事例調査として、水中切断技術、海底・深海作業技術、大型重量物の吊り上げ・運搬技術、プラットフォームの更新技術に関する情報収集を行うとともに、撤去用作業船並びに舶用機器の潜在需要について、調査を行った。なお、タイ国においては、平均水深が約 58m なので、固定式のプラットフォームの撤去を主な調査対象とした。

5.2　撤去技術の整理

5.2.1　海洋石油ガス生産設備の設備名称

海洋石油ガス生産設備は、地下に賦存する石油ガスを掘採・採取するための海洋掘採施設（プラットフォーム及び坑井）及びこれに付帯する輸送施設（パイプライン）から構成される。タイ国において一般的な鋼製固定式の海洋掘採施設の構成を下表及び下図に示す。

表 5-1　海洋石油ガス生産設備の概要

大項目	中項目	小項目
プラットフォーム	上載設備	掘削設備、採油ガス設備、油ガス処理設備、居住設備、 発電設備その他の付帯設備
	下部構造物	ジャケット、パイル
坑井	-	コンダクター

出典：海洋掘採施設等の廃止措置に関する基本的考え方について（2012 年）

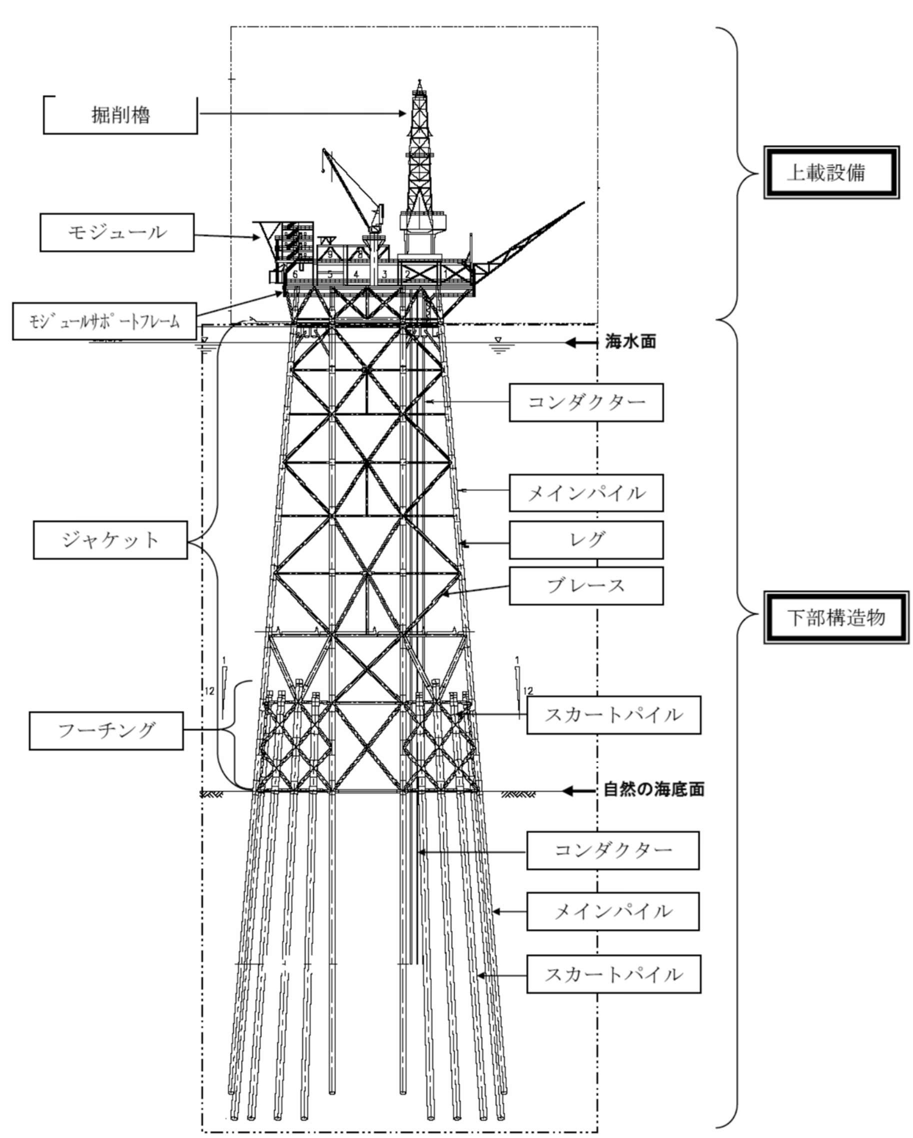


図 5-1　海洋プラットフォームの施設一般図（固定式）

出典：海洋掘採施設等の廃止措置に関する基本的考え方について（2012 年）

5.2.2　撤去の手順及び適用される技術

撤去の区分については、大別すると、①坑井の廃坑，②プラットフォームの分解・トップサイド取り外し，③運搬バージなどへの積載，④陸上への輸送，⑤廃棄・その他の手順がある。

坑井の廃坑については、キルウェル&プラギング作業により油層の遮断作業を行い、遮断作業が完了した後は，ケーシングパイプを切断し、引き抜き作業を行う。北海の例では、海底面下 5 m 以深の位置で全てのケーシングを切断し、回収する。また、切断されたコンダクターおよびケーシングはすべて抜管・回収・処分を行う。その後、坑井が適切に遮断されており、正しい方法で分離されているか検査を行う。下図に廃坑（Plug & Abandament）のイメージを示す。

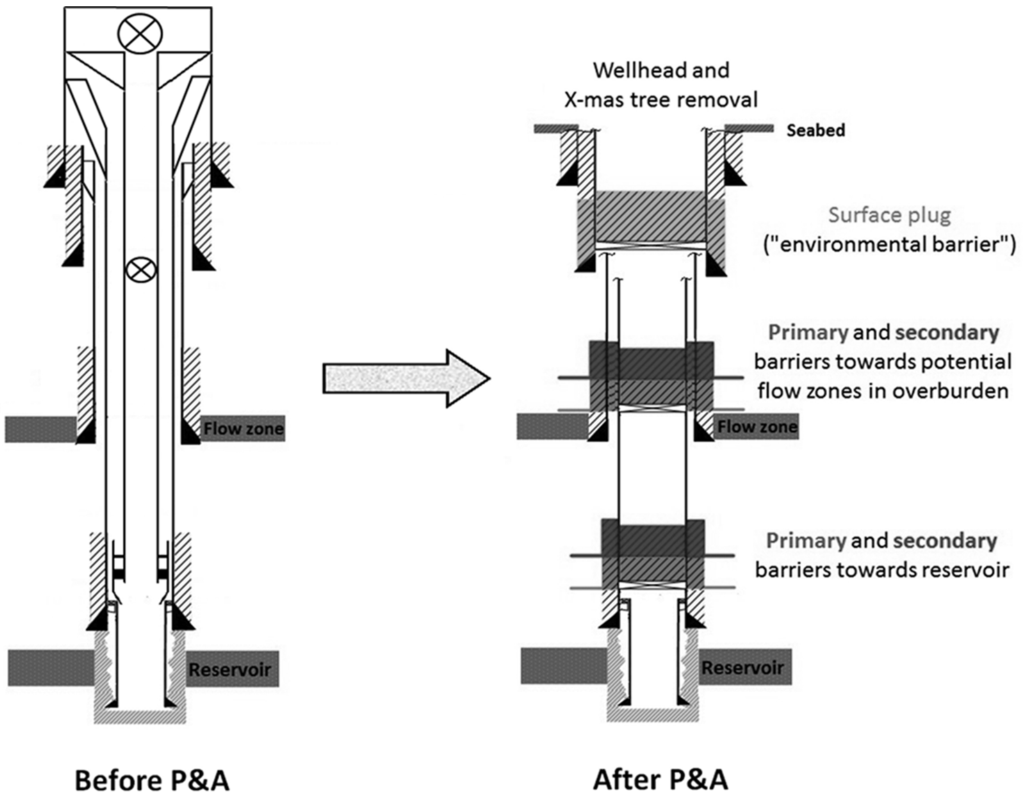


図 5-2　廃坑（Plug & Abandament）のイメージ図

出典：Plug & abandonment of offshore wells: Ensuring long-term well integrity and cost-efficiency（Journal of Petroleum Science and Engineering No. 173, 2019 年）

プラットフォームの分解・トップサイドの取り外しについては、最初にプラットフォームのシャットダウン・洗浄を行う。この際、重金属や有機溶剤コンパウンド，放射性物質など，様々な物質の付着状況を確認し、適切な運搬・処理・処分を行う必要がある。その後、分解・撤去作業に入るが、一般的には、トップサイド（上載設備）を切断・撤去した後に、下部構造物を自然の海底面下で切断・撤去し、自然の海底面上の施設を全て取り除いた状態にする。切断・撤去した施設のうち、上載設備は全て陸上に運搬して処分し、下部構造物は陸上に運搬して処分するか又は人工魚礁等に再利用若しくは海洋へ投棄する。また、この場合、下部構造物の切断箇所から下の部分については残置のまま廃棄することとなる。これらの作業において、水中切断技術、海底・深海作業技術及び大型重量物の吊り上げ・運搬技術が使用される。下図に日本で実施されたプラットフォーム撤去の事例を示す。

