

グローバルCCS 第85回勉強会

CCSにおけるCO₂貯留シミュレーション

2026年 9月 30日

日本オイルエンジニアリング株式会社

開発技術部 次長 大木崇弘

本資料の取扱いについて

- 本資料は、日本オイルエンジニアリング株式会社が本勉強会での講演を目的として作成したものです。
- 本資料の無断での複製・転載・再配布・改変等をご遠慮ください。
- 資料の取扱いについてご不明な点がございましたら、日本オイルエンジニアリング株式会社までお問い合わせください。



日本オイルエンジニアリング株式会社

JAPAN OIL ENGINEERING CO., LTD.

アウトライン

- 会社概要
- 貯留層シミュレーションとは
(石油ガス開発におけるシミュレーション技術)
- CCSにおける貯留層シミュレーション
- CCSシミュレーション事例
- まとめ

会社概要

- 社 名 : 日本オイルエンジニアリング株式会社 (JOE)
- 設 立 : 1968年6月20日
- 事業所 : 本社 / 東京都中央区晴海一丁目8番12号
(トリトンスクエアZ棟7階)
海外 / ヨルダン・アンマン駐在事務所
- 資本金 : 1億円
- 従業員数 : 約50名
- HP : <https://www.joe.co.jp/>



1968年、富士石油(株)袖ヶ浦製油所の各種装置・機器の維持補修サービス開始。1970年代より、アラビア石油(株)アラビア鉱業所（サウジアラビア、クウェート中立地帯）における石油の探鉱、開発、掘削、生産、出荷施設のエンジニアリング・コンサルティングサービスを提供。その他石油開発関連会社への業務拡大。脱炭素/CN事業コンサルティング（地熱、CCS等）にも取り組み、現在に至る。

貯留層シミュレーションとは
(石油ガス開発におけるシミュレーション技術)

油層工学・貯留層シミュレーションの動機

初期の石油開発（1850年代～1920年代頃）では経験的な開発が中心だった。



- 地下で起きている現象やメカニズムを科学的に理解・定量化し、より多くの油を**経済的に回収**したい。
- 想定する開発条件に対する将来の油層・生産挙動を事前に予測し、開発の**意思決定**に役立てる。



油層工学、貯留層シミュレーションの導入

意思決定への利用

- 生産レート・累計生産量の予測とその不確実性評価、経済性評価→**投資判断**
- フィールド開発計画の策定（坑井数、坑井位置、仕上げ区間、生産・圧入条件、回収法などの**比較・最適化**）
- 安全性、環境影響、規制要件への対応

油層工学・貯留層シミュレーションの歴史

- 1930年代：油層工学の理論が体系化（マテリアルバランス、多孔質媒体流動理論など）
- 1950年代：数値計算の基礎研究
- 1960年代：3次元3相ブラックオイルモデル
- 1970年代：多成分型モデル、各種EORシミュレーションが発展（ミシブル攻法、ケミカル攻法、熱攻法）
- 1980年代～：複雑な地下の不均質性をモデル化（地球統計学、天然フラクチャー）
- 2000年代～：CCSへの展開、地下現象をより総合的に評価（地化学・ジオメカニクス連成）、大規模・高速計算

ブラックオイルモデル：流体を油・ガス・水の3成分に単純化して扱うモデル

多成分型モデル：CO₂やメタンなど、流体を構成する各成分を個別に扱うモデル

地化学：地層水と岩石の鉱物の化学反応を扱う解析

ジオメカニクス：地下の岩盤の応力・変形・破壊を扱う解析

主要な貯留層・ジオメカニクスシミュレータ

① 主要な貯留層シミュレータ

ベンダー・開発元	製品	主な特徴
CMG	IMEX	ブラックオイル型の貯留層シミュレータ
	GEM	多成分型の貯留層シミュレータ
	STARS	熱・化学プロセスなどを対象とした貯留層シミュレータ
LBNL※	TOUGH3	多相・多成分流体と熱流動を扱う汎用シミュレータ
	TOUGHREACT	地化学反応を伴う多相流・反応輸送シミュレータ
Rock Flow Dynamics	tNavigator	ブラックオイル・多成分型・熱モデルに対応する統合型貯留層シミュレーション環境
SLB	ECLIPSE 100	ブラックオイル型の貯留層シミュレータ
	ECLIPSE 300	多成分型の貯留層シミュレータ
	ECLIPSE Thermal	熱回収プロセスを対象とした貯留層シミュレータ
	INTERSECT	大規模・高解像度モデルに対応する貯留層シミュレータ

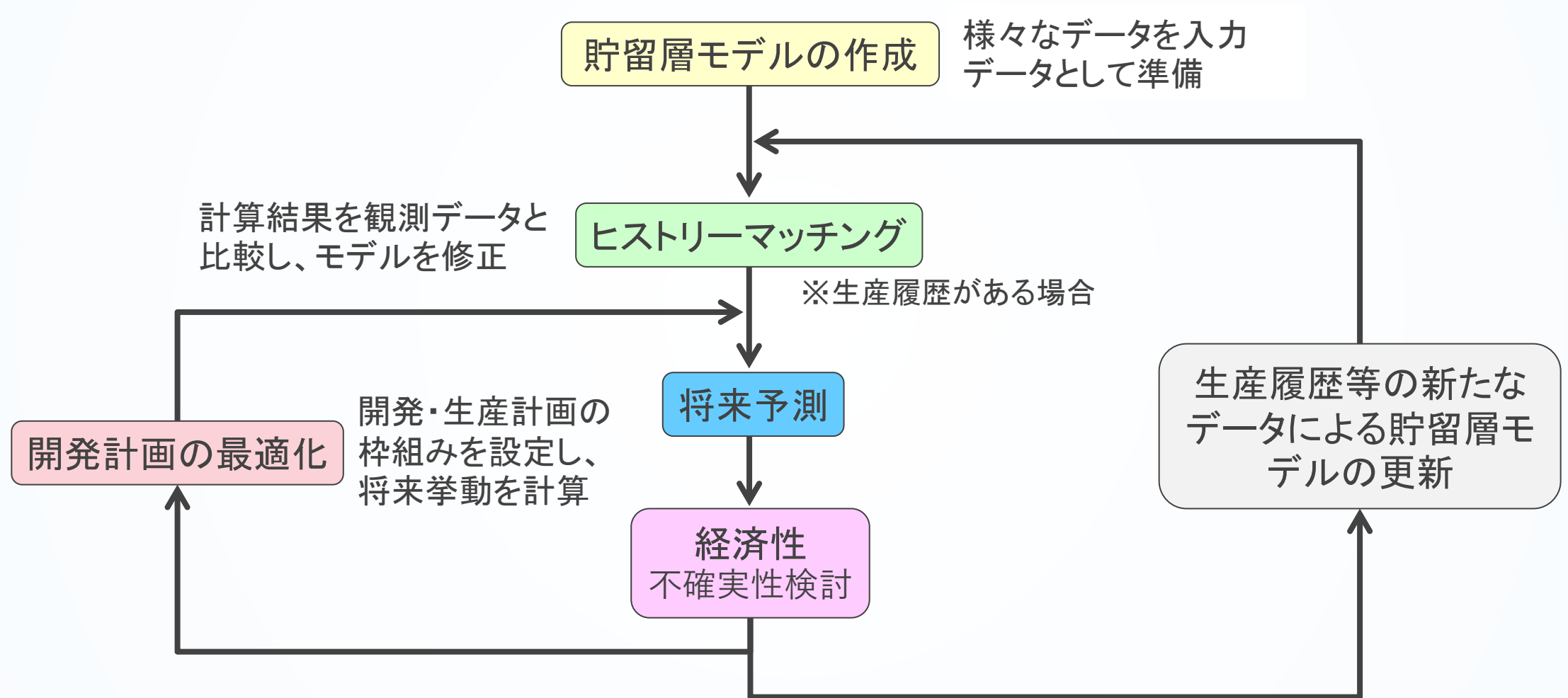
代表的な製品例を記載

※ Lawrence Berkeley National Laboratory（米国エネルギー省の国立研究所、カリフォルニア大学が管理・運営）

② 主要なジオメカニクスシミュレータ

Visage（SLB）、FLAC3D（Itasca）など
岩盤の応力、変形、破壊などを解析
貯留層シミュレータと連成して使用される場合もある

貯留層シミュレーションの流れ



貯留層シミュレーションの入出力

地震探鉱

貯留層の形状、断層

物理検層

孔隙率、飽和率

コア分析

浸透率、孔隙率、毛細管圧力、相対浸透率

坑井試験

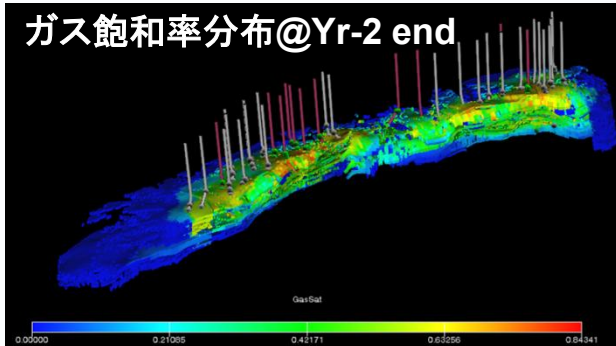
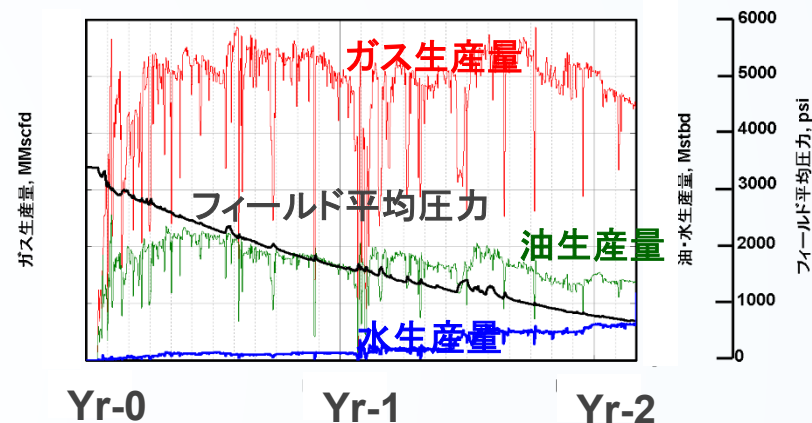
浸透率、生産指数

PVT試験

PVT特性、流体組成

貯留層モデル

シミュレーション出力



坑井データは限られた位置の情報
→ 坑井間の物性分布を推定
→ モデルの不確実性

貯留層の基本物性とダルシーの法則

孔隙率

$$\phi = \frac{\text{孔隙容積}}{\text{岩石全体の容積}}$$

飽和率

$$S_n = \frac{\text{流体相}n\text{の容積}}{\text{孔隙容積}}$$

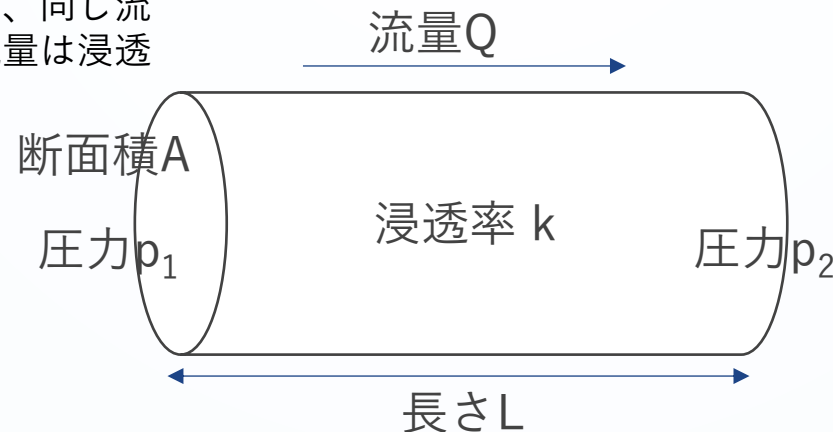
浸透率

ダルシーの法則

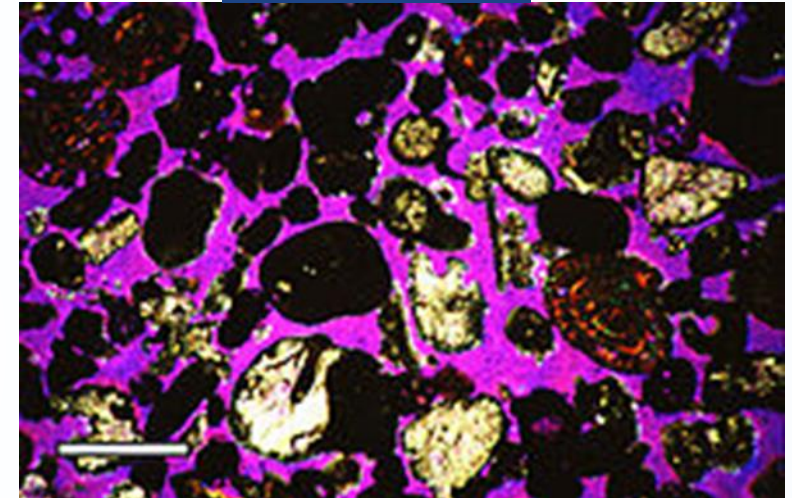
(多孔質媒体を流体が移動するとき、同じ流体であれば、単位断面積当たりの流量は浸透率と圧力勾配に比例する)

$$\left[\frac{Q}{A} \right] = - \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{L}$$

