

CO₂地中貯留における 輸送システム計画の一考察

尾留川 剛^{1*}・鳥羽瀬 孝臣¹・西本 吉伸¹

¹電源開発株式会社 技術開発部茅ヶ崎研究所（〒253-0041 神奈川県茅ヶ崎市茅ヶ崎1-9-88）
*E-mail: go_orukawa@jpower.co.jp

CO₂地中貯留に関して、日本ではCO₂の大規模排出源のほとんどが臨海地域に立地していることや陸域に貯留地点を確保することが困難であることを考慮し、海域での貯留の実現に向けた取り組みが行われている。そこで、石炭火力発電所の商用規模を念頭にCO₂排出量500万t-CO₂/年、1000万t-CO₂/年の条件で、CO₂発生源から貯留地点までの距離をパラメータとするCO₂船舶輸送システムの概略比較検討を行った。商用規模を想定するCO₂貯留に至る輸送の各方式において、それぞれの構想に至る考え方や、便益、社会受容性を含む不確実性、概略コスト等の点から比較検討を行い、各々の輸送システムの特徴を考察した。

Key Words : offshore CCS, CO₂ transport system, cost comparison, uncertainty, public acceptance

1. はじめに

地球温暖化は、産業革命以降の化石燃料の大量消費による大気中のCO₂濃度の上昇が主な要因とされている。2015年12月にCO₂を含む温室効果ガス排出削減枠組みや目標が示されたパリ協定が合意され、2050年に温室効果ガスを80%削減する目標が示された。一方、現代社会は、石炭、石油、天然ガスといった化石燃料によって支えられており、CO₂の排出状況にあるといえる。そのため、再生可能エネルギーの普及拡大に加え、CO₂回収貯留（Carbon dioxide Capture and Storage ; CCS）の早期普及がカギを握っている状況にある。

CCSは、化石資源を使用することで発生するCO₂を分離・回収、輸送、圧入、貯留の4つのプロセスによって大気への排出量を削減する技術であり、早期の実用化が期待されている。日本ではこれまで、新潟県長岡市において2003年から2005年の期間にわたってRITEを中心に枯渇ガス田層にCO₂を圧入した実績があり¹⁾、現在は日本CCS調査（株）が、経済産業省委託事業として北海道苫小牧市にてCCS実証試験を実施中である²⁾。一方、世界に目を向けると米国、カナダ、ノルウェー、豪州等で大規模なCCSプロジェクトが行われている。これらと比較すると、日本はCCSにおいて後進国であるといえる。これは、サイトが少ないことや、特に沿岸域では社会的受容性を得ることがやや困難であるからといえる。

日本でCCSを推進する際、火力発電所などのCO₂大量排出源が沿岸域に立地していることや陸上に貯留地点を

確保することが困難であること等を踏まえると、沖合での実現に向けた取り組みが重要である。

そこで本稿では、CO₂発生箇所として火力発電所を想定し、CCSプロセスのうち貯留地点までの輸送に着目した。貯留地点までの輸送距離をパラメータとすることによって、今後明確化する貯留地点への適用性向上に資する初期検討を実施した。

2. CO₂の輸送

(1) 輸送方法

CO₂発生源から沖合の貯留地点までCO₂を輸送する方法として、図-1の輸送フローや図-2のCO₂地中貯留概念に示す船舶輸送（一時貯留用洋上タンク含む）、パイプライン輸送、苫小牧のCCS実証試験のように陸域から海