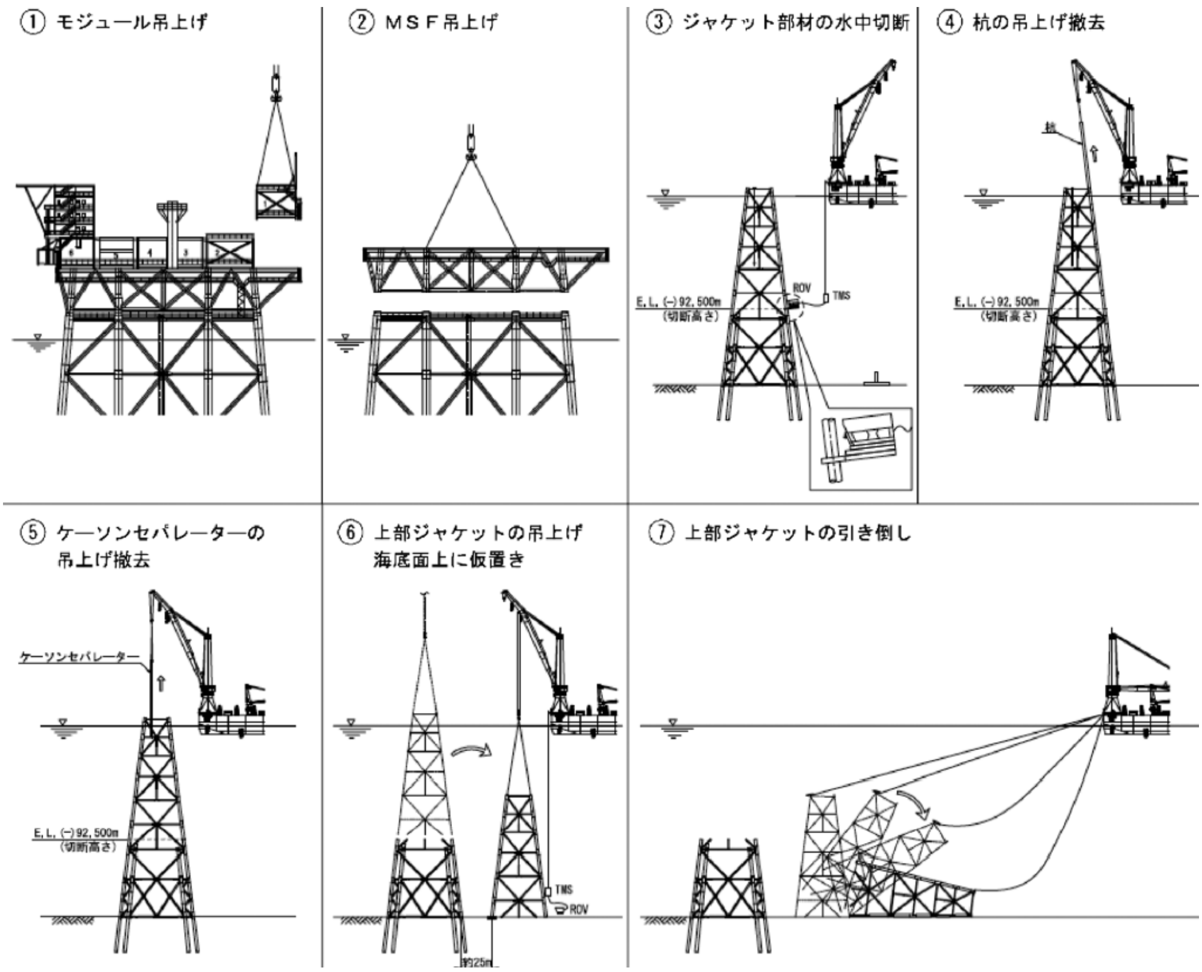


図 5-3　海洋プラットフォーム撤去の手順の例

出典：磐城沖プラットフォーム撤去の概要（石油技術協会誌、2012 年）

パイプランの撤去については、パイプライン内部の洗浄、海洋プラットフォームからの切り離し及びパイプランの密閉・埋設などの措置を行った上で残置することが一般的である。この場合、当該パイプラインはそのまま廃棄するケースもあるが、海底敷設面から引き上げて陸上で処分する方法もある。タイにおいては Thailand Decommissioning of E&P Installations Project（DMF、2012 年）によるとパイプラインも管内を洗浄し、再利用可能な場合でも撤去が求められるが、近年では他国に倣って残置のパイロットプロジェクトを実施している。これらの作業において、水中切断技術及び海底・深海作業技術等が使用される。

5.3　設備撤去技術の概要

Decommissioning Methodology and Cost Evaluation　（ICF International 社、2015）によると撤去の技術は、1. Well P&A（止栓及び廃鉱）、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。以下に、各技術の代表的な技術の概要及び写真を示す。また、プラットフォームの更新については、利活用の事例を収集した。

5.3.1　止栓及び廃鉱関連技術

止栓及び廃鉱関連技術としては主なものとして、坑井介入技術（油圧改修）と洗浄、セメント充填等が挙げられる。

（1）油圧改修

撤去時における油圧改修は、デッドウェルにチューブの取付け、取外しに使用される坑井介入技術で、「デッドウェル」とは、表面張力がゼロの坑井で、坑井内に重い液体または泥が存在するか、自然の流れを維持できない状況となっている。油圧改修は、坑井の仕上げ、廃坑、廃棄、切削作業、および配管またはケーシングの修理など、様々な用途がある。下図は、油圧改修ユニットを示している。

図 5-4　撤去時における坑井介入技術（油圧改修）

出典：Decommissioning Methodology and Cost Evaluation　（ICF International 社、2015）

（2）セメント充填

セメント充填技術として使用されるコイルチューブユニットは、下図に示す通り、坑井の生産停止、管内の砂、パラフィンの洗浄、または配管やケーシングが破損した場合のセメント充填として使用される。コイルチューブのサイズは通常、直径が 1.25 インチ（3.2 センチメートル）から 3.5 インチ（8.9 センチメートル）とされている。これらの作業は、掘削リグや生産設備を通じて実施可能である。

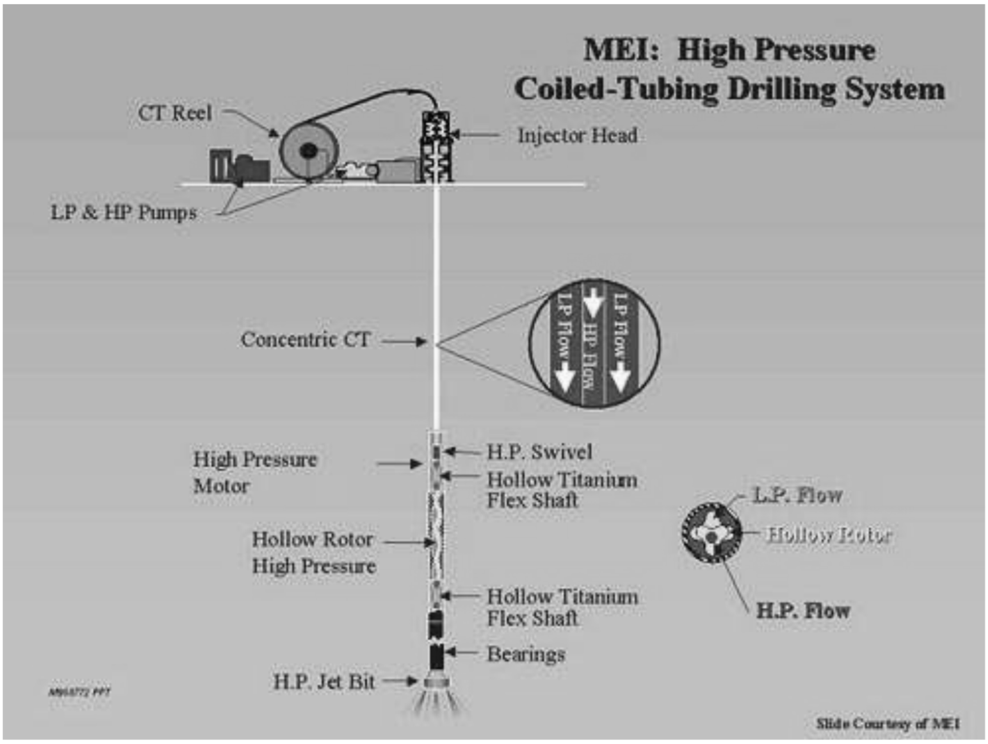


図 5-5　撤去時におけるセメント充填技術（コイルチューブユニット）

出典：Decommissioning Methodology and Cost Evaluation
（ICF International 社、2015）

5.3.2　坑井介入船及びシステム

坑井介入船及びシステムの事例として、プラットフォーム方式と船舶方式、坑井介入システムの事例を記載する。

（1）坑井介入船（プラットフォーム方式）

下図は、Helix 社の Well Ops Q4000 坑井介入船で、メキシコ湾の水深 6,500 フィート（約 2,000m）での介入作業の実績がある。船舶の ROV は水深 10,000 フィート（約 3,300m）まで、動作可能であり、同船は、安定したプラットフォーム下で、海底の仕上げ、廃止措置、コイル管の配備等の作業が可能である。

