

D-1 石油及び天然ガス鉱山坑井廃止基準調査

－海洋掘採施設等の撤去に関する欧米の法規制や撤去技術などの動向について－

眞田達朗

平成 18 年度「石油及び天然ガス鉱山坑井廃止基準調査」
－海洋掘採施設等の撤去に関する調査－研究員
(新日鉄エンジニアリング(株) 海洋・エネルギー事業部海洋・
エネルギー第 2 ユニットプロジェクト室 マネージャー)

梅垣由記

平成 18 年度「石油及び天然ガス鉱山坑井廃止基準調査」
－海洋掘採施設等の撤去に関する調査－研究員
(日本エヌ・ユー・エス(株) 環境コンサルティング部門
HSE ユニット コンサルタント)

1. 調査目的及び概要

本調査は、石油及び天然ガス鉱山における鉱害を防止するために定められた坑井廃止基準について、最新の知見等を反映した基準に見直すために資することを目的とする。

海洋における坑井を廃止する場合には、海洋掘採施設等も撤去する必要があることから、我が国における海洋掘採施設等の撤去の検討に当たっての留意点を探るため、これらの施設等の撤去に関連する国際的な条約や国内外の法規制の整理や今後の動向、国内外の撤去事例や今後の欧米における撤去計画、撤去手段として大型作業船や最新の切断技術等の動向及び撤去に関連する環境保全などについて、海外の政府機関や石油開発会社などへの聞き取りもまじえて調査し結果を整理した。

本報告では、主に、海洋掘採施設等の撤去に関する国際的な条約や欧米（英国、ノルウェー、米国）の法規制の動向、及び国内外の撤去事例や撤去技術（作業船・切断技術等）などの動向について行う。

2. 調査内容

2.1 海洋掘採施設廃止に関する国際的指針

海洋掘採施設の廃止に関する国際的な指針としては、国際海事機関（IMO）とオスロパリ条約（OSPAR 条約）によるものが挙げられる。IMO では、海洋掘採施設の廃止に関する指針として、「大陸棚および排他的経済水域に設置された海洋施設および構造物の撤去に関するガイドラインおよび基準（IMO89 年ガイドライン）」が採択されている。

これによると、1998 年以降に設置された海洋掘採施設は、完全撤去が可能な計画と構造がなければ設置することができないものとされている。この例外としてジャケット大気中重量 4,000 トン以上の構造物および、これ以下でも水深 100m 以深に設置されたもの等については残置が検討できるものとされた。

また、北東大西洋の海洋環境保護を目的とした地域条約である OSPAR 条約では、“OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations”(OSPAR 条約 1998 年指針)が採択され、1999 年 2 月 9 日に発効している。この OSPAR 条約 1998 年指針では、海洋掘採施設の廃止に関して IMO よりも厳しい残置基準を打ち出している。具体的には、部分残置が検討できる海洋掘採施設はジャケット大気中重量が 10,000 t 以上の鋼鉄製構造物もしくはコンクリート構造物等に限定される。さらに、管轄国が残置許可を発給する前に、全条約締約国に残置申請内容等を縦覧し各国の意見を募集し、これを参考に最終的な判断を下すものとされている。また、残置処理後は、モニタリングが実施され、廃止報告書を提出するものとされている。

なお、廃止された海洋掘採施設の投棄に関する指針としては、陸上起源廃棄物等による海洋環境汚染等を防止する国際条約(ロンドン条約)の“Specific Guideline for Assessment of Platforms or Other Man-Made Structure at Sea (PF/WAG)”が挙げられる。PF/WAG は、廃止された海洋掘採施設を海洋に投棄する際の影響評価の考慮事項やプロセスを示したものである。

2.2 各国の法規制の枠組み

調査対象となった三カ国における法規制の枠組みは、OSPAR 締約国である英国および、ノルウェーと、非締約国である米国に大別される。英国および、ノルウェーは、OSPAR 条約 1998 年指針に沿った国内法を整備している。

一方、米国では連邦規則 30CFR Parts 250 に海洋掘採施設の廃止に関する規定が定められている。米国では、海洋掘採施設を廃止する場合には、完全撤去もしくは再利用が原則とされている。

2.3 人工魚礁としての再利用

IMO1989 年ガイドラインでは、海洋掘採施設を人工魚礁として再利用する場合には残置可能であるとされている。同様に、OSPAR 条約 1998 年指針においても、海洋掘採施設を人工魚礁として再利用する場合は残置が可能である。また、同条約では、1999 年に“OSPAR Guidelines on Artificial Reefs in Relating to Living Marine Resources”が採択されており、人工魚礁設置の際の場所やモニタリング等の要求事項が定められている。なお、ロンドン条約においても人工魚礁としての利用は、「投棄」に該当しないため、条約適用外となっているが、人工魚礁を設置するという名目で実質的には海洋投棄が実施されるという懸念から、現在、人工魚礁設置に関するガイドラインを作成中である。

実際には、英国および、ノルウェーでは、海洋掘採施設の人工魚礁としての再利用はこれまで実施されておらず、政府としても人工魚礁としての再利用に消極的な姿勢を示している。

対照的に、米国メキシコ湾では、Rigs-to-Reefs プログラムの下、海洋掘採施設の人工魚礁としての再利用が積極的に実施されている。一方で、大型海洋掘採施設が存在するカリフォルニア州では、環境保護団体等の反対もあり、Rigs-to-Reefs プログラムが採択されていない。

2.4 環境保護団体の動き

欧州では、シェル石油が北海に設置した海洋石油採掘・貯蔵施設である Brent Spar の老朽化に伴い、この廃棄処分を試みたが、1995年に国際的な反対運動がおこり、計画は中止となった。これによる世論の高まりを受け、1998年7月にポルトガルで開催された OSPAR 閣僚会議において、海洋掘採施設の廃棄関連条項が見直され、新たに OSPAR 条約 98年指針が追加された。聞き取り調査によると、OSPAR 条約指針の制定にあたり、グリーンピース等の環境保護団体をその策定プロセスに取り込むようにしたため、本指針が制定された後は環境保護団体の目立った動きはないとのことである。

一方、米国では、海洋掘採施設が多く設置されているメキシコ湾において、その地域が石油産業に大きく依存しているという背景もあり、これらの廃止に際する環境保護団体の反対運動等は見られないとのことである。対照的にカリフォルニア州では、石油産業への依存度が低く環境保護団体の動きが活発であり、海洋掘採施設の人工魚礁としての再利用にも反対意見が強いとのことである。このため、先に述べたように、カリフォルニア州では Rigs-to-Reefs プログラムが採択されていない。

2.5 大型海洋掘採施設の撤去事例と今後の計画

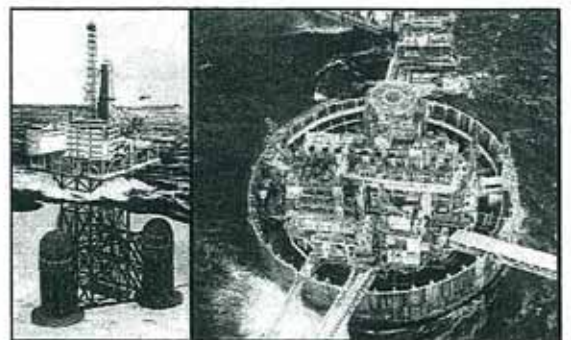
(1) 国内の撤去事例

国内においては、土崎沖(1979年、4基、水深15~17m)、頸城沖(1972~1988年、4基、水深5~25m)、阿賀沖北(1993年、1基、水深90m)、阿賀沖(1999年、1基、水深80m)の計10基の海洋掘採施設が撤去されており、いずれも上載施設は陸上処分され、土崎沖、阿賀沖北、阿賀沖の3施設の下部構造は魚礁として再利用されている。現在稼働中の海洋掘採施設には、岩船沖(水深36m)と磐城沖(水深154m)の2基がある。

