



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、Bangkot（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、パイプライ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（ウォータージェット）、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	<ul style="list-style-type: none"> <li>・コンセッションの期間は20年間を超過してはいけない</li> <li>・最長10年間の延長可能、ただし1度のみ</li> </ul>
80/1 Added by the Petroleum Act (No. 6) , B.E. 2550 (2007)	撤去 計画	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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。</li> <li>・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。</li> <li>・承認された計画に基づき、撤去を完了させること。</li> <li>・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。</li> </ul>
80/2 Added by the Petroleum Act (No. 6) , B.E. 2550 (2007)	保証金	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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。</li> <li>・全ての保証金が支払えない場合、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。</li> <li>・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。</li> </ul>

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	<ul style="list-style-type: none"> <li>・コンセッショナーはその場所を元通りに復元すること</li> <li>・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。</li> </ul>
省令 No.17（1989） 15 条	コンセッション の終了	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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"> <li>(a) 石油生産期間の終了時</li> <li>(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</li> <li>(c) コンセッション取り消しの場合</li> <li>(d) コンセッショナーの法人格が終了となる場合</li> </ul> </li> <li>・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。</li> <li>・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。</li> <li>・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。</li> </ul>
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	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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               <ul style="list-style-type: none"> <li>- 撤去計画 (Initial Decommissioning Plan 及び Final Decommissioning Plan)</li> <li>- 撤去費用試算</li> <li>- 撤去環境影響評価書</li> <li>- 環境オプションレポート</li> </ul> </li> </ul>

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イン・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ことから、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。