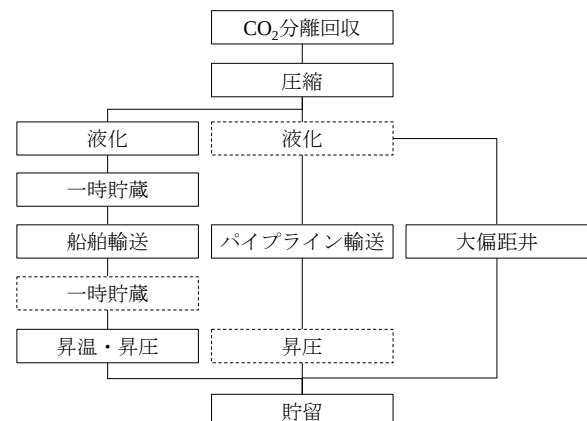


図-1 一般的な輸送フロー

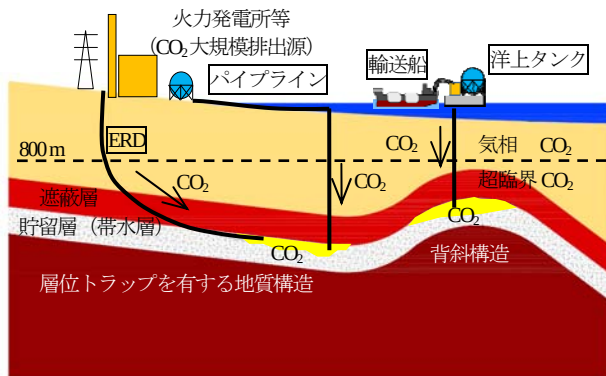


図-2 CO₂地中貯留概念

底下の貯留層に向かう大偏距井掘削 (Extended Reach Drilling ; ERD) 技術による圧入が考えられる。

ERDは、海洋油・ガス田開発の分野で開発が進められてきた掘削技術である。水平偏距 (掘削位置から坑底の水平距離) を可能な限り増加させて掘削位置の集約を可能にすることで、掘削コストの削減が期待できる技術である。ここで、ERDの定義は厳密ではないものの、一般的に広く使用される定義として「水平偏距/垂直偏距が2以上である傾斜掘り」とされている。

大規模な貯留層を確保することが可能な地域では、CO₂発生箇所での回収の規模と安定性がCCSプロジェクトの経済性を決定するといえる。北欧の北海は、石油生産増進技術 (Enhanced Oil Recovery ; EOR) の適用地点を含む大規模な貯留層を有しており、ロッテルダムではCO₂ハブターミナル構想によって回収側のバッファを大きくさせる計画がある³⁾。このような地点では、大口径パイプラインによる圧送や大型CO₂輸送船を運行させることで輸送の大動脈を形成することが可能になる。

本稿では、沿岸域に立地する100～200万kW級の火力発電所から、大規模で安定的なCO₂が発生するものとした。このような大規模なCO₂輸送を想定した検討はこれまで実施されていないが、日本近海の貯留層に対し、発電所から発生するCO₂を複数の圧入井を通じて貯留するといった大規模輸送を可能とするシステム構築が必要である。

(2) パイプライン輸送

CO₂は火力発電所などの大規模発生源から発生する排ガスより分離・回収され、輸送効率を高めるために気圧の状態から昇圧される。CO₂は気相の状態や液相の状態でもパイプラインを通じて輸送される。ただし、気相で輸送する際の輸送中の圧力は気体を維持する圧力で輸送し、圧入地点で再度昇圧して液相の状態での貯留する。この際、地中では地圧の関係から超臨界状態になる。液相で輸送する際の圧力は、液相を維持するように高圧で輸送し、そのまま貯留することになる。また、パイプラインの温度を高く維持することが可能な場合は超臨界状態で輸送されることもある。

(3) 船舶輸送

船舶輸送方式では、CO₂は火力発電所などの大規模発生源から発生する排ガスより分離・回収され、効率的な輸送を目的として液化される。液化されたCO₂は、一時的に専用タンクに貯蔵された後、ローディングアーム等によってCO₂輸送船に移され、貯留地点に輸送される。輸送に際しては、CO₂の三重点付近のうち、圧力容器建造コスト等を考慮した経済的観点から、-46℃、0.80MPaの条件で液化状態にして輸送するシステムとした。

日本ではこれまでに近距離パイプライン輸送を念頭に日本本土近海でのCO₂貯留可能量の調査が行われてきた。海底面が水深200m以浅で貯留対象層が深度800m以深、かつ4,000 m以浅を対象とするCO₂地中貯留可能量は、1,461億tonと概算されている⁴⁾。しかし、これらはCO₂発生源近傍に適地が少なく、また定常的に一定のCO₂を受け入れる浸透性を有するとは限らない。CCSプロジェクトを推進するためには、貯留量の不確実性の観点からリスクが内在する。さらにここには、社会受容性の不確実性も含まれている。

そこで、パイプライン輸送に代替してさらに沖合まで輸送するための船舶輸送の検討が必要になる。船舶輸送により、CO₂発生源と貯留地点の組合せの選択肢が大きくなり、圧入井の追加等に応じた対応も容易になるためフレキシビリティが増大する。また、パイプラインの建設が不要になり、社会受容性が向上する可能性がある。