(2) 欧州における撤去事例

欧州における大型海洋掘採施設の撤去事例を図1、表1に示す。欧州の撤去の特徴として、以下が挙げられる。

- ・人工魚礁としての再利用の実績はなく、殆どが完全撤去されている。
- ・OSPAR 条約の例外規定が適用されたのは、大型コンクリート製重力式プラットフォーム4基とジャケット式では N.W.Hutton(2008~2009年に撤去予定)だけである。
- ・調査で得られた Maureen、Ekofisk、Frigg、N.W.Hutton は、いずれも撤去オプションを選定し、安全面、環境影響、社会影響、技術面、経済性の5つの視点から選定オプションに対する比較評価を実施し、関係当局から撤去計画の承認を得ている。また、これらの情報をホームページ上で公開するなど広く情報公開し、利害関係者との調整を図っている。
- ・N.W.Hutton(図2参照)は、下部構造が10,000t



(左) Maureen A ; 再浮上させ撤去(貯油タンク利用)
(右) Ekofisk Tank ; コンクリート製施設を残置

図1 北海の大型海洋掘採施設の撤去事例

を超える鋼製の大型海洋掘採施設で、部分残置が承認された世界初の撤去計画である。

- ・ N.W.Hutton の完全撤去案は、堆積した掘削屑回収時の環境への悪影響、フーチング部の切断時の不安定性と切断の不完全性、大水深・大重量による吊り作業の危険性等の懸念があり、部分残置が最適であるとした申請をして承認されている。(2008～2010年に撤去予定)
- ・ 切断方法は、環境影響の観点から、非爆破方式による方法が主流である。

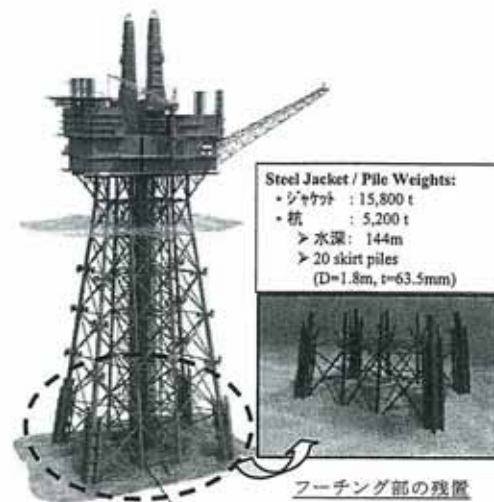


図2 N.W. Huttonの概況図

表1 北海の大型海洋掘採施設の撤去事例（上載施設はいずれも陸上処分）

施設名	Odin	Maureen A	Ekofisk	Frigg(3基)
構造形式	ジャケット式	鋼製重力式	コンクリート製重力式	
管轄国	ノルウェー	UK	ノルウェー	ノルウェー、UK
撤去区分	完全撤去	完全撤去	残置	
水深	103m	95m	74m	102m
概略上載重量	7,600t	11万t	3.5万t	0.5～2.3万t
概略下部重量	6,200t		51万t	16～42万t
撤去実施	1996～1997	2001	2005～	2005～

(3) 米国における撤去事例

米国では、年間約150基程度の撤去事例があり、これまでに約2,500基の海洋掘採施設が撤去されている。米国の撤去の特徴として、以下が挙げられる。

- ・ 浅い水深、小規模の施設の撤去事例が多く、北海のような大型海洋掘採施設の事例はこれまでのところない。
- ・ 『Rigs to Reefs』プランに基づき人工魚礁としての再利用が多く、撤去総数の約10%にあたる約250基の施設が魚礁化されている。
- ・ 爆破による切断が多く(撤去総数の約60%)、非爆破方式の適用は、部分残置において土中部ではなく水中切断するような場合や、希少動物の生息域での切断、大口径の杭で爆薬の使用量が多くなる場合等に適用される場合が多い。

(4) 今後の撤去計画

欧州(OSPAR 海域)には、将来撤去されなければならない下部構造が10,000tを超える大型海洋掘採施設が41基あり、そのうちN.W. Huttonの規模を超えるものが半数を占める。今後の撤去時期は不明であるが、N.W. Huttonが先例となって、同様の完全撤去との比較評価を実施して部分残置が申請される可能性がある。

米国のメキシコ湾及びカリフォルニア沖には、下部構造が10,000tを超える大型海洋掘採施設がそれぞれ15基、8基あるが、これらの撤去予定も現状未定である。メキシコ湾においては、人工魚礁化が広く認知されており漁業関係者・スポーツフィッシング等の世論

を含めた強い支援があり、今後の大型海洋掘採施設についても人工魚礁化が図られるものと思われる。

2.6 撤去技術（クレーン船と水中切断技術）

(1) クレーン船（図3参照）

現状では、大型の海洋掘採施設の撤去には、既存クレーン船を使用するものがほとんどである。大型クレーン船として、Saipem社のS-7000(14,000t吊)、McDermott社のDB-101(3,200t吊)、DB-50(4,000t吊)、Heerema社のThialf(14,200t吊)、Balder(6,300t吊)、Hermod(8,100t吊)等がある。クレーン船に替わる新しい吊りシステムの開発が1990年代後半から行われてきた。様々な提案が行われてきたが、現在までのところ実用化に至ったものは、Versatruss工法だけである。Versatruss工法は、上載施設の吊り技術としては実績もあり認知されているが、ジャケットの撤去においては、1回の実績で事故報告されており、クレーン船による吊り方法がもっとも信頼性がある撤去技術である。

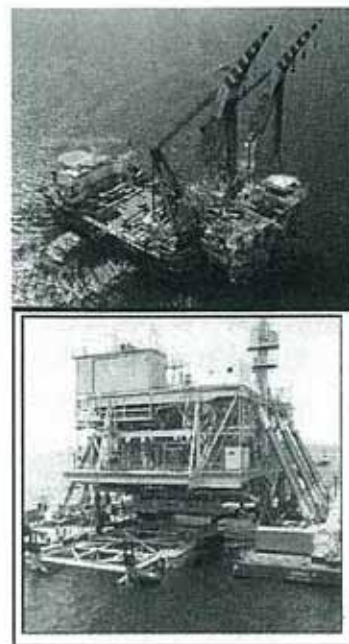


図3 (上) 大型クレーン船 (S-7000)
(下) Versatruss 工法

(2) 水中切断技術

欧州では、環境影響の観点から爆破による切断はほとんど使用されておらず、非爆破方式による切断が主流である。この為、ここ数年でAWJ(Abrasive Water Jet、図4参照)やDWS(Diamond Wire Saw)を使用する機会が増加し、これらの技術の成熟度が増してきている。一方、米国では、MMSが実施した環境影響評価で、爆破の使用において軽減措置(使用前の生物モニタリング等)を実施する事により重大な影響はない、と報告されている。これまでの撤去工事のうち約60%で爆破が使用されている。

