二酸化炭素地中貯留時の貯留層内圧力上昇の 抑制に関する数値解析検討

藤田クラウディア*・平塚裕介*・山本 肇*・中島崇裕**・薛 自求**

Numerical simulation study on mitigation of the pressure build-up in the geological formation during injection of CO₂

Claudia FUJITA*, Yusuke HIRATSUKA*, Hajime YAMAMOTO*,
Takahiro NAKAJIMA** and Ziqiu XUE**

Abstract

In order to set the stage for commercial scale Carbon Capture and Storage (CCS), consistent, reliable technology is crucial. One serious problem is that during injection of supercritical CO₂ into the deep underground, the pore pressure in the geologic formation increases. The increase of pressure in the reservoir may cause several problems, including fault reactivation, changes in the neighbouring pressure regimes as well as maintaining a continuous injection rate. We investigated how effective pressure build-up can be reduced by applying pre-injection formation water (brine) production (dual-mode wells), or production of brine in parallel with CO₂ injection. A case study using numerical simulations was conducted, employing a reservoir model based on available data of a large-scale CCS demonstration project. The efficiency and influence of two reservoir volumes, and a hypothetically placed production well, on pressure build-up in the storage formation were tested. The results have shown that the dual-mode well efficiency is dependent on the reservoir volume. Furthermore, water production in parallel with injection was very effective in order to maintain the reservoir pressure and to avoid harmful effects on the overlying seal layers and other hydrogeological conditions.

Key Words: Carbon dioxide Capture and Storage, pressure build-up, dual-mode well, pressure mitigation well

要 旨

二酸化炭素回収貯留技術 (CCS) の大規模化, 商用化に向けた課題の一つとして, CO₂の圧入に伴って上昇する貯留層内圧力の問題がある。CO₂貯留層は堆積構造の不均質性などによって有限な体積を有すると考えられるため, 大量のCO₂を圧入すると次第に貯留層全体の圧力が上昇することが指摘されている。その場合, 貯留層圧力の上昇に伴って圧入レートを維持するためには, CO₂圧入圧も上げる必要があるが, それはある許容圧力 (地層の破壊圧など) で制約される。したがって, 貯留プロジェ

* 大成建設株式会社 (〒245-0051 神奈川県横浜市戸塚区名瀬町344-1)
Taisei Corporation

** 公益財団法人地球環境産業技術研究機構 (RITE)
Research Institute of Innovative Technology for the Earth (RITE)

クトに必要な圧入レートを長期的に維持するためには、貯留層内の圧力の抑制方法が必要になる。本研究では、CO₂の圧入による圧力上昇を抑制する方法として、圧入に先立って揚水して予め貯留層圧を低下させてから圧入を開始する手法（デュアルモード坑井）と、圧入と並行して別の坑井で揚水する手法（圧力緩和井）の2手法を検討した。ケーススタディーとして、既存の大規模貯留層モデルを用い、上記の手法の効果を検討した。その結果、デュアルモード井の効果が貯留層の体積に大きく依存すること、ならびに、今回の条件においては圧力緩和井が貯留層圧力上昇の抑制と圧入レートの維持に有効であることなどが分かった。

キーワード：二酸化炭素回収・貯留、圧力上昇、デュアルモード井、圧力緩和井

1. はじめに

近年、二酸化炭素回収・貯留技術（CCS）は、地球温暖化対策の切り札として大きく期待されている。CCSは火力発電所などから発生するCO₂を大気中に放出する前に回収し、地中貯留に適した地層（多くの場合は深さ1000 m以上）へ圧入し、長期間にわたり安定的に貯留する技術である。