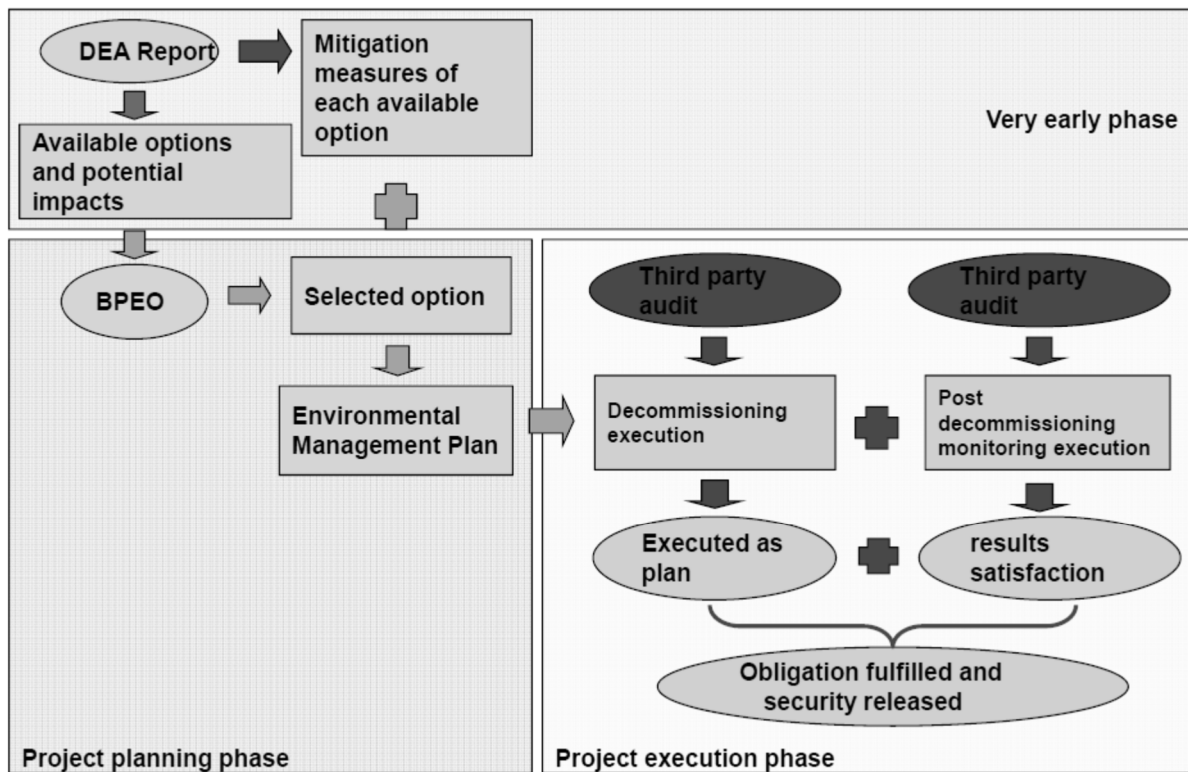


図 3-1 撤去環境アセスメント（DEA）の手続きの概要

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）	<p>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。</p> <p>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。</p>
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	<ol style="list-style-type: none"> <li>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。 <ul style="list-style-type: none"> <li>・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</li> <li>・他の海洋利用の不当な妨げの原因にならないこと</li> </ul> </li> <li>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</li> <li>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</li> <li>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</li> </ol>
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	<ol style="list-style-type: none"> <li>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ク）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造物を遺棄し、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。</li> </ol> <p>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。</p>