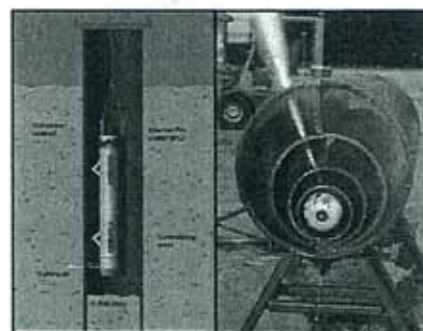


図4 AWJ切断

海底面上(水中部)における切断は、爆破後の構造物の安定性や環境影響の観点から、ガス切断、ケーシングカッター、AWJやDWS等の非爆破方式の採用が米国においても主流である。ガス切断は、ダイバーによる作業である為、比較的浅い水深での使用に限られ、ケーシングカッターは、内面及び直杭の使用に限られる為、コンダクター切断に用途が限られることが多い。

海底面下(土中部)における切断は、爆破、ケーシングカッター(コンダクター等の直杭に適用)、AWJが主流である。DWSは切断対象物の外面からのアクセスとなるため、土中部の杭を切断するためには杭周辺を掘削する必要があり、適用は困難である。新規技術として、土中部の杭を切断する掘削機付きのDWS(Sub Bottom Cutter)が開発中であるが、現在までのところ実用化には到っていない。

D-2 遠隔海域石油開発環境安全調査

一 諸外国における環境安全法制度および 環境安全対策の現状について一

金光 雅弘

((財)エンジニアリング振興協会 石油開発環境安全センター 技術調査部 部長代理)

1. 事業目的

従来、我が国周辺の海洋石油開発は沿岸に近い浅海域で実施されてきたが、今後は、離岸距離が遠い、ないし大水深海域に開発エリアが拡大されると想定される。このため、今後は、従来にない立地条件での操業が行われることが考えられ、これに対応した鉱山保安の在り方を整理する必要がある。

本調査は、遠隔海域で従来型の浅海操業洋施設および大水深操業用施設を使用した開発実績のある諸外国の関連法令や指針、労働安全・環境保全対策事例について情報収集をおこない、我が国が今後、従来にない立地条件での操業を実施する場合の労働安全・環境保全に関する指針等の検討に資する事項をとりまとめるものである。

2. 調査内容

2.1 遠隔海域における石油ガス開発状況の概要

沿岸からの距離 100km 以遠の遠隔海域における諸外国の既存操業事例に関し、海域、水深、離岸距離、設備のタイプ・概要、生産量、オペレーター、操業開始年度を調査し、287 油ガス田 884 施設についてまとめた。

開発活動の過半数は、北西ヨーロッパ大陸棚(英国・ノルウェー) および米国メキシコ湾で実施されている。北西ヨーロッパ大陸棚海域は、比較的水深が浅く、海底の地形は平坦である。北海の油田開発は、浅海域から次第に沿岸から離れた水深の深い海域へと進められ、北海北部の英国・ノルウェー国境付近のフィールドは両国沿岸から 100~250km 離れている。水深は、南部で 60~80m と浅く、北部ほど深くなるが概ね 200m 以下である。メキシコ湾は、浅海潮間帯(水深 20m 未満)が約 38%、大陸棚(水深 180m 未満)および大陸斜面(水深 180~3,000m)が 22% および 20%、残り 20% が水深 3,000m 以上の深海海域となっており、沿岸からの距離 100km 以遠の遠隔海域の大部分は水深 200m 以上の大水深海域に重なっている。

2.2 遠隔海域の開発、操業における環境安全ハザード

海洋石油開発における一般的な環境安全ハザードと対策を整理し、事例の多い北西ヨーロッパ大陸棚および米国メキシコ湾について、各種海洋生産施設特有のハザードも考慮して、沿岸からの距離との関連性を以下の観点から評価した。

- ・ 沿岸からの距離の増加により、問題の発生する可能性が増加するか
- ・ 沿岸からの距離の増加により、問題への対応が難しくなるか

この結果、遠隔海域における主な環境安全ハザードとして以下の項目があげられた。

- (1) 沿岸からの距離の増加に伴い、気象・海象条件などの自然条件、水深などの立地条件が変わるため、当該開発海域特有の環境ハザードが存在し、条件に即した施設計画、操業、作業手順が要求される。
- (2) 一般的に遠隔海域には新規の開発鉱区が含まれ、深海域ではメタンハイドレート層などの地質学的ハザードの可能性があり、浅層地震探査による確認、適切な掘削計画が必要である。
- (3) 長距離パイプラインによる原油、ガスの移送に伴う高圧生産プロセス、パイプラインの腐食などによる原油・ガスの漏洩、また火災・爆発の可能性が増加する。
- (4) 深海域の荒天時における、浮遊掘削および生産施設の係留設備の損傷、定点維持システムの不調、また操船ミスなどに起因する設備の損傷事故の可能性が追加される。
- (5) 船舶、ヘリコプターによる資材、人員の長距離輸送に伴う気象条件、燃料、運行管理に関するリスクが増加する。
- (6) 火災、油流出事故、また負傷、疾病などの緊急時における陸上基地からの支援、事故対応に時間を要する。
- (7) 米国メキシコ湾では油流出事故は沿岸の浅海域と比較すると深海域に多く発生する傾向が伺える。これは沿岸からの距離の増加に伴う気象、海象条件の過酷化、水深の増加に伴うハザードに起因したものと推定される。

2.3 環境安全ハザード関連の法体系

遠隔海域で実績の多い英国・ノルウェー・米国について、上記により抽出したハザードに関連する法体系を対象として、基本理念および枠組みを調査し、安全対策、環境保全、遠隔海域、緊急事故対策、国際条約・協定等を整理した。

(1) 英国・ノルウェー・米国における安全および環境関連法規の比較

英国・ノルウェー・米国における海洋石油開発に適用される主な安全および環境関連法規および国際条約等をまとめた。一般的な安全および環境にかかわる法規については基本原則を定めるもののみとした。

(2) 遠隔海域固有の安全および環境関連法規

海洋石油開発に適用される安全および環境にかかわる主要法規は、すべて沿岸から 200 海里、約 370km 以内に相当する排他的経済水域までの海域に一律に適用されており、調査対象の沿岸から 100km 以遠の海域も含まれる。これら関連法規の中に遠隔海域を対象とした特別の条項はなく、実施規範やガイダンスの中にも特定の記載がないことを確認した。

調査の結果、遠隔海域に関連するものとして、英国・ノルウェーについて以下①～⑤、米国について⑥～⑧があげられた。

- ① 安全管理の基本となるリスク評価に際して、施設の位置は重要な要素であり、施設の設置された海底面の安定性、船舶の航路や他の施設との関係などが、安全性に大きく関与する。
- ② 沿岸からの距離が安全性にかかわる分野として、緊急時の人員の保護があげられる。両国とも安全管理計画の中で緊急時には、すべての人員が安全な場所に避難あるいは

待避できることを示すことが求められている。遠隔海域では、陸上からの支援資機材の到達や海洋施設から安全な場所への避難などに時間がかかるため、これらを考慮した上での適切な対応が必要となる。

