C133

ガスハイドレートを利用した海底下二酸化炭素貯留の経済性評価 Economical feasibility study on CO₂ sequestration in the form of gas hydrate under seafloor

○学 乾 正幸 (東京大学大学院)

正 佐藤 徹 (東京大学)

Masayuki Inui and Toru Sato, Dept of Environment Systems, University of Tokyo 5-1-5 Kashiwa-no-ha, Kashiwa

We propose a new system to sequester a large amount of CO₂ in the form of gas hydrate under the seafloor safely. In this system, we capture a mixture of CO₂ and N₂ from the flue gas of a coal-fired power plant and inject the mixture into marine sediments, where pressure is high enough and temperature is low enough to form hydrates. By using the mixture gas, we can reduce the cost and avoid the blockage by the hydrates in marine sediments. In this work, we assessed the potential amount of sequestered CO₂ and the cost of this system. From the results, the amount of CO₂ that can be sequestered offshore Japan by this system was estimated to be twice and the sequestration cost was reduced by 15%, compared with those of CO₂ aquifer storage.

Key Words: CO₂ sequestration, gas hydrate, marine sediments, economical feasibility study

1. 緒言

現在、地球温暖化対策技術として地中貯留や海洋隔離の実用化が期待されている。有力とされる帯水層貯留などの地中貯留の実用化には、貯留量の拡大、貯留コストの削減、漏洩リスクの低減といった解決すべき問題が残されている。

本研究では、これらの問題を解決するため、ガスハイドレートを利用することで海底下へCO₂を化学的に貯留する新たな地中貯留システムを提案し、このシステムにおける貯留量、及び経済性についての評価を行い、その実現可能性について検討することを目的とする。

2. ガスハイドレートを利用したCO₂貯留の概念

Fig.1に、ガスハイドレートを利用した海底下CO₂貯留の概念を示す。高圧・低温条件の海底堆積層にCO₂を圧入し、層内の間隙水と反応させ、CO₂ハイドレートを生成させる。特に砂層は、浸透率が高く、気液接触面積が広く、また間隙体積が大きいため、効率よく大量のハイドレートが生成すると考えられる。本貯留法では、発電所の排ガスから回収したCO₂+N₂混合ガスを水深1000mの海底面から500mの深さまでの水飽和層に圧入する。層内でのハイドレート生成に伴う閉塞を回避するためN₂をインヒビターとして用いる。また、本貯留法では、ハイドレート生成により浸透率が大きく低下した貯留層自体がキャップロックとして機能するため、漏洩リスクの低減を図ることが可能となる。

3. 提案するシステムの概要

Fig.2に、提案するCO₂貯留システムを示す。本システムでは、600MW 級石炭火力発電所の排ガスからN₂濃度が20-50%の混合ガスを化学吸収により回収する過程、回収した混合ガスを海底パイプラインにより200km先の貯留サイトまで輸送する過程、そして海上プラットフォームにSPARを用いて、圧入井1本、観測井2本、排出井4本を掘削した貯留層へ混合ガスを圧入する過程からなる。貯留層として、水深1000m、面積200km²の海底面から200mの深さの10-12MPa、3-10℃となる海底堆積層を想定し、発電所1基から排出される20年分のCO₂量、約8千万t-CO₂を貯留層内に分布する砂層にハイドレートとして貯留する。

4. 本システムにおけるCO₂貯留量の評価

混合ガス圧入後、貯留層内の砂層に残存した間隙水すべてがハイドレート化するものと仮定して、容積法より日本

周辺海域における貯留量を概算した。

日本周辺海域における水深約1000mに分布する海底面の面積を $4.63 \times 10^{10} \text{ m}^2$ と推算し、また、南海トラフ海域の基礎試錘データを参考にし、貯留層の厚さ、砂層の空間分布率・間隙率・真密度・含水比を順に、200m、5-20%、45-55%、 $2.65\text{-}2.75 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$ 、10-20%と設定した。以上より、日本周辺海域における貯留量は、185-1880億t-CO₂と概算され、帯水層貯留と比較すると、本システムは約2倍の貯留量があり、貯留量のポテンシャルは十分高いことが示唆された。

Fig.1 Concept of CO₂ sequestration in the form of gas hydrate

Fig.2 Schematic view of proposed system

5. 本システムにおける経済性の評価

各過程で生じる固定費と変動費を概算し、貯留コストを求める。固定費は、減価償却費、修繕費、人件費などとし、使用する施設の建設費と年経費率 β から概算する。また、変動費は、CO₂を処理する際に生じる費用として概算する。

β 、回収過程におけるCO₂吸収液と発電所からの余剰蒸気に注目し、評価条件をTable 1とした。Case3を評価基準とし、各Caseについて混合ガス中のN₂濃度が20-50%に変動した場合の貯留コストを求め、同条件で概算した帯水層貯留におけるコストと比較した。

Table 1 Conditions of Cases 1 to 5

	Expense ratio β (%)	Type of absorbent	Utilizing existing steam
Case1	10	MEA	×
Case2	20	KS-3	×
Case3	10	KS-3	×
Case4	10	KS-3	○
Case5	5	KS-3	○