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。

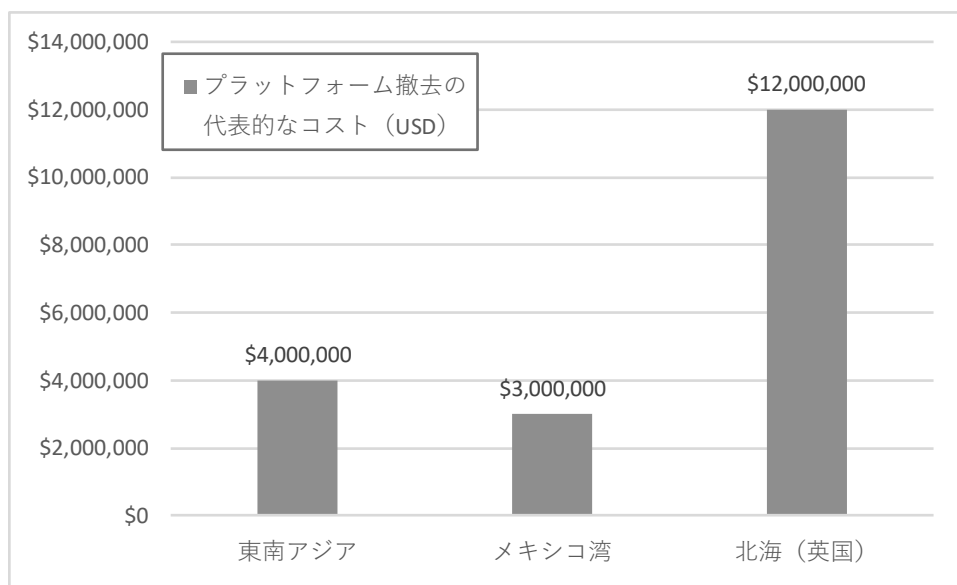


図 4-1 東南アジア、メキシコ湾、北海 (英国) における平均的なプラットフォーム撤去コストの比較

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。

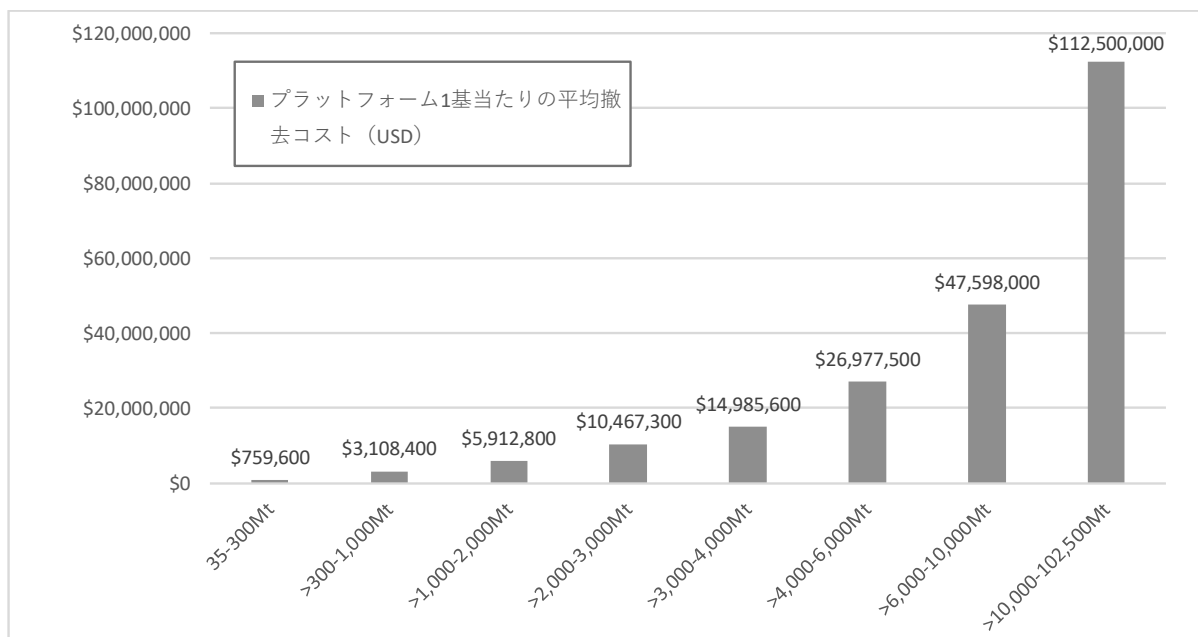


図 4-2 アジア太平洋地域の重量別のプラットフォーム 1 基当たりの平均撤去コスト(試算)

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

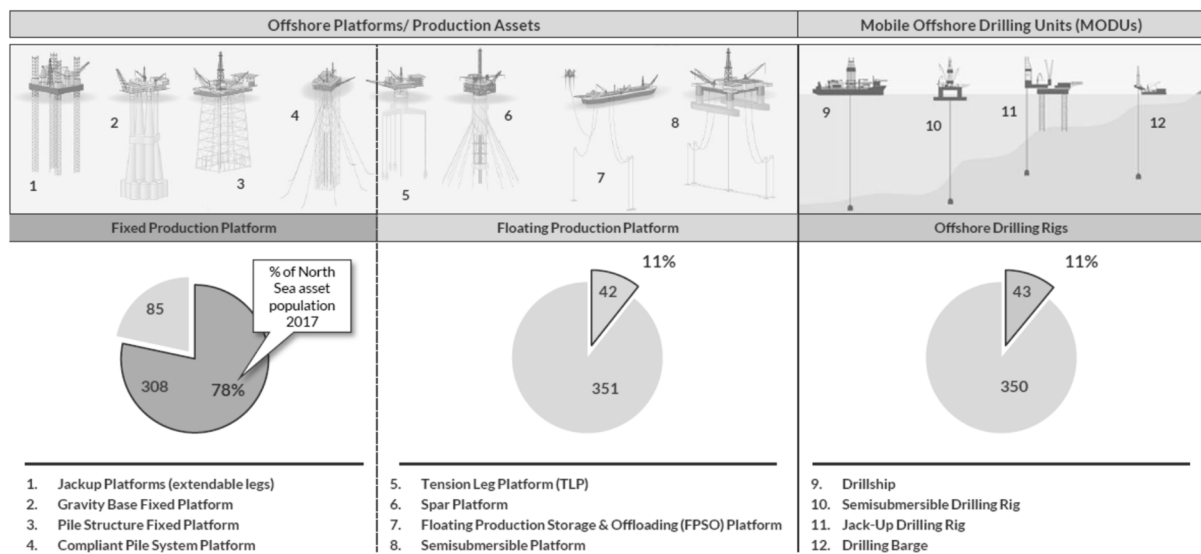
海洋石油ガス生産設備の市場規模については、各種調査が実施されているが、Introduction of Offshore Asia Pasffic (Dr. Brian Twomey (2009 年)) によると、2009 年時点でアジア太平洋においてはプラットフォームが 1,751 基存在し、これらの撤去事業に係る市場規模は 2009 年時点の概算で 15-32Billion USD (約 1.7-3.5 兆円) と見積もられている。その後さらに新規のプラットフォームの建設があることから、さらに市場規模は大きくなっている。

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 Decommissioning 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 Decommissioning 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 Decommissioning 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。