- ③ 環境影響評価に関しては、自然環境、生態系的、経済的利用状況から、一般に沿岸部では、より大きな影響を被る可能性が高く見られているが、遠隔海域においても環境影響調査に基づく適切な配慮が求められている
- ④ プロジェクト実施地域が国境に近い場合は、越境環境影響にかかわる EU の基本原則に従って、関係国に対して情報を提供するとともに、関係国からの要請があった場合は、当該国の関係者も含めて影響評価手続きが進められる
- ⑤ 緊急事故対応計画策定に際しては、国境をまたぐ汚染に備え関係国への迅速な情報提供と共同防除作業体制の整備が重要となる。北海大陸棚海域では、以下のような地域条約や二国間協定が結ばれている。
 - ・ OSPAR 条約：北東大西洋沿岸諸国との海洋環境保全条約
 - ・ Bonn Agreement：北海沿岸諸国との海洋環境保全協定
 - ・ NORBRIT Plan：英国・ノルウェー間の北海大陸棚に限定した相互支援防災協定
 - ・ Copenhagen Agreement：ノルディック諸国間の相互支援防災協定
- ⑥ メキシコ湾における遠隔海域の大部分は、大水深海域に該当するので、離岸距離よりも操業場所の水深も含めた海域特性がより重視されている。
- ⑦ 環境影響評価についても、遠隔海域のみに特定する取り組み方はみられず、沿岸域と同じように海洋生物、生態系への配慮を重視して、取り組むべきであるとしている。
- ⑧ メキシコ湾における石油・天然ガス生産では、隣国のメキシコ、キューバと関係するが、現在は越境する環境安全問題は生じていない。なお、メキシコ、カナダ両国とは、3ヶ国の越境する環境問題へ対応するため、Transboundary Environmental Impact Assessments (TEIA)(越境する環境影響評価協定)を締結している。

2.4 操業における環境安全対策の実施概要

諸外国の操業事例から我が国にとって参考になると思われるものを選定し、北西ヨーロッパ大陸棚海域および米国メキシコ湾の遠隔海域において操業している英国・ノルウェー・米国の石油開発関連企業 9 社および所轄機関 4 機関への訪問聞き取り調査を実施し、遠隔海域における主要な環境安全ハザードおよび法規制への対応を含む具体的な対応策等の詳細情報を収集した。

この結果、海洋石油ガス開発における環境安全対策は、当該海域の自然条件や立地条件に基づいて施設ごとに検討されるべきもので、沿岸からの距離もそれらの検討課題の一要素に含まれ、遠隔海域の特殊性として緊急時の救援・対応に長時間を要することが共通してあげられた。また、多くのオペレーターは、環境安全にかかわるリスクに大きく影響を与える要因として、沿岸からの距離の増加に伴う水深の増加を指摘した。特にメキシコ湾では、海域の海底地形構造上、沿岸から 100km 以遠の大部分は大水深海域となっており、遠隔海域かつ大水深に対応した石油開発技術の開発とそれに伴う環境安全対策が重視されていた。

3. まとめ

- (1) 遠隔海域における海洋石油ガス開発の環境安全ハザードは、当該海域の気象、海象条件などの自然環境、および水深、地質・地形、また海生生物の生息域の有無などの立地条件、また固定式、浮遊式など設置される施設の種類により決定される。特に大水深海域では、自然環境が厳しくなる可能性があることに加え、生産施設の種類や生産方法が異なり特有のハザードが発生するため、環境安全対策の策定時に十分考慮する必要がある。
- (2) 海洋石油ガス開発に適用される環境安全関連の法規については、沿岸からの距離による特別な規制はなく、各国の排他的経済水域に一律に適用される。
- (3) 施設の設計、操業における環境安全対策および管理計画は当該海域特有の自然環境、立地条件を把握し、施設構成、操業形態に基づくハザードの特定、リスク分析および環境影響評価の結果に基づき、施設毎に検討し実施することが必要である。
- (4) 離岸距離の増加に伴い、船舶・ヘリコプターによる陸上基地からの事故、油流出などの緊急時の対応、支援に長時間を要する。従って、医療や対応資機材の準備などを含む、施設独自で対応可能な最大限の緊急対応計画の策定、体制の構築が必要である。
- (5) 油等の流出事故などに際し被害・環境影響を最小化するため、事故の規模に応じた段階的な対応計画、また同海域で操業中のオペレーター間の相互支援体制の確立が有効となる。また、緊急時に相互支援の得られない単独開発海域の場合は、別途検討が必要になる。
- (6) 必要に応じ、越境する油等の流出事故に備えた関係国間の事故対応に関する協定の締結が重要である。

以上

D-3 メタンハイドレート開発促進事業 環境影響評価 —環境影響評価に関する総合モニタリングシステムの 概要と溶存メタンセンサーの開発—

栗島裕治

メタンハイドレート開発促進事業 モニタリング技術サブグループリーダー
(株アイ・エイチ・アイ マリンユナイテッド エンジニアリング事業部 主幹)

桶谷能史

メタンハイドレート開発促進事業 研究員
(石川島検査計測㈱ システム事業部設計開発部 課員)

石油センターでは、平成 13 年度より、経済産業省で策定した開発計画に基づいて組織された「メタンハイドレート資源開発研究コンソーシアム(MH21)」で研究開発を進めている「メタンハイドレート開発促進事業」のうちの、環境影響評価分野を担当している。この分野について4つのサブグループの一つであるモニタリング技術サブグループでは、メタンハイドレート開発時の環境影響評価の観点から、主要と考えられるガス漏洩モニタリングと地層変形モニタリングの要素技術の開発に注力してきた。

このうち、総合モニタリングシステムは、大水深で行われるメタンハイドレート開発時の環境影響評価に必要なモニタリング項目を、連続して計測・解析・監視するためのシステムである。

また、メタンハイドレート開発に伴う周辺海域へのメタンガス漏洩を早期かつ感度良く検知するためには、それに適したセンサーの開発が必要である。このため、本研究では計測感度・応答時間などに異なる特長を持つ2種類の溶存メタンセンサー(メタンガス漏洩アラームセンサーおよびメタン濃度微小変化検知センサー)を開発している。

1. 総合モニタリングシステムの概要

1.1 平成 18 年度の成果

総合モニタリングシステムについては、その仕様・構成・機能を明らかにし、海洋産出試験に使用する同システムの基本設計を確立することをフェーズ1の最終目標としている。以下に平成 18 年度の成果を記す。

(1) 生産時を想定した総合モニタリングシステムの基本構想の構築

各サブシステムの機器構成および各サブシステム間の連携などについて検討を行った。この中で「モニタリングの対象項目(メタン・分解生成水・地層変形など)」、「監視対象事象の発生シナリオ」および、「総合モニタリングに求められる機能」について整理を行い、モニタリング対象項目を計測するために必要なセンサーの選定、その設置方法、電源供給、データ通信、データ取得間隔などについて、具体的な要求機能を検討し各観測ステーションの機器の配置計画などに反映させた。これらを基に、平成 17 年度までに検討した総合モニタリングシステムの全体コンセプトを修正したイメージを図 1.1 に示す。