5.1 回収過程における経済性評価の概要

Table 2に、分岐率 α を変動させた場合の処理排ガス量(Main current)、回収CO₂量、混合ガス中のN₂濃度、混合ガス量、及び混合ガス中のCO₂量についてまとめた。

横山⁽¹⁾、RITE^(2,3)を参考にして経済性を評価した。建設費は処理排ガス量比の0.7乗で変動するものとした。変動費は、リボイラとリクレーマへの蒸気供給費、ブローヤやポンプへの電力供給費、損失した吸収液の補充費などとした。

Table 2 Conditions for feasibility study based on

N₂-branch ratio change

	Branch ratio α (%)				
	0	4.2	7.2	11	17
Flow rate of main current (Nm ³ /h)	1.70×10 ⁶	1.63×10 ⁶	1.58×10 ⁶	1.51×10 ⁶	1.41×10 ⁶
Amount of recovered CO ₂ (t-CO ₂ /h)	421	423	424	426	429
N ₂ concentration in mixed gas (%)	0	20	30	40	50
Flow rate of mixed gas (Nm ³ /h)	2.14×10 ⁵	2.69×10 ⁵	3.09×10 ⁵	3.62×10 ⁵	4.37×10 ⁵
Amount of CO ₂ in mixed gas (t-CO ₂ /h)	421	403	391	374	350

5.2 輸送過程における経済性評価の概要

海外での海底パイプラインの敷設事例⁽⁴⁾を基に、矢次⁽⁵⁾、谷下⁽⁶⁾を参考にして経済性を評価した。建設費は、パイプの購入・防錆塗装・敷設・輸送、敷設海域の調査、防食装置・圧縮機の設置などにかかる費用とした。変動費は、回収後の混合ガスを大気圧から10MPaに3段圧縮するための圧縮機における電力費とした。また、帯水層貯留では、液化CO₂を輸送するため液化過程が必要となるため、RITE⁽⁷⁾と横山⁽¹⁾を参考にして液化コストを概算した。

5.3 圧入過程における経済性評価の概要

鈴木⁽⁸⁾、(独)石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)⁽⁹⁾、RITE^(10,11)を参考にして経済性を評価した。建設費は、SPARの建設、2・3次元(2D・3D)の地震探査と試掘調査、SPARの移動による坑井掘削、坑井調査でかかる費用とした。変動費は、輸送で生じた圧力損失分も含め混合ガスを15MPaで圧入するための圧縮機における電力費と、圧入したCO₂を観測するためのモニタリング費とした。また、モニタリ

ングは、圧入時の20年間と圧入後の30年間に、3D地震探査、物理検層、水質分析、及びガス分析を行うこととした。

5.4 本システムにおける貯留コスト

各Caseにおける貯留コストの概算結果をFig.3に示す。N₂濃度増加に伴い回収CO₂量が減るため回収コストは減少し、また、混合ガス量は増えるため輸送コストが増加することがわかった。これらのコスト増減分はほぼ等しいため、各CaseともN₂濃度による貯留コストの変動は無い結果となった。Case3より、本システムの貯留コストは約10600円/t-CO₂、帯水層貯留は12400円/t-CO₂となり、本システムの方が約15%安い結果となった。また、固定費と回収過程の蒸気供給費がそれぞれ全体の約33%を占める結果となったため、余剰スチームの利用と固定費の削減により、貯留コストは約5800円/t-CO₂まで削減可能となる。コスト削減には、固定費と吸収液再生に必要な蒸気供給費を抑えることが重要である。以上の結果より、本システムは、経済的観点から実現可能性が十分高いことが示唆された。

Fig. 3 Evaluation of sequestration costs

6. 結言

本研究では、ガスハイドレートを利用した海底下CO₂貯留システムを新たに提案し、貯留量を185-1880億t-CO₂、貯留コストを約10600円/t-CO₂と概算した。帯水層貯留と比較すると、約2倍の貯留量を有し、約15%コストが安くなることがわかった。よって、本システムは経済的観点から実現可能性が十分高いことが示唆された。

参考文献

- (1)横山隆壽, 電力中央研究所報告書 No.T94057, 1995
- (2)RITE, CO₂分離・回収技術に関する調査研究, 2003
- (3)RITE, CO₂回収用の高性能吸収液の可能性調査, 2004
- (4)Saipem, Blue Stream Project, 2004
- (5)矢次壮一郎, CO₂海洋隔離システムの計画に関する研究, 卒業論文, 2000
- (6)谷下市松, 工業熱力学, 1981
- (7)RITE, CO₂地中貯留技術研究開発, 2002
- (8)鈴木英之, 第22回GH研究会の講演資料, 2005
- (9)JOGMEC, 海洋工学ハンドブック, 2005
- (10)RITE, CO₂地中貯留技術研究開発, 2003
- (11)RITE, CO₂地中貯留技術研究開発, 2004