ダルシー流速



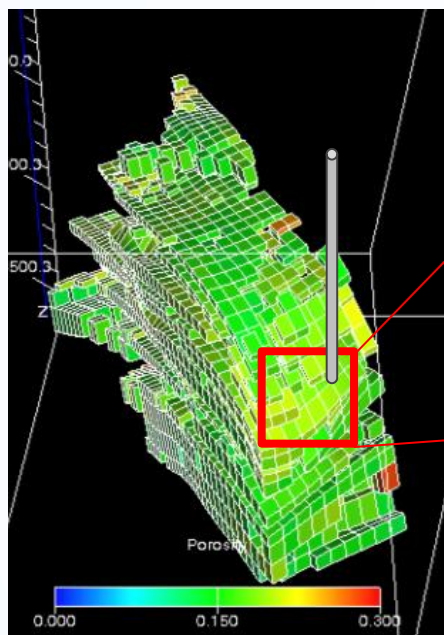
多孔質媒体



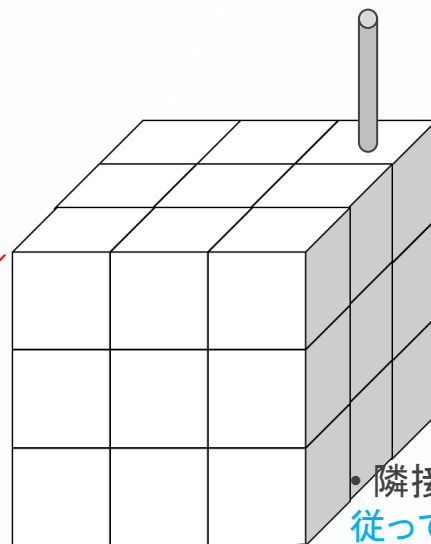
[Jstuby, "Porosity thin section GP", CC BY-SA 3.0](#)

シミュレーションの概念

シミュレーションセル



ガス・油・水の生産



- 隣接セル同士でダルシー則に従って流体が移動する
- セルごとに物質収支が成立するように圧力、飽和率、各相の成分組成を求める

セル単位で

- 物性値(孔隙率や浸透率)
 - 圧力
 - 飽和率
- が与えられる

支配方程式：各成分の質量保存式+ダルシーの法則

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\sum_{n=1}^{N_p} C_{mn} \rho_n S_n \phi \right) = \nabla \cdot \left[\sum_{n=1}^{N_p} \frac{C_{mn} \rho_n k k_{rn}}{\mu_n} (\nabla p_n - \gamma_n \nabla D) \right], \quad m = 1, 2, \dots, N_c$$

N_p : 流体相の数 N_c : 流体成分の数

C_{mn} : n 相中の成分 m の質量割合 S_n : n 相の飽和率

ϕ : 孔隙率 k_{rn} : n 相の相対浸透率

$$\sum_{n=1}^{N_p} S_n = 1$$

$$\sum_{M=1}^{N_c} C_{mM} = 1, \quad n = 1, 2, \dots, N_p$$

不確実性評価

■ 地下の情報には不確実性がある

- 地震探鉱や坑井から得られる情報は限られており、貯留層の性質やその分布を一意に特定することはできない。

■ 複数の「あり得る貯留層モデル」を作成

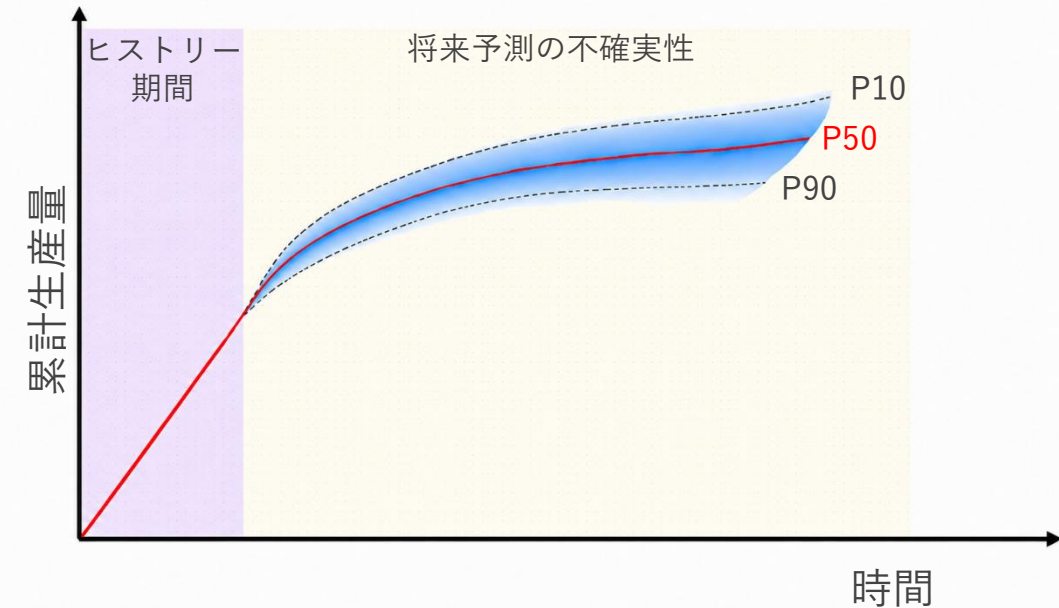
- 地質構造、孔隙率、浸透率、断層のシール性、相対浸透率などを想定される範囲で変化させ、それらを組み合わせて複数のモデルを作成する。

■ 各モデルで将来予測

- 複数のモデルについて将来予測計算を行うことで、予測結果の幅を評価する。

■ 意思決定へ

- 生産量・埋蔵量・経済性などをP10／P50／P90等で評価し、開発計画や投資判断に利用する。



CCSにおける貯留層シミュレーション

CCSにおける貯留層シミュレーションとは

基本的な計算原理は石油・ガス開発と共通。

石油・ガス開発では油・ガスの生産を予測するのに対し、CCSではCO₂の圧入から長期貯留までの挙動を予測する。

石油・ガス開発とCCSの貯留層シミュレーション

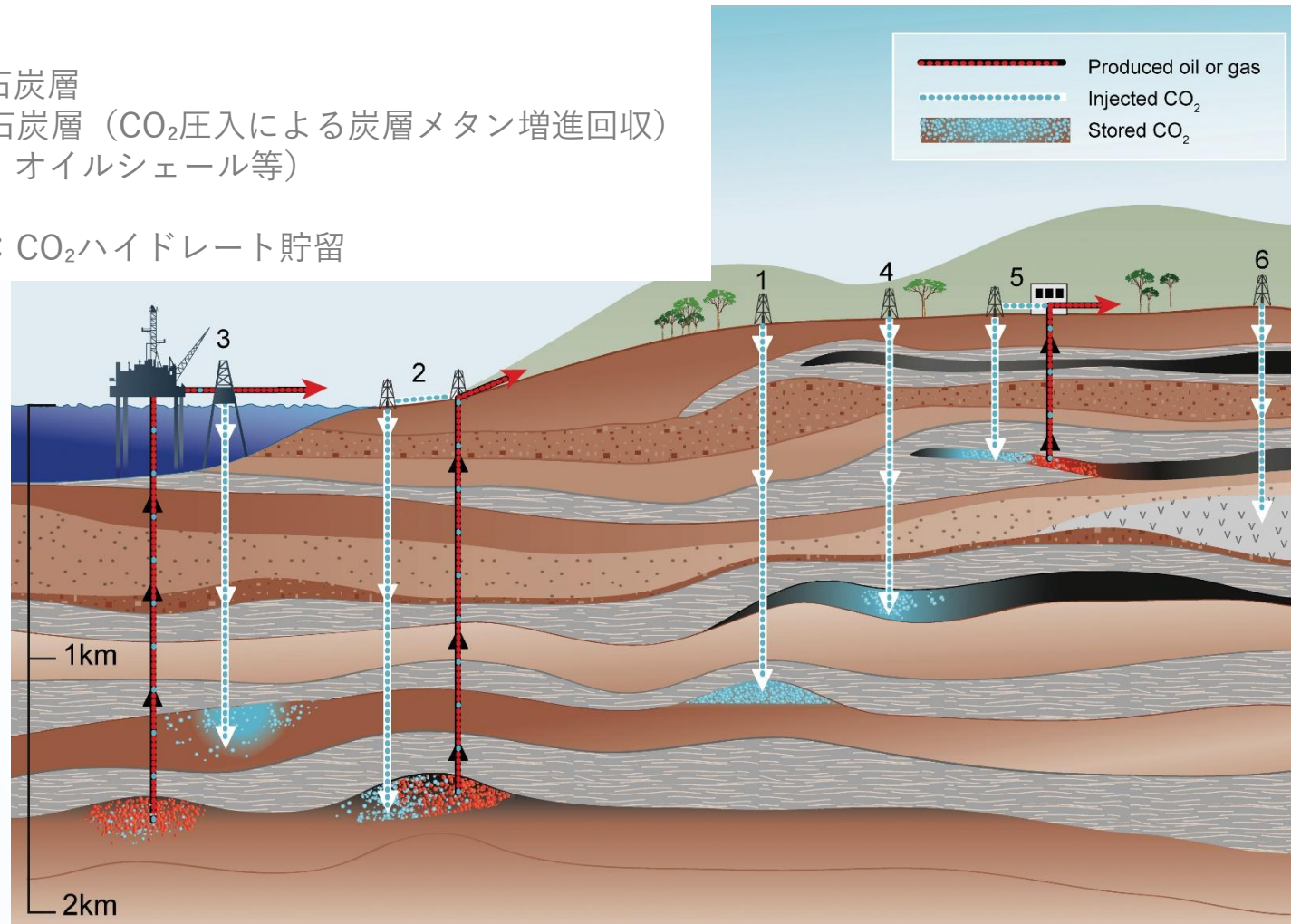
	石油・ガス開発	CCS
事業の目的	地下の油・ガスを生産する	CO ₂ を地下に圧入、長期貯留する
シミュレーションの主な評価対象	回収量、生産・圧入挙動	貯留可能量、圧入性、安定性、封じ込め性、安全性
シミュレータ	ブラックオイルモデル 多成分型モデル	多成分型モデル
主に扱う現象・メカニズム	油・水・ガスの多相流動 炭化水素系の相挙動 排油機構	CO ₂ ・地層水の多相流動（残留トラップを含む） CO ₂ ・地層水系の相挙動（CO ₂ の地層水への溶解を含む） 毛細管作用による遮蔽層へのCO ₂ 侵入の抑制
評価期間	生産期間（数十年）	圧入期間+圧入終了後（数百～数千年）

遮蔽層：貯留層の上部を覆い、CO₂の上方への移動を防ぐ低浸透性の地層

代表的なCCSの候補貯留層

1. 枯渇油ガス田
2. 油層 (CO₂-EOR)
3. 深部塩水帯水層
4. 採掘困難な深部石炭層
5. CO₂-ECBM対象石炭層 (CO₂圧入による炭層メタン増進回収)
6. その他 (玄武岩、オイルシェール等)

研究段階の貯留方式：CO₂ハイドレート貯留



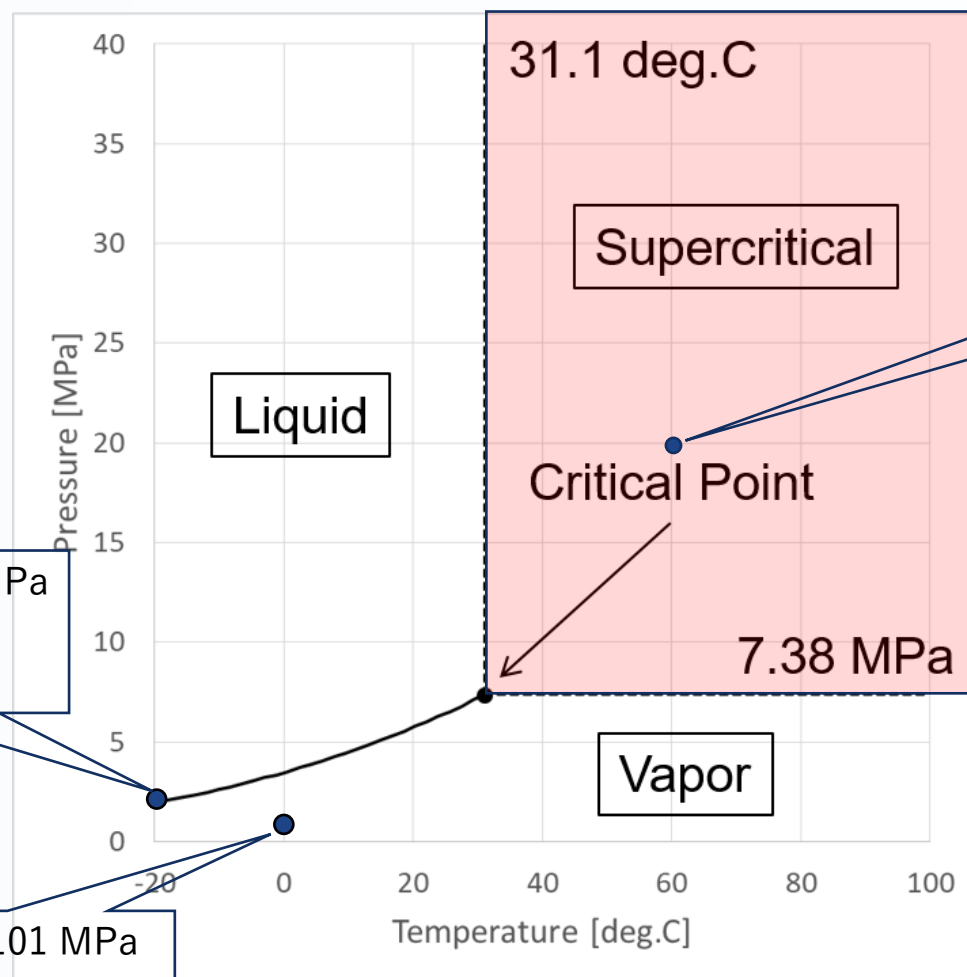
CO₂の相挙動と超臨界状態

➤ $T \geq 31.1\text{ }^{\circ}\text{C}$ かつ $P \geq 7.38\text{ MPa}$

✓ 高密度
✓ 低粘度



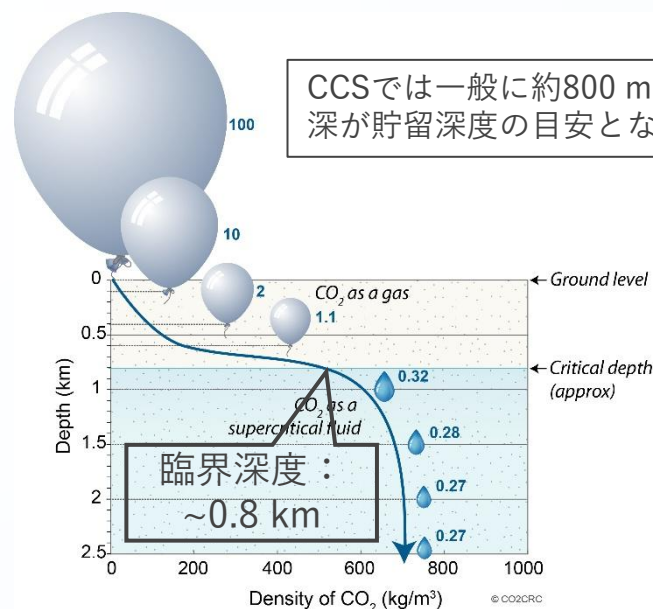
貯留や圧入に
好都合



超臨界 60°C, 20 MPa

723.7 (kg/m³)
6.0 × 10⁻⁵ (Pa·s)

CCSでは一般に約800 m以
深が貯留深度の目安となる



出典：CO2CRC Limited

JOE 日本オイルエンジニアリング株式会社
JAPAN OIL ENGINEERING CO., LTD.