(4) ERDによる陸域からの直接圧入

陸域から大きな傾斜角を持つERDによって、直接海底下にCO₂を圧入する技術が、世界で初めて苫小牧CCS実証試験にて適用された。この技術は、沿岸域に貯留層が確認される場合、社会受容性の点でやや困難さを伴うパイプライン輸送の代替となる可能性がある。また、貯留層が沖合に位置するとしても離島から比較的近距离である場合には、離島に中間基地を設置し、ERDで貯留層へ圧入することが可能になるとも考えられる。

ERDの適用には、洋上掘削と比べて掘削コストの大幅な削減が認められる利点がある⁵⁾⁶⁾。よって、資本コスト投資を大幅に低減させることで、海洋における開発コスト削減に大きく寄与することが可能となり、環境に与える負担を軽減することもできる。ただし、現状の大偏距井掘削技術には限界があり、1999年に掘削されたBP社による英国のWytch Farmプロジェクトにおける水平偏距10,728 mが世界最大である (図-3)。

一方、苫小牧における圧入井の水平偏距4,346 mは、国内で掘削された圧入井の中で最大のものである。

これら考慮すると、沿岸域10kmの範囲内に貯留層の存在が確認されている必要があるため、フレキシビリティに欠ける状況にあるといえる。

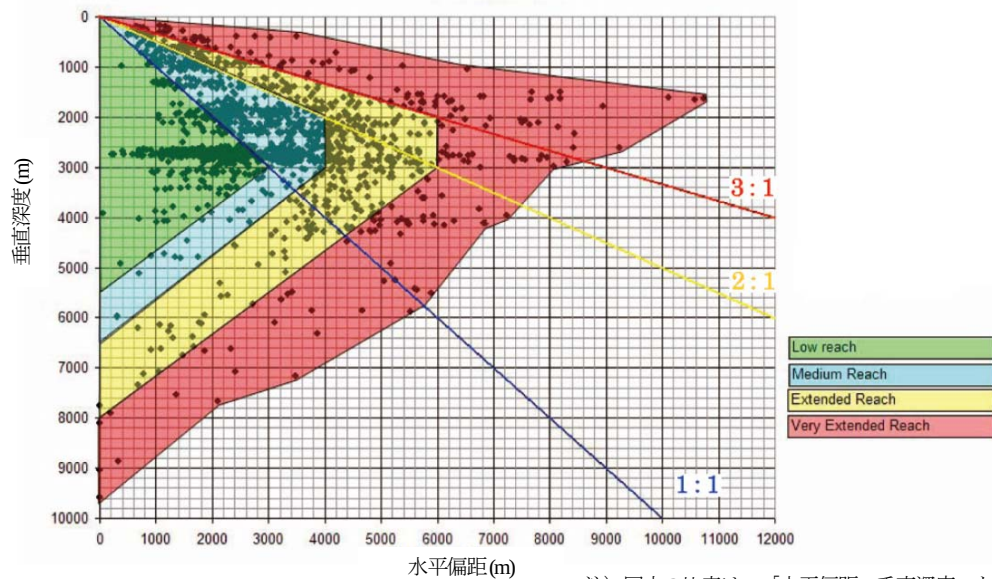


図-3 世界の ERD 掘削の実績⁹⁾

3. CCSの不確実性

CCSの技術はある程度確立されているが、今後の広範なCCS普及の障壁となりうる不確実性を考える必要がある。

大規模なCO₂輸送における不確実性としては、貯留規模のスケールアップに応じた安全性を含む輸送技術の確立や、経済性や財務の確保、政策や法規制の確立、社会的受容性が考えられる。

CO₂発生箇所近傍へ貯留する際には、地元住民や水産業活動に対する影響を考慮する必要がある一方で、住民における便益はほとんど無いといえる。したがって、貯留層の適地にもよるが、沖合でのCCS実施に向けた検討が必要となる。

4. CO₂輸送システム計画

(1) 船舶輸送を基本とする輸送方法の組合せ

大規模CO₂発生源として、100万kW級および200万kW級の高効率微粉炭火力発電所を想定した。CO₂が発生する火力発電所近傍の陸域や沿岸近海に貯留層の適地が少ない課題があるため、船舶輸送による沖合でのCCSが必要になる。加えて、沖合の貯留地点近傍に離島が存在する可能性を想定し、離島での中間貯蔵基地の設置も輸送システムの一つとして検討が必要である。