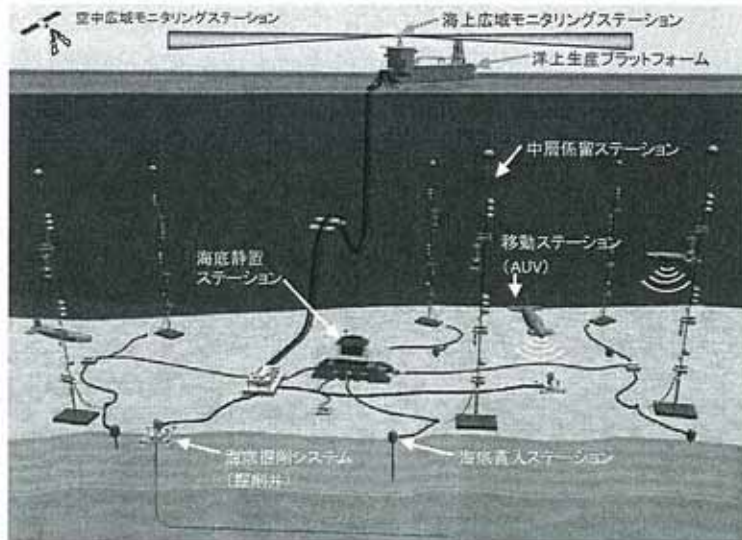


図 1.1 総合モニタリングシステムのイメージ

(2) 海洋産出試験時の総合モニタリングの初期検討

海洋産出試験時に適用する総合モニタリングシステムについて、上記全体システムのイメージを基に、その概略の仕様と機器構成を設定した上で、海洋産出試験においてモニタリング作業中に起こりうるリスクを抽出した。それによって得られたリスクへの対策を検討した結果を、「海洋産出試験時の総合モニタリングの初期検討」としてまとめた。

1.2 今後の展開

(1) 総合モニタリングシステムの基本概念の構築

各観測ステーションの概念設計を実施し、総合モニタリングシステムの基本概念の構築を完了させる予定である。

(2) 総合モニタリングシステムのサブシステムと全体コンセプトの検討

上記の「海洋産出試験に使用する総合モニタリング初期検討」で得られた知見に基づいて、海洋産出試験に使用する総合モニタリングシステム実証システムの仕様の見直しを行う予定である。

(3) フェーズ2における総合モニタリングシステムの実用化開発計画の立案

各サブシステム（センサー、ケーブルシステムなど）ごとに開発計画のブレークダウンを行う予定である。

(4) 生産時の総合モニタリングシステムの基本構想の改良

生産手法開発グループや海域環境調査評価サブグループの研究開発の進捗に応じて、「生産時の総合モニタリングシステムの基本構想」の改良を図る予定である。

2. 溶存メタンセンサーの開発

メタンハイドレート開発に伴う周辺海域へのメタンガス漏洩を早期かつ感度良く検知するために、本研究では、異なる特長を持つ2種類の溶存メタンセンサーを開発している。

メタンガス漏洩検知については、GKSS研究所(独)で開発された後、CAPSUM Technologie GmbH(現Franatech GmbH)(独)で改良が進められた標準型METSセンサー(図2.1)をさらに改良することによって開発を進めている。しかしながら、これまでに実施した室内試

験・実海域試験の結果から、センサー出力の安定性や測定値の精度などの基本性能についての課題が確認されたため、応答性の向上と合わせて改良を進めている。一方、メタン濃度微小変化検知については、海中のバックグラウンドレベルの溶存メタン濃度(例えば、表層で3nmol/L程度)を検出可能な既存のin-situセンサーは確認されていないため、図2.2に示すような新規センサー(集水型モニタリングシステム)の開発を進めている。

本研究では、微量メタン検出手法の確立と、大水深海域(2,000m)での運用に耐えうる耐圧化が最大の技術的課題となっており、以下2種類の溶存メタンセンサーの研究成果と今後の展開について述べる。



図 2.1 標準型 METS センサー

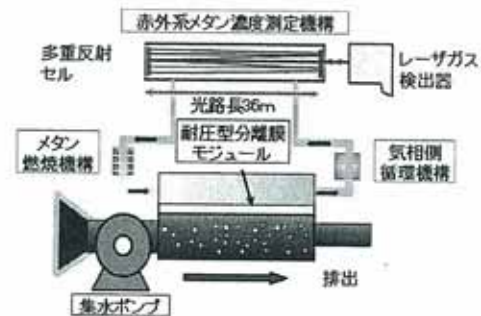


図 2.2 集水型モニタリングシステム(概念)

2.1 METSセンサー

センサーヘッドの構造を図2.3に示す。海水中の溶存ガスは、疎水性の分離膜を介して、ガス分圧が高い方から低い方に平衡になるように透過する。膜透過側空間にある半導体検出器は酸化還元式で、メタンを含むその他の可燃性ガスにも感応するが、半導体の受感層を380℃程度に加熱することによって、メタンに特異的に効率よく感応する。また、水蒸気にも感応するため、その影響を補正するために温湿度検出器が取り付けられている。

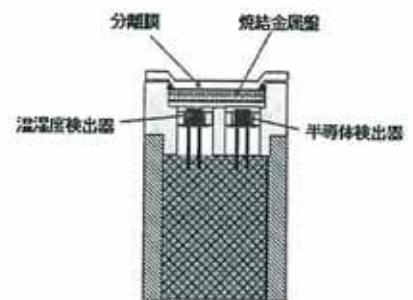


図 2.3 センサーヘッド

(1) 平成18年度の研究成果

平成18年度は、改良の最終年度として各パラメータの最適化を行うとともに、フェーズ2で計画されている海洋産出試験への本センサーの適用に備え、以下に述べる開発を行った。

① センサーヘッド改良(境膜物質移動抵抗低減)による応答性の向上

図2.4の改良型METSセンサーはセンサーヘッド形状の特徴により、流速が小さい場での運用では、高い応答性が期待できないと考えられる。これは、分離膜取り付け位置が窪んだ構造となっているため、流速が小さい場での運用では、膜面近傍の供給水流動状態が低くなり、境膜物質移動抵抗が大きくなることによる。そこで、図2.5に示す試作版センサーヘッドのように、膜面に均一に海水が供給されるように膜面積を大きくするとともに、膜透過側空間体積を小さくするために焼結金属盤を薄くした。室内試験(メタン溶存水供給後の半導体検出器出力[V]の変化を比較)の結果を図2.6および、図2.7に示す。試作版センサーヘッドでは標準型METSセンサーと比較した場合には、応答性が格段に向上していることが分かり、改良型METSセンサーと比較した場合には、応答性



図 2.4 改良型 METS センサー

は同程度であることが分かった。また、図2.7の試験結果から、改良型METSセンサーでは半導体検出器出力[V]の変動が大きくなっているため、分離膜近傍で複雑な供給水流動状態が形成されているものと考えられるが、試作版センサーヘッドでは変動が少なく、膜全面に安定して水が供給されているものと考えられる。



図 2.5 試作版センサーヘッド

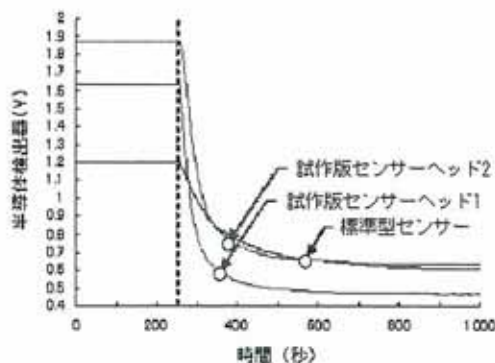


図 2.6 応答性比較
(標準型センサー-試作型センサーヘッド)