図 5-6　坑井介入船（プラットフォーム方式）

出典：Decommissioning Methodology and Cost Evaluation
（ICF International 社、2015）

（2）坑井介入船（船舶方式）

下図は、Oceaneering International Inc.が傭船している Olympic Intervention IV の写真で、同船は、アンビリカル（海底坑口装置を制御するための電力・油圧・信号ケーブルからなる複合ケーブル）、ツリー（海底井戸開閉・圧力制御装置）、ジャンパー（圧力制御装置とパイプライン終端を接続するパイプ）、フライングリード（各種配線）、およびマニホールド（複数のバルブを統合する装置）などの海中ハードウェアの設置が可能である。また、同船は検査、修理、保守（Inspection, Repair Maintanance：IRM）の作業が可能で、各種ワイヤーの敷設、プラグおよび廃坑作業などの坑井介入作業が可能である。

図 5-7　坑井介入船（船舶方式）

出典：Decommissioning Methodology and Cost Evaluation
（ICF International 社、2015）

（3）坑井介入システム

下図は、Expro International Group が開発した軽量の坑井介入システム（AX-S システム）で、船舶上に配備可能な同システムは、最大 10,000 フィート（3,000m）の水深で作業可能で、坑井介入時間の大幅な短縮が可能である。リグを使用した標準的な坑井介入システムの必要稼働期間（12〜15 日）に対して、8〜10 日で作業可能となっている。また、同システムは廃坑作業も可能である。

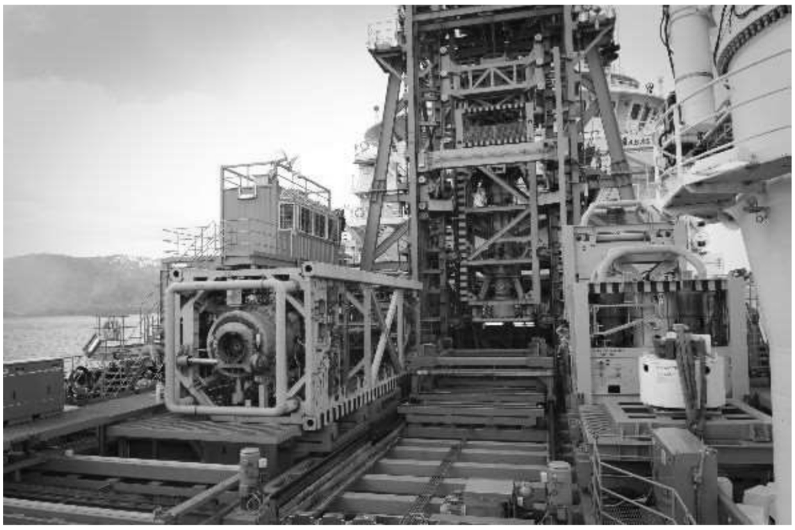


図 5-8　坑井介入システム

出典：Decommissioning Methodology and Cost Evaluation
（ICF International 社、2015）

5.3.3　水中切断技術

海洋掘採施設及びパイプラインの撤去にて適用可能な水中切断技術は、爆破切断技術（Explosive Charges）及び非爆破切断技術に大別される。近年では、海洋への環境配慮の観点から、非爆破切断方法が主流となっている。以下に、非爆破切断技術として、ダイヤモンドワイヤー切断技術、ギロチン式のこぎり切断技術、アブレッシブジェット切断技術、機械切断技術の概要を示す。

（1）ダイヤモンドワイヤー切断技術

ダイヤモンドワイヤー切断システム（Diamond Wire Cutting System：DWCS）は、ジャケットの脚、パイル等の部材を水中で切断出来るシステムで、ダイバーまたは遠隔操作船（ROV）が切断を行う。下図は、ダイバーによる切断を行う DWCS で、鋼製クランプユニットとダイヤモンドワイヤーカッターで構成される。フレームは、切断される部材を固定するように設計されており、切断ワイヤーは、直径約 0.25 インチの鉄製ワイヤロープで構成され、その中にダイヤモンドが埋め込まれたスチールリングが挿入されている。また、切断システムは、ワイヤーがフレームの周囲に沿って回転できるように設計されている。

図 5-9　ダイヤモンドワイヤー切断システム（ダイバーによる切断）
出典：Decommissioning Methodology and Cost Evaluation
（ICF International 社、2015）

また、ROV を使用する場合は、切断する部材の適切な位置にレッグクランプとカッターを設定することが可能となっており、DWCS のワイヤー速度、使用圧力、および流量を船上から制御可能である。下図に ROV タイプのダイヤモンドワイヤー切断システムを示す。

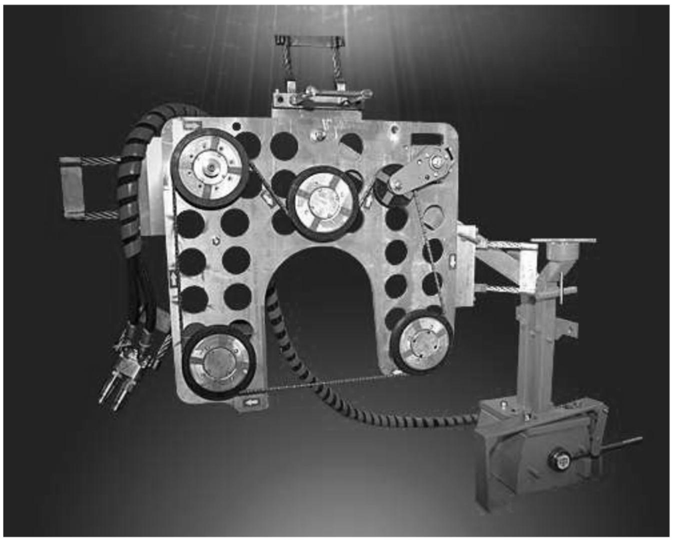


図 5-10　ダイヤモンドワイヤー切断システム（ROV 船による切断）
出典：Decommissioning Methodology and Cost Evaluation
（ICF International 社、2015）

（2）ギロチン式のこぎり切断技術

ギロチン式のこぎり切断技術は、下図に示すとおり、基本的にのこぎりの動作と同様に左右に動く単一のブレードを備えた油圧式、電気式、または空気圧式により切断を行うものである。また、深海では ROV 油圧式による操作が、浅海ではダイバーによる操作が可能で、ダイヤモンドワイヤー切断技術と同様である。

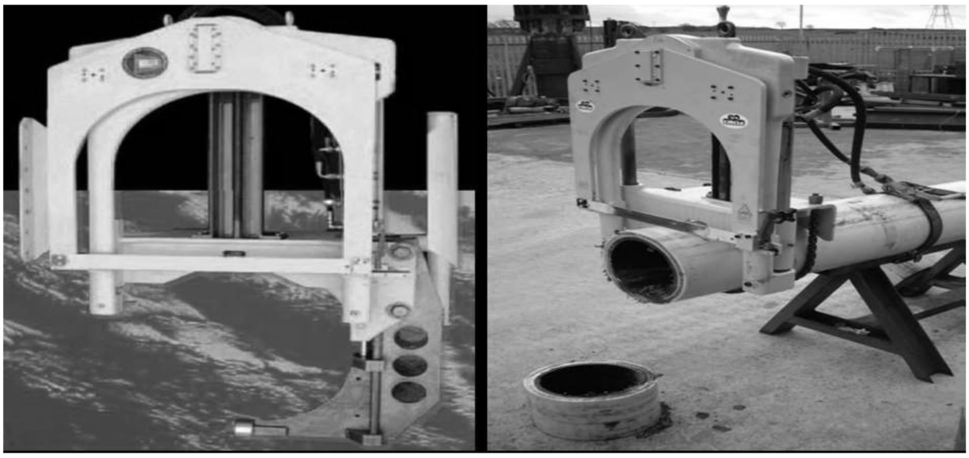


図 5-11　ギロチン式のこぎり切断技術

出典：Decommissioning Methodology and Cost Evaluation
（ICF International 社、2015）

（3）アブレッシブジェット切断技術

アブレッシブジェット切断（研磨切削）は、下図のとおり、切削材料をウォータージェットに注入し、鋼を研磨して磨耗させるメカニズムを採用した技術である。現在、主に使用されているのは、２つのタイプで、大容量-低圧もしくは低容量-高圧システムである。大容量-低圧タイプは、大量の砂またはスラグを水と混合して分散させ、4,000～10,000 psi（270～680 気圧）の比較的低い圧力で毎分 80～100 ガロン／分の水を供給する。高圧タイプは 15,000 psi（15,000 気圧）で、マルチストリングコンダクター（ドリルパイプやビット等を連結した一連のパイプ）の切断等に使用される。