CO₂地中貯留の対象となる貯留層は、枯渇油ガス田や深部帯水層などがあるが、我が国においては帯水層貯留が主なターゲットになる。帯水層貯留では、もともと孔隙を満たしている地下水を押し出しながらCO₂を圧入することになる。CO₂貯留層は、堆積構造の不均質性や地層のピンチアウトなどによって有限な体積を有すると考えられるため、大量のCO₂を圧入すると、次第に貯留層全体の圧力が上昇することが指摘されている。このとき、所定の圧入レートを維持するためには、貯留層圧力の上昇に伴ってCO₂圧入井の圧力も上げる必要があるが、それは地層の破壊を防止するために設定される許容圧力で上限が制約される。したがって、貯留プロジェクトで必要な圧入レートを維持するためには、貯留層内の圧力上昇を抑える方法が必要になる。

本研究では、CO₂の圧入による圧力上昇を抑制する方法として、圧入に先立って揚水して予め貯留層圧を低下させてから圧入を開始する手法（デュアルモード坑井）と、圧入と並行して別の坑井で揚水する手法（圧力緩和井）の2手法を検討した。デュアルモード坑井は追加の坑井を設置する必要はないため、コストが比較的安い手法である（Buscheck et al., 2014）。ただし、この方法ではCO₂圧入開始前にある程度長期にわたって揚

水をする必要がある。圧力緩和井は、別の坑井（1本以上）を追加設置する必要があり、圧入井との水理的連結性も問題となる。

今回、ケーススタディーとして、既存の大規模貯留層モデルを用いて上記の手法の効果を検討し、その効果について考察したので以下に報告する。

2. 解析条件

2.1 貯留層モデル

日本国内には初のCCS一貫システムとして大規模実証試験が行われている。この実証試験では、製油所の水素製造装置から回収したCO₂を年間10万t以上、3年間にわたって海底下の貯留層に圧入する計画である（Tanaka et al., 2014）。貯留層（深度約1 km）は砂岩を主体とし、層厚は約100 mであり、その上位の良好な遮蔽層（層厚200 m、シルト岩～泥岩）で覆われている。

図1に地質モデルを示す。モデル化範囲は平面方向に8 km×15 kmの領域を対象とした。境界条件は上下ならびに側面の全てを不透水境界とした。貯留層は初期に地層水で飽和されているものとし、絶対浸透率は200 mDとした。今回は大規模な貯留を想定した検討を行うため、1年当たりのCO₂圧入量を100万トンに設定した。その他の解析条件を表1に一覧としてまとめた。数値解析コードとしては多成分・多相流体と熱流動の数値解析コードTOUGH2（Pruess et al., 1999）を用いた。今回の解析では成分が三つ（H₂O、CO₂とNaCl）である。貯留層は一定温度として設定したが、熱流動は考慮していない。

許容圧力は、CO₂圧入時にシール層が破壊しないよう、調査井の坑井試験から求められた地層破

壊圧力の90% (13.4 MPa) に設定した。

2.2 解析ケース

デュアルモード坑井の手法および圧力緩和井の手法の効果を検討するため、次に述べる三つの解析ケースについて解析を行った (図2)。

ケース1では、基本ケースとして、揚水無しでCO₂圧入のみを行う。ケース2では圧入開始に先立つ5年間地層水を揚水した後にCO₂を圧入する。最後にケース3では圧力緩和井を設定し、圧入井からのCO₂圧入と並行して圧力緩和井から地層水を揚水する。上記の条件に加えて、CO₂圧入に伴う貯留層圧力は貯留層の体積が小さいほど上昇しやすいと考えられるため、貯留層体積を変えた二つの異なるモデルについても検討した (図3)。圧入条件に関し、CO₂の圧入期間は100年間とし、1年当たり100万トンCO₂を圧入するものとした。圧力緩和井での揚水は、CO₂圧入と同じ

図1 数値解析に用いた地質モデル

Fig. 1 Geological model used for numerical simulations.

表1 解析条件一覧

Table 1 Model properties and reservoir parameters.