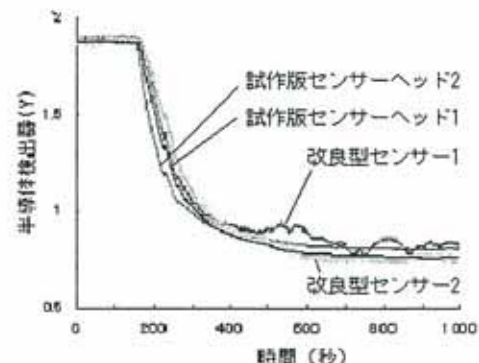


図 2.7 応答性比較
(改良型センサー-試作型センサーヘッド)

② プリエージング(酸素減損処理)手法の開発

半導体検出器には、活性層中の酸素濃度および自由電子分布に依存する特性がある。つまり、これらの特性が半導体検出器毎に異なれば、METSセンサーで得られる溶存メタン濃度の器差間偏差が大きくなる他、長期安定性にも影響をきたすものと考えられる。そこで、半導体検出器特性の均一化と安定化を図るために、製造工程中にMETSセンサーをプリエージングすることとした。その方法は、酸素飽和度5%以下の水中にMETSセンサーを給電した状態で浸漬するものである。3週間のプリエージングを完了した後、得られる溶存メタン濃度の経時変化は少なくなった。

③ 流速の影響を加味した較正方法の開発

今までの研究開発で、半導体検出器出力[V]は供給水流速に依存することが明らかになった。そこで、METSセンサーに一定流量の海水を供給するために、水中ポンプとの一体化を検討した。また、この供給状況を較正時に模擬するために、較正装置に流量計を取付け、メタン溶存水の流速をモニターすることとした。

④ 材質の改良 フェーズ2で計画されている海洋産出試験での長期運用に備え、耐食性に優れるチタンをネジや焼結金属盤にも適用した。焼結金属盤については従来のステンレス製のものと同等のガス拡散特性を有することを確認した。

⑤ センサーヘッドと電子回路部のシール機構の開発

半導体検出器はテフロン製ソケットでセンサーヘッドに取付けられている。このソケットがシール性を喪失した場合、膜透過側とセンサー本体管体(電子回路部が内蔵)が通気性のある一つの空間となるため膜透過側体積が大きくなる。このため、海水中の溶存メタン分圧に変化があった場合、透過側の分圧が平衡になるまでに時間を要しセンサーの応答性は悪くなる。また、高水圧化で膜面にガス気泡が付着した場合、膜透過側空間

の圧力は水圧以上になると考えられる。この状態で、急激にセンサーを浮上させた場合、分離膜破裂による筐体内浸水などのトラブルが起こり得る。このため、センサー本体とセンサーヘッド間にシール機構を設けた。シール方法は圧力ペネトレータ(ガラスを鋼材で被覆)で空間部を埋め、ペネトレータの鋼材部を筐体に接合するものである。筐体が鋼材の場合、40MPaの差圧に対してシール性を有したが、チタンの場合、2MPaでシール性を喪失した。このため、航空宇宙産業で実績のある触接合方法(接合部位を局所加熱する方法)の導入の検討に着手した。

(2) 今後の展開改良型METSセンサーの試作を完結し、メタンシーブが存在する実海域で試験を行う予定である。さらに、室内試験および実海域試験の結果を解析し、本センサーの仕様をとりまとめる予定である。

2.2 集水型モニタリングシステム

本システムは、METSセンサーと同様に疎水性の分離膜を用いて海水中の溶存ガス成分を分離・回収する。分離膜を透過したガスについては、ポンプを用いて赤外系メタン濃度測定機構に循環し、吸光分光法にてメタン濃度を測定する。

(1) 平成18年度の研究成果

平成18年度は、平成17年度に試作した初期モデルの高性能化に向けた改良を推し進め、以下に述べる開発を行った。

① 耐圧型分離膜モジュールの試作と評価

平成17年度に開発した複合膜モジュールの内部にパンチングメタルまたは溝加工が施された補強棒を挿入し、耐圧性能を増強した耐圧型分離膜モジュールを試作した。20MPaの外圧に耐え得ることとメタンガス透過性能を有することを確認した。

② 計測部(赤外系メタン濃度測定機構)の高性能化

平成17年度に試作したガスセルを光路長38mの多重反射セルに交換し、大気中メタンバックグラウンド濃度(1.53ppm)の検出できることを確認した。したがって、海洋表層の溶存メタンは検出可能との見通しを得た。また、セル内容積を6.7Lから0.3Lに縮小することによって、セル内ガス置換速度の短縮を図った。

③ 溶存メタン測定試験

試作した耐圧型分離膜モジュール(パンチングメタル補強タイプ)と計測部を組合せ、11.7nmol/L(4℃、1気圧)のメタン溶存水を試料として性能を評価した。本濃度を測定可能であることと、90%応答時間が365時間程度であることを確認した。

(2) 今後の展開

応答性能を向上するために耐圧型分離膜モジュールの集合化を行う予定である。そして、この集合体を初期モデルに組み込み、基本システムの試作を完了する。本システムについて浅海域フィールド試験などを行い、性能を評価する予定である。

D-4 岩野原モニタリングWG 平成 18 年度成果報告 —二酸化炭素圧入実証試験および モニタリングにおけるシミュレーション・スタディー—

大熊 宏

平成 18 年度二酸化炭素地中貯留技術研究開発
RITE エン振協分室 主席研究員
(日本オイルエンジニアリング株式会社 顧問)

1. 研究の目的

(財)地球環境産業技術研究開発機構(RITE)および、RITE エン振協分室が行った「二酸化炭素地中貯留技術研究開発」における「圧入実証試験」では、平成 15 年 7 月から平成 17 年 1 月の約 18 ヶ月間で累計 10,405t-CO₂ の二酸化炭素を深度約 1,100m の深部塩水層へ圧入した。

連続圧入開始時から圧入井(CO₂-1 坑)と観測井 1 坑(CO₂-4 坑)で坑口および坑底の温度・圧力を連続的に計測したほか、物理検層や坑井間弾性波トモグラフィーを繰り返し実施し、圧入した二酸化炭素の挙動把握に努めた。これらのモニタリングは圧入終了後も継続して実施され、平成 19 年度の実証試験井廃坑直前まで続けられる予定である。

また、圧入開始前と圧入終了後に三次元地震探査を行い、地下での二酸化炭素分布も評価されている。さらに、平成 17 年度には、二酸化炭素が到達した観測井 CO₂-2 坑で CHDT が実施され、同坑井の 3 点の深度で地層内流体のサンプルを採取して、圧入層内の異なる深度での二酸化炭素到達状況を調査した。

平成 18 年度の圧入実証試験に係わるシミュレーション・スタディーでは、これらの観測データとシミュレーション計算結果を一致させる、いわゆるヒストリー・マッチングを行い、圧入した二酸化炭素の挙動、特に地層内での広がり把握することを目的の一つとした。また、このヒストリー・マッチングで観測データと十分な一致を示した貯留層モデルを用い、今後 1000 年間にわたる長期挙動予測シミュレーションを行って、圧入二酸化炭素の広がりがどのように変化するかを推測することも重要な目的であった。