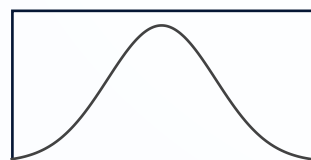
CCSプロジェクトの進展と貯留層評価

プロジェクト初期は簡易的な評価から始め、進展に伴ってデータを増やし、モデルと評価を詳細化していく

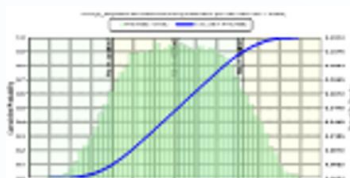
	① サイトスクリーニング・初期評価	② サイト特性評価・開発計画	③ 圧入・操業・閉鎖
データ	既存地震探査データ、既存坑井データ等	新規評価井データ（コア、検層、坑井試験等）	圧入・圧力・モニタリングデータ
貯留層評価、シミュレーション	容積法、物質収支法、簡易モデル、感度分析・シナリオ評価	詳細モデル、確率論的不確実性評価	ヒストリーマッチング・モデル更新
主な評価	貯留可能量、圧入性、封じ込め性、安全性の概略評価	貯留可能量、圧入性、CO ₂ 分布、圧力、安全性の詳細評価	実績との比較、予測更新、圧入最適化・長期挙動予測
意思決定	候補サイト選定	開発・投資判断	操業管理・閉鎖判断

不確実性大

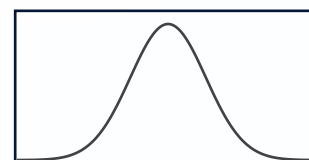
不確実性小



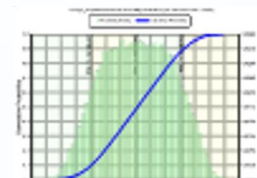
浸透率 etc.



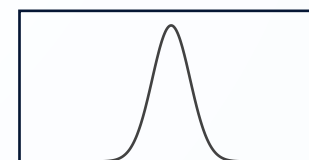
CO₂ 貯留可能量



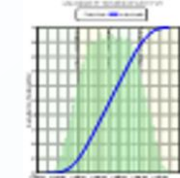
浸透率 etc.



CO₂ 貯留可能量



浸透率 etc.



CO₂ 貯留可能量

CCS貯留層シミュレーションによる評価項目 (1/2)

■ 貯留可能量

- 対象とする範囲（鉱区、地質構造・断層によって定められた範囲）にどれくらいのCO₂を貯留できるか。

■ 圧入性

- 単位圧力差当たり、どれくらいのレートで圧入できるか。

圧入性 = 圧入レート ÷ (坑底圧力 - 貯留層圧力)

圧入性が高い = 同じ圧力差でより多く圧入できる

- 坑底圧力には地層破壊圧などによる上限があるため、圧入性が高いほど目標圧入レートを達成しやすい。
- 圧入性が低い場合は必要な圧入井数が増え、コスト増につながる。

■ CO₂の安定化

- 圧入したCO₂の移動性が、長期的に低下していくか。
 - 残留トラップ、地層水への溶解、鉱物化などによって、CO₂が移動しにくい状態になることを評価する。

CCS貯留層シミュレーションによる評価項目（2/2）

■ 封じ込め性

- 圧入したCO₂が意図した範囲内に保持されるか。
 - 遮蔽層へのCO₂侵入および上位層への移動
 - 漏洩経路となり得る断層・既存坑井へのCO₂プルーム（CO₂の分布域）の到達
 - 断層再活動に伴う断層の透水性変化による漏洩
 - 遮蔽層の破壊リスク

■ 安全性

- CO₂圧入に伴う圧力や応力の変化が、周辺に好ましくない影響を及ぼさないか。
 - 断層再活動・誘発地震リスク
 - 地表・海底面の隆起または沈降
 - 浅部地下水（飲用地下水層）へのCO₂・塩水の流入

青字はジオメカニクス評価を用いる項目

CO₂の貯留メカニズム

CO₂が存在する相

■ 構造・層位トラップ

- 浮力で上昇するCO₂が、遮蔽層やシール性を持つ断層によって上方への移動を阻止される。

超臨界CO₂相
(可動)

■ 残留トラップ

- 毛管作用によってCO₂が孔隙内に取り残され、移動できなくなる。

超臨界CO₂相
(トラップ)

■ 溶解トラップ

- CO₂と地層水が接触し、CO₂が地層水に溶解して貯留される。時間経過とともにCO₂溶解量は増加する。

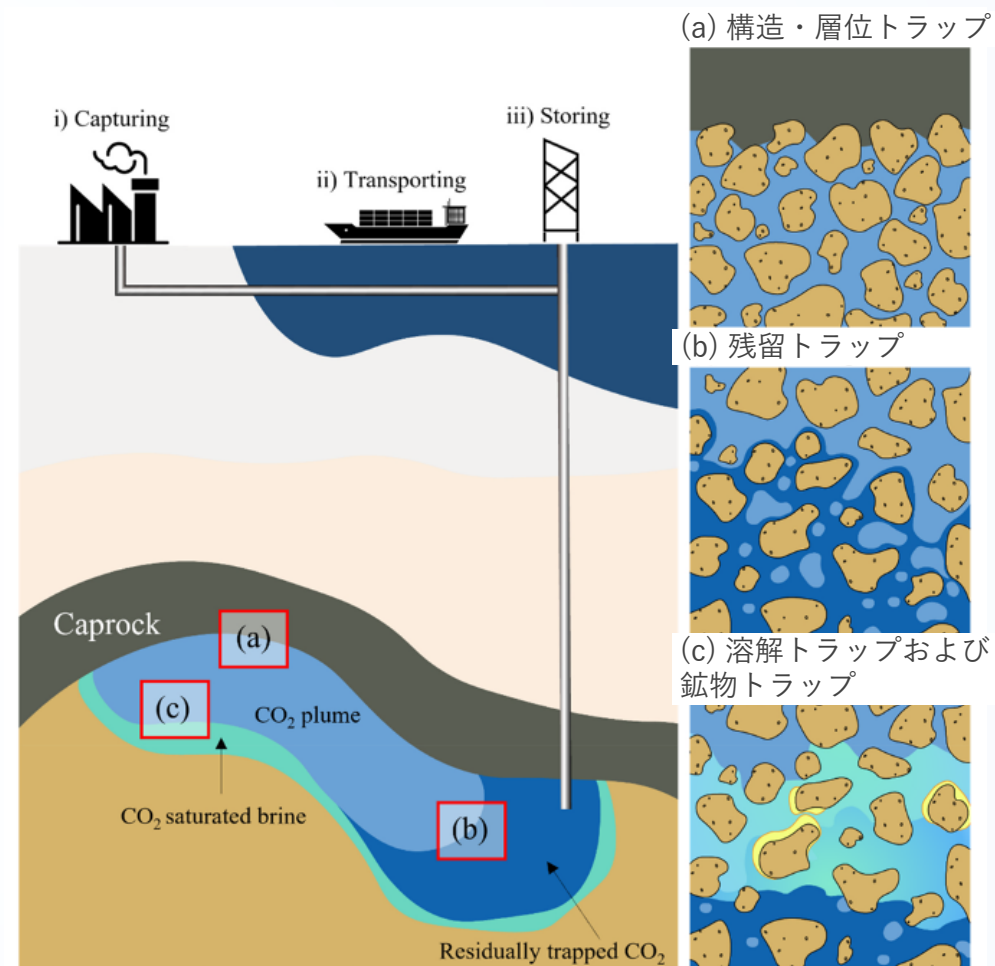
水相

■ 鉱物トラップ

- 水に溶解したCO₂が岩石中の成分と反応し、安定な炭酸塩鉱物として固定される。

固相

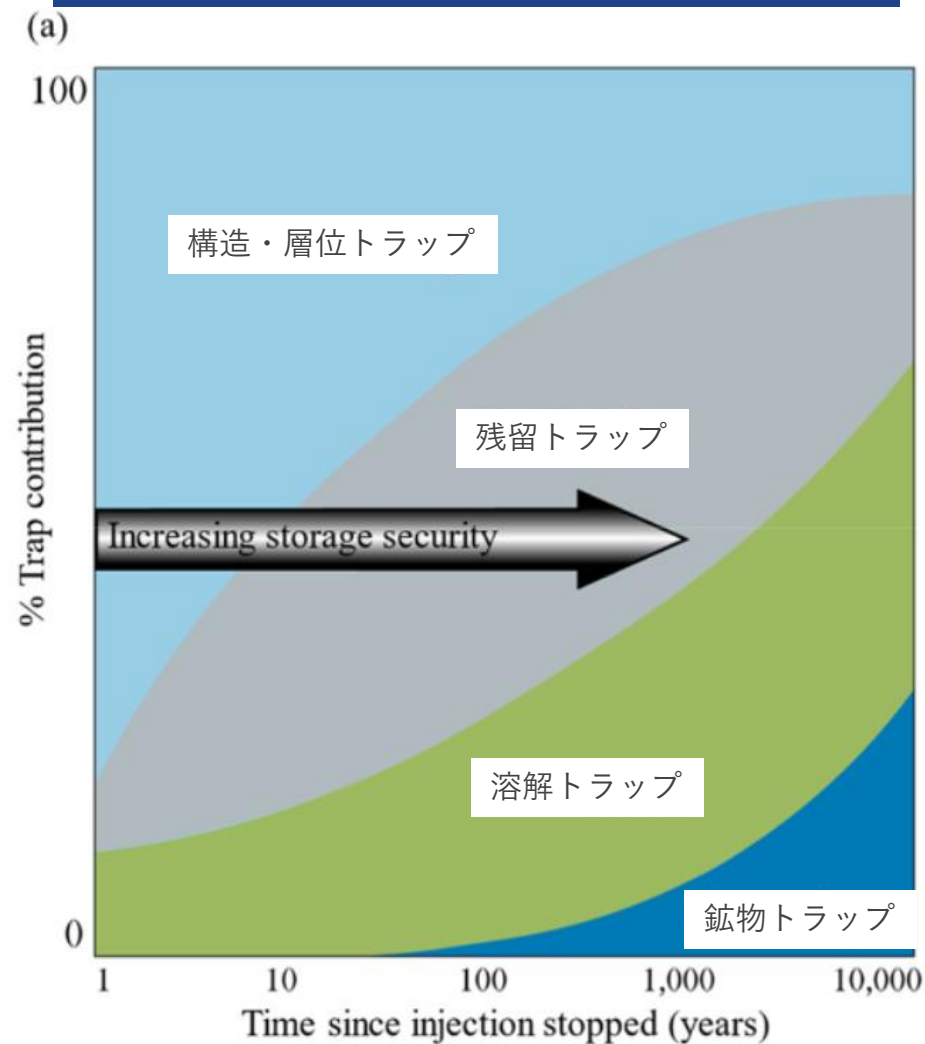
安定



Kim et al. (2023), Fig. 1 を改変, © 2023 The Authors, CC BY 4.0

時間経過によるCO₂貯留メカニズムの推移

一般的な堆積岩貯留層（砂岩等）

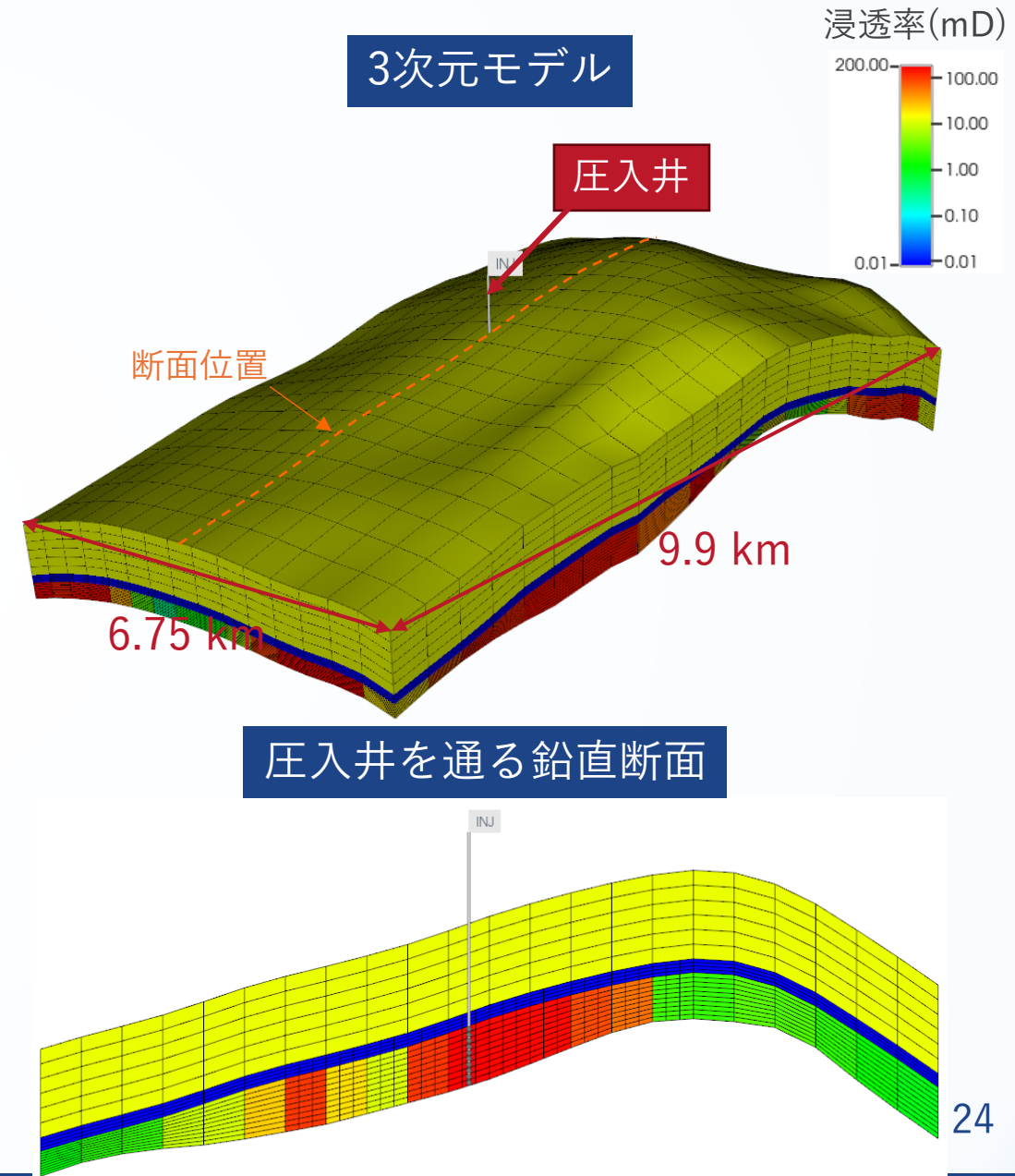


[Kim et al. \(2023\), Fig. 2](#) (IPCC, 2005を基にKim et al.が改変), © 2023 The Authors, [CC BY 4.0](#)