以上を考慮し、日本から沖合の貯留地点までのCO₂輸送方法は、船舶輸送を基本とする以下および図-4に示す4ケースとした。

(a) シャトルシップ方式⁷⁾ と称される輸送船からの直

接圧入

(b) 洋上に配備したバッファタンク（Floating Storage and Offloading system ; FSO）まで大型輸送船で輸送して、圧入設備を装備するFSOから圧入（FSO方式）

(c) 離島にFSOの代替とする中間貯蔵設備を配備し、大型船舶で輸送した後、ERD坑井にて直接圧入（離島活用方式（ERD））

(d) 離島にFSOの代替とする中間貯蔵設備を配備し、大型船舶で輸送した後、パイプライン輸送により圧入（離島活用方式（パイプライン））

ここで、上記の(a) シャトルシップ方式は、100 万ton-CO₂/年の圧入量を条件として3,000 ton級の輸送船で200～800 kmを輸送し、輸送船に搭載している昇温・昇圧設備により直接圧入するシステムとしてこれまで既に検討が進められている。本稿ではこれを参考にCO₂輸送量を増大させた検討とした。

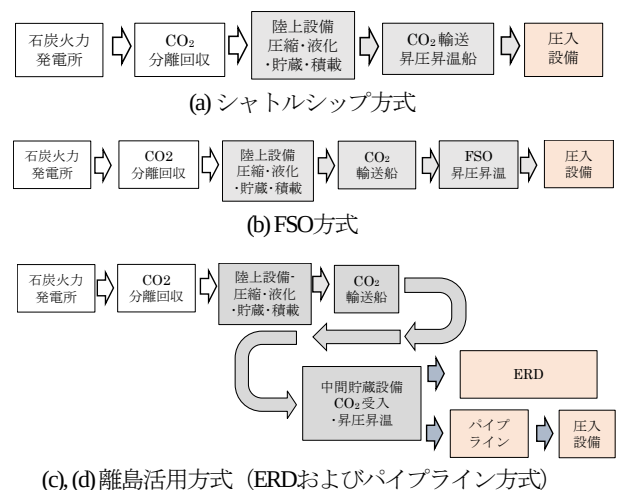


図-4 船舶輸送を基本とする輸送方法の組合せ

(2) CO₂輸送システムの検討条件

本検討は、火力発電所で分離回収されたガス状態のCO₂の圧縮・液化から、船舶輸送を経て圧入井により貯留するまでを対象とする。

表-1 は、CO₂輸送システム検討に際して設定した主な条件である。

火力発電所から排出されるCO₂をすべて圧入可能とするため、火力発電所の年間CO₂排出量から貯留可能な圧入井本数を設定することとした。

陸上に設置する一時貯留用液化CO₂タンクや、FSOに搭載する液化CO₂タンクの容量は、船舶荒天等による不稼働日数を考慮して設定した。

表-1 輸送システム検討時の条件

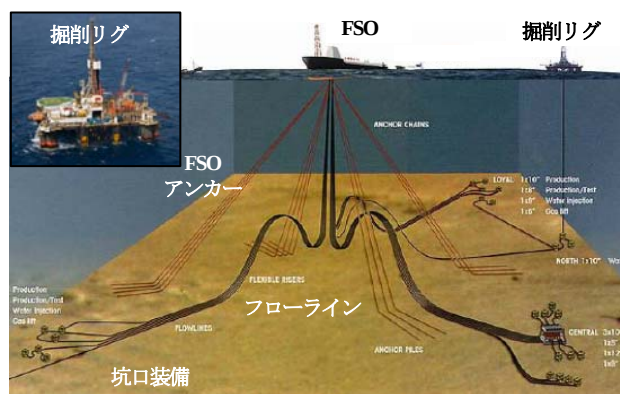
項目	条件
年間輸送（圧入）量	Case-1: 500 万 ton-CO ₂ /年 Case-2: 1,000 万 ton-CO ₂ /年 輸送過程で発生するCO ₂ は控除
圧入年数	40 年
船舶輸送距離	200, 500, 1,000 km
輸送船	10,000, 20,000, 40,000 ton
FSO 搭載 CO ₂ タンク容量	Case-1: 80,000 ton Case-2: 160,000 ton
離島から貯留層までの水平偏距	5, 10, 50 km（パイプライン） 3, 5, 10 km（ERD）
貯留層位置	水深：500 m 貯留層上端面：海底下 2,500m
圧入井およびその離隔距離	海底圧入井、圧入井の圧入ポイントでの離隔距離は 1 km
1 圧入井あたりの圧入量	50 万 ton-CO ₂ /年 Case-1: 10 本 Case-2: 20 本