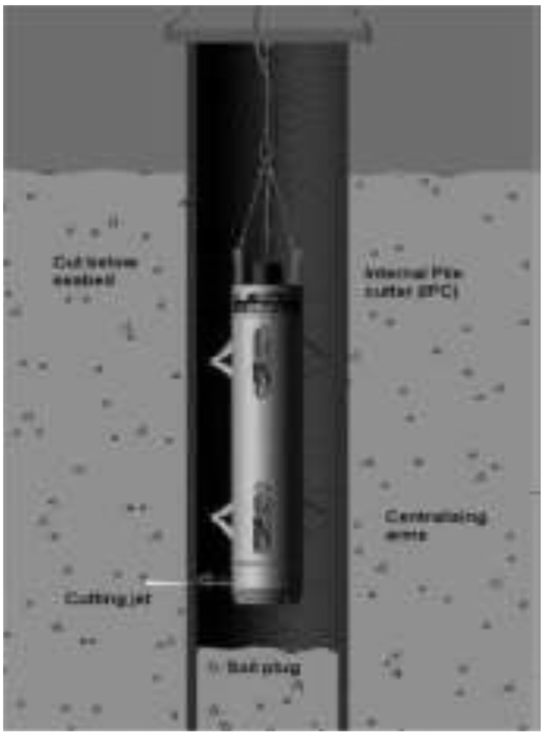


図 5-12　アブレッシブジェット切断技術

出典：Decommissioning Methodology and Cost Evaluation
（ICF International 社、2015）

（4） 油圧機械切断技術

機械切断は、油圧を使用してジャケットの構造部材を切断する。下図は、油圧機械切断設備で、橋梁解体用に開発され、最大で直径 48 インチ（約 120 センチ）のマルチコンダクターが切断可能である。陸上及び水中で作業可能であるものの、海洋では使用実績が限られている。

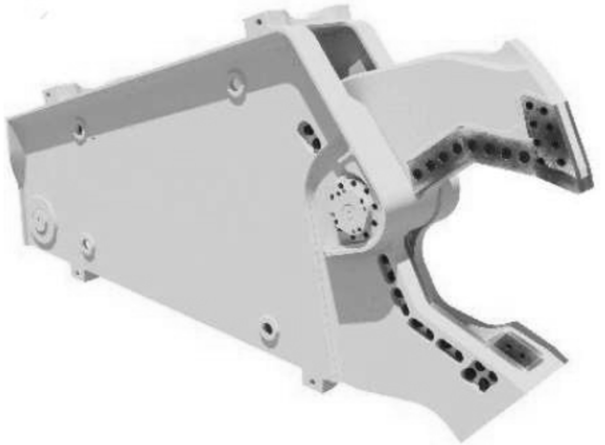


図 5-13 油圧式機械切断技術

出典：Decommissioning Methodology and Cost Evaluation
（ICF International 社、2015）

5.3.4 大型重量物吊り上げ技術

大型重量吊り上げ技術のうち、重量物運搬船（HLV）については、固定式および浮体式プラットフォームの積載重量により、撤去可能な HLV の数が限られる。海洋石油ガス生産設備の設置海域が深海域に移行するに従いより大型の HLV が必要となる。大型重量物吊り上げ技術の選定、すなわち HLV の選定においては、水深及び重量、海象等の条件を基に決定する必要がある。

Offshore Magazine's 2014 Worldwide Survey of Heavy Lift Vessels によると、2014 年 11 月現在、100 ショートトン（91 トン）以上の吊り上げ能力を有する HLV は、世界に 107 隻存在する。下表に、2,000 ショートトン以上の吊り上げ能力を有する HLV リストを示す。なお、Sapura 3000 は磐城沖でのプラットフォーム撤去事業で使用されている。下図に、代表的な重量運搬船としてセミサブ型クレーン船二隻の写真を示す。

表 5-2　重量運搬船リスト（2,000 ショートトン吊り上げ能力以上、2014 年 11 月時点）

船名	船会社	能力（トン）	種類
Pioneering Spirit	Allseas	Topside – 48,000; Jacket – 25,000	Twin Hull
TML	SeaMetric	20,000	Twin vessels
Thialf	Heerema	14,200（2 *7,100 tons）	Semi
Saipem 7000	Saipem	14,000（2 *7,000 tons）	Semi
Bottom Feeder	Versabar	10,000	Dual Barges
Svanen	Ballast Nedam	8,800	Catamaran
Hermod	Heerema	8,165（1 *4,536, 1 *3,629）	Semi
7500 Barge	ZPMC	8,500	Monohull
Balder	Heerema	6,350（1 *3,629, 1 *2,722）	Semi
Borealis	Nordic	5,000	Monohull
Oleg Strashnov	Seaway	5,000	Monohull
Bottom Feeder	Versabar	4,000	Twin barges
DB 50	J. Ray	3,992	Monohull
Rambiz	Scaldis	3,300	Catamaran
Asian Hercules II	Smit	3,200	Monohull
DB 101	J. Ray	3,185	Semi
DB 30	J. Ray	2,800	Monohull
Sapura 3000	Acergy	2,800	Monohull
Stanislav Yudin	Seaway	2,500	Monohull

出典：Decommissioning Methodology and Cost Evaluation（ICF International 社、2015）

図 5-14　代表的な重量運搬船：セミサブ型クレーン船
（左：Saipem 社 Saipem7000、右 Heerema 社 Thialf）
出典：Decommissioning Methodology and Cost Evaluation（ICF International 社、2015）

（1）大型バージ船

Heerema 社が建造した大型バージ船 Heerema H-851 のイメージ図を下図に示す。同船は、長さ 750 フィートの大型バージ船であり、最大積載量は 35,000 トン（トップサイド）／40,000 トン（ジャケット）である。

図 5-15　大型バージ船イメージ図（Heerema H-851 Cargo Barge）

出典：Decommissioning Methodology and Cost Evaluation
（ICF International 社、2015）

（2）吊り上げシステム（Versatruss Jacket Lifting System）

下図は、Versabar 社が開発した吊り上げシステム（船名：Versatruss）であり、以下の 3 つの設備で構成されており、トラス構造を利用して最大 7,500 トンの貨物を吊り上げることが可能である。

・貨物バージ（吊り上げ用プラットフォーム）
・スチール A フレーム
・油圧ウィンチ

図 5-16　ジャケット・トップサイド吊り上げシステム（Versatruss Jacket Lifting System）

出典：Decommissioning Methodology and Cost Evaluation
（ICF International 社、2015）

（3）Bottom Feeder 吊り上げシステム（Versabar Bottom Feeder Lift Systems）

Versabar 社が開発した Bottom Feeder 吊り上げシステムは、2 つのカーゴバージを橋梁トラスで繋げた形状をしており、海底からの機材回収等が可能である。1,250 トンの鉄製のトラスフレーム 2 つが貨物バージに取り付けられており、4 つの 200 トンウィンチを動力として、4,000 トンの吊り上げ能力を有する。2008 年より、メキシコ湾にて 50 以上のサルベージの実績がある。

図 5-17　Bottom Feeder 吊り上げシステム（Versabar Bottom Feeder Lift Systems）

出典：Decommissioning Methodology and Cost Evaluation（ICF International 社、2015）

（4）双胴タンカー船吊り上げシステム

Excalibur Engineering, BV 社が設計した Allseas 社 Pioneering Spirit（前 Pieter Schelte）は、下図のとおり 2 つの大型タンカーとプラットフォームを繋げた形状をしており、最大で 48,000 トン（トップサイド）／25,000（ジャケット）を吊り上げ、撤去することが可能である。Pioneering Spirit は北海で実績があり、2020 年 2 月現在、二隻目を建造中である。Allseas 社のウェブサイトには過去の撤去のビデオや現在の撤去場所が示されている。

図 5-18　双胴タンカー船ジャケット・トップサイド吊り上げシステム（Allseas Pioneering Spirit Lifting System Topsides/Jacket）

出典：Decommissioning Methodology and Cost Evaluation（ICF International 社、2015）

（5）双胴船型吊り上げシステム（TML Lift System）

SeaMetric 社の双胴船型吊り上げシステム（Twin Marine Lifter: TML）は特徴的な形状をしており、クレーンではなく 2 つの同型船（459 フィート x 131 フィート x 35 フィート）にある計 8 本のリフティングアームを使用して、22,000 トンを吊り上げることが可能である。