解 析 条 件			
モデルサイズ	[m]	8000×15,000×1400	
格子数	[個]	40×75×22	
CO ₂ 圧入レート	[万トン/年]	100	
CO ₂ 圧入期間	[年]	100	
貯留層性状		貯留層	遮蔽層
孔隙率	[%]	0.281	0.342
絶対浸透率 (水平方向)	[mD]	200	2.0×10^{-4}
絶対浸透率 (鉛直方向)	[mD]	20	2.0×10^{-4}
岩石圧縮率	[1/kPa]	1.53×10^{-6}	
温度	[°C]	45.0	
基準圧力	[kPa]	10,669.4 (@1046.8m)	
塩分濃度	[mol/kg H ₂ O]	0.055	

① 基本ケース

圧入流量:
100万トン/年×100年間

② デュアルモード坑井

揚水流量:
100万トン/年×5年間

圧入流量:
100万トン/年×100年間

③ 個別圧力緩和井

揚水流量:
100万トン/年×100年間

揚水

圧入

圧入流量:
100万トン/年×100年間

図2 解析ケース

Fig. 2 Simulation cases.

図3 2つの貯留層体積 (LモデルとSモデル)

Fig. 3 Two different reservoir volumes (L model and S model).

質量レートに設定した。

3. 解析結果

3.1 基本ケース

前述の通り、基本ケース（ケース1）では100年間のCO₂圧入のみを考える。図4に100年後の圧力分布およびCO₂の飽和率の分布を示す。圧力（図4a）は貯留層の全体にわたって上昇する一方、CO₂飽和率（図4b）は圧入井の周辺で限定的に広がっているのが分かる。図5に圧入井内の圧力上昇量を示す。有限の体積を持つ貯留層内に大量のCO₂圧入を継続することにより、圧力が時間とともにほぼ線形に上昇している。貯留層体積の大きいLモデルの結果では22.7年後には最大許容圧に達し（図5a）、体積が小さいSモデルでは、より早く5.5年後には最大許容圧に達する（図5b）。この結果から、長期間に大量のCO₂を圧入するためには、貯留層内の圧力上昇の抑制が必要であることが分かる。

3.2 デュアルモード坑井

次に、デュアルモード井のケース（ケース2）について述べる。デュアルモード井においては、圧入開始に先立つ5年間、地層水を揚水し、貯留層内の圧力を低減してからCO₂を圧入する。Lモデルでの解析結果を図6に示す。同図aを見ると、圧力は貯留層全域にわたって基本ケース（図4a）より低下しているのが分かる。圧入井の坑底圧力は図7に示す。圧入開始前の圧力低下量は、Lモデルで0.88 MPa、Sモデルでは2.88 MPaとなり、貯留層体積が小さい方が事前の圧力低下量が多い。圧入開始後、いずれのモデルでも基本ケースと同様に圧力が上昇し、LモデルおよびSモデルの各々で25年後と9.5年後に最大許容圧に達している。最大許容圧に達するまでの時間を基本ケースと比較すると、各々のモデルで2.3年、4年の圧入継続期間を延長できていることが分かる。この結果から、限定的ではあるが、デュアルモード井が圧入可能量の増加に役立ち、貯留層の体積がより小さいほどその効果は大きくなることが分かる。また、圧入井自体から事前揚水するため、後述の圧力緩和井のように揚水地点と圧入地

図 4 圧入開始から 100 年後の a) 圧力上昇量分布と b) CO_2 の飽和率の分布 (基本ケース, L モデル)
Fig. 4 100 years after starting injection a) pressure build-up b) CO_2 saturation (base case, L model).

図 5 基本ケースの圧力上昇量, a) L モデル b) S モデル
Fig. 5 Bottom hole pressure build-up for the Base-case, a) L model , b) S model.

図 6 圧入開始から 100 年後の a) 圧力上昇量分布と b) CO_2 の飽和率の分布 (デュアルモード井ケース, L モデル)
Fig. 6 100 years after starting injection a) pressure build-up b) CO_2 saturation (dual-mode well, L model).

図7 デュアルモード坑井の圧力上昇量, a) Lモデル b) Sモデル

Fig. 7 Comparison of base case and dual-mode well pressure build-up a) L model , b) S model.

図8 圧入開始から100年後の a) 圧力上昇量分布と b) CO₂の飽和率の分布 (圧力緩和井ケース, Lモデル)

Fig. 8 100 years after starting injection a) pressure build-up b) CO₂ saturation (pressure mitigation well, L model).

