

# CO<sub>2</sub>地中貯留における坑井配置問題への 最適化ツールの適用とその高速化

宮城 充宏<sup>1,2\*</sup>・山本 肇<sup>1,2</sup>・秋本 洋平<sup>3</sup>・薛 自求<sup>1,4</sup>

<sup>1</sup>二酸化炭素地中貯留技術研究組合(〒619-0292 京都府木津川市木津川台9-2)

<sup>2</sup>大成建設 技術センター(〒245-0051 神奈川県横浜市戸塚区名瀬町344-1)

<sup>3</sup>筑波大学(茨城県つくば市天王1-1-1)

<sup>4</sup>地球環境産業技術研究機構(〒619-0292 京都府木津川市木津川台9-2)

\*E-mail: mygath00@pub.taisei.co.jp

二酸化炭素回収貯留（CCS, Carbon dioxide Capture and Storage）は、火力発電所などの排ガスから回収した CO<sub>2</sub>を、坑井を通じて地下深部に貯留する地球温暖化対策である。商業規模 CCS プロジェクトでは、大量の CO<sub>2</sub>を圧入するため、複数の圧入井が必要となる。また、海外では圧入に伴う貯留層内の圧力上昇を緩和するための揚水井（圧力緩和井）の設置も検討されている。これら複数の坑井の設置にあたっては、プロジェクトの目的や様々な制約を考慮することが重要である。著者らは、最適化手法と CO<sub>2</sub>地中挙動解析コードを組み合わせた最適化ツールを開発してきた。しかし、最適解の算出に要する膨大な計算時間が大きな課題の一つであった。本稿では、並列計算技術により最適化ツールを高速化するとともに、実規模モデルへの試適用を通じてその実用性と効果を検討した結果を示す。

**Key Words :** Carbon dioxide Capture and Storage, well placement optimization, pressure relief well, CMA-ES

## 1. はじめに

二酸化炭素回収貯留（Carbon dioxide Capture and Storage, CCS）では、火力発電所などの排ガスから CO<sub>2</sub>を回収し、地下深部の砂岩層などの貯留層に圧入井を通じて地中に貯留する。CCS を商業規模で実施する場合、年間 100 万 t を超える大量の CO<sub>2</sub>を圧入するため、複数の圧入井が必要となる。また、CO<sub>2</sub>の大量圧入による貯留層内の圧力上昇により、圧入可能な CO<sub>2</sub>量が制約されることが指摘されている。そのため、地層水の揚水により圧力上昇を緩和する揚水井（圧力緩和井）の設置が提案されている<sup>1)</sup>。これら複数の坑井の配置にあたっては貯留層の不均質性や許容圧力などを考慮し、必要圧入量などのプロジェクト要求事項を確実に満たせる配置を検討する必要がある。このような問題に対して、近年の計算技術の向上から、数値シミュレーションをベースとした坑井配置の最適化の研究が進められている<sup>2)</sup>。具体的には、坑井の配置パラメータを自動的に変化させた多数のシミュレーションから、最適解を求めるという手法である<sup>3)</sup>。しかし、既存手法では、最適解の算出に膨大な時間が必要であり、課題の一つとして認識されている。