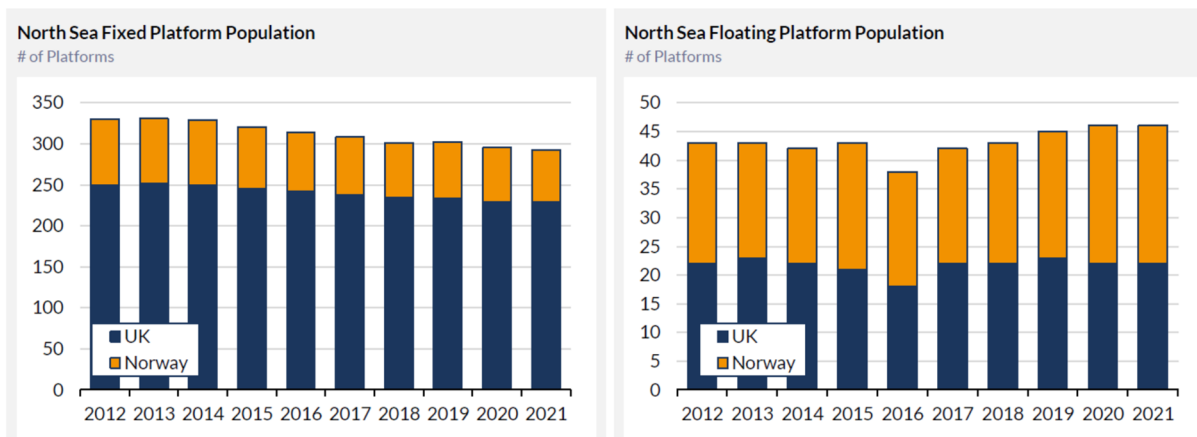


図 4-4 北海における海洋石油ガス生産プラットフォーム数  
(2012年-2021年、左：固定式プラットフォーム、右：浮体式プラットフォーム)  
出典：Offshore Floating Asset Decommissioning Market Study (2018年)

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。

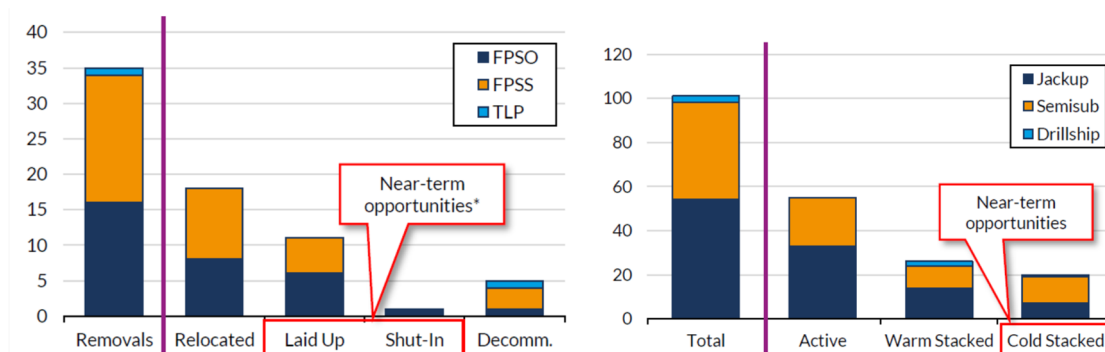


図 4-5 北海における海洋石油ガス生産設備撤去の現状  
(左：浮体式撤去の実績（1977年-2017年）、右：掘削施設の稼働状況（2017年）)  
出典：Offshore Floating Asset Decommissioning Market Study (2018年)

#### 4.4.3 北海における撤去需要と市場規模

Offshore Floating Asset Decommissioning 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。