CCSシミュレーション事例

モデル設定 (1/2)

- CCSタイプ：帯水層
- 構造：背斜構造
- 深度：1,273 m-1,905 m
- 計算期間：225年間（圧入25年間+圧入終了後200年間）
- 境界条件：モデル最上層（K=1）全域および北・西・南側境界セルの孔隙容積を10倍
- 仮定：鉱物トラップ・ジオメカニクスは考慮しない



モデル設定 (2/2)

上位砂岩層

層厚：130 m

孔隙率：10 %

水平方向浸透率：20 mD

CO₂圧入井

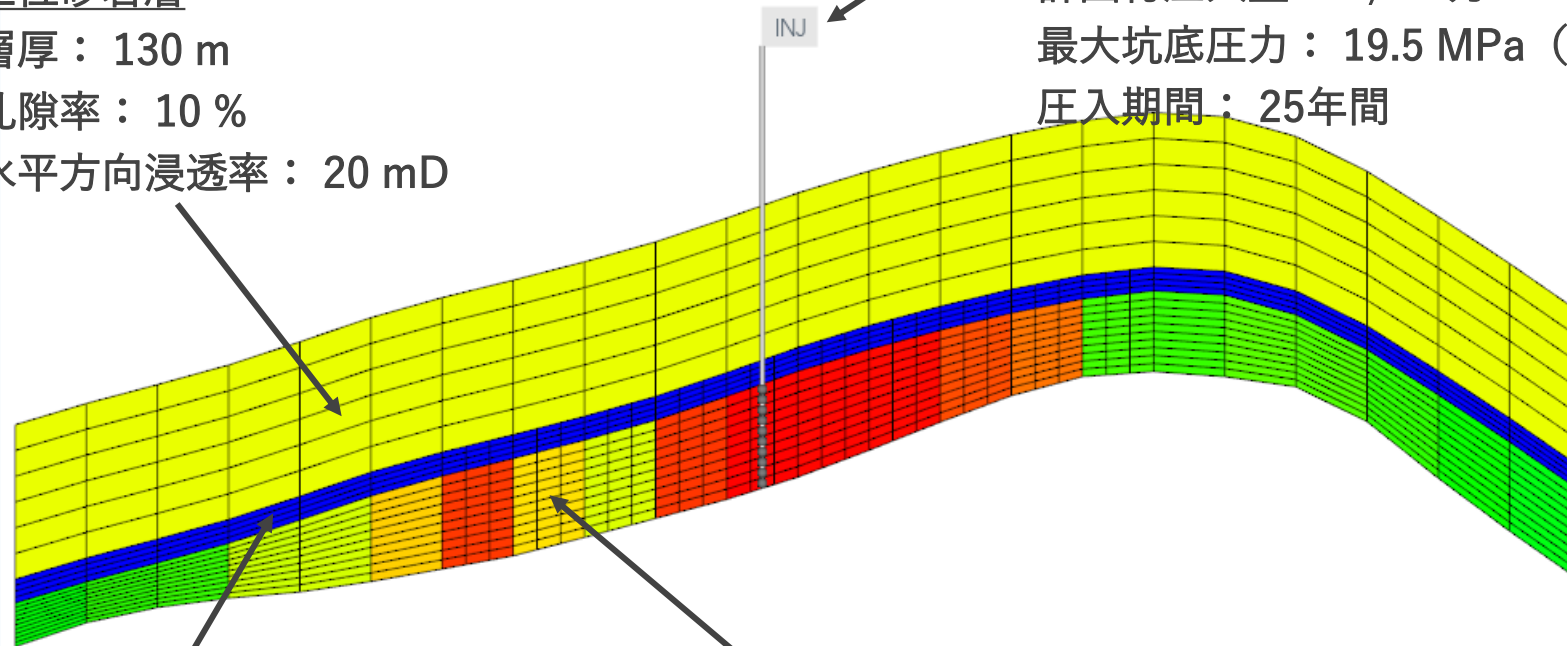
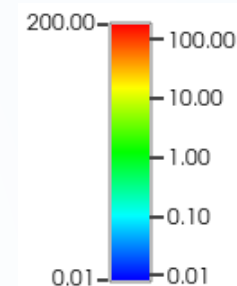
最大圧入レート：130万t/年

計画総圧入量：3,250万t

最大坑底圧力：19.5 MPa（地層破壊圧の90%）

圧入期間：25年間

浸透率(mD)