図 5-19　双胴船型吊り上げシステム（Seametric International Twin Marine Lifter）

出典：Decommissioning Methodology and Cost Evaluation
（ICF International 社、2015）

5.3.5　プラットフォームの更新の事例

先行事例である北海では、これまで撤去作業時に施設や資機材の売却益が見込めるという考え方がなされてきた。しかしながら、近年は [8] 施設や資機材を安価に処分・廃棄する方法が主流となっている。更新の事例としては、以下が挙げられる。

（1）他のフィールドへの再利用

海洋石油ガスプラットフォームの他のフィールドへの再利用は、開発技術の進歩で油田・ガス田の経済寿命が延びているメキシコ湾や北海においては一般的である。タイにおいては、Chevron タイが 2017 年頃に海上ウェルヘッドプラットフォーム（WHP）の上載設備の移設の試行を実施したが、移設は費用面の課題があるとされている。

（2）その他のプラットフォームの利用法

例えば、トップサイドやジャケットのような施設は石油業界以外の場所でも転用が可能である。転用可能な例としては以下が挙げられている。

- 娯楽用施設：健康施設、スポーツフィッシング場、アドベンチャーセンターなど
- 研究施設：気象台、化学プラント、危険物質処分場など
- 新エネルギー生産所：風力発電所

しかしながら、転用の際には、劣化の状態や環境汚染防止のために内部の洗浄を完全に実施する必要がある事から、転用の実現には課題が残る。

6　まとめ及び今後の課題

6.1　まとめ

・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。しかしながら、実際には様々な問題に直面しているようである。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。
・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。
・環境問題（悪臭、住民対応等）を解決すべく、洋上での撤去・処理のアイディアの提案があった。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。
・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・処理が技術的に可能となれば、撤去分野で日本の技術を活用し、日本からのインフラ輸出の可能性が十分にある。また、インドネシア、ブルネイ、ベトナム等も同様の問題を抱えており、ASEAN 全体の課題でもある。
・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、技術イノー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が、現時点で撤去の技術は発展途上である。
・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高い。

6.2　今後の課題

・洋上での撤去・処理のアイディアの実現には、洋上プラットフォーム建造や撤去に係る廃棄物処理技術などの調査が必要である。
・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 諸国をリードする事になれば、Win-Win の関係になる可能性がある。
・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。

以上

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-

2

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。

4

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、高濃度のもの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。したがい、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	・コンセッションの期間は20年間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	・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	・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らえない場合、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	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か月内に撤去しなければならない。
省令 No.17（1989）, 15条	コンセッションの終了	・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 (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)

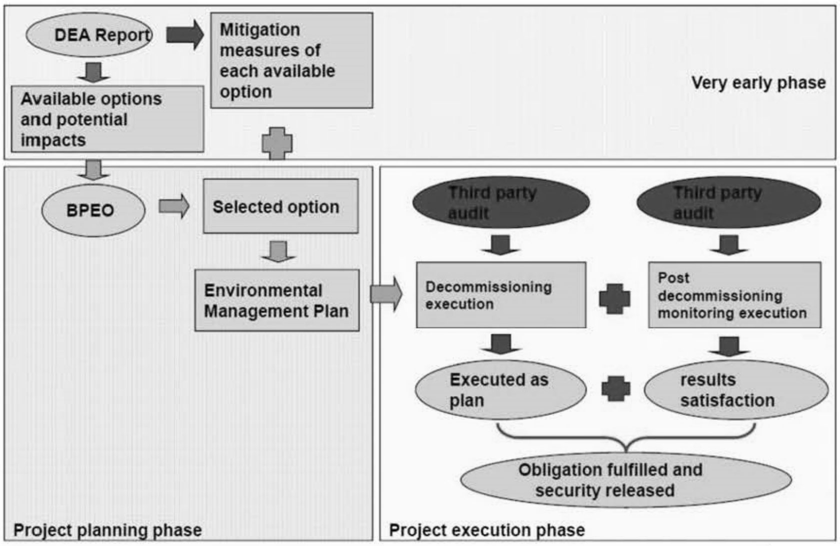
上記のうち、環境ガイドライン／マニュアルに関連する撤去に関する環境評価プロセス：Decommissioning Environmental Assessment (DEA) Processの概要を次項に示す。

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。



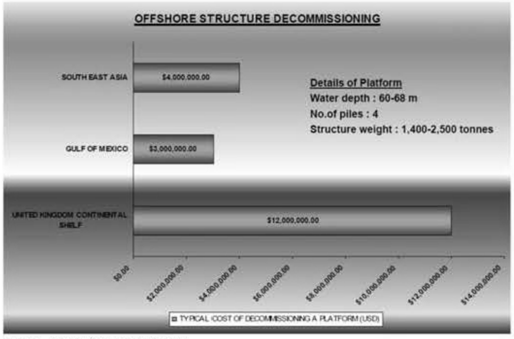
13

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

1) 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ている。
2) 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。
3) 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)

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

1) 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。
2) 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鉱区で再入札により、PTTEPグループが権益を得ている。
3) その他の鉱区も順次、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: Overwrapping Claimed Area

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**

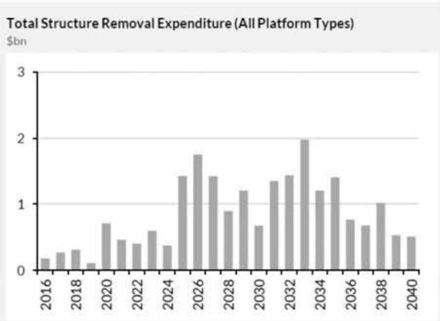
出典:Introduction to Offshore Asia Pacific (2009, Dr. Brian Twomey)

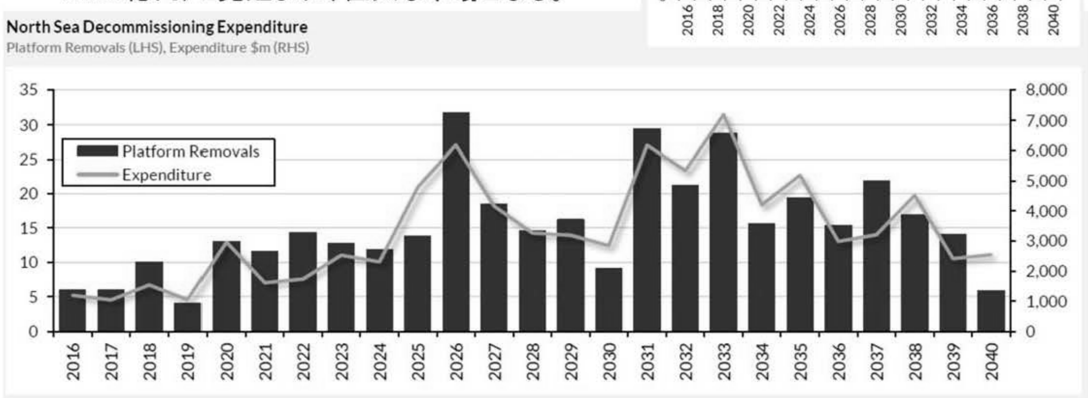
18

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。





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

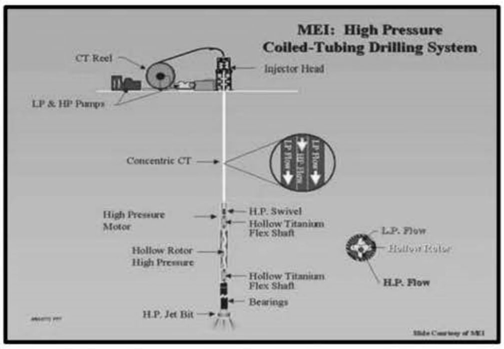
4. 撤去作業船、関連船用機器の技術動向の整理①

海上石油ガス生産設備の撤去で必要な技術の概要

1) Decommissioning Methodology and Cost Evaluation (ICF International社、2015)によると撤去の技術は、1. Well P&A（止栓及び廃鉱）、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。

止栓及び廃鉱関連技術

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

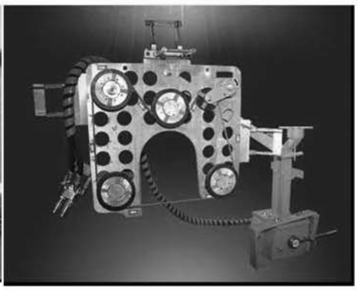
Expro Group AX-S Subsea Well Intervention System