点との水理的連結性が問題になることがなく、不均質で連続性が悪い貯留層の場合には確実な方法である。

3.3 圧力緩和井

圧力緩和井は、別の坑井（1本以上）を追加設置する手法である。圧力緩和井を圧入井から約2.4 km離れた地点に設置し、CO₂の圧入と並行に地層水を揚水するケース3の結果について述べる。このケースではLモデルのみを対象とした。圧入開始から100年後におけるLモデルの圧力上昇量およびCO₂飽和率の分布を図8に示す。同図aを見ると、前出の基本ケースならびにデュアルモード井と比べ、圧力上昇量は大幅に緩和できて

いることが分かる（3 MPa 以内）。図9に示す圧入井の坑底圧の上昇量を見ると、圧入期間（100年間）にわたって圧力を許容圧力以下に抑制できていることが分かる。圧入井での圧力上昇の程度は、圧入と揚水のバランスにより決まるものであり、揚水の流量を増加すればさらに圧力上昇量を低減することが可能である。

しかし、この方法の問題点は、圧入したCO₂が圧力緩和井に到達すると、圧力緩和井から水とともにCO₂も生産される点である。図10に圧力緩和井のCO₂飽和率を示すが、これを見ると、Lモデルで35年後にCO₂が圧力緩和井に達していることが分かる。従って、実際に圧入が継続可能な期間は35年と考えるべきである。ただし、その場合で

図9 個別圧力緩和井の圧力上昇量 (Lモデル)

Fig. 9 Comparison of injection well pressure and production well pressure build-up (L model).

図10 個別圧力緩和井での圧入期間のCO₂飽和率 (Lモデル)

Fig. 10 Gas Saturation of the production well over time (L model).

も、デュアルモード坑井と比べるとCO₂の圧入を10年程長く継続可能であり、約1000万トン多くのCO₂圧入をできることになる。

4. デュアルモード坑井に関する考察

ケース2の結果によりデュアルモード坑井の効果は貯留層の体積に依存することが分かった。デュアルモード坑井で揚水が可能な期間は、圧入前に限られるため、その適用にあたっては、事前に有効性を検討することが必要である。今回示し

たように数値シミュレーションにより検討することが可能であるが、ここではデュアルモード井の効果を簡易に調べる方法を提案する。

地下水で満たされた厚さの被圧帯水層において、揚水した水の体積と地下水頭は次式で関係付けられる (Freeze and Cherry, 1979)。

$$V_{prod} = S \times \Delta p \times A \quad (1)$$

ここで、 S は貯留係数、 V_{prod} は水の排出量、 Δp は水の圧力(水頭)の変化、 A は帯水層の面積である。

一般に被圧帯水層の貯留係数は次式で与えられる。

$$S = b\gamma(\beta n + \alpha) \quad (2)$$

ここで、 b は帯水層の厚さ、 γ は水の単位体積重量、 β は水の圧縮率、 n は間隙率、 α は地層の圧縮率である。

このとき、地層水の揚水による圧力変化量(ΔP)は次式で計算できる。

$$\Delta P = V_{prod} / [A \times (b\gamma(\beta n + \alpha))] \quad (3)$$

デュアルモード井は、圧入前に揚水を行って貯留層内の圧力を事前に低下させるものであり、その効果は(3)式により概略評価できる。図11に今回の貯留シミュレーションでの事前揚水量に対する圧力変化量を今回の解析結果とともに示す。緑色の実線および丸印はSモデル、赤色はLモデルに各々相当する。シミュレーションから得られた圧力低下量は、理論式によりほぼ予想できることが分かる。両者の違いは、3次元的地層形状や岩石圧縮率や流体物性が温度や圧力によって異なるためである。

今回のシミュレーション結果では貯留層の体積が小さいほど、デュアルモード井による圧力抑制効果が相対的に高まることが分かった。現実的には地層は不均質であり、圧入井周辺の水理的連続性が低い場合には、圧入井自体から揚水するデュアルモード坑井の意義は高くなると考えられる。

図 11 帯水層からの揚水量 (V_{prod}) と圧力変化量 (ΔP) の関係

Fig. 11 Pressure change ΔP for a released volume of Water V_{prod} over a specific area.