(3) 圧入井の条件

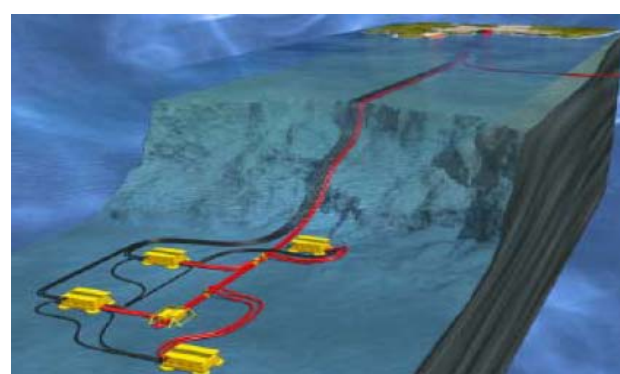
各輸送方式のうち離島活用方式（ERD）は、陸域から直接掘削するERD坑井を圧入井とするが、その他の方式では、海底部に坑口を設ける海底圧入井とする。これは、坑口装置を海底に設置し、海底面にCO₂のフローラインを張り巡らし、圧入井を介して貯留層に接続する方式である。

圧入井の配置イメージを図-5に示す。海底圧入井の掘削は、セミサブマリープル（セミサブ）型の半潜水タイプの浮体構造物を用い、ここに装備する掘削リグによって圧入井を構築することとした。すべての圧入井を垂直井にすると、その離隔距離を確保するためのリグの移動に多くの時間を必要とする。よって、圧入井は坑口位置を大きく変更する必要がないように傾斜井とした。圧入井の坑口装置は、掘削リグにより掘削管を介して設置され、FSOやパイプラインからのフローラインと接続される。運転開始後の海底機器へのアクセスは、遠隔操作型

無人操作機（Remotely Operated Vehicle；ROV）によるものとした。ERD坑井は陸上から掘削するため、掘削リグはレールによって坑口位置のスライドを可能とすることで、連続掘削を可能とした。



洋上掘削リグとFSO方式



パイプライン

図-5 圧入井の配置概念⁹⁾

5. CO₂輸送システムの概算コスト比較

(1) コスト試算範囲と検討条件

コスト試算は表-2の項目を対象とし、1ton-CO₂あたりの輸送単価で比較した。

CO₂輸送船は岸壁に同時着岸可能な船舶数を2隻とし、CO₂輸送時のサイクルタイムや輸送船の定期点検・修理に必要な月数等を考慮して必要な隻数を算出した。単価比較においては、各ケースで実施した輸送船種類の違いによるコスト検討で、1ton-CO₂あたり輸送単価が最も安価となる輸送船をあらかじめ選択した。

CO₂地中貯留運用時は、各種運転コストが必要になる。そこで、①建設資金に関連する利息や減価償却費等の費用、②運転に必要な保守点検費や固定資産税等の管理費用、③燃料、ユーティリティ、運転人件費等の運転に直接係る費用を、表-2に示した各工程のそれぞれの費用に含めて単価を算定した。