そこで本研究では、坑井の配置を高速に最適化可能な

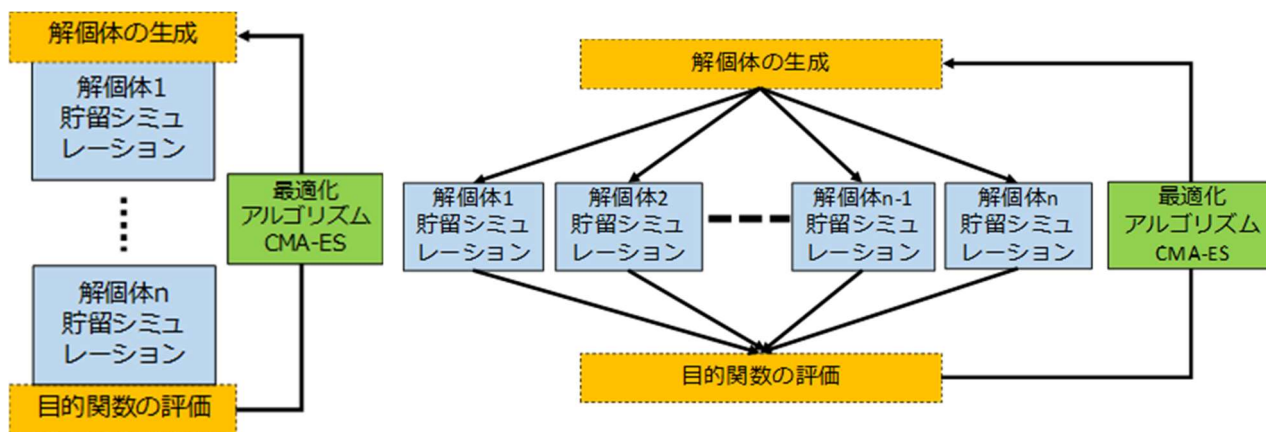
ツールの開発を目的として、最適化アルゴリズムと並列計算可能な数値シミュレーションコードを組み合わせたツールを開発し、超並列計算機（Oakforest-PACS）に実装した。従来手法では解候補（最適化したい変数の集合）に対する数値シミュレーションを逐次的に実行していたが、本ツールは並列に実行可能な解候補並列フローを採用している。

本報ではまず、開発した最適化ツールの概要及び適用した最適化アルゴリズムを説明する。続いて、開発した最適化ツールを実規模モデルでの坑井配置問題に適用し、並列計算及び解候補並列フロー実装による高速化効果及びその実用性について検討したので、その結果について示す。

## 2. 最適化ツール

### (1) 最適化ツールの概要

超並列コンピュータの多数の CPU コアを活用した高速化のため、既存の最適化ツールに解候補並列機能を適用した。最適化では、図-1 が示すとおり、複数の解候補（世代と呼ぶ）に対して逐次的に貯留シミュレーション



を行って各々の目的関数を求め、最適化アルゴリズムにより次世代の解候補を発生させ、この操作を繰り返して最適解を求める。その場合、最適解の探索に要する時間は概ね次式で表される。

最適解探索時間＝世代数×解候補数

×1候補のシミュレーション時間 (1)

ここで、世代数とは図-1において、解候補が生成されて、再度生成されるまでの1サイクルである。本研究では、図-1のうち1世代の解候補については独立にシミュレーションが可能な解候補並列フローを採用した。また、このフローにおいて最適解探索の時間は概ね次式で表される。

最適解探索時間

＝世代数×1候補のシミュレーション時間 (2)

式(1)及び(2)から、解候補並列フローの実装により最適解探索の時間は解候補の数だけ高速化すると期待できる。そこで、1世代の解候補数を20とし最適化を行った。

上記の最適解探索の高速化に加えて、CO<sub>2</sub>地中挙動シミュレータに多成分多相流体解析用コード TOUGH2<sup>9)</sup>の並列計算用コード TOUGH2-MP<sup>9)</sup>を使用しており、1回の貯留シミュレーションも大幅に高速化できる。

## (2) 最適化アルゴリズム (CMA-ES)

CMA-ES (Covariance Matrix Adaptation Evolution Strategy)<sup>6)</sup>は多変量正規分布を用いて解候補を生成し、最適化問題を解くアルゴリズムである。生成された解候補の目的関数値にランクを付け、ランクの良い解候補を次世代でも生成できるように多変量正規分布のパラメータ（平均ベクトル、共分散行列等）を更新する。CMA-ESは他の手法と比較して、探索空間の線形座標変換や目的関数の単調増加変換に対して分布パラメータの更新則が不変である

ため問題定式化に依存しにくいことや、内部パラメータ（使用者が調節しなければならないパラメータ）のチューニングが必要ないという二点で優位性の高いアルゴリズムである。CMA-ESは簡単に次の2つの過程を繰り返す。

- ① 解候補の平均ベクトル、解候補の共分散行列をもとに解候補をλ個生成する

$$x_i^{t+1} \sim N(m^t, C^t) \quad (3)$$

平均ベクトル  $m$  は探索範囲の中心を、共分散行列  $C$  は選択範囲の形（円や楕円等）や大きさを示している。 $g$ は世代数を、 $\lambda$ は1世代の解候補数、 $i$ は生成された解候補 $x$ の順番をそれぞれ表している。