2. 研究の内容

平成 18 年度では、シミュレーションに先立ち、圧入層の地質モデルおよび貯留層特性の見直しを図った。この見直しの結果、地質構造に若干の差が生じたため、貯留層シミュレーション・モデルでの実証試験井の圧入層における位置の微調整が必要となった。

また、三次元地震探査記録から推定された圧入ゾーン(Zone-2)の浸透率分布を地質モデルに反映させ、それをシミュレーション・モデルに取り込んだ。不動水飽和率については、平成 17 年度までのスタディーから、圧入井のコアを用いて測定されたデータの信頼性が低いと判断し、経験式などから推定した値を用いてきたが、平成 18 年度では CMR 検層結果の有効孔隙率と FFV(Free Fluid Volume)から推定される値を使用した。

平成 17 年度までのスタディでは、圧入層が軟岩であることを根拠に、孔隙圧縮率を $2.9 \times 10^{-6} / \text{kPa}$ ($20 \times 10^{-6} / \text{psi}$) と高く設定していたが、音波検層、坑井間弾性波トモグラフィーで使用している体積弾性率と調和的でなく、本年度は $7.25 \times 10^{-7} / \text{kPa}$ ($5 \times 10^{-6} / \text{psi}$) と低い値に固定した。

また、CO₂-2 坑近傍では坑井障害が存在しないと想定した。

ヒストリー・マッチングでは圧入レートをシミュレーションの入力データとし、以下の観測データをマッチングの対象とした。

- 圧入井 CO₂-1 坑における坑底圧：平成 15 年 6 月末～平成 18 年 10 月 31 日
- 観測井 CO₂-4 坑における坑底圧：平成 15 年 6 月末～平成 18 年 10 月 31 日
- 観測井 CO₂-2 坑へのガス相（超臨界状態）CO₂ の到達時期：平成 16 年 2 月 12 日～3 月 10 日の期間中に Zone-2b で到達。Zone-2a ではガス相および溶解 CO₂ も到達していない可能性が大きい。
- 観測井 CO₂-4 坑へのガス相（超臨界状態）CO₂ の到達時期：平成 16 年 5 月 12 日～6 月 14 日の期間中に Zone-2b で到達。
- 観測井 CO₂-3 坑へは現在までガス相 CO₂ は到達していない。
- Zone-3 へはガス相 CO₂ は侵入していない可能性が大きい。

長期挙動予測シミュレーションでは、相対浸透率のヒステリシスの影響を調査するため、この現象を考慮した場合と考慮しない場合の計算を行った。ヒステリシスを考慮した場合の残留ガス飽和率は Holtz の相関式を用い評価した 0.36 (Zone-2) を用いた。

3. 研究結果

三次元地震探査結果から推定された浸透率分布を基礎としたモデルは、CO₂-2 坑、CO₂-4 坑へのガス相 CO₂ の到達が実際に観測された時期より数ヶ月も早い結果を予測した。浸透率分布の全体的な傾向を保持し、浸透率のコントラストや低浸透率部分を広げるなどの変動を与えた場合でも、ガス相 CO₂ 到達時期について観測データとの差を十分縮めることができなかった。

このため、平成 17 年度モデルの浸透率の不均質性を単純化して表わしたモデルを用いたヒストリー・マッチングも並行して行った。坑底圧推移、CO₂-2 坑、CO₂-4 坑へのガス相 CO₂ 到達時期に関してはほぼ観測データと一致する結果を得たが、両坑で Zone-2a にもガス相 CO₂ が到達したことを示しており、この点に関しては観測データと異なっている。

満足できるマッチングが得られなかったが、浸透率の不均質性を単純化して表わしたモデルのうち最も結果が良かったものを用いて長期挙動予測シミュレーションを行った。ヒステリシスの有無で若干差が生じるものの、実質的に実証試験サイト周辺に圧入した CO₂ が留まり、安全に隔離されるという予想は、平成 17 年度までの結果と異ならなかった。

なお、地化学反応を想定した場合の計算を含めることも予定していたが、十分把握できていないパラメータが多く、適当に仮定した値を用いたケースでの計算結果は整合性のある考察を加えることが困難であった。

4. 今後の課題

平成 19 年度（2007 年度）の岩野原モニタリングに関連したシミュレーション作業は、これまでと同様ヒストリー・マッチングと長期挙動予測シミュレーションだが、本年度は最終年度なので、なんとしてでも観測データと十分な一致を示すシミュレーション結果を得なければならない。三次元地震探査結果から推定された浸透率分布や CMR 検層から求めた FFV の信頼性について WG 内で検討し、シミュレーションにその結果を反映させつつ作業を進める予定である。また、鉍物の溶解／析出についても地化学反応データの整備を図り、シミュレーションを行って、このメカニズムの CO₂ 地中貯留に対する影響の程度を検討する必要がある。

D-5 想定モデル地点調査 平成18年度成果報告

二酸化炭素地中貯留システムの

エンジニアリング・スタディー

古川 博宣

(財)地球環境産業技術研究機構 RITEエン振協分室 主任研究員

((財)エンジニアリング振興協会 石油開発環境安全センター 研究主幹)

1. 調査目的

地中貯留技術は、地理的に広がりがあるとともに、排出源からの二酸化炭素の分離・回収、二酸化炭素の輸送および貯留層への圧入という多様な技術分野を総合したシステムである。

想定モデル地点調査では、各設備のエンジニアリング・スタディーを通じて実適用時のシステム・イメージを策定し、その上で二酸化炭素排出源ごとの排出量と稼動状況、設備設置のための用地・用役、輸送ルート状況等の条件を明らかにし、想定地点での実施に関してシステム構成上の技術課題を抽出し、解決方法を検討している。

平成17年度には、貯留層に関する諸データが豊富で、かつ、近隣に二酸化炭素集中排出源のある複数のモデル地区(北海道および新潟地区)を選定し、二酸化炭素地中貯留の実適用を想定したエンジニアリング・スタディーを行った。

平成18年度は、昨年度に抽出された技術課題を実証的・実務的に解決することとし、優先順位の高い二酸化炭素パイプライン輸送設備および、圧入性評価技術を中心に検討する。

また、二酸化炭素圧入量の数量効果の影響を評価するため、北海道・新潟地区よりも大規模な排出源の集中する地域2地区を対象として分離・回収から輸送、圧入までのシステム・イメージを策定しコスト検討を行う。あわせて、二酸化炭素排出地域で利用されていないエネルギーを二酸化炭素の分離・回収等に活用することの有効性を評価するため、主としてLNG冷熱の活用効果を検討する。

2. 平成17年度成果のまとめ

ー想定モデル地点での実用化イメージと貯留コストー

北海道地区および新潟地区の二酸化炭素排出源と圧入候補地の配置に基づき、排出源から圧入候補地まで複数の組合せで全体システム構成例を設定し、実用化時のイメージを策定した。

これらのモデルにおいて一設備あたり100万t-CO₂/年規模の二酸化炭素を分離回収とした場合の貯留コストは、以下の通りとなる。全体コストのなかでは分離回収が占める割合が大きく、また、パイプライン輸送は高価であるため、極力最短距離とするように分離回収サイトと圧入サイトの組合せを選定することが重要である。