遮蔽層

層厚：20 m

浸透率：0.01 mD

スレッシュホールド圧：1,280 kPa

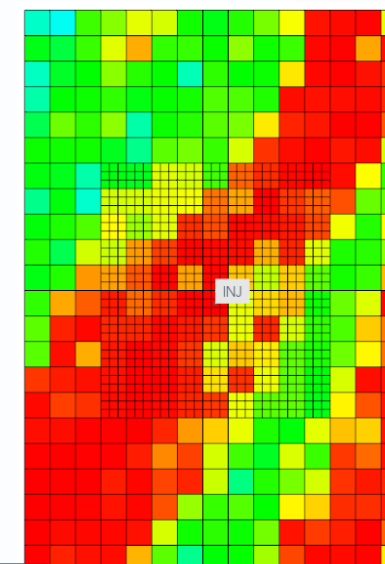
下位砂岩層（CO₂圧入対象層）

平均層厚：約62 m

孔隙率：1-30 %

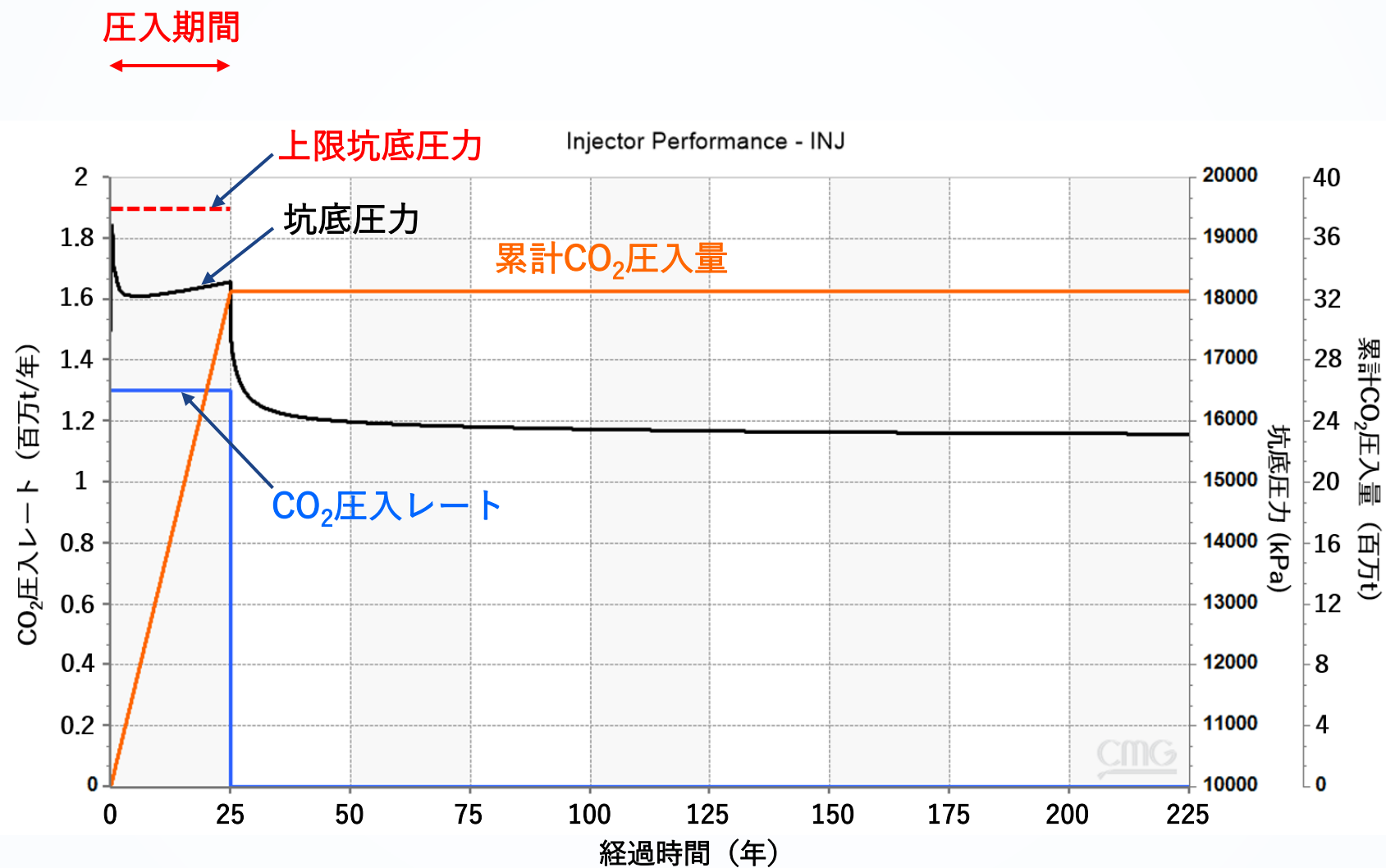
水平方向浸透率：0.15-200 mD

下位砂岩層の浸透率分布 （平面図）



スレッシュホールド圧：CO₂が遮蔽層に侵入し始めるために必要な、CO₂と地層水の圧力差

圧入井挙動



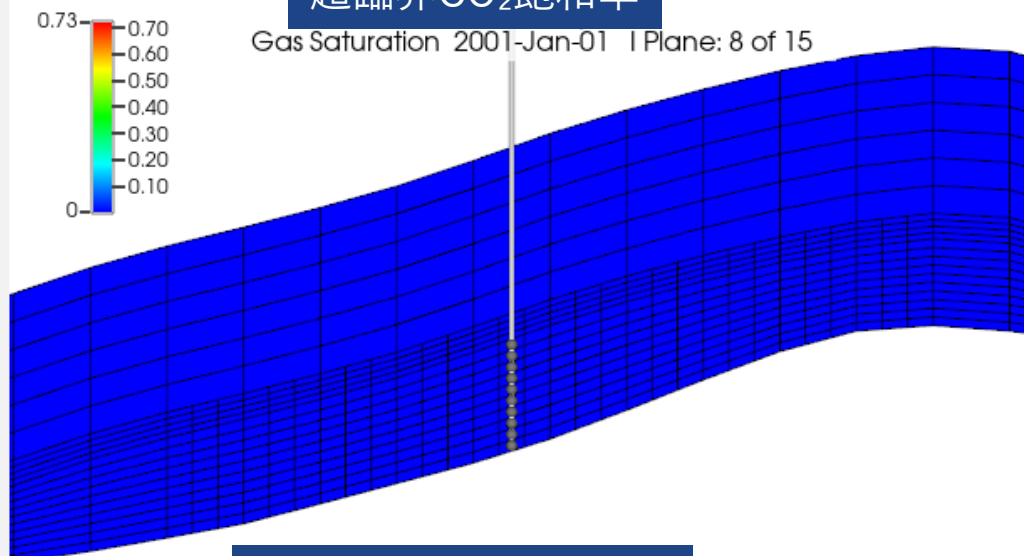
CO₂・圧力分布の時間変化

※発表時はアニメーションで時間変化を表示します。

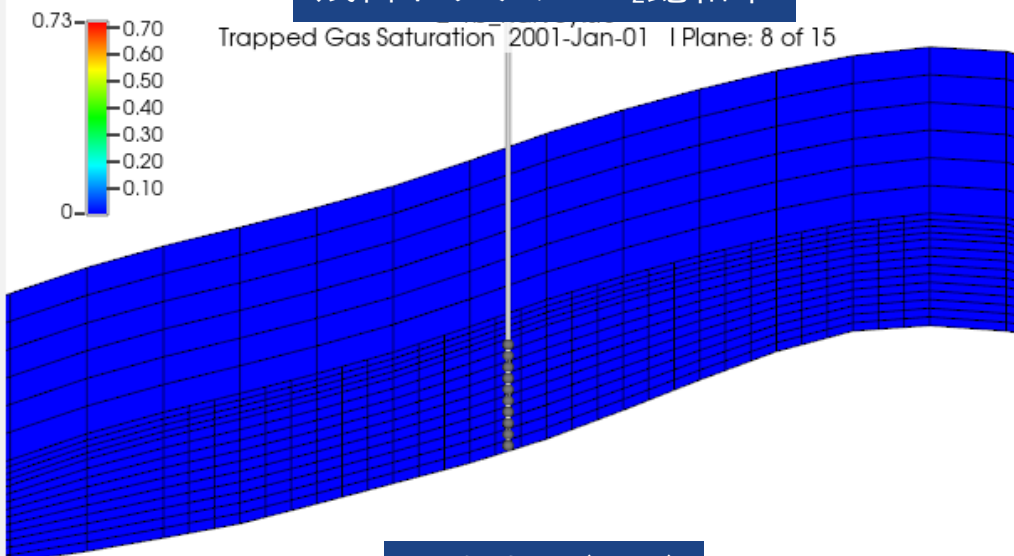
圧入井を通る鉛直断面

圧入開始時

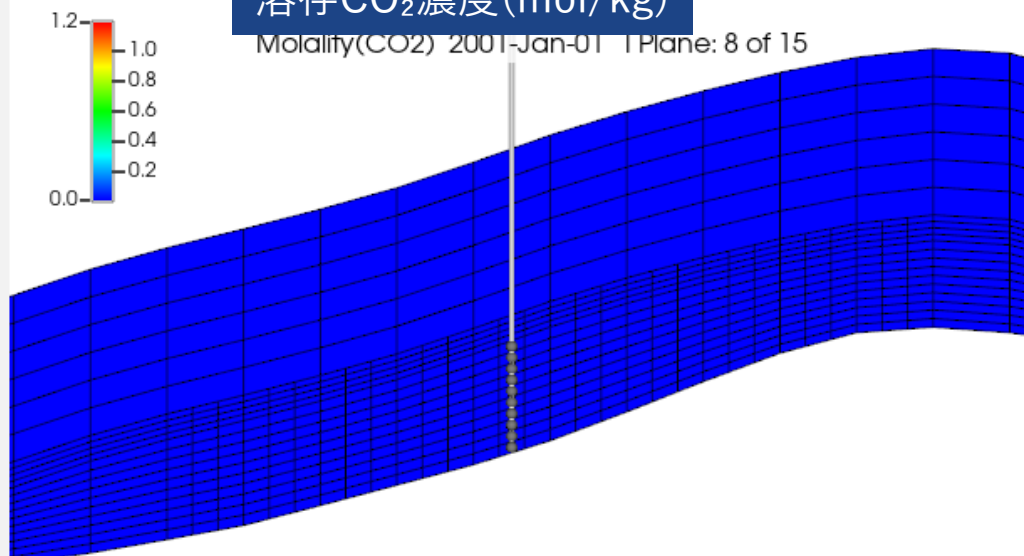
超臨界CO₂飽和率



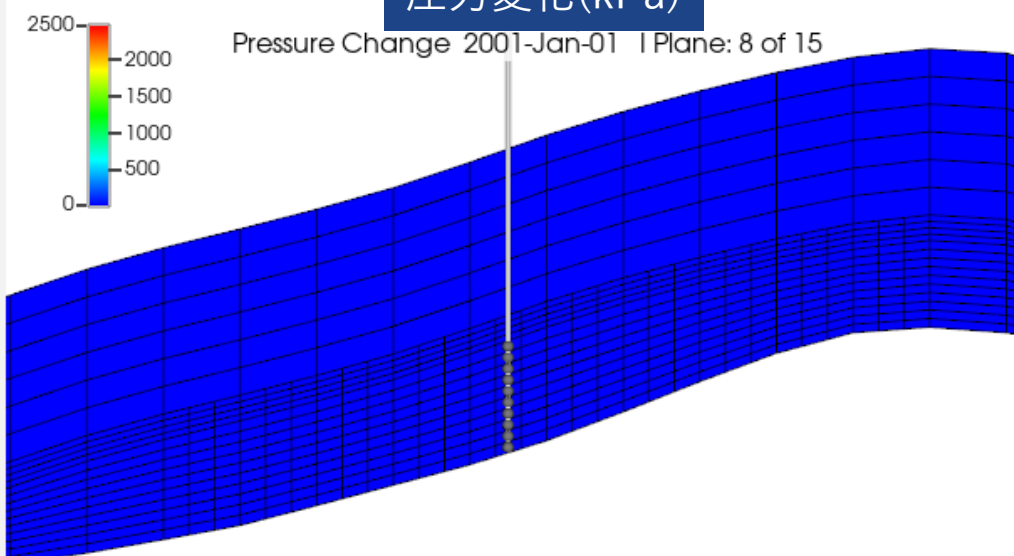
残留トラップCO₂飽和率



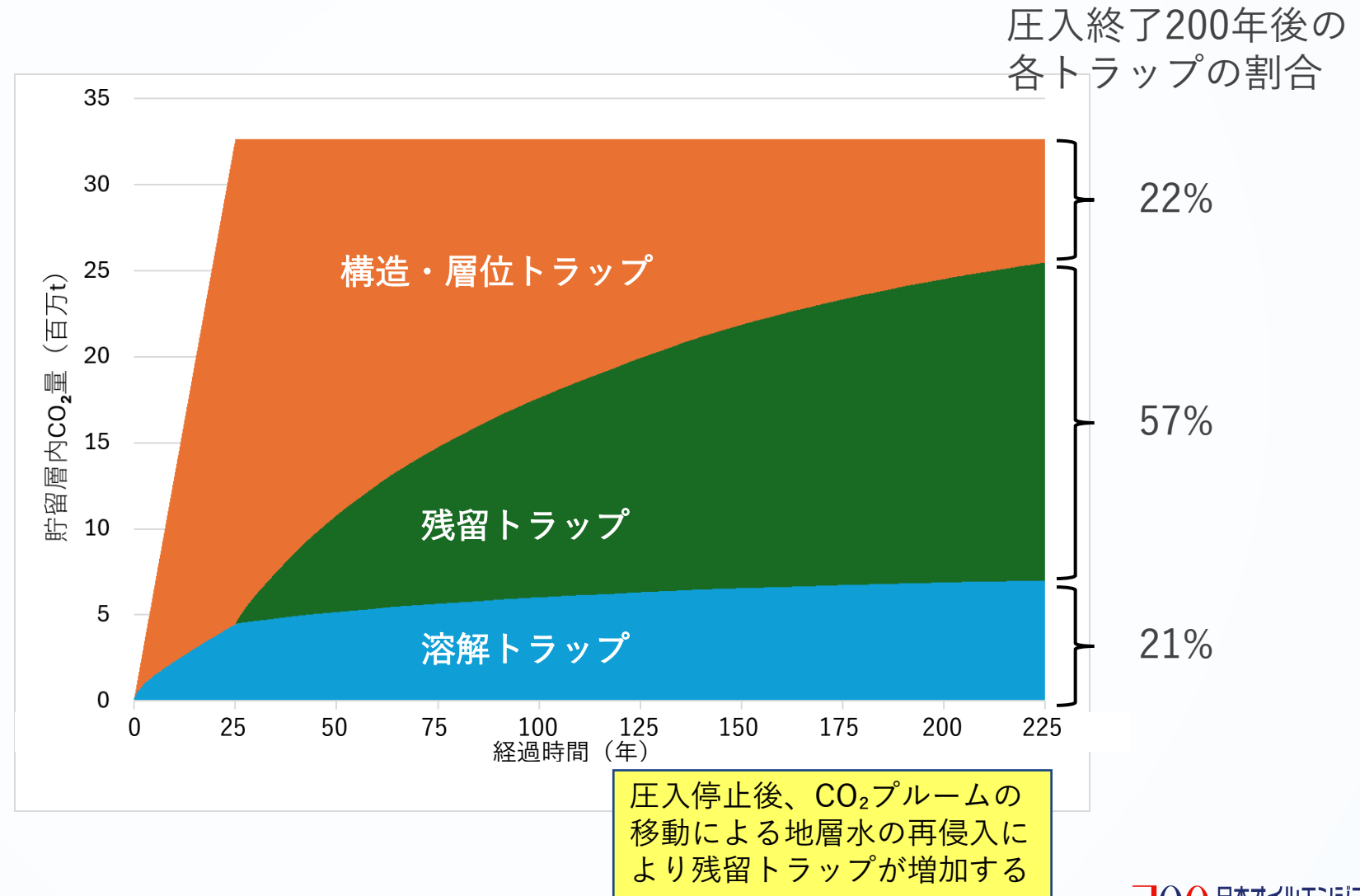
溶存CO₂濃度(mol/kg)



圧力変化(kPa)