22

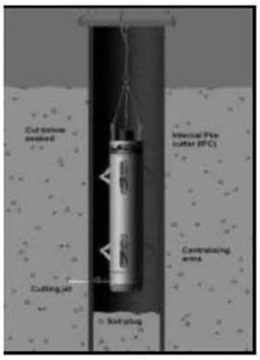
4. 撤去作業船、関連舶用機器の技術動向の整理③

水中切断技術

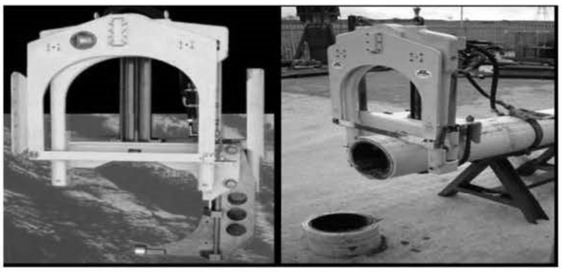
Diamond Wire Cutting System



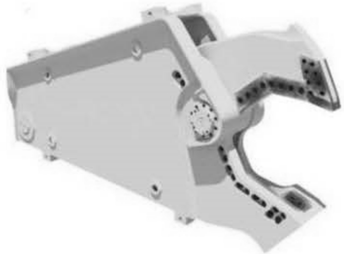
ROV Diamond Wire Tool



Water abrasive Cutting



Guillotine Saw



Hydraulic Mechanical Shear

23

4. 撤去作業船、関連舶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 Topsides/Jacket

Seametric International Twin Marine Lifter

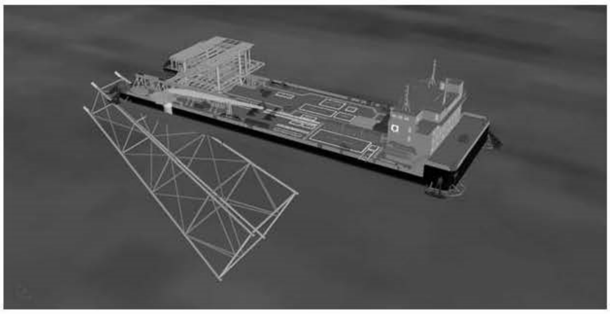
4. 撤去作業船、関連舶用機器の技術動向の整理④-3

Siapem 7000 and Heerema Thialf Semi-Submersible Crane Vessels

Versatruss Jacket Lifting System Topside/Jacket Lifting

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・処理のアイディアの提案があった。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、技術イノー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・処理のアイディアの実現には、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

添付資料-2：

タイ国の石油ガス開発のコンセッションリスト

Concess. No. Date Issued	Concessionaire(s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)		
				Exploration	Production	Reserves
Gulf of Thailand						
1/1/2514	Thailand-Cambodia Overlapping Area					
26-Nov.-71	Mitsui Oil Exploration Co.,Ltd.	20.00	5	4,645.0000	–	–
	Idemitsu Kosan Co., Ltd.	50.00	6	5,510.0000	–	–
	** Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	20.00				
	* Chevron Blocks 5 and 6, Ltd.	10.00				
1/2515/5	Gas Sale Agreement No.2 (Unit Area I)					
1-Mar.-72	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	70.00				
	** Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	30.00				
	Gas Sale Agreement No.2 (Supplementary)		10	–	744.1295	123.0800
	(Unit Area II)		11	–	1,154.8318	–
	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	71.25				
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	23.75				
	** PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	5.00				
23/Apr/75	Thailand-Cambodia Overlapping Area					
Sup.No 2	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	60.00	10	1,382.9000	–	–
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	40.00	11	1,401.4900	–	–
17-Dec.-97	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	60.00	10A	–	166.0000	–
Sup.No 9	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	40.00	11A	–	88.0000	–
2/2515/6	Gas Sale Agreement No.1					
1-Mar.-72	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	80.00				
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	20.00				
	Gas Sale Agreement No.2 (Unit Area I)					
	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	70.00	12	–	1,295.1646	–
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	30.00	13	–	1,175.7716	–
	Gas Sale Agreement No.2 (Supplementary) (Unit Area II)					
	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	71.25				
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	23.75				
	** PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	5.00				
8-Jun.-99	Thailand-Cambodia Overlapping Area		12A	294.0000	–	–
Sup.No.6	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	80.00	12B	125.0000	–	–
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	20.00	13	471.0000	–	–
3/2515/7	* PTT Exploration and Production Public Co.,Ltd.	66.67	16	–	1,403.1090	–
8-Mar.-72	Total E&P Thailand	33.33	17	–	518.3800	–
1-Jun.-98	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	80.00				
Sup.No.11	Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	16.00	16A	–	719.8457	–
	Moeco Thailand Co.,Ltd.	4.00				
4/2515/8	Thailand-Cambodia Overlapping Area					
9-Mar.-72	* BG Asia Inc.	50.00	7#	4,760.0000	–	–
	Chevron Overseas Petroleum (Thailand) Ltd.	33.33	8#	3,400.0000	–	–
	Petroleum Resources (Thailand) Pty., Ltd.	16.67	9	2,260.0000	–	–
17-Jul.-03	* Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	44.34				
Sup.No.9	Orange Energy Limited	46.34	9A	–	80.0276	–
	Chevron Block B 8/32 (Thailand) Ltd.	7.32				
	Palang Sophon Limited	2.00				

Concess. No. Date Issued	Concessionaire(s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)		
				Exploration	Production	Reserves
5/2515/9 10-Mar.-72	* PTT Exploration and Production Public Co.,Ltd. Total E&P Thailand	66.67 33.33	15	–	1,279.0000	–
27-Feb.-98 Sup.No.11	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd. Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. Moeco Thailand Co.,Ltd.	80.00 16.00 4.00	14A	–	1,373.1890	–
	Thailand-Cambodia Overlapping Area * PTT Exploration and Production Public Co., Ltd. Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. Moeco Thailand Co.,Ltd.	 80.00 16.00 4.00	14A	133.0000	–	–
27-Feb.-98 Sup.No.11	* PTT Exploration and Production Public Co.,Ltd. Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. Moeco Thailand Co.,Ltd.	80.00 16.00 4.00	15A	–	1,466.0516	–
3/2528/28 6-Feb.-85	PTTEP Siam Ltd.	100.00	B6/27	–	9.6375	1,296.9625
1/2529/33 15-Jan.-86	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. PTT Exploration and Production Public Co.,Ltd. PTTEP SP Limited MOECO Thai Oil Development Co.,Ltd.	35.00 45.00 15.00 5.00	B12/27	–	2,565.9630	554.0800
1/2532/35 9-Aug.-89	MP B5 (Thailand) Limited	100.00	B5/27	–	75.8988	1,855.3412
1/2534/36 1-Aug.-91	Tantawan Production Area * Chevron Offshore (Thailand) Ltd. Orange Energy Limited ** Chevron Block B 8/32 (Thailand) Ltd. Palang Sophon Limited	 44.34 46.34 7.32 2.00	B8/32	–	274.6670	–
	Outside Tantawan Production Area * Chevron Offshore (Thailand) Ltd. Orange Energy Limited B8/32 Partners Ltd. ** Chevron Block B 8/32 (Thailand) Ltd. Palang Sophon Limited	 29.67 31.67 31.67 5.00 2.00	B8/32	–	1,717.4300	–
3/2539/50 24-Oct.-96	* Ophir Thailand (Bualuang) Limited Ophir Thailand (E&P) Limited	60.00 40.00	B8/38	–	376.5626	–
4/2546/61 17-Jul.-03	* Chevron Offshore (Thailand) Ltd. PTTEP International Ltd. ** Siam Moeco Ltd. Palang Sophon Limited	51.000 21.375 21.250 6.375	G4/43	–	454.8500	–
7/2546/64 17-Jul.-03	CEC International Ltd. (Thailand Branch)	100.00	G5/43	–	357.3241	–
8/2546/65 17-Jul.-03	Thailand-Cambodia Overlapping Area PTTEP International Ltd.	 100.00	G9/43#	2,619.0000	–	–
1/2549/69 15-Mar.-06	* Chevron Pattani, Ltd. Siam Moeco Ltd. PTTEP International Ltd.	71.25 23.75 5.00	G4/48	–	70.8300	–