5. 結論

本研究では、 CO_2 の圧入による圧力上昇を抑制する方法として、圧入に先立って揚水して予め貯留層圧を低下させてから圧入を開始する手法（デュアルモード坑井）と、圧入と並行して別の坑井で揚水する手法（圧力緩和井）の2手法を検討した。ケーススタディーとして、国内の大規模CCS実証サイトの貯留層モデルを用い、上記の手法の効果を検討した。その結果は、次のようにまとめられる。

1. 今回の均質な貯留層モデルでは、二つの手法のいずれも、地層水揚水がない場合に比べて、圧入期間を数年から10年程度延長できることから、トータルな圧入可能量を増加する上で有効であることが示された。二つの手法の比較では、今回の条件においては、デュアルモード井よりも、圧力緩和井の方がより長期の圧力抑制が可能であった。
2. デュアルモード井の効果は事前の揚水量に大きく依存し、圧入井に転用後は揚水を行うことができない。したがって、事前の効果予測や坑井設置スケジュールの工夫が必要である。デュアルモード井の効果は貯留層の体積に大きく依存する。帯水層の体積や貯留係数

から、デュアルモード坑井の効果を事前に簡易評価する方法を提案した。そして、シミュレーションとの比較から提案した方法の有効性を示した。しかし、揚水に伴う圧力低下の地盤力学的な影響についても留意が必要である。

3. 圧力緩和井は揚水量を圧入期間中にコントロールできる利点があり、今回はデュアルモード井よりも長期圧力抑制の効果が高い結果を得た。しかし、その効果は地層の連結性などに大きく依存すると考えられる。圧力緩和井の適用にあたっては、貯留層内の不均質性を考慮し、圧入井と圧力緩和井の間の水理的連結性を十分に確認することが必要である。また、圧入井から圧力緩和井へ向かう流れの圧力勾配を増加させることになるため、圧力緩和井に CO_2 を誘導しやすくなる点にも注意が必要である。特に、 CO_2 が圧力緩和井に到達すると、 CO_2 漏洩につながるため、地層水生産を中止する必要がある。効果的な配置や本数設定の最適化手法が重要になる。

以上述べたとおり、地層水の揚水による圧力抑制により、圧入可能な CO_2 容量を増やすことができ、CCSの対象サイトの選択肢を増やすことができることが示された。ただし、その適用にあ

たっては、地層水揚水の効果は貯留層の地質条件や特性に大きく依存するため、貯留サイトの地質条件や操業計画を考慮した十分な検討が必要である。また、揚水した水に関しては適切な利用方法を検討する必要がある。

謝 辞

本研究は、経済産業省から二酸化炭素地中貯留技術研究組合が委託された「二酸化炭素大規模地中貯留の安全管理技術開発事業」の成果の一部である。また本研究にあたっては、日本 CCS 調査株式会社 (JCCS) から情報提供などのご協力を賜ったことをここに記して感謝の意を表する。

参考文献

- Busheck, T.A., J.A. White, M. Chen, Y. Sun, R. Hao, R.D. Aines, W.L. Bourcier and J.M. Bielicki (2014): Pre-injection formation water production for managing pressure in compartmentalized CO₂ storage reservoirs. *Energy Procedia*, 63, 5333-5340.
- Freeze, R.A. and J.A. Cherry (1979): *Groundwater*. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 58-60.
- Pruess, K., C. Oldenburg and G. Moridis (2012): *Tough2 user's guide*. Version 2.1, Report LBNL-43134, Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Tanaka, Y., M. Abe, Y. Sawada, D. Tanase, T. Ito and T. Kasukawa (2014): Tomakomai ccs demonstration project in japan. *Energy Procedia*, 63, 6111-6119.

(受付：2017年4月20日，受理：2017年6月20日)