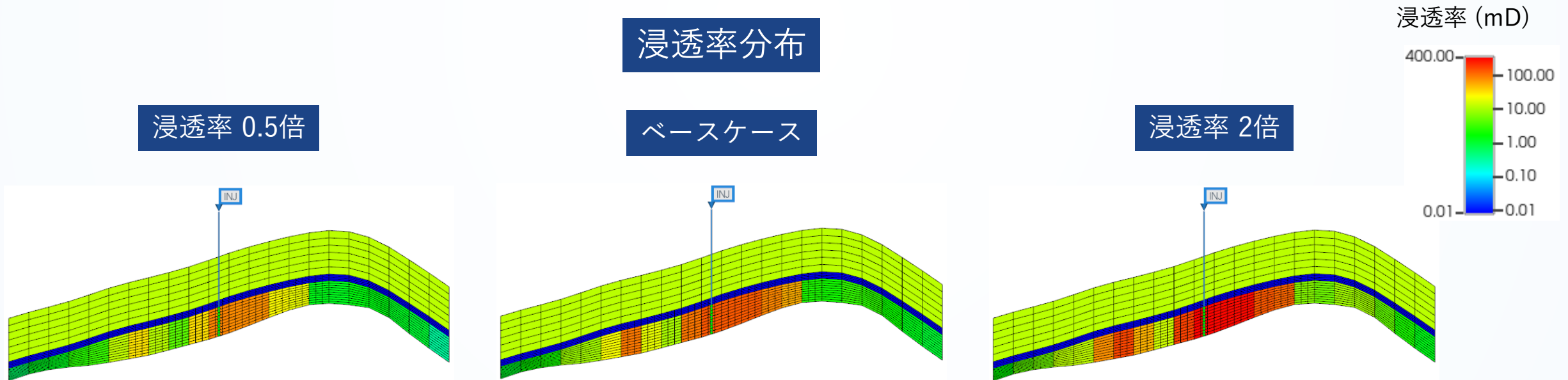
時間経過によるCO₂貯留メカニズムの推移



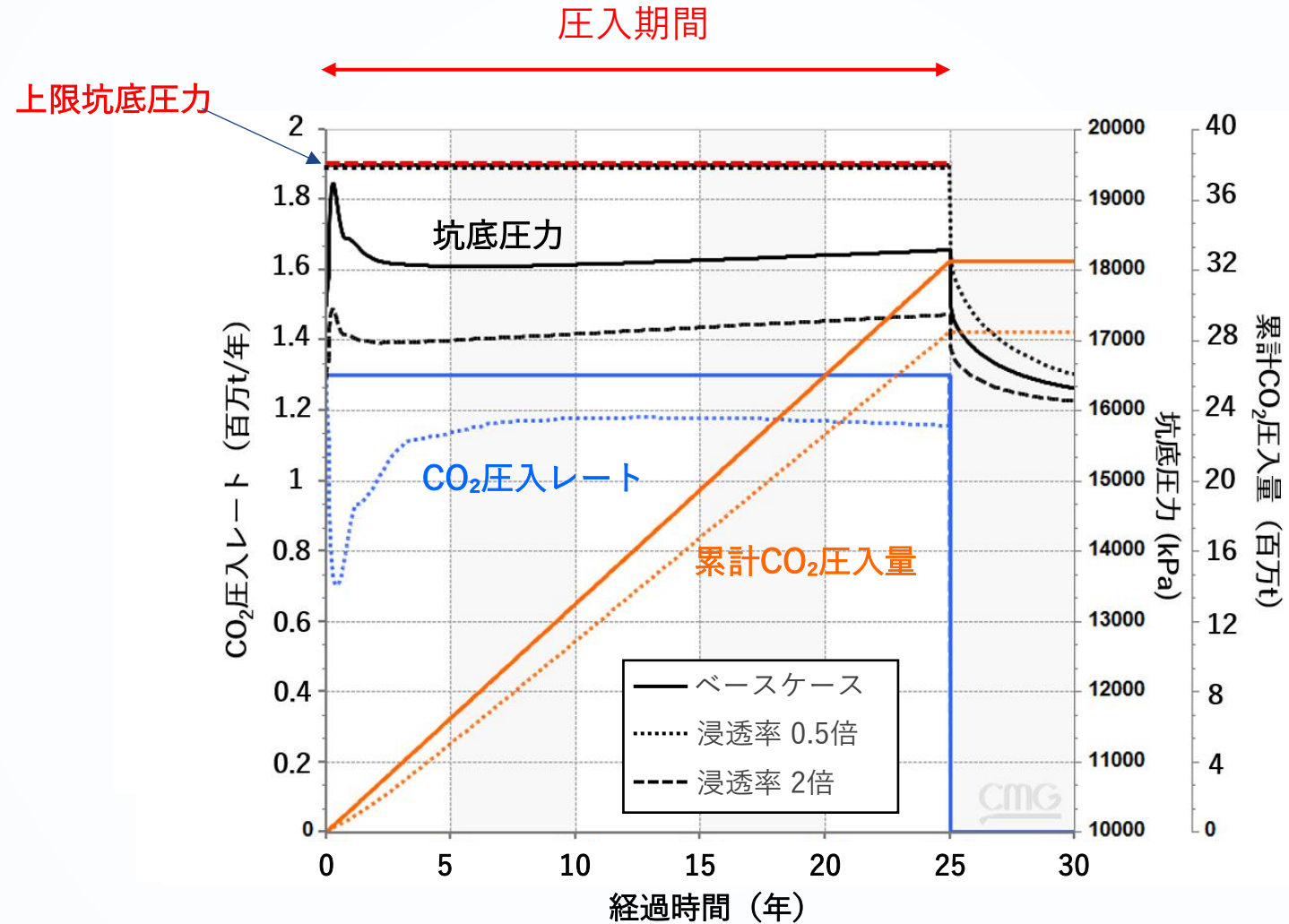
感度分析①（貯留層の浸透率）

貯留層の浸透率が圧入性・CO₂挙動に与える影響を確認する

ケース	貯留層浸透率倍率
ベースケース	1倍
浸透率 0.5倍	0.5倍
浸透率 2倍	2倍



圧入井挙動（貯留層浸透率の感度分析）



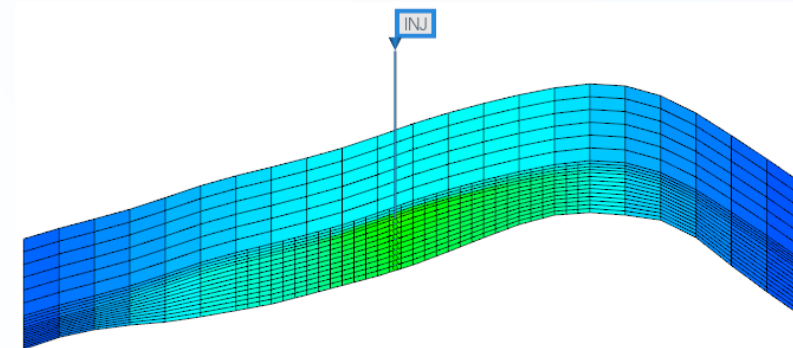
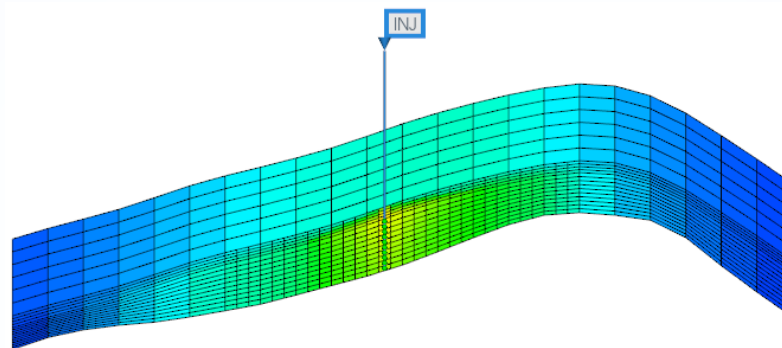
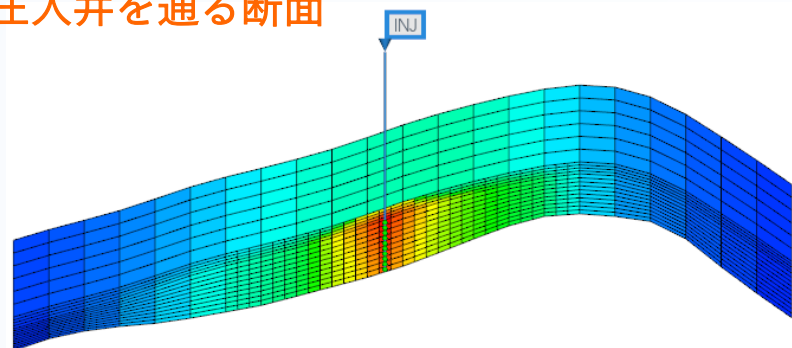
圧力変化（圧入終了時）

浸透率 0.5倍

ベースケース

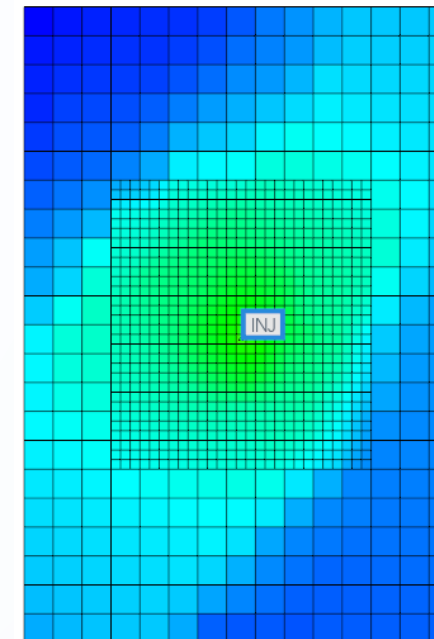
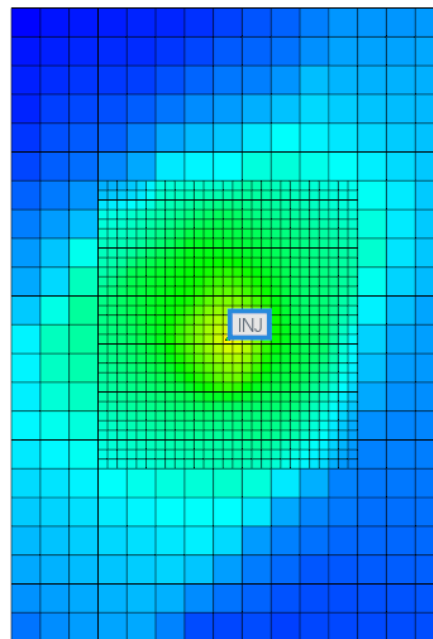
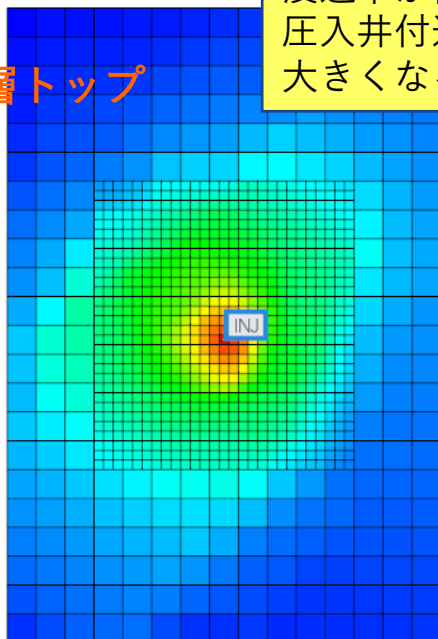
浸透率 2倍

圧入井を通る断面

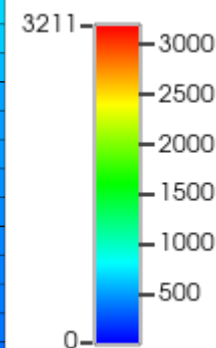


下位砂岩層トップ

浸透率が低いケースほど
圧入井付近の圧力上昇が
大きくなる



圧力変化
(kPa)



株式会社

31

JAPAN OIL ENGINEERING CO., LTD.

圧力変化（圧入終了200年後）

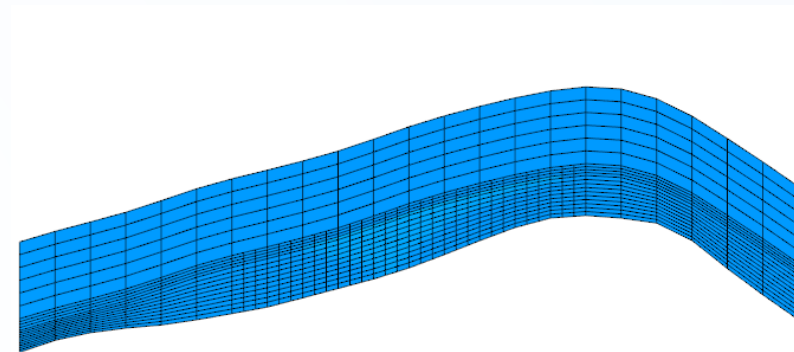
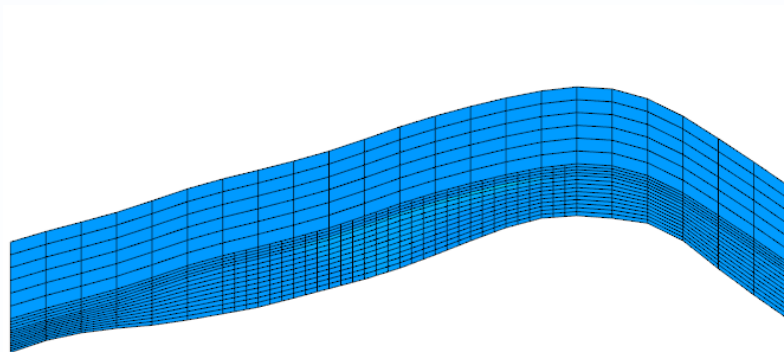
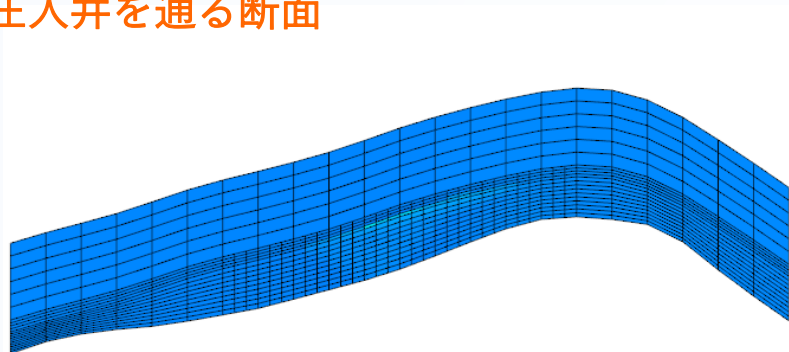
圧入井付近の圧力上昇は緩和し、
ケース間の差異は大幅に縮小

浸透率 0.5倍

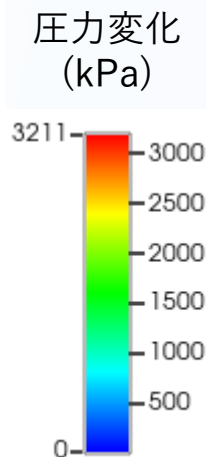
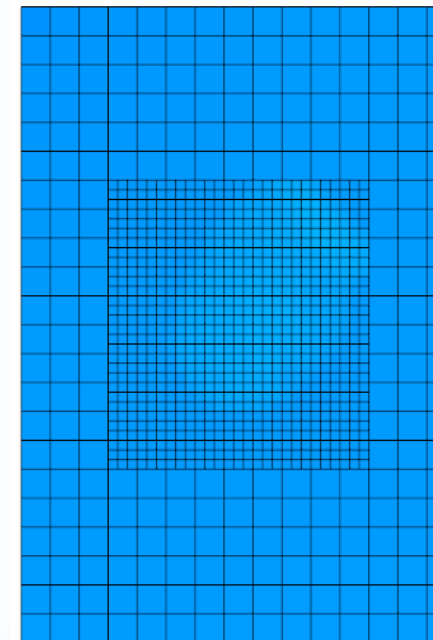
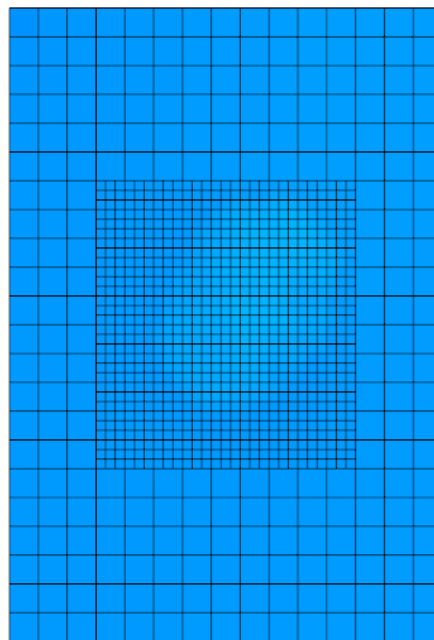
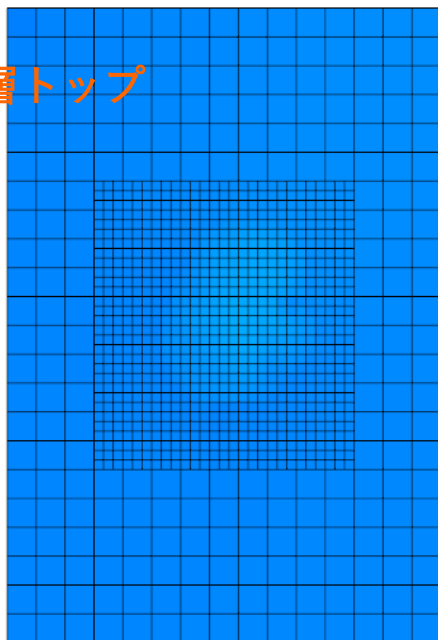
ベースケース