- ② それぞれの解候補により算出された目的関数値を基に解候補に順位をつける。順位をもとに重み付けを行い、次世代で良質な解を生成しやすいように多変量正規分布のパラメータを更新する。

このようなプロセスを繰り返すことで解候補を生成するためのパラメータが自動で更新され、最適解が導かれる。

## 3. 坑井配置問題への適用

今回開発した最適化ツールを実規模の仮想的なCO<sub>2</sub>貯留層における坑井配置問題に適用した。その条件を以下に記す。

### (1) 評価関数と設計変数

今回の最適化問題の目的関数並びに制約条件は、次の通りである。

目的関数：

$$\text{目的関数} = Q_{inj} \rightarrow \text{最大化} \quad (4)$$

ここで、 $Q_{inj}$ はCO<sub>2</sub>の総圧入量である。圧力緩和井を考慮する場合、以下の制約条件を設ける。

制約条件：

$$V_{extCO_2} = 0 \quad (5)$$

ここに、 $V_{extCO_2}$  は、圧力緩和井に到達した  $CO_2$  の累積量である。これは、圧力緩和井は貯留層の圧力抑制のため揚水を行うが、 $CO_2$  が到達するとリークとなるための制約条件である。

## (2) 貯留層モデル

適用した貯留層モデルを図-3 及び図-4 に示す。貯留層モデルの大きさは  $8 \text{ (km)} \times 12 \text{ (km)} \times 0.15 \text{ (km)}$  で解析用格子は  $(I,J,K)=(80, 120, 10)$  に分割した。体積が小さい格子を除去した後の格子数は 71,822 である。図-3 中のグリッドの色は貯留層モデルの鉛直方向の平均浸透率を表しており、暖色であれば高い浸透率であることを示している。図-4 は貯留層モデルの上部表面の深度を示しており、用いた貯留層モデルは中央部が盛り上がった構造を有することが分かる。今回の最適化問題では坑井配置の探索範囲を図の長方形で示した範囲 ( $I=20 \sim 55, J=15 \sim 95$ ) とした。この範囲には、浸透率が比較的高い領域が大きく 2 つ存在することが分かる。

## (3) 貯留シミュレーション

圧入井は鉛直井とし、坑底圧を  $42 \text{ MPa}$  (最大許容圧力) で固定した 10 年間の連続圧入とした。貯留層は静水圧 (深度  $2.4 \text{ km}$  において  $34.3 \text{ MPa}$ ) とし、温度は  $90^\circ \text{C}$  で一定とした。上下面ならびに側面境界は全て閉鎖境界とした。なお、貯留シミュレーションは 1 つの解候補につき 64 並列で計算した。

## (4) 圧力緩和井

今回は、 $CO_2$  の大規模圧入における坑井配置を想定し、圧入井だけでなく、圧力抑制のための圧力緩和井もオプションとして取り上げる。圧力緩和井には 2 タイプが考えられる。1 つはポンプなどを用いて揚水するアクティブタイプの圧力緩和井である。2 つ目は、貯留層を地表あるいは別の帯水層をつなぐことにより自然流動により貯留層内圧力上昇を緩和するパッシブタイプの圧力緩和井である (図-5)。パッシブタイプの圧力緩和井はポンプなどを使用しないため、圧力緩和の効果は比較的低いと予想される。地表に揚水する場合には、揚水した水の利用方法あるいは処理費用が問題となる。水処理コストなどの問題を避けるためには、揚水した地層水を再圧入する、あるいは貯留層を圧力の低い別の帯水層に接続することが考えられる。今回は、このパッシブタイプの圧力緩和井設置を検討するため、貯留層モデルの上部約  $500 \text{ m}$  直上に均質で水平な帯水層モデルを作成した。帯