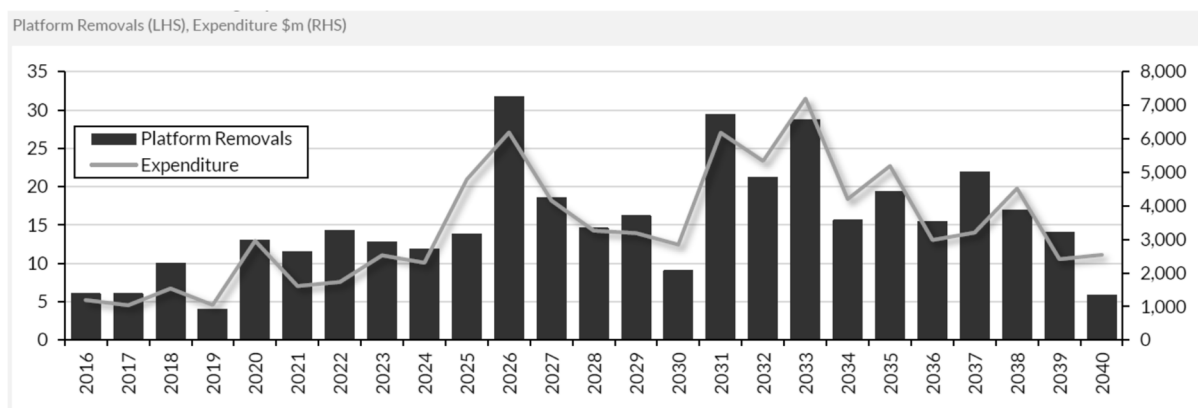


図 4-6 北海における海洋石油ガス生産プラットフォーム撤去数と費用（2017年-2040年）  
出典：Offshore Floating Asset Decommissioning Market Study（2018年）

#### 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 Decommissioning 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カ所）、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、関連船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に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船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）



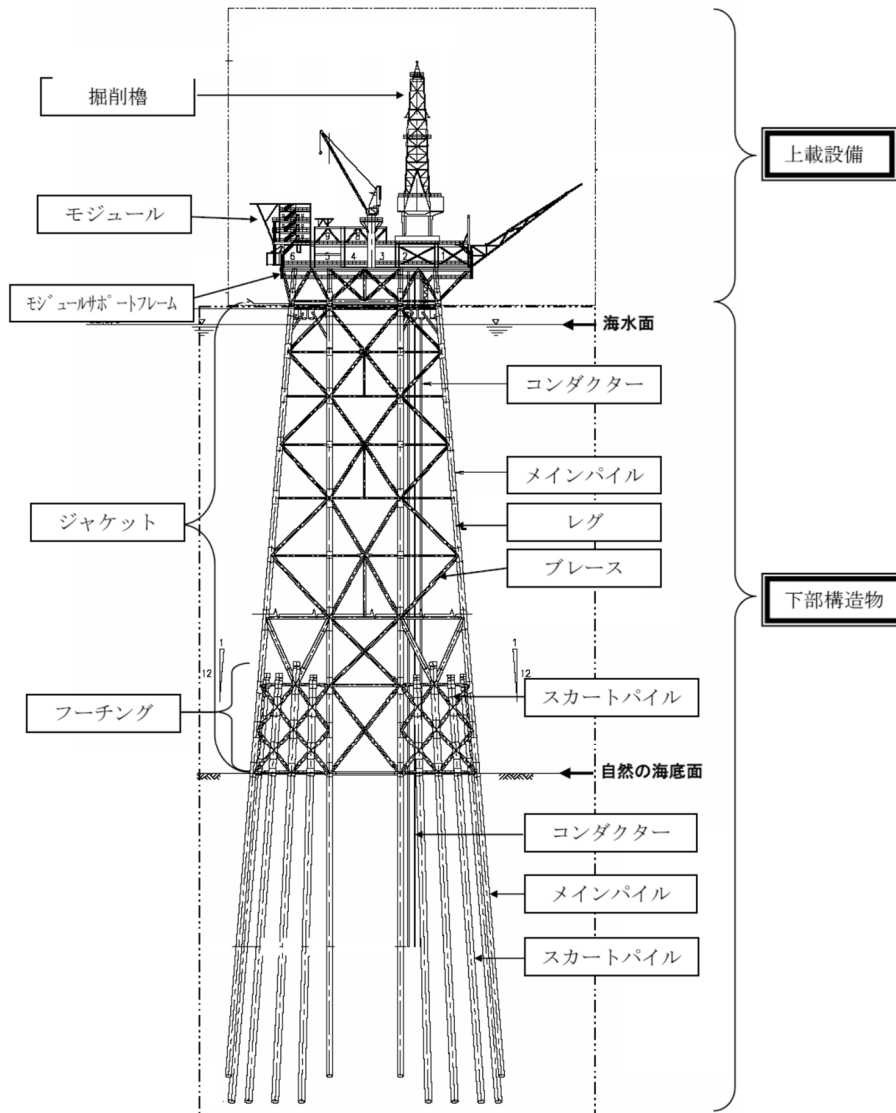


図 5-1 海洋プラットフォームの施設一般図（固定式）

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 & Abandonment）のイメージを示す。