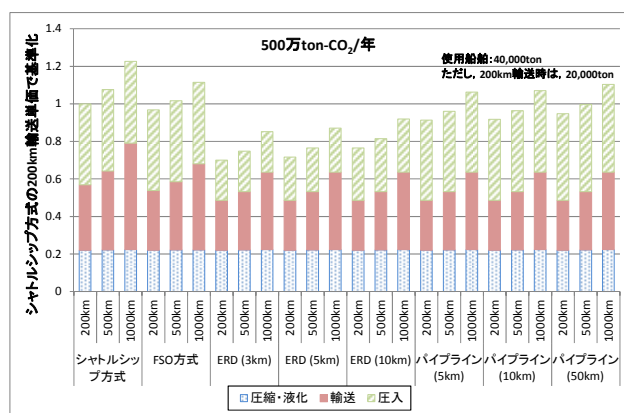
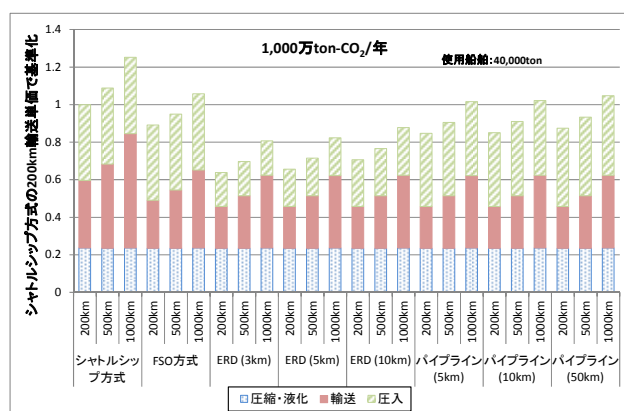
なお、港湾設備や陸上基地用の敷地は、既存の設備を活用するものとし本検討では対象外とした。

表-2 コスト試算範囲

工程	設備・運転費用
圧縮・液化	圧縮・液化に伴う設備
輸送	搬出時の一時貯留設備 ローディング等の付帯設備 輸送船の新造および輸送 中間貯蔵設備関連設備 シャトルシップからのCO ₂ 送出 FSOからのCO ₂ 送出 ERDへのCO ₂ 送出 パイプラインへのCO ₂ 送出
圧入	ERDでのCO ₂ 圧入 パイプラインでのCO ₂ 圧入 海底圧入設備および付帯設備 圧入井 各種海底設備の廃坑

(2) 輸送単価比較

年間輸送量 500 万 ton-CO₂/年の単価比較を図-6 に、1,000 万 ton-CO₂/年の単価比較を図-7 に示す。輸送単価の比較は、シャトルシップ方式による輸送距離 200km の単価で各方式の輸送単価を基準化した。ここで、年間輸送量 500 万 ton-CO₂/年のうち輸送距離 200km のケースでは使用船舶 20,000ton、その他では 40,000ton を使用するケースが最も安価であったため、これらで比較した。

図-6 1ton-CO₂あたりの基準化単価比較(500 万 ton-CO₂/年)図-7 1ton-CO₂あたりの基準化単価比較(1000 万 ton-CO₂/年)

この結果、輸送単価が高い順にシャトルシップ方式、FSO 方式と離島活用方式（パイプライン），離島活用方式（ERD）の順になった。

既往の研究^{3,9)}では、貯留サイトが分散する場合に比較的小型の船舶を使用したシャトルシップ方式が有効であるとの報告があるが、本検討では CO₂ の年間輸送量が比較的大きいため、大型船を用いた輸送方法のスケール効果が勝る結果になったと考えられる。

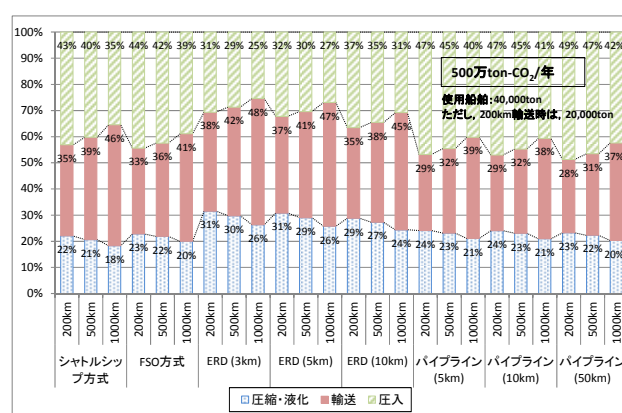
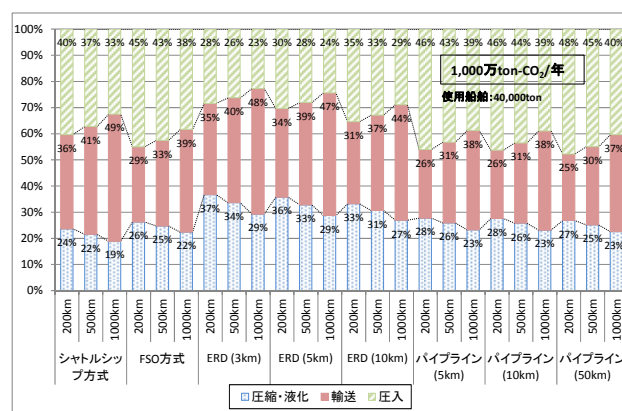
(3) 単価構成