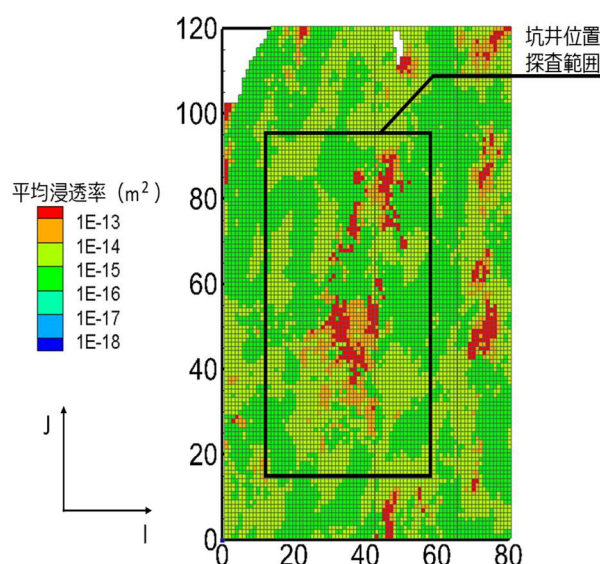


図-3 貯留層モデルの浸透率分布

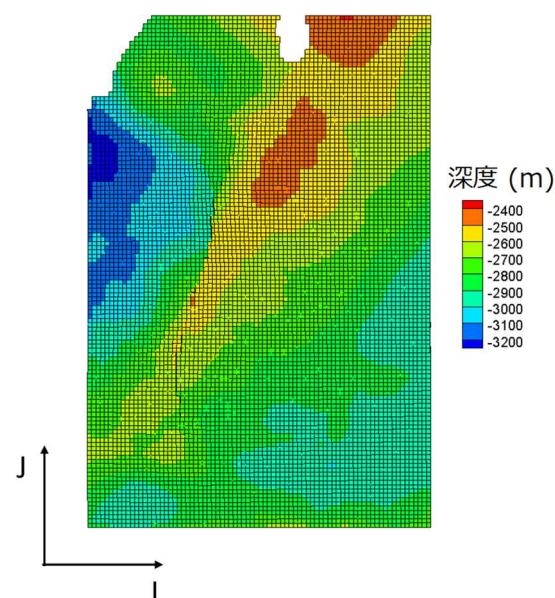


図-4 貯留層上面の深度分布

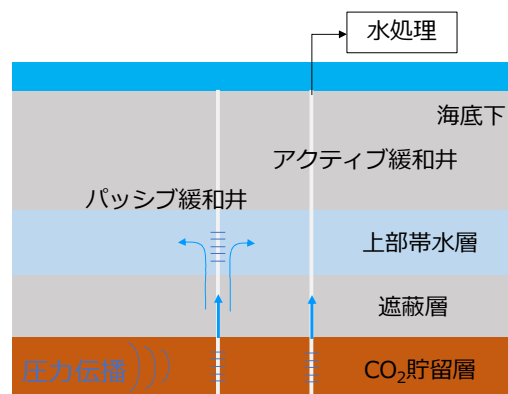


図-5 圧力緩和井の概要

水層の孔隙率は  $0.1$  とし、浸透率は  $1 \text{E-}14 \text{ (m}^2\text{)}$  とした。

#### (5)最適化ケース

圧入井 3 本のケース 1 と圧入井 2 本と圧力緩和井 1 本のケース 2 の 2 ケースを検討した。両ケースを比較することにより、圧入井 1 本を圧力緩和井に転用した場合の効果も見ることができる。

### 4. 最適化結果

#### (1) ケース 1 (圧入井 3 本)

目的関数である総圧入量の最大値は約 790 万トンとなった。最適解算出には約 900 回の貯留シミュレーションを要した。図-6 は図-3 のグレイのコンター図と合わせて、解探索の後期 (30 世代以後) に坑井を探索した位置と目的関数値の分布図を示している。色の濃淡は圧入可能な CO<sub>2</sub> の合計量を表している。各坑井の最適位置はピンクの丸印図に示す (I, J) = (28, 50), (44, 82), (29, 73) であった。この最適な坑井位置でのシミュレーションの結果として、圧入終了時の CO<sub>2</sub> ガス飽和度及び圧力上昇量のコンター図を各々図-7(a), 図-7(b)に示す。

図-6 を見ると、圧入井 1 及び 2 で高い目的関数値を得られる位置は浸透率及び貯留層上面の深度が高い位置であった。本研究では一定圧力 (42MPa) による圧入条件を採用しているため、できるだけ浸透率が高く、貯留層モデルの初期圧力が低い位置が優良な位置となることを示している。よって、圧入井 1 及び 2 の位置は目的関数を最大化する妥当な解であると考えられる。