(1) 北海道地区

1箇所の火力発電所、製油所ないし、製紙工場と1箇所の圧入サイトの組合せでは、

分離回収・昇圧・輸送・圧入の合計コストが t-CO₂ 当たり 7,000～7,700 円となった。輸送距離がこれより長距離である製鉄所からのケースでは、主として輸送コストの増加により合計コストが 10,000 円/t-CO₂ となった。

また、製鉄所・製油所・火力発電所の 3 箇所からの二酸化炭素をパイプラインで合流させて 2 箇所の圧入サイトで圧入するシステムでは、合計圧入量は 234 t-CO₂ であり、合計コストは 8,460 円/t-CO₂ となった。

(2) 新潟地区

1 箇所の火力発電所と 1 箇所の圧入サイトの組合せでは、分離回収・昇圧・輸送・圧入の合計コストが t-CO₂ 当たり 8,060～9,300 円となった。

3. 技術課題の解決策検討

昨年度に抽出された技術課題の内、優先順位の高いもの(輸送設備および圧入設備)について、実証的・実務的に解決策を検討した。

3.1 二酸化炭素輸送設備に関する検討

パイプライン輸送に関して、国内および海外の法規制について調査し、技術的最適化および、安全性の検討を行い、実適用に向けた課題解決の計画案を策定した。

主要課題は、適用法規の統一・安全対策・高圧化輸送による低コスト化の 3 点である。今後の実適用に向けて法規・基準、安全対策、技術指針を整備するため、以下のような項目について、監督官公庁にヒアリングを行うとした場合の確認事項という形で提言を行った。

- ・ 適用法規：地中貯留を目的とした CO₂ パイプライン輸送に適用する法規制が明確でない。関連法規の条文からは、高圧ガス保安法または電気事業法（火力発電所から CO₂ を分離回収する場合）が適用されると考えられる。この場合、「毒性または可燃性ガス以外のガス」として取り扱って良いかどうかにつき確認が必要である。
- ・ 安全対策：漏洩検知方式、緊急時対応、保守点検の適用仕様が明確でない。都市ガス等のパイプラインにおける技術指針に準じた対策で良いかどうかの確認が必要である。対策の例としては、流量変動監視による漏洩検知、所定間隔での緊急遮断弁、安全設備の作動検査などが挙げられる。
- ・ 高圧化：国内では都市ガスパイプラインにおいても 7MPa 以上の高圧輸送の実績がない。道路法で構造が安全と認められるために、専門家による技術検討、溶接試験、強度試験を通じて指針を策定するという進め方で良いかどうかの確認が必要である。

3.2 圧入設備・貯留に関する検討

阿賀沖の約 12km 四方、深度約 1,000m から 3,000m の地層を対象とし、現時点で把握されているデータを用いて、二酸化炭素圧入の数値シミュレーションを行い、圧入性能・圧入可能量に対する地層パラメータや圧入井の設計の影響について検討し、最適圧入計画を策定した。その結果、以下の結論を得た。

- ・ 想定モデル地点「阿賀沖」では、2本の ERD 井により計 100 万 t-CO₂/年のレートで 25 年間連続圧入が出来る可能性がある。
- ・ 圧入された二酸化炭素は、浮力により徐々にアップディップ側に移動するが、残留ガストラッピング効果により、1,000 年経過してもその移動はかなり抑制される。
- ・ 25 年間の圧入量は、砂岩の絶対浸透率、圧入井の仕上げ区間長、相対浸透率曲線によって変化する可能性がある。
- ・ 相対ガス浸透率のヒステリシスは、二酸化炭素の長期的な移動と広がり大きく影響を及ぼす。
- ・ 相対浸透率特性は圧入性能に大きく影響する。

地層パラメータや圧入井の設計により、圧入性能・圧入可能量が大きく異なってくることから、事前調査手法・解析手法の改良を行うとともに、地層パラメータの調査・評価に関するノウハウを蓄積することが必須である。また、国内の立地条件を考慮した場合、沿岸地域に掘削基地を設け、海底下に圧入することが効果的であることから、大偏距掘削(ERD)の技術力を向上することが必要である。

4. 大規模排出地域を対象としたシステム・イメージ策定

4.1 A・B 両地区を対象とした検討

平成 17 年度に北海道・新潟地区で採用した手法をさらに広く、複数の大規模排出源が隣接する地域に適用してケーススタディを行い、コストに対する規模の効果を検討した。

(1) A 地区

A 地区では、合計 700 万 t-CO₂/年および 2,300 万 t-CO₂/年の 2 ケースについて複数の排出源(発電所、製鉄所、石油化学工場)から二酸化炭素をパイプラインで輸送し、ERD 井で海底下に圧入するシステムを検討した。

坑井数は、700 万 t-CO₂/年のケースで 7 本、2,300 万 t-CO₂/年のケースで 14 本とし、コストを最小とするように排出源と圧入サイトをパイプラインで連結した結果、トータルコストは、平成 17 年度に検討した北海道・新潟の 4 地点(いずれも 100 万 t-CO₂/年)と比べて、低い値となった。

(2) B 地区

B 地区では、製鉄所および発電所からの 1,000 万 t-CO₂/年、500 万 t-CO₂/年の二酸化炭素を船舶・陸上パイプライン・海底パイプラインで輸送し、坑口装置を海底に設置して圧入するシステムを策定した。

1,000 万 t-CO₂/年のケースは、坑井数を 5 本とし、3 箇所の排出源から集めた二酸化炭素を液化してタンカー輸送した後、再度、気化して海底パイプラインで坑口まで輸送する。500 万 t-CO₂/年のケースは、坑井数を 3 本とし、2 箇所の排出源からの二酸化炭素を気体のまま海底パイプラインで坑口まで輸送するとした。

トータルコストは、平成 17 年度に検討した北海道・新潟の 4 地点と比べて、1,000 万 t-CO₂/年の場合は同等、500 万 t-CO₂/年の場合は低い値となることがわかった。

4.2 未利用エネルギーの活用

A、B両地区においてLNGの冷熱を発電、二酸化炭素船舶輸送のための液化、二酸化炭素分離回収用の冷却水に用いるとした場合について、概念的プロセスとコストについて検討した。

分離回収・昇圧輸送・液化に要する費用は、冷熱を利用することにより約1,000円/t-CO₂以上コスト削減でき、さらに電力使用量削減による二酸化炭素排出量削減効果も期待できることがわかった。

5. まとめ

平成17年度、18年度の調査を通じて、日本国内における二酸化炭素地中貯留の具体的なイメージを策定し、エンジニアリング・スタディを実施した。

- ①日本に特有の立地条件に応じた検討を行い、実適用における技術上の課題を整理した。
- ②分離回収、輸送、圧入、貯留の各工程における諸パラメータが貯留コストに及ぼす影響を試算した。
- ③パイプライン輸送に関する技術指針、圧入可能量評価手法等、重要性の高い課題を中心に解決に向けた調査研究を実施した。

本調査で得られた成果を実適用に向けて集約し、早期に実現可能な地域において適切な規模で具体的に二酸化炭素地中貯留プロジェクトを計画していくことが今後の課題であると考えられる。