Concess. No. Date Issued	Concessionaire(s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)		
				Exploration	Production	Reserves
3/2549/71 15-Mar.-06	* PTTEP International Ltd. Total E&P Thailand	66.67 33.33	G12/48	–	37.0500	–
7/2549/75 8-Dec.-06	* MP G1 (Thailand) Limited Northern Gulf Petroleum Pte. Ltd. Tap Energy (Thailand) Pty. Ltd.	60.00 10.00 30.00	G1/48	–	161.1400	484.2300
8/2549/76 8-Dec.-06	* KrisEnergy (Gulf of Thailand) Limited KrisEnergy G10 (Thailand) Limited Palang Sophon Limited	25.00 64.00 11.00	G10/48	–	132.2000	1,392.3000
4/2550/80 8-Jan.-07	* KrisEnergy (Gulf of Thailand) Limited MP G6 (Thailand) Limited Northern Gulf Petroleum Pte. Ltd.	30.00 30.00 40.00	G6/48	–	87.7400	283.6300
5/2550/81 13-Feb.-07	* MP G11 (Thailand) Limited KrisEnergy (Gulf of Thailand) Limited Palang Sophon Limited	67.50 22.50 10.00	G11/48	–	23.1800	991.6800
11/2550/87 19-Dec.-07	* Chevron Pattani, Ltd. PTTEP International Limited PTTEP G7 Limited ** Siam Moeco Ltd.	35.00 45.00 15.00 5.00	G7/50	–	45.4400	29.5900
12/2550/88 19-Dec.-07	* PTTEP International Limited Chevron Petroleum (Thailand), Ltd. ** Siam Moeco Ltd.	80.00 16.00 4.00	G8/50	–	121.9400	–
Total		22 concessions	29 blocks	27,001.3900	17,975.3534	7,010.8937
Onshore						
1/2522/16 15-Mar.-79	* PTTEP Siam,Ltd. ** PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	75.00 25.00	S1	–	870.5149	454.9500
2/2522/17 16-Mar.-79	Namphong Area * ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc. ** PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	 80.00 20.00	E5	–	34.4000	34.5400
	Phu Horm Area * PTTEP SP Limited Apico LLC ** PTT Exploration and Production Public Co., Ltd. ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc.	 35.00 35.00 20.00 10.00	E5	–	39.3100	–
1/2524/19 3-Jun.-81	* PTTEP SP Limited Apico LLC ** PTTEP Siam Ltd. ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc.	35.00 35.00 20.00 10.00	EU1	–	192.8900	–
1/2526/23 12-Mar.-83	* Sino-U.S. Petroleum Inc. Central Place Company Ltd. Thai Offshore Petroleum Ltd. Sino Thai Energy Ltd.	33.33 33.33 16.67 16.67	NC	–	11.2439	–
1/2527/24 24-Jul.-84	Eco Orient Energy (Thailand) Ltd.	100.00	SW1	–	14.4611	–
2/2528/27 5-Feb.-85	PTTEP International Ltd.	100.00	PTTEP1	–	9.0400	–
1/2546/58 17-Jul.-03	CNPCHK (Thailand) Ltd.	100.00	L21/43	–	43.3460	–
2/2546/59 17-Jul.-03	PTTEP International Ltd.	100.00	L22/43	–	16.4800	–

Concess. No. Date Issued	Concessionaire(s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)		
				Exploration	Production	Reserves
3/2546/60 17-Jul.-03	Eco Orient Resources (Thailand) Ltd.	100.00	L44/43	–	96.3200	–
5/2546/62 17-Jul.-03	Eco Orient Resources (Thailand) Ltd.	100.00	L33/43	–	11.9400	–
9/2546/66 25-Sep.-03	Apico (Khorat) Limited	100.00	L15/43 L27/43	– –	70.1500 31.9100	34.0100 –
1/2547/67 22-Jan.-04	Siam Moeco Ltd.	100.00	L10/43 L11/43		77.6600 47.4200	– –
2/2547/68 22-Jan.-04	PTTEP International Ltd.	100.00	L53/43 L54/43	– –	77.6500 82.8500	– –
1/2550/77 8-Jan.-07	Pan Orient Energy (Siam) Ltd.	100.00	L53/48	–	22.2200	213.9100
13/2550/89 19-Dec.-07	* Twinza Oil Limited Twinza Oil (Thailand) Limited	50.00 50.00	L7/50	1,256.7600	–	–
6/2553/108 25-Feb.-10	Yanchang Petroleum (Thailand) Co.,Ltd	100.00	L31/50	920.5400	–	–
2/2554/110 8-Feb.-11	TPI Refinery (1997) Company Limited	100.00	L29/50	982.8600	–	–
Total		17 concessions	20 blocks	3,160.1600	1,749.8059	737.4100
Grand Total		39 concessions	49 blocks	30,161.5500	19,725.1593	7,748.3037

* : operator
** : coventurer

出典：DMF Annual Report 2018

添付資料-3：

タイ国の海上石油ガス開発生産エリアリスト

Operators	Concession No.	Issued Block	Area Name	Area (sq km.)	Issued Date
ExxonMobil Exploration & Production Khorat Inc.	2/2522/17	E5	Nam Phong	34.4	5-Feb-88
PTTEP SP Ltd.	2/2522/17	E5	Phu Horm	39.31	19-May-04
	1/2524/19	EU1	Phu Horm-1	1.96	15-May-89
			Phu Horm	190.93	19-May-04
PTTEP International Ltd.	2/2528/27	PTTEP1	U-Thong	5.06	10-Aug-90
			Kamphaeng Saen	2	10-Aug-90
			Sang Kajai	1.98	8-May-02
	2/2546/59	L22/43	Wung Pai Sung	11.67	17-Jul-12
			Wung Pai Sung Extension	4.81	29-Sep-15
	2/2547/68	L53/43	Bung Krathiam	1.98	19-Apr-10
			Ban Don Talai	75.67	11-May-18
		L54/43	Nong Phak Chi	1.96	6-Sep-10
			Nong Phak Chi Extension	8.87	31-May-13
			Nong Phak Chi (Extenion II)	72.02	16-Mar-18
Sino-U.S. Petroleum Inc.	1/2526/23	NC	Bung Ya Structure	5.4189	15-Jan-91
			Bung Muang-2	1.997	5-Jan-94
			Bung Muang & Bung Ya Area II	2.002	12-Jul-96
			Bung Muang & Bung Ya Area III	0.916	12-Jul-96
			Bung Muang & Bung Ya Area I	0.91	12-Jul-96
Eco Orient Energy (Thailand) Ltd.	1/2527/24	SW1	Wichian Buri	2	24-Jan-92
			Na Sanun	1.972	12-May-95
		SW1A	Si Thep	1.848	13-May-97
			Wichian Buri Licence II	8.6411	30-Sep-02
CNPCHK (Thailand) Ltd.	1/2546/58	L21/43	Bung Ya West-Nong Sa	28.796	19-Jun-06
			Bung Ya West-Nong Sa Extension	14.55	30-Jul-12
Eco Orient Resources (Thailand) Ltd.	3/2546/60	L44/43	Na Sanun East	27.69	31-Jan-08
			Bo Rang North	39.39	16-Dec-09
			Wichian Buri Extension	12.45	24-Feb-11
			WBEXT-Extension	0.65	28-Nov-14
			Tha Rong East	2.97	18-Dec-15
			Wichian Buri North East	11.33	14-Nov-17
			Si Thep North	1.84	8-Feb-18
	5/2546/62	L33/43	L33	11.94	29-Oct-10
			Tha Rong North	1.93	11-Sep-17
Siam Moeco Ltd.	1/2547/67	L10/43	Arunothai	77.66	11-Jun-09
		L11/43	Burapa	47.42	21-Jun-10
Pan Orient Energy (Siam) Limited	1/2550/77	L53/48	L53A	1.99	11-Aug-10
			L53D	11.98	30-Jul-12
			L53G	6.29	13-Jan-14
			L53B	1.96	5-May-17
Apico (Khorat) Ltd.	9/2546/66	L27/43	Dong Mun	31.91	28-Aug-12
		L15/43	SPHE	70.15	29-Aug-14

Operators	Concession No.	Issued Block	Area Name	Area (sq km.)	Issued Date
Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd.	1/2515/5	10	Platong Area 1	49.48	29-Oct-82
			Kaphong Area 2	32.8	24-Oct-83
			Platong Area	0.25	4-Dec-84
			Kaphong Area 2-Extension	17	17-May-89
			Surat Area 3	7.58	8-Apr-91
			Platong F Platform	1.754	22-Apr-94
			Surat Area 5	1.992	27-May-94
			Plamuk Area 6	50.071	15-Sep-97
			Platong H Platform Area 7	7.137	3-Nov-97
			Kaphong A Platform Area 8	3.3868	3-Mar-99
			West Yala	105.99	23-Apr-02
			Greater Plamuk-Surat Area 11	121.08	14-Jan-04
			East Yala	29.26	14-Jan-04
			Greater Satun-Platong-Kaphong	59.0687	6-Mar-06
			North Kung	52.28	20-Jul-09
			North Surat	205	12-Jul-11
		10A	East Yala	166	14-Jan-04
		11	North Pladang Area 2	2	29-Oct-82
			Pladang Area 3	40.24	29-Oct-82
			Satun Area 1	3.22	29-Oct-82
			Platong Area 2	11.09	29-Oct-82
			Trat Area 5	2	11-Jan-83
			Pakarang Area 6	2	11-Jan-83
			Platong Area 2-Extension	1.75	4-Dec-84
			Satun Area 1-Extension	20.53	27-Dec-84
			Platong Area 7	9.703	25-Dec-87
			North Satun	20.238	30-Mar-92
			Platong F Platform	6.026	22-Apr-94
			Pladang A & PDD-2 Area 10	18.76	23-Jun-97
			Plamuk Area 11	9.727	15-Sep-97
			Platong E Area 11	0.674	3-Nov-97
			Trat Area 13	65.2198	26-Jul-99
			North Erawan-Pakarang Area 14	237.8129	5-Jun-03
			Greater Plamuk-Surat Area 16	84.67	14-Jan-04
			North Trat	126.88	14-Jan-04
			Greater Satun-Platong-Kaphong	317.9557	6-Mar-06

