

CO₂地中貯留における坑井配置の 自動最適化手法

宮城 充宏^{1*}・山本 肇¹・秋本 洋平²・薛 自求³

¹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)

²信州大学 工学部電子情報システム工学科 (〒380-8553 長野県長野市若里4-17-1)

³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CO₂を、坑井を通じて地下深部の砂岩層など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、年間100万tを超える大量のCO₂を圧入するため、複数の圧入井が必要となる。また、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の設置も検討されている。しかし、これら複数の坑井の設置にあたっては貯留層の不均質性や許容圧力など様々な制約を考慮し、最適な配置を採用することが望ましい。そこで、本研究では、最適化手法とCO₂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た。そして、仮想的な貯留層モデルに本ツールを適用したので、その結果を報告する。

Key Words : Carbon dioxide Capture and Storage, well placement, pressure relief well, automatic optimization

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 CO₂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CO₂を圧入するため、複数の圧入井が必要となる。また、CO₂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CO₂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 (Cihan et al., 2015)。さらに、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た、ロバストな最適配置を採用することが望ましい。しかし、試行錯誤を重ねて、手で坑井配置を変化させた多数のシミュレーションを実施し、最適位置を算出することは現実的ではない。

そこで本研究では、効率的かつ自動的に坑井の最適配置を発見することを目的とし、CAE (Computer Aided Engineering) 技術の一つである最適化手法と流体解析コードを組み合わせた最適化ツールを開発した。

本報では、開発した最適化ツールの概要を紹介するとともに、仮想的な貯留層モデルにおける坑井配置問題へ

適用して動作検証を行ったので、その結果を報告する。

2. 最適化ツール

(1) 最適化ツールの概要

本ツールは、遺伝的アルゴリズム (Genetic Algorithm, 以後をGAと記す) に代表されるメタヒューリスティクスと、地層内の二相流体 (超臨界CO₂と地層水) の流れを解析できるCO₂地中挙動解析コードTOUGH2 ECO2N (Pruess, 2005) を組み合わせたものである。最適化ツールは主に次の3つのステップを繰り返している。ここで、解個体とは設計変数の集合 (坑井の位置座標, 圧入/揚水レートなど) である。

- ① 解個体を複数生成する。
- ② 生成された解個体をもとに貯留シミュレーションを行い、最大/最小化したい目的関数値 (圧入流量や揚水流量など) を算出するとともに、制約条件 (圧力上昇値など) を満たすかを判定する。
- ③ 所定の最適化アルゴリズム (後述のGAやCMA-ESなど) に基づき、新たな解個体を複数生成する。

目的関数の差分変化などの収束条件を満たすまで、①~③のステップを繰り返す。①と③のステップは最適化

手法、②は CO₂地中挙動解析コード TOUGH2 ECO2N が行う。

最適化ツールのワークフローを図-1 に示す。

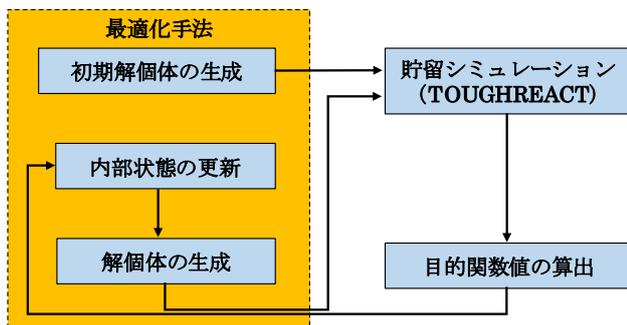


図-1 最適化ツールのワークフロー

(2) 最適化手法

今回、最適化手法にGAと、Covariance Matrix Adaptation Evolution Strategy (以後CMA-ESと記す) を使用した。GAとCMA-ESは、いずれも最適化問題の特性に強く依存せず、シミュレーションを繰り返すことで優良な解を算出できる手法として広く用いられている。以下にそれらの概要を示す。

a) GAの概要

GA (Bukhamsin et al., 2010) は多くの最適化問題で使用されている汎用的手法の一つであり、ダーヴィンの自然淘汰に着想を得た方法であり、解個体の除去と生成を繰り返すことにより最適化問題を解く。設計変数は染色体として捉えられ、0と1のみで表現され、それらをつなぎ合わせて1つの解個体とする。解個体は複数生成され、それらの解個体群を進化論になぞらえて1世代と呼称する。