一方、圧入井 3 の最適解周辺は、貯留層上部の深度及び浸透率が比較的低い位置となった。図-3 から圧入井 1 及び 2 周辺に追加の圧入井を設置することが効果的であると考えられるにも関わらず、最適位置が図-6 の位置となった要因について、図-7 を用いて考察する。図-7(a)より、圧入井 1 及び 2 によりその位置周辺の圧力が上昇していることがわかる。これにより、浸透率及び貯留層上部の深度が高い位置周辺に圧入井を追加する効果が小さく、圧入井 3 の最適位置には図-6 の位置が選定されたと考えられる。

#### (2) ケース 2 (圧入井 2 本+圧力緩和井 1 本)

最大目的関数値は約 890 万トンであり、最適解の算出には約 1000 回の貯留シミュレーションを要した。

図-8 は図-6 と同様にグレイの浸透率分布 (図-3) と合わせて、30 世代以後に坑井を探索した位置と目的関数値の分布図を示している。各坑井の最適位置はピンクの丸印で示した (I, J) = (28, 50), (44, 82), (29, 73) であった。圧入井 1 及び 2 の最適位置はケース 1 の結果とほぼ同じである。

最適坑井配置でのシミュレーションによる圧入終了時の圧力上昇量及び CO<sub>2</sub> ガス飽和度を図-9(a)及び図-9(b)に

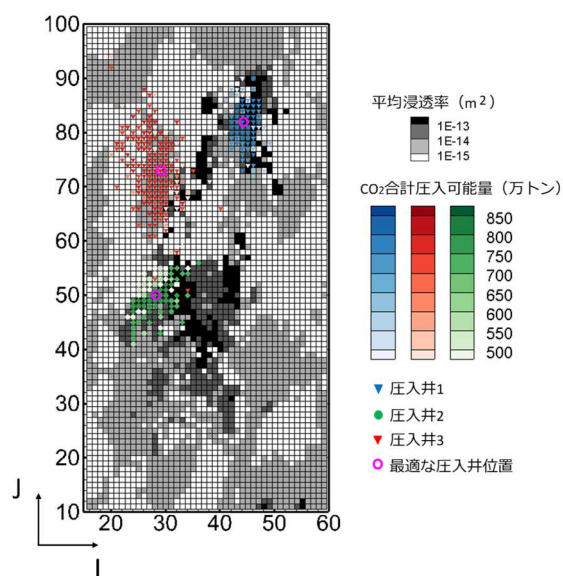
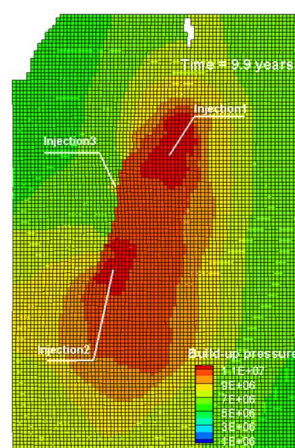
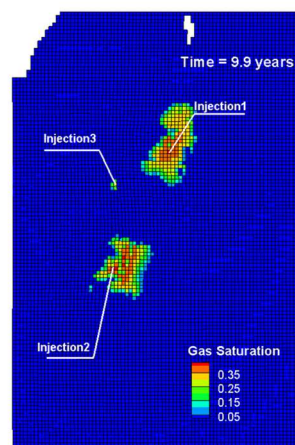


図-6 探索位置と目的関数の分布 (ケース 1)



(a) 圧力上昇値



(b) CO<sub>2</sub> 飽和度

図-7 最適解でのシミュレーション結果 (ケース 1)

示す。図-8 より、圧力緩和井が圧入井 2 の周辺を密度高く探索していることは、圧入井 1 よりも圧入井 2 周辺の貯留層内圧力上昇を緩和したほうが、CO<sub>2</sub> 圧入可能量が増えるためであると考えられる。

図-9(b)から、圧力緩和井の最適位置は、圧入井 2 による圧力上昇をできる限り緩和しつつ、圧入井 2 から CO<sub>2</sub> が到達しない位置であると理解できる。

### (3) 圧力緩和井の効果

いずれも3本の坑井を設置したケース1（圧入井3本を設置）とケース2（圧入井2本+緩和井1本）の結果を比較することで、圧力緩和井の設置効果を検討する。まず、図-7(a)と図-9(a)を比較すると、ケース2の方が100万トン多くCO<sub>2</sub>を圧入しているにもかかわらず、圧力上昇量の分布はあまり変わらない。これは、パッシブタイプの圧力緩和井による貯留層内圧力上昇の緩和効果を示している。加えて、前述した通り、ケース1の3本目の圧入井の圧入量は少ないため、それを緩和井として使用した方がより多くのCO<sub>2</sub>圧入が可能な結果となっている。