Operators	Concession No.	Issued Block	Area Name	Area (sq km.)	Issued Date
Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd.	1/2515/5	11	Greater Trat	56.2054	9-Dec-08
			West Pakarang	118.13	29-Aug-12
		11A	North Trat	88	14-Jan-04
	2/2515/6	12	Erawan Area 1	109.16	26-Dec-79
			Erawan Area 2	31.67	24-Feb-81
			Satun Area 3	53.98	29-Oct-82
			Erawan Area 1-2-Extension	17.96	3-May-84
			Erawan Area 1-Extension	15.21	3-May-84
			Satun Area 3-Extension (1)	16.28	27-Dec-84
			Satun Area 3-Extension (2)	22.05	27-Dec-84
			Erawan Area-Extension (1)	57.6	29-Apr-85
			Erawan Area 1-Extension (M)	10.56	11-Apr-88
			Erawan Area 1-Extension (N)	4	13-Oct-88
			Jakrawan Area 4	3.23	15-Nov-89
			Satun Area 5	10.35	18-May-90
			Erawan Area 1-Extension (P)	2.32	9-Aug-90
			Satun Area 6	18.59	29-Oct-90
			Erawan Area 1-Extension (R & Q)	25.503	3-Nov-93
			Funan G	2.745	4-Oct-94
			Erawan S & T Platforms	30.889	22-Nov-94
			Jakrawan B, C & D	50.077	3-Apr-96
			Satun L Platform Area 10	23.4323	24-Feb-97
			Jakrawan E & I Area 11	5.5721	23-Sep-97
			Jakrawan F & H Area 12	8.7485	23-Sep-97
			East Dara Area 13	129.7	6-Dec-00
			Greater Funan Area 14	161.41	23-Apr-02
			North Erawan-Pakarang Area 16	112.7051	5-Jun-03
			Erawan – Baanpot Area 15	44.3	14-Jan-04
			Greater Satun-Platong-Kaphong	180.0447	6-Mar-06
			Greater Trat	147.0779	9-Dec-08
		13	Erawan Area 1	5.42	26-Dec-79
			Baanpot Area 2	35.43	29-Oct-82
			Funan Area 4	2	11-Jan-83
			Baanpot Area 3	7.99	14-Dec-83
			Erawan Area 1-N-Extension	7.32	29-Apr-85
			Erawan Area 1-Extension (s)	1.69	3-Oct-86
			Baanpot Area 5	2.536	20-Aug-87
			Baanpot Area 5-Extension	11	26-Feb-88
			Jakrawan Area 3	12.71	15-Nov-89

Operators	Concession No.	Issued Block	Area Name	Area (sq km.)	Issued Date
Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd.	2/2515/6	13	Funan Area 4-Addition	99.061	28-Aug-91
			Jakrawan Area 6	1.938	6-Oct-93
			Funan G	6.3	4-Oct-94
			Gomin A & B Area 8	20.109	10-Jul-95
			Funan H & I	23.011	22-Apr-96
			Jakrawan E & I Area 10	9.4498	23-Sep-97
			Jakrawan F & H Area 11	5.9641	23-Sep-97
			Funan J Platform (Area 12)	11.39	26-Apr-00
			Funan B & H Infill Platform	9.66	2-Nov-00
			Funan K Area 14	19.9	2-Nov-00
			Greater Funan Area 15, 16 & 17	265.41	23-Apr-02
			Erawan – Baanpot Area 18	300.5	14-Jan-04
			Greater Gomin	316.9827	6-Mar-06
	1/2529/33	B12/27	Main Pailin Area 1	452.62	5-Jan-94
			North Pailin Area 2	325.493	3-Nov-97
			South Pailin Area 3	118.629	27-Aug-98
			West Pailin Area 4	149.851	27-Aug-98
			Moragot Area 5	383.14	27-Aug-98
			Pailin Extension	19.9	15-May-09
			East Moragot	189.57	29-Oct-10
			Ubon	915.32	16-Feb-15
			Northwest Moragot	11.17	29-May-15
Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	1/2534/36	B8/32	Tantawan	274.67	23-Aug-95
			Benchamas&Pakrakrong	411.15	16-Jun-97
			Maliwan	368.5	3-Nov-97
			North Jarmjuree	503.2	2-Nov-00
			North Benchamas	124.28	12-Jan-04
			Chaba	310.3	22-Sep-05
	4/2515/8	9A	Rajpruek	80.0276	19-May-04
	4/2546/61	G4/43	Lanta	295.97	19-Jun-06
			Surin	158.88	11-Aug-11
Chevron Pattani Ltd.	1/2549/69	G4/48	Yungthong	70.7938	31-Jan-08
PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	5/2515/9	15	Bongkot 15B	254	16-Aug-82
			Tonsak	187.09	6-Feb-01
			Ton Rang	18.2784	30-Sep-02
			North Bongkot	819.6316	3-Apr-07
		14A	Arthit	1,264.9752	5-Jun-03
		15A	Arthit	1,466.0516	5-Jun-03
		14A	Arthit 14E	108.209	31-Oct-07

Operators	Concession No.	Issued Block	Area Name	Area (sq km.)	Issued Date
PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	3/2515/7	16	Bongkot 16B	280	18-Mar-83
			Bongkot 16E	40	17-May-83
			Bai Bua - 1	101.659	16-Sep-97
		17	Bongkot 17E	105	17-May-83
			Ton Koon	100.9194	3-Apr-07
		16A	Arthit	719.8457	5-Jun-03
		16, 17	South Bongkot	1,293.9106	3-Apr-07
PTTEP Siam, Ltd.	3/2528/28	B6/27	Nang Nuan A02	2	24-Nov-87
			Nang Nuan B01	2	10-Feb-93
			Nang Nuan Extension	5.6375	8-Jun-07
PTTEP International Ltd.	12/2550/88	G8/50	G8/50	121.94	12-Mar-12
MP B5 (Thailand)	1/2532/35	B5/27	Jasmine	48.6388	30-Sep-02
			Ban Yen	27.26	30-Mar-07
Ophir Thailand (Bua Luang)	3/2539/50	B8/38	Bualuang	376.5626	7-Mar-06
CEC International, Ltd	7/2546/64	G5/43	Songkhla	75.3241	22-May-08
			Songkhla Extension	282.4	12-Jan-09
MP G1 (Thailand)	7/2549/75	G1/48	North Kra	161.14	30-Jul-12
MP G11 (Thailand)	5/2550/81	G11/48	Nong Yao	23.18	19-Nov-12
Kris Energy (Gulf of Thailand) Ltd.	8/2549/76	G10/48	Wassana	132.2	9-Feb-15
PTTEP International Ltd.	3/2549/71	G12/48	Ton Koon North	37.05	11-Mar-15
Kris Energy (Gulf of Thailand) Ltd.	4/2550/80	G6/48	Rossukon	87.74	16-Nov-15
Chevron Pattani (Thailand), Ltd.	11/2550/87	G7/50	G7/50 A และ B	45.44	9-Nov-15

出典：DMF Annual Report 2018

添付資料-4：

タイ国の海上石油ガス生産設備（井戸）リスト

Concessionaire	Block	Field Name	Wells
Gulf of Thailand			
Ophir Thailand (Bualuang)	B8/38	Bualuang	3
MP B5 (Thailand)	B5/27	Jasmine	4
MP G1 (Thailand)	G1/48	Manora	2
MP G11 (Thailand)	G11/48	Nong Yao	5
KrisEnergy (Gulf of Thailand)	G10/48	Wassana	4
PTT Exploration and Production	15A	Arthit	10
	16A		6
	15	Bongkot	8
	16		23
	17		13
Chevron Offshore (Thailand)	B8/32	Benchamas	7
		Chaba	6
Chevron Thailand Exploration and Production	10	Kaphong	15
		Plamuk	5
		Platong	9
		Yala	7
	10A	Yala	6
	11	Plamuk	7
		Platong	12
		Platong Southwest	5
		Satun	25
		Surat	7
		Trat	33
	11A	Trat Northeast	14
	12	Erawan	22
	13	Baanpot	9
		South Baanpot	20
		Funan	19
		Gomin	15
		South Gomin	46
	B12/27	Moragot	19
		Pailin	10
		North Pailin	25
Chevron Pattani	G7/50	Moragot	4

出典：DMF Annual Report 2018

この報告書は、ボートレース事業の交付金による日本財団の助成金を受けて作成しました。

タイ王国海洋石油・ガス生産設備撤去に関する
情報収集調査報告書

2020年（令和2年）3月発行

発行　一般社団法人 日本中小型造船工業会

〒100-0013　東京都千代田区霞が関3-8-1　虎ノ門三井ビルディング
TEL 03-3502-2063　FAX 03-3503-1479

一般財団法人 日本船舶技術研究協会

〒107-0052　東京都港区赤坂2-10-9 ラウンドクロス赤坂
TEL 03-5575-6426　FAX 03-5114-8941