最初に解候補をランダムに生成した後、次のような過程を繰り返す。

- ① 生成された解個体をもとに目的関数を出力する。
- ② 算出された目的関数をもとに、解個体にランキングをつける。
- ③ ランキングをもとに解個体を選択し、解個体を持つ設計変数の情報を交換する(交叉)。交換する情報量はアルゴリズムと使用者の入力する交叉率によって決定される。



図-2 交叉の例

- ④ 新たに生成された解個体の位置情報のある確率で変化させる(突然変異)。この操作は解個体の局所的な生成を防ぐ役割がある。

新たに生成された解個体にはランキング、交叉と突然変異を繰り返し、解個体は最適解へと導かれる。

b) CMAESの概要

CMA-ES (Bouzarkouna et al., 2012) は多変量正規分布を用いて解個体を生成し、最適化問題を解く比較的新しい手法である。生成された解個体の評価値にランクを付け、得られた解個体情報から分布パラメータ(平均ベクトル、共分散行列等)を更新し、効率的に最適解をもとめる手法である。CMA-ESが他の手法と比較して特徴的な点は、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、設計パラメータ(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点である。CMA-ESは簡単に次の2つの過程を繰り返す。

- ① 平均ベクトル、共分散行列をもとに解個体を λ 個生成する

$$\mathbf{x}_k^{g+1} \sim N(\mathbf{m}^g, (\boldsymbol{\sigma}^g)^2 \mathbf{C}^g) \quad (1)$$

平均ベクトル \mathbf{m} は探索範囲の中心を、ステップサイズ σ は探索範囲の広がり、共分散行列 \mathbf{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 λ は1世代の解個体数、 k は生成された解個体 \mathbf{x} の順番をそれぞれ表している。

- ② それぞれの解個体により算出された評価値を基に解個体に順位をつける。順位をもとに重み付けを行い、次世代に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により解個体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. 最適化手法への適用

今回開発した最適化ツールを、圧力緩和井の配置問題に適用した。あらかじめ設定した圧入流量でCO₂を地中に圧入する一方で、圧力緩和井で地層水を揚水することにより、貯留層内圧力を規定値以下に維持することを考える。ただし、サイト条件によっては、浄水処理等のコストがかかることを考慮し、揚水量は少ない方がよいものとした。

今回の坑井配置問題への適用にあたり、坑井の本数は圧入井、圧力緩和井を各1本とし、設計変数は圧力緩和井の位置(X, Y座標)と揚水流量とした。

(1) 目的関数と制約条件

CCSを事業として実施するにあたり、今回の目的関数は圧入量(利益)あたりの揚水量(コスト)が小さいことが望ましい。そこで、目的関数は圧力緩和井からの

総揚水量 Q_{prd} と圧入井からの総圧入量 Q_{inj} の比とし、これを最小化する問題とした。

$$\text{目的関数} = Q_{prd}/Q_{inj} \rightarrow \text{最小化} \quad (2)$$

制約条件は次の通りである。

- ① 圧力緩和井に圧入した CO_2 が到達しない

$$V_{ex}\text{CO}_2 = 0 \quad (3)$$

- ② 貯留層内圧力が上限値を超えない

$$\Delta P \leq \Delta P_{cr} \quad (4)$$

ここに、 $V_{ex}\text{CO}_2$ は、圧力緩和井における CO_2 の累積揚水量、 ΔP は初期からの圧力の上昇量、 P_{cr} は許容圧力上昇量である。制約条件①は、圧力緩和井に CO_2 が到達すると、地表にリークすることになるため設定したものである。制約条件②は貯留層圧力上昇に CO_2 圧入量が制限されないための条件で、最大の圧力上昇が生じる圧入井内の CO_2 圧入深度（坑底）で ΔP が ΔP_{cr} を超えないものとした。なお、今回は試験的に $\Delta P_{cr} = 3\text{MPa}$ とした。

(2) 貯留シミュレーション条件

今回用いた仮想的な貯留層モデルを図-3 に示す。水平範囲 $20\text{km} \times 20\text{km}$ 、層厚 100m である。解析用格子は、鉛直方向は 1 層とし、平面方向は一定の格子間隔 400m で分割した。同図中の浸透率分布は、地質統計学シミュレーション (Sequential Gaussian simulation, SGSIM コードを使用) により与えた (Deutsch et al., 1998)。図-3 中に示した位置に圧入井を固定し、 CO_2 を 100 万 t/年のレートで 50 年間圧入する。地中深度約 1km を想定しているため、初期の温度と圧力は 45°C 、 10MPa とし、モデルの上下面及び側面は不透水境界とした。