浸透率 2倍

圧入井を通る断面



下位砂岩層トップ



株式会社

32

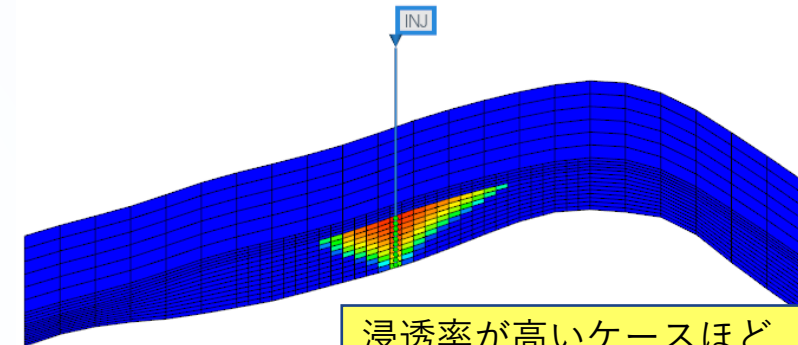
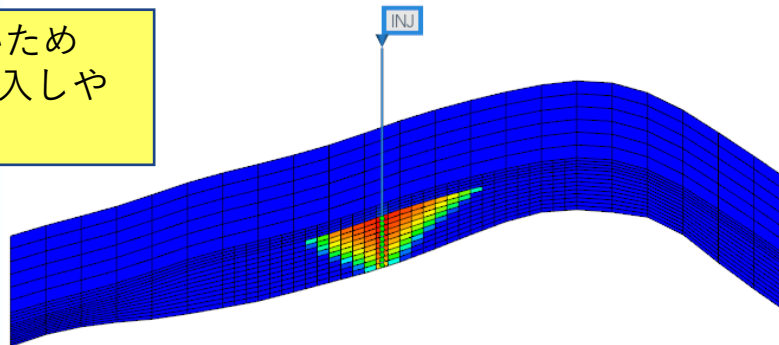
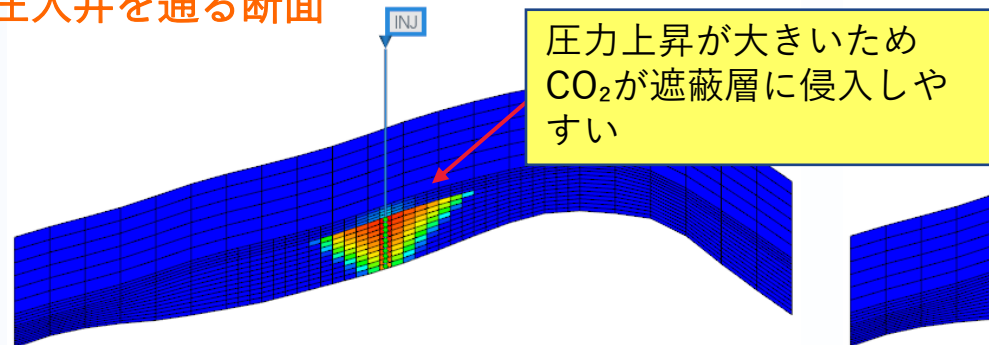
超臨界CO₂飽和率（圧入終了時）

浸透率 0.5倍

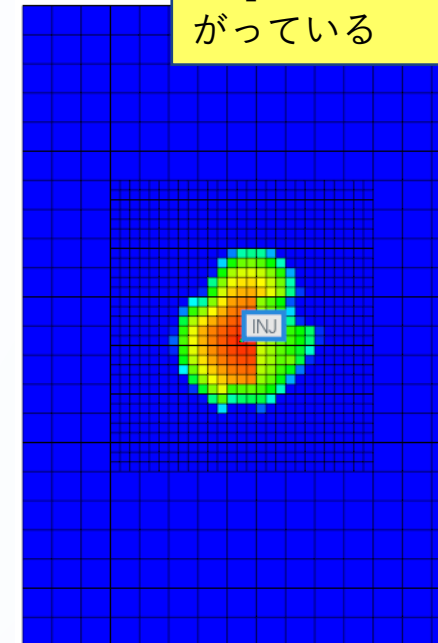
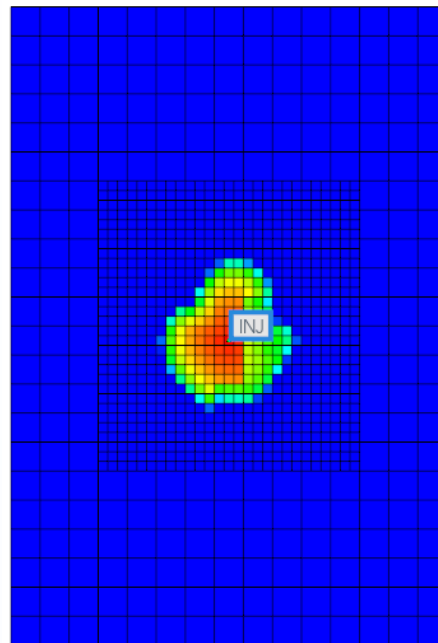
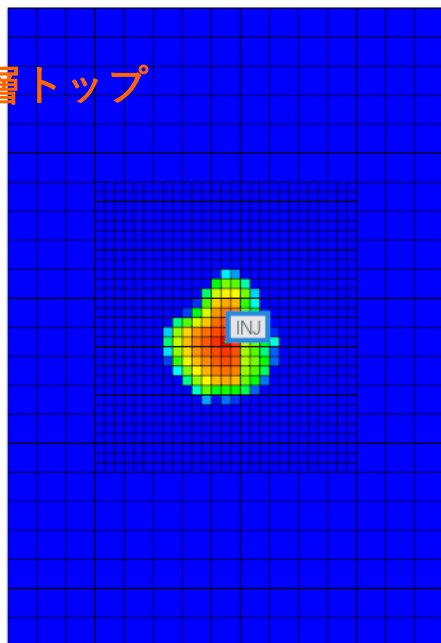
ベースケース

浸透率 2倍

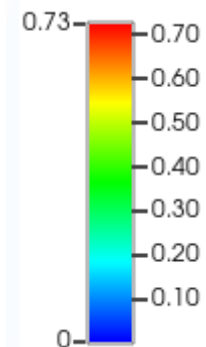
圧入井を通る断面



下位砂岩層トップ



CO₂飽和率



株式会社

33

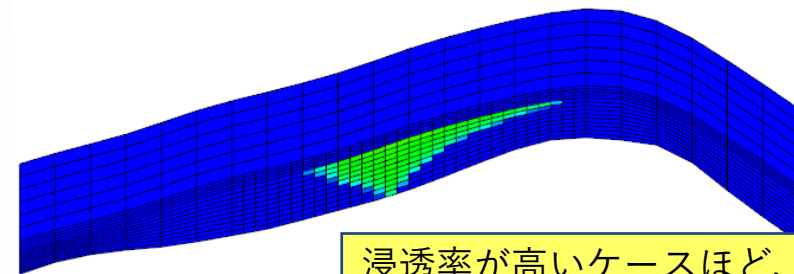
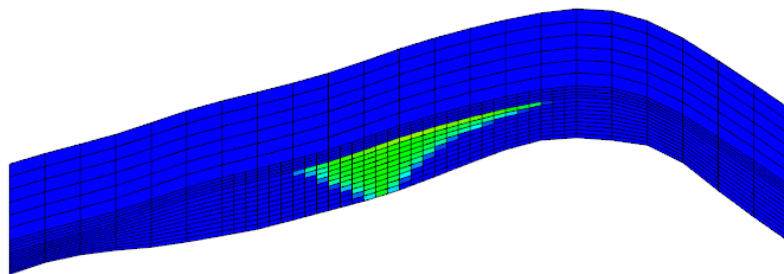
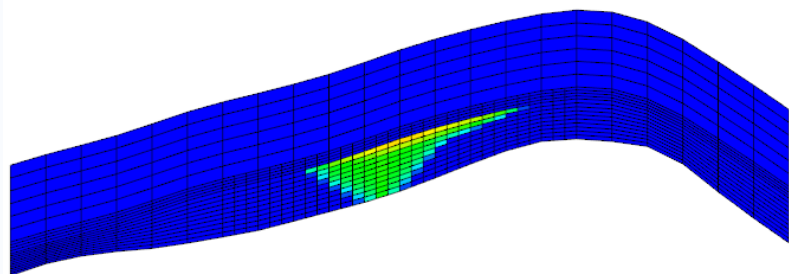
超臨界CO₂飽和率（圧入終了200年後）

浸透率 0.5倍

ベースケース

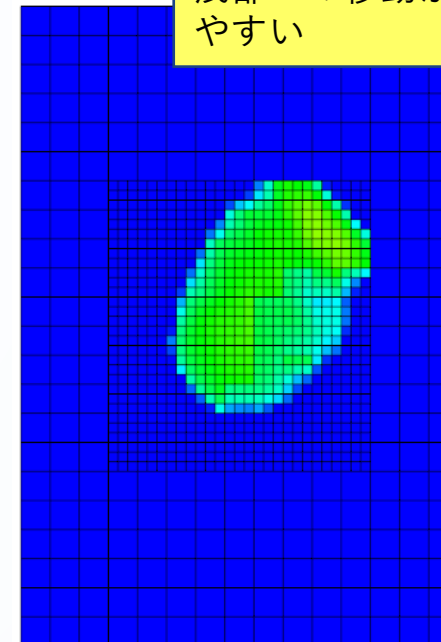
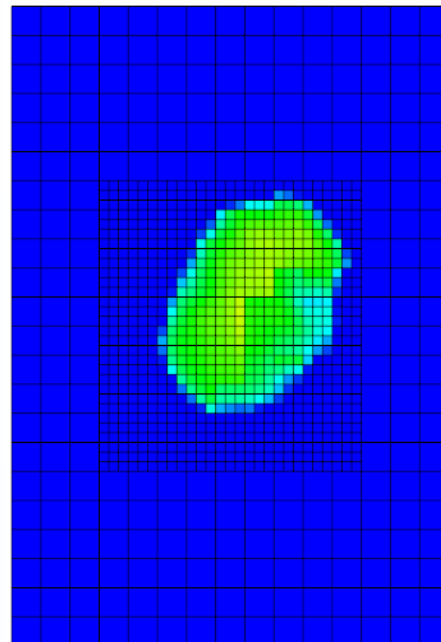
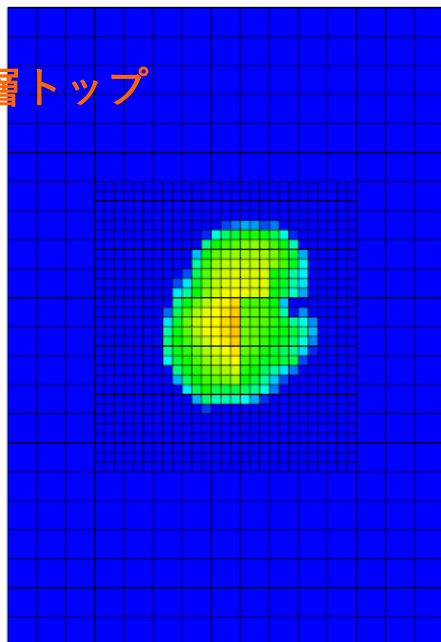
浸透率 2倍

圧入井を通る断面

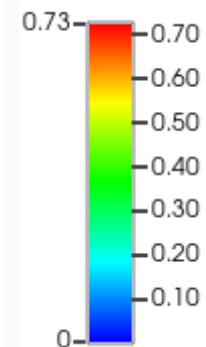


浸透率が高いケースほど、
浅部への移動がより起こり
やすい

下位砂岩層トップ



CO₂飽和率



株式会社

34

感度分析②（遮蔽層パラメータ）

遮蔽層パラメータ（遮蔽層の浸透率、スレッシュホールド圧）がCO₂の上方移動に与える影響を確認する

遮蔽性能を低下させる方向にそれぞれのパラメータを単独で変化

ケース	遮蔽層浸透率 (mD)	遮蔽層スレッシュ ホールド圧 Pt (kPa)
ベースケース	0.01	1280
浸透率増加ケース	0.1 (×10)	1280
Pt低下ケース	0.01	246 (約1/5)

※圧入井挙動への影響は限定的

毛細管圧力

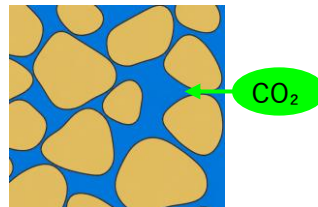
2つの流体相を隔てる曲がった界面の両側に生じる圧力差
一般に、非濡れ相圧力と濡れ相圧力の差 $P_c = P_{nw} - P_w$ として定義される

スレッシュホールド圧 (Pt)