図-8 および図-9 に各ケースの単価構成を示した。

シャトルシップ方式は、圧入地点近傍に液体 CO₂ の中間貯蔵施設を設けないため、それを設ける FSO 方式と比較すると、輸送費の単価に占める割合が大きくなる傾向にある。

離島活用方式（ERD）の圧縮・液化費や輸送費は、他の方式と比較して大きく、輸送費の単価に占める割合は、約 40%を示す。これは、陸上からの ERD 坑井のため海底圧入井が不要となり、圧入費の占める割合が減少したことによる。

パイプライン方式は、パイプライン敷設費用に加えて海底圧入井構築費用が加わるため、圧入費の単価に占める割合が大きい傾向となる。

図-8 単価構成(500 万 ton-CO₂/年)図-9 単価構成(1000 万 ton-CO₂/年)

6. おわりに

CCSは、温室効果ガス排出量を削減する対策技術であり、火力発電所などで発生する化石燃料由来のCO₂の大气への排出を抑制しつつ地下深くの安定した地層へ貯留する技術として大きく期待されている。

本稿では、日本近海でまとまった貯留適地を確保できるか情報が不足している中で沖合の比較的水深が深い箇所での貯留を想定することにより、貯留可能地点の拡大や社会受容性の向上に資する検討を行った。そのために、100万kW級および200万kW級の高効率微粉炭火力発電所からのCO₂発生規模を想定し、各種輸送方式ごとにCO₂の分離回収後から貯留までの一貫した輸送システムの概略コストを輸送距離をパラメータとして比較した。

これらの検討は、海域での作業に関連する各種法規制による制約や、圧入井構築時の不確実性などを省略し、簡易的な評価を行ったものである。今後、CO₂貯留の適地が明確化された段階で、本検討を基本として多くの要素で構成される輸送システム計画を精緻なものにしていることを考えている。

参考文献

- 1) (財)地球環境産業技術研究機構：平成 17 年度 二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業 二酸化炭素地中貯留技術研究開発 成果報告書，2006.
- 2) 棚瀬大爾：苫小牧 CCS 実証試験，岩の力学ニュース，pp.5-9，2017.
- 3) Global CCS Institute：The Global Status of CCS: 2012，pp.121-122,137, 2012.
- 4) (財)地球環境産業技術研究機構：全国貯留層賦存量調査，2006.
- 5) 北村龍太：大偏距・マルチラテラル坑井の掘削・仕上げ技術の最新動向，石油天然ガス・金属鉱物資源機構，石油天然ガスレビュー，2008.
- 6) 大備勝洋：大幅コストダウンと環境保全に威力：大偏距掘削（ERD）技術，石油天然ガス・金属鉱物資源機構，石油天然ガスレビュー，2005.
- 7) Global CCS Institute and Chiyoda：Preliminary feasibility study on CO₂ carrier for ship-based CCS, 2011
- 8) 伊原賢：海底生産システムの現状：Subsea Production System (SPS)—どこまで信頼性を保ち、危機を海底に設置できるか—，石油天然ガス・金属鉱物資源機構，石油天然ガス資源情報，2009.
- 9) Masahiko Ozaki, Takashi Ohsumi, Ryuishiro Kajiyama: Ship-based Offshore CCS Featuring CO₂ Shuttle Ships Equipped with Injection Facilities, Energy Procedia, Vol. 37, pp.3184-3190, 2013

A STUDY ON TRANSPORT SYSTEM FOR CO₂ STORAGE

Go ORUKAWA, Takaomi TOBASE and Yoshinobu NISHIMOTO

In Japan, efforts towards the realization of the offshore CO₂ storage is being made. Therefore, taking into consideration the commercial scale of the coal-fired power plant, we conducted a rough comparison study of a ship transport system on the conditions of CO₂ emissions of 5 and 10 million ton-CO₂ / year, with the parameter as the distance from the CO₂ source to the offshore storage site. In each transport system for CO₂ storage assuming a commercial scale, we weighed the characteristics of the transport system in terms of the concept on each transport system, uncertainties including benefits and social acceptability, and approximate normalized cost.