### (4) 計算高速化の効果

今回用いた最適化ツールの解候補並列フロー及び並列計算可能な解析用コードによる高速化を本問題の結果からそれぞれ評価する。表-1 が示す通り、全てのケースにおいて TOUGH2-MP による並列計算（64 並列）で約 60 倍の高速化が可能であった。

さらに、解候補並列フロー（一世代 20 個体）を加えることで、逐次的な計算フローに比べて約 8 倍高速化した。ただし今回、一世代あたり 20 解候補の解候補並列にも関わらず約 8 倍程度の高速化に留まっているのは、今回対象とした不均質性の強い貯留層モデルでは坑井の設置箇所（解候補）によって計算時間が大きく異なるため、解候補並列化の効果が理想的に発揮されていないためである。解候補ごとの計算時間が一定になりやすい均質な貯留層モデルであれば計算時間はさらに短縮されると思われる。

## 5. まとめ

既存の最適化ツールを改良するとともに、超並列コンピュータ (Oakforest-PACS) に実装し、実規模モデルの坑井配置の最適化に適用して、その実用性を確認した。

- 今回導入した最適化アルゴリズム CMA-ES は、解探索のための内部パラメータのチューニングが必要なく、より客観的で汎用性の高い最適化手法である。今回対象とした例題のいずれのケースにおいても合理的な最適配置を算出したものと評価できる。
- 最適化に要する多大な計算コストの問題を解消するため、各世代の解候補に対するシミュレーションを逐次的に行うのではなく、並列に処理する解

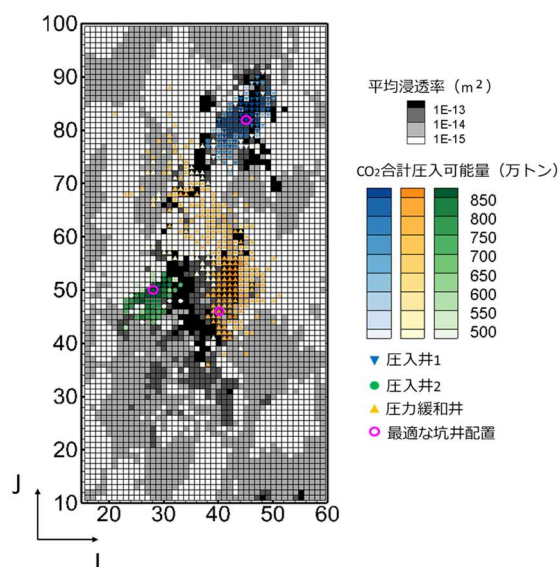
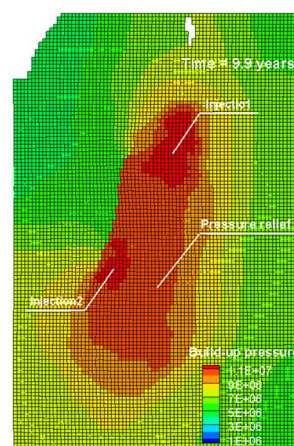
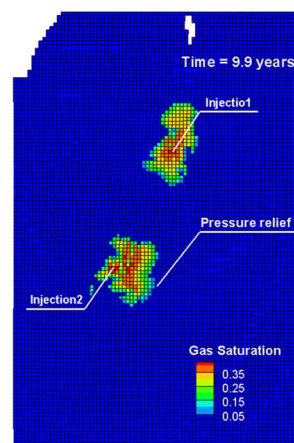


図-8 探索位置と目的関数の分布（ケース 2）



(a) 圧力上昇値



(b) CO2 飽和度

図-9 最適解でのシミュレーション結果（ケース 2）

候補並列機能を加えた。この機能により、従来の逐次処理に比べて、一世代あたり 20 の解候補を用いて、約 8 倍程度の高速化を図ることができた。

表 1 最適化の高速化評価

(ケース 1)

| 解析コード         | 計算機            | コア数 | 解候補並列 | 計算時間       |
|---------------|----------------|-----|-------|------------|
| TOUGH2        | PC             | 1   | 無     | 約 6 年 (推定) |
| TOUGHREACT-MP | Oakforest-PACS | 64  | 無     | 約 105 日    |
| TOUGHREACT-MP | Oakforest-PACS | 64  | 有     | 約 13 日     |