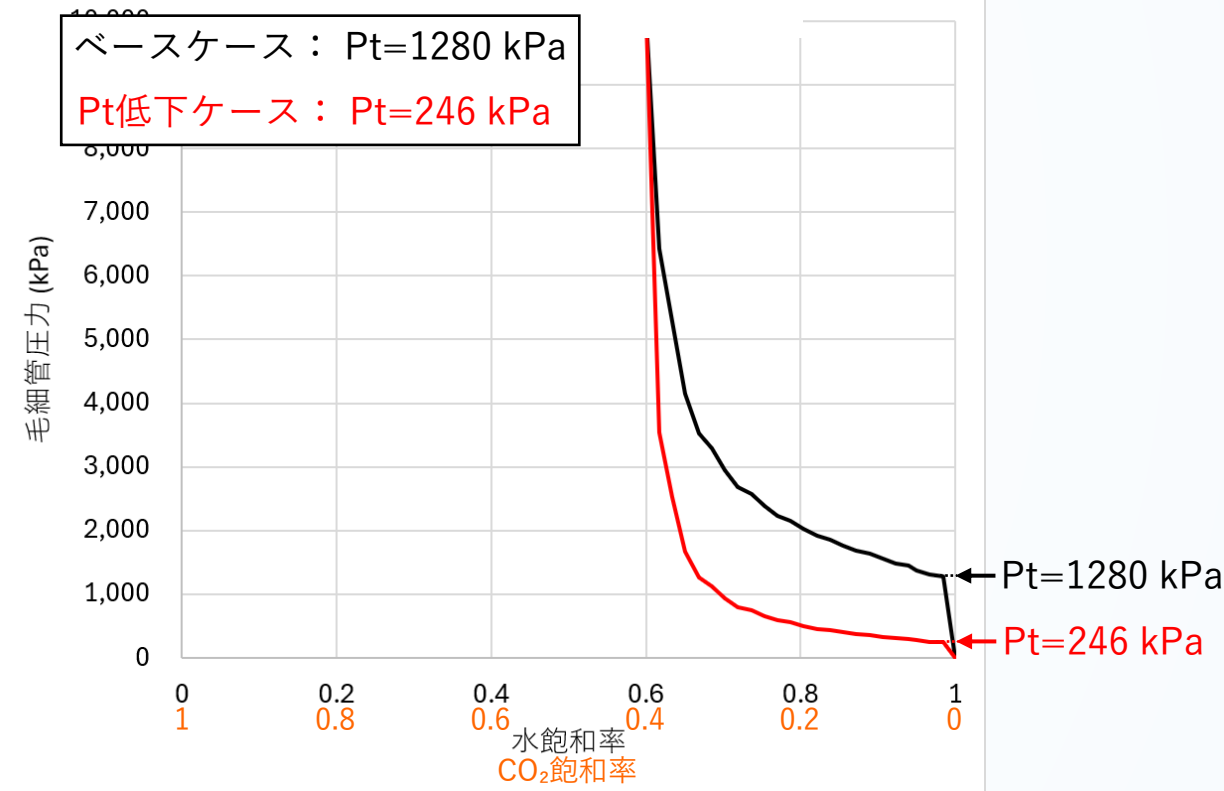
孔隙喉部(pore throat)に非濡れ相が侵入するのに必要な毛細管圧力

$$p_t = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}$$

r : 孔隙喉部の実効半径
 σ : 界面張力
 θ : 接触角



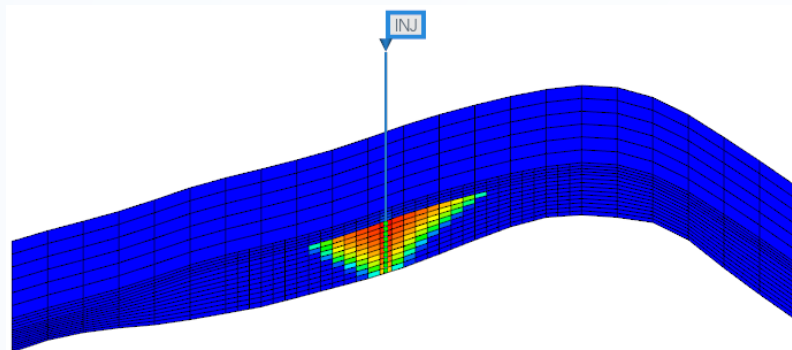
遮蔽層の毛細管圧力曲線



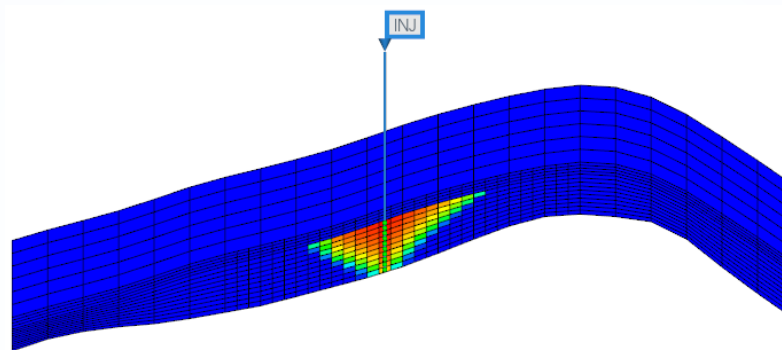
超臨界CO₂飽和率・溶存CO₂濃度（圧入終了時）

超臨界CO₂飽和率

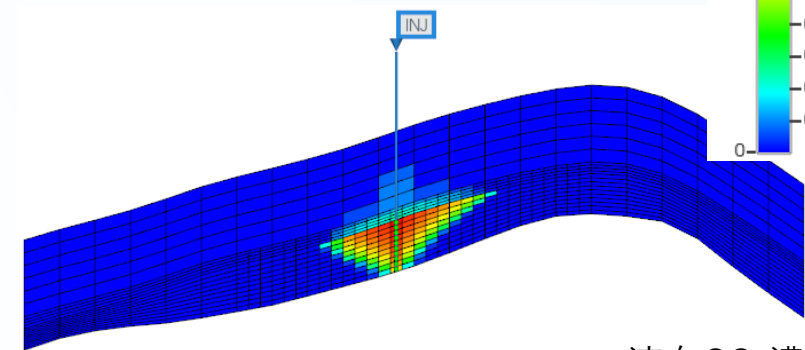
ベースケース



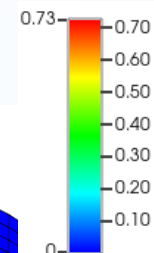
浸透率増加ケース



Pt低下ケース

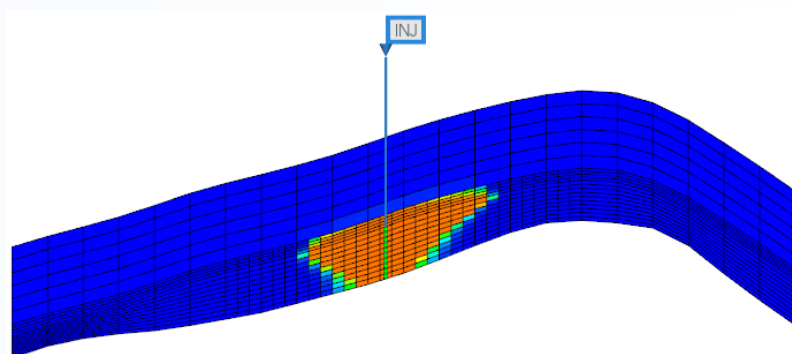


CO₂飽和率

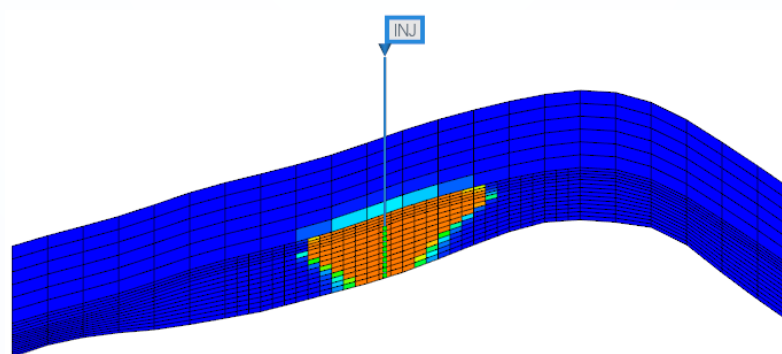


溶存CO₂濃度

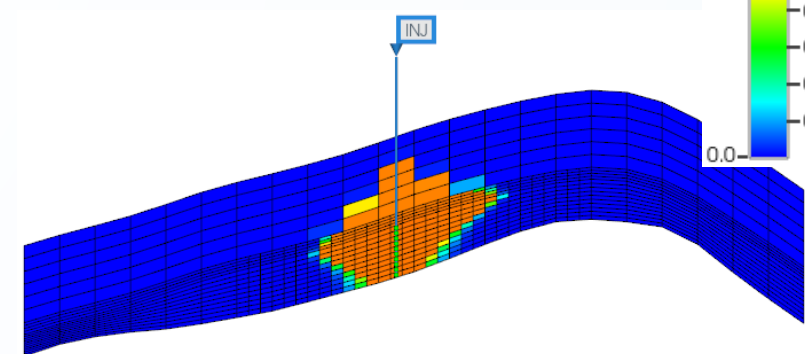
ベースケース



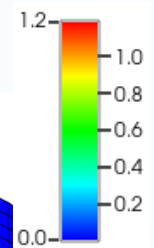
浸透率増加ケース



Pt低下ケース



溶存CO₂濃度
(mol/kg)



上位砂岩層へのCO₂移動量（全圧入量に対する割合）

※その時点で上位砂岩層内に存在するCO₂総量（CO₂相＋溶存相）

0.1%

0.7%

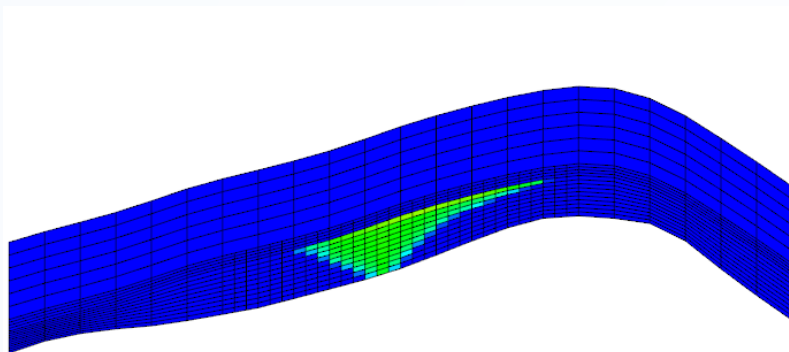
4.5% エン지니어リング株式会社
ENGINEERING CO., LTD.

36

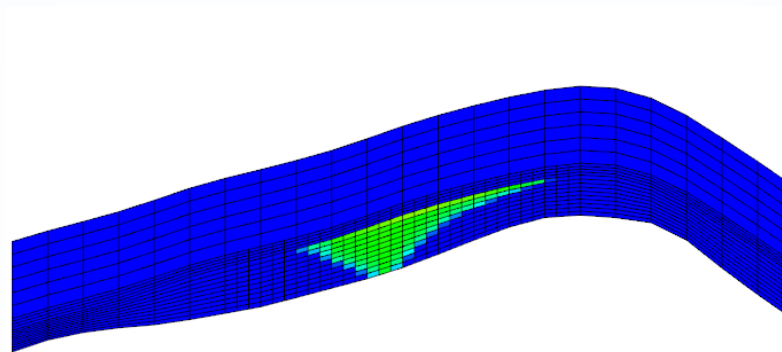
超臨界CO₂飽和率・溶存CO₂濃度（圧入終了200年後）

超臨界CO₂飽和率

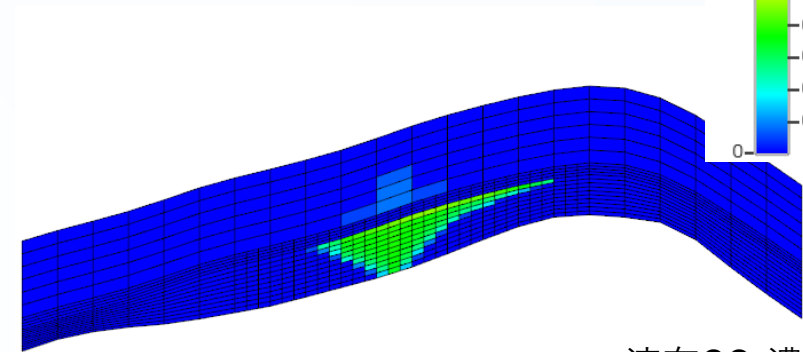
ベースケース



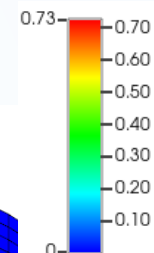
浸透率増加ケース



Pt低下ケース

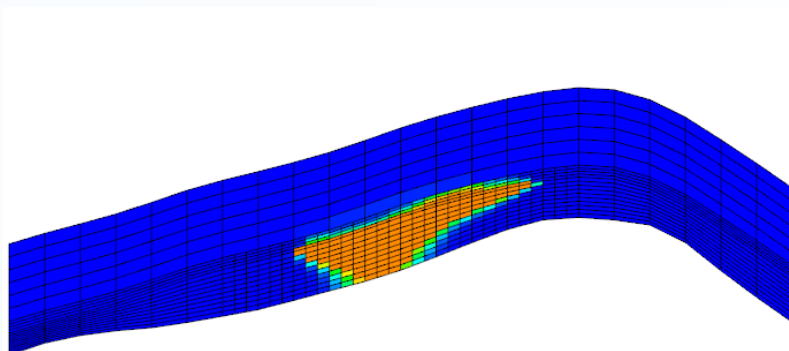


CO₂飽和率

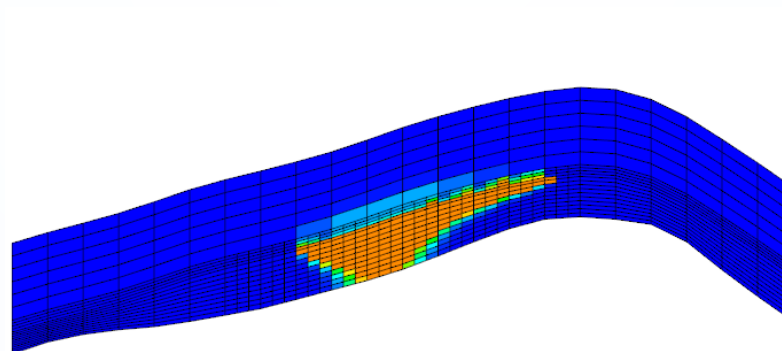


溶存CO₂濃度

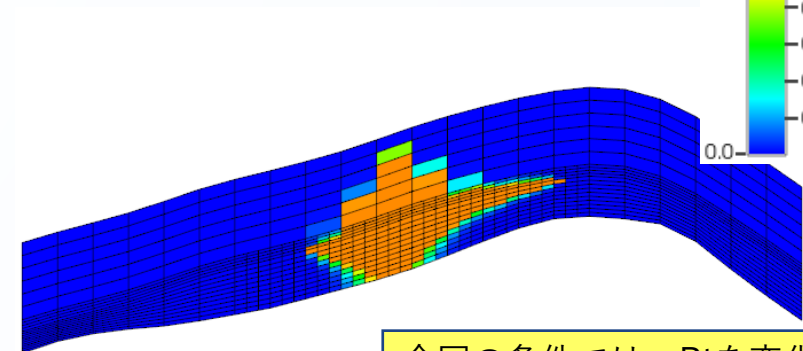
ベースケース



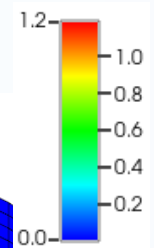
浸透率増加ケース



Pt低下ケース



溶存CO₂濃度
(mol/kg)



上位砂岩層へのCO₂移動量（全圧入量に対する割合）

※その時点で上位砂岩層内に存在するCO₂総量（CO₂相＋溶存相）

0.1%

0.7%

今回の条件では、Ptを変化させた方がCO₂移動量への影響が大きかった

© 2026 Japan Oil Engineering 0.1% 0.7% 4.8% 37

37

まとめ — CCSシミュレーションの役割

■ 将来を予測する

- CO₂の移動・圧力変化・長期的な安定化を予測する

■ 貯留性能とリスクを評価する

- 地下の不確実性を考慮し、貯留可能量・圧入性・封じ込め性・安全性を評価する

■ 意思決定を支える

- 圧入計画の最適化や経済性を含め、安全かつ効率的なCCS計画の判断材料とし、関係者への説明にも活用する

貯留層シミュレーションは、直接見ることのできない地下のCO₂挙動を「見える化」・定量化し、安全かつ効率的なCO₂貯留の計画・評価・意思決定を支える重要なツール

ご清聴ありがとうございました

日本オイルエンジニアリング
大木 崇弘