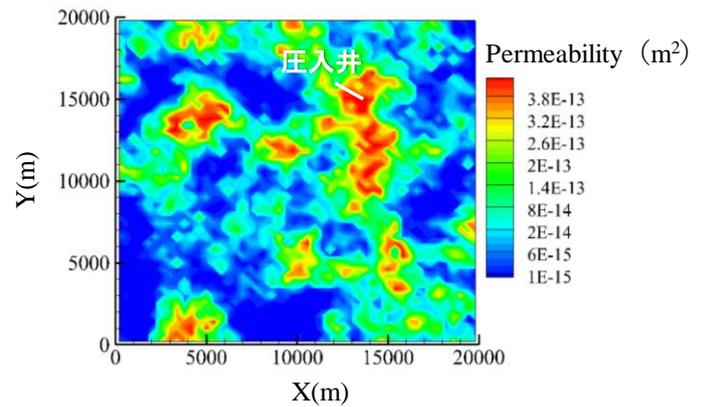


図-3 貯留層モデルの浸透率分布

(3) 最適化シミュレーション結果

最適化シミュレーション結果として、制約条件を満たした圧力緩和井の位置と目的関数値を図-4 に示す。なお、今回は貯留シミュレーションの最大繰返し回数を既往の研究 (Bouzarkouna et al., 2012) を参考に 4000 回に設定した。同図中には図-4 の浸透率分布をグレイのコンター図とあわせて示してある。点の色は各地点での最小の目的関数値を示しており、寒色系ほど優良な解（目的関数値が小さい）である。同図に示したとおり、最適位置（ピンクの○印）は GA と CMA-ES と同じであり、目的関数値も近い値となっている。この最適位置を得るために約 2000 回のシミュレーション回数が必要であった。

図-4 中、圧入井周辺に円状の空白域（図中の破線）が見られる。この範囲内の圧入井近傍に圧力緩和井を設置すると、 CO_2 が到達し、制約条件① (CO_2 が圧力緩和井に到達) を満足しない。一方、圧力緩和井が圧入井から遠ざかると暖色系の点が多くなる。これは、坑井間の