(ケース 2)

| 解析コード         | 計算機            | コア数 | 解候補並列 | 計算時間       |
|---------------|----------------|-----|-------|------------|
| TOUGH2        | PC             | 1   | 無     | 約 6 年 (推定) |
| TOUGHREACT-MP | Oakforest-PACS | 64  | 無     | 約 106 日    |
| TOUGHREACT-MP | Oakforest-PACS | 64  | 有     | 約 14 日     |

7 万格子程度の実用規模の貯留層モデルにおいて、1000 回以上のシミュレーションを要する最適化問題を 1 ～2 週間程度の現実的な時間内に求解可能であることが分かった。

- 仮想的な不均質モデルを用いた最適化問題への適用を通じて、圧入井の本数増加あるいは圧力緩和井の設置による圧入可能量の増大効果を検討した。圧入井を増やしたとしても、貯留層内圧力の制約により CO<sub>2</sub> 圧入量の増加には限界があることを確認した。今回のモデルでは、3 本目の坑井は圧入井とするよりも圧力緩和井とする方が効果的であった。
- 地層の特徴や様々な制約を踏まえて坑井の本数や配置、種類などを最適化できる本手法は、より効率的で安全な CO<sub>2</sub> 圧入計画に大きく役立つと考えられる。

## 謝辞

この成果は、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) の委託業務の結果得られたものである。

Oakforest-PACS の利用は、学際大規模情報基盤共同利

用・共同研究拠点の支援による (課題番号: jh170028-NAJC)。

## 参考文献

- 1) Cihan, A., Birkholzer, J. and Bianchi, M. Optimal well placement and brine extraction for pressure management during CO<sub>2</sub> sequestration, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol.42, pp175-187, 2015.
- 2) Miyagi, A., Yamamoto, H. and Xue, Z. Development of Optimization tool for Locationing Well in Carbon Dioxide Capture and Storage. Report of Taisei Technology Center, No.50, 2017 Afshari, S., Pishvaie, M. and Aminshahidy, B. Well placement optimization Using a Particle Swarm Optimization Algorithm, a Novel Approach', *Petroleum Science and Technology*, 32:2, 170-179, 2014
- 3) Bukhamsin, A., Farshi, M. and Aziz, K. Optimization of Multilateral Well Design and Location in a Real Field Using a Continuous Genetic Algorithm, *Society of Petroleum Engineering*, 2010
- 4) Pruess, K. ECO2N : A TOUGH2 Fluid Property Module for Mixtures of Water, NaCl and CO<sub>2</sub>, Earth science division, Lawrence Berkeley National Laboratory, Report, LBNL-57952, 2005
- 5) Zhang, K., Wu, Y. and Pruess, K. User's Guide for TOUGH2-MP – A Massive Parallel Version of the TOUGH2 Code, Earth science division, Lawrence Berkeley National Laboratory, Report, LBNL-315E, 2008
- 6) Hansen, N., & Auger, A. Principled Design of Continuous Stochastic Search - From Theory to Practice. Theory and Principled Methods for the Design of Metaheuristics, (Chapter 8), 145–180, 2014

## Development of a parallel optimization tool and its application for well placement optimization in geologic CO<sub>2</sub> storage

Atsuhiko MIYAGI, Hajime YAMAMOTO, Youhei AKIMOTO, Ziqiu XUE

Carbon dioxide Capture and Storage (CCS) is a remarkable approach to reduce carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emitting to the atmosphere. In the case of large scale CCS, multiple injection wells will be required to inject a large amount of CO<sub>2</sub> with considering the heterogeneity of the reservoir and other constraints of the project. Additionally, pressure-relief wells can be considered since large CO<sub>2</sub> injection causes pressure build-up in the reservoir. In this study, a tool was developed by combining an optimization algorithm with a reservoir simulator, leveraging parallel computation platforms. This paper demonstrates the performance of the parallel optimization tool for a case study with a virtual reservoir model.