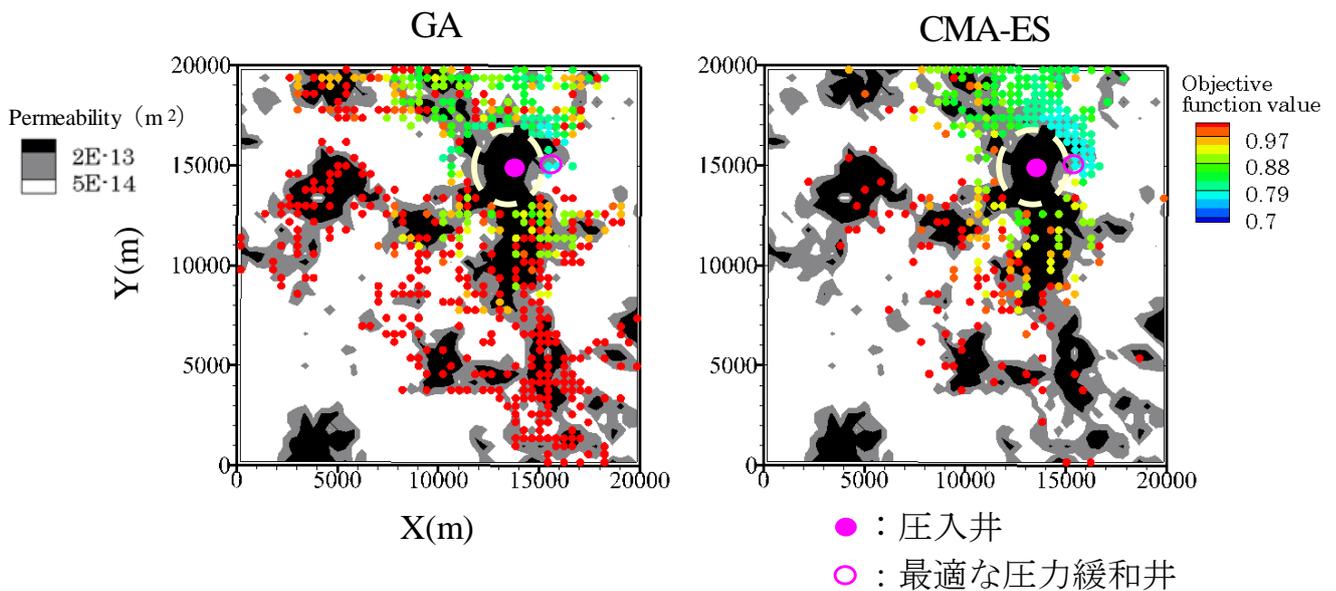


図-4 条件を満たした解の手法毎の分布

距離が離れると圧力上昇を抑えるために必要な揚水量が増加することを示している。これらのことを踏まえると、今回算出された最適位置は、制約条件を満足しながら揚水量を低減できる合理的な位置であると理解できる。

図-4 中の解の分布を見ると、GAの方がCMA-ESの結果より広く分布している。反対に、CMA-ESの方は解の分布は比較的狭く、最適解周辺において制約条件を満たした解の密度が高い（特に圧入井の右上）。これは、GAは常に一定の探索パラメータ（交叉率など）をもとに広い範囲で解探索し続けるが、CMA-ESは目的関数値の変化状況に合わせて解の探索範囲（平均ベクトルや分散など）を狭めながら探索をすすめたためと考えられる。

実際の坑井配置では、3次元地震探査などの貯留層の物性探査に関わる不確実性を考慮しなければならない。そこで、最適位置は圧力緩和井の配置が少し変わっても、目的関数値がほとんど変化しないことが望ましい。その意味で、CMA-ESの最適解周辺は高密度で探索しているため、解のロバスト性を評価しやすいと考えられる。

4. まとめ

二酸化炭素地中貯留における坑井配置問題に関し、メタヒューリスティクス（GA及びCMA-ES）とCO₂地中挙動解析コード（TOUGH2 ECO2N）を組み合わせた最適化ツールを開発した。このツールを不均質な貯留層における坑井配置問題に適用し、坑井配置を自動的かつ効率的に実施することができた。今回は、設計変数が比較的少ない（3変数）坑井配置問題であり、最適化手法に関わらずほぼ同様の最適解が算出された。しかし、解のロバスト性は、CMA-ESのほうが評価しやすい。

今後、設計変数が増加した問題に対しては、CMA-ESは有力であると考えられる。また、設計変数が多い最適

化問題を扱う場合には膨大な数の貯留シミュレーションの実施が必要になるため、計算機能力により最適解の探索精度が大きく制約されると予想される。今回の例でも約2000回（2、3日で実行可能）の貯留シミュレーションを繰り返す必要があり、さらに設計変数が多い複雑な実問題では計算能力がネックになる。今後は、最適化アルゴリズムの並列計算機能を拡充し、超並列コンピュータ等への高速計算機への導入も進めていきたい。

謝意

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。ここに記して、謝意を表す。

参考文献

- 1) Cihan, A., Birkholzer, J. and Bianchi, M.: 'Optimal well placement and brine extraction for pressure management during CO₂ sequestration', *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol.42, pp175-187, 2015
- 2) Pruess, K., 'ECO2N: A TOUGH2 Fluid Property Module for Mixtures of Water, NaCl, and CO₂', Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, Report, LBNL-57952, 2005.
- 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) Deutsch, C. V. and Journel, A. G.: *Geostatistical Software Library and User's Guide*. New York, OXFORD UNIVERSITY PRESS, second edition, 1998
- 5) Bouzarkouna, Z., Ding, D. and Auger, A.: 'Well Placement Optimization under Uncertainty with CMA-ES Using the Neighborhood', *3th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*, 2012

AUTOMATIC OPTIMIZATION OF WELL PLACEMENT FOR MITIGATING PRESSURE BUILD-UP DURING GEOLOGIC CO₂ STORAGE

Atsuhiko MIYAGI, Hajime YAMAMOTO, Youhei AKIMOTO, Ziqiu XUE

Carbon dioxide Capture and Storage (CCS) is a remarkable approach to reduce carbon dioxide (CO₂) emitting to the atmosphere. In the case of large scale CCS, multiple wells will be required to inject large amount of CO₂ into deep reservoir. Additionally, pressure relief wells might be considered since large CO₂ injection causes pressure build-up in the reservoir. Then, it is necessary to optimize well locations with considering the heterogeneity of the reservoir. Therefore, in this study, a tool was developed by combining automatic optimization methods with simulator for CO₂ geologic sequestration. This paper demonstrates the performance of this tool for a case study with a virtual reservoir model.