



第三回 産業保安基本制度小委員会/カーボンマネジメント小委員会

# CO<sub>2</sub>貯留メカニズムとリスクマネジメント

独立行政法人 エネルギー・金属鉱物資源機構

2023年11月28日

# 本日のご報告内容



1. CO<sub>2</sub>地中貯留の仕組み
  - 1-1 CO<sub>2</sub>貯留メカニズム
  - 1-2 地下環境でのCO<sub>2</sub>の流体性状
  - 1-3 CO<sub>2</sub>貯留場を構成する地下地質
  
2. CO<sub>2</sub>地中貯留事業におけるリスクマネジメント
  - 2-1 潜在的なリスクの種類
  - 2-2 事業者によるリスクへの対処：地下評価のワークフロー
  - 2-3 適切なサイトスクリーニングとサイト選定
  - 2-4 事業者によるリスクへの対処の考え方
  
3. CO<sub>2</sub>地中貯留事業の終結とその後の対応
  - 3-1 概要
  - 3-2 事例紹介

参考資料：石油・天然ガスの探鉱開発で培われた地下評価技術

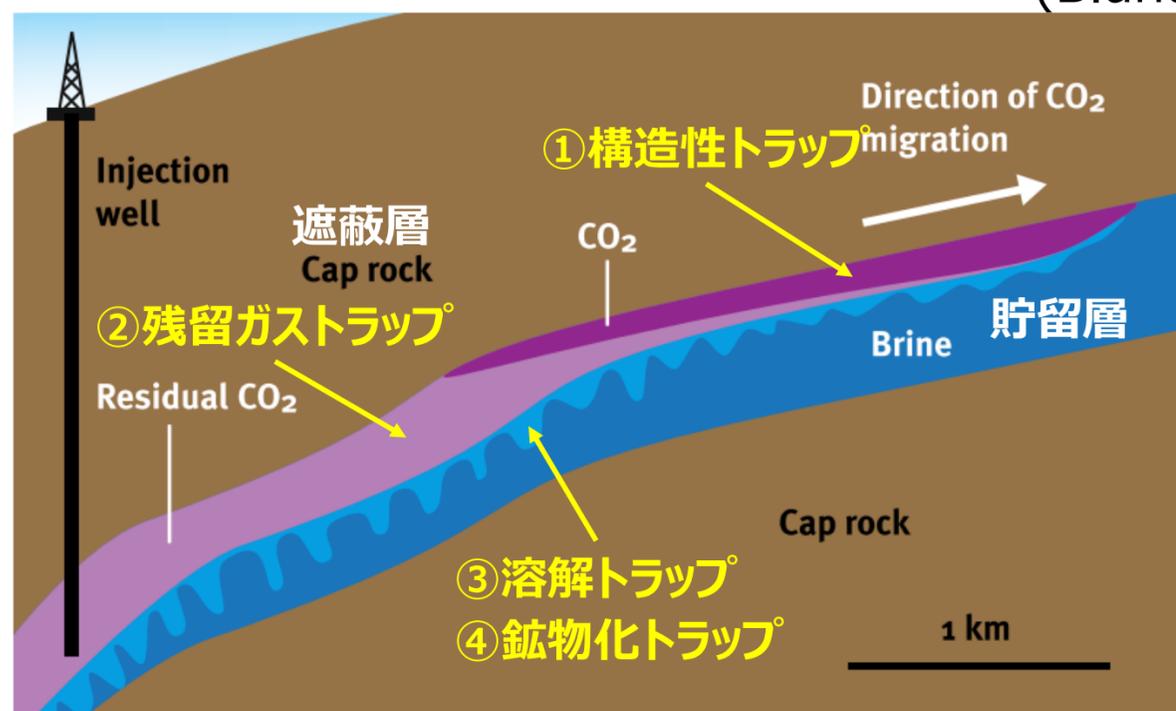
引用文献

# 1. CO<sub>2</sub>地中貯留の仕組み

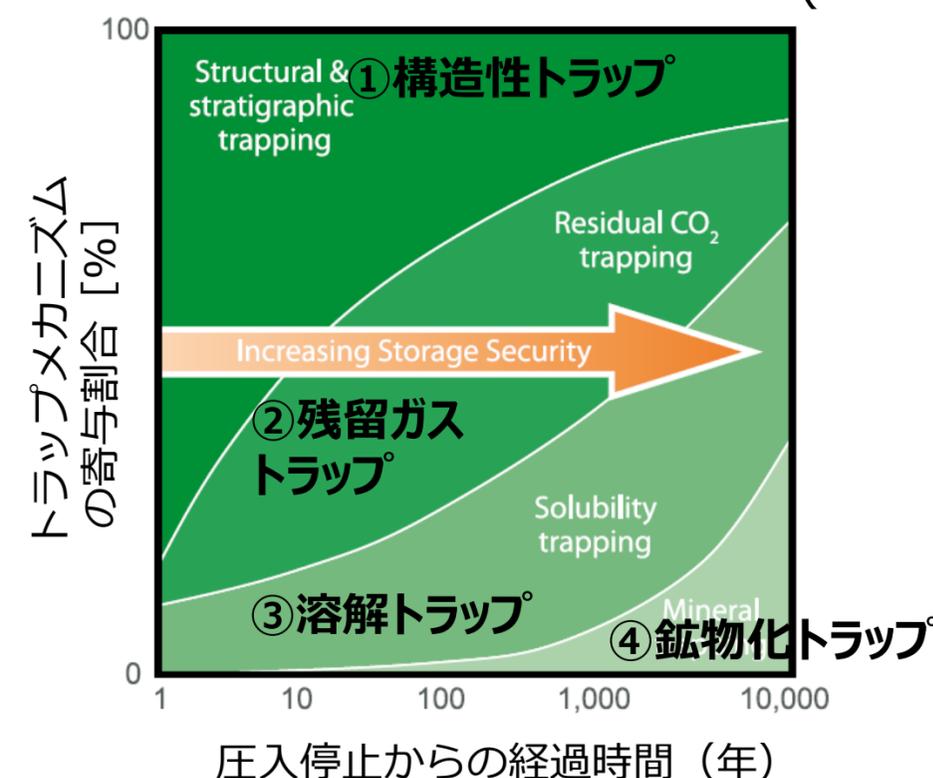
## 1-1. CO<sub>2</sub>貯留メカニズム

- 貯留メカニズムには、主に①**構造的トラップ**、②**残留ガストラップ**、③**溶解トラップ**、④**鉱物化トラップ**があり、これらは異なる時間スケールで進行。その進行は、物理トラップは比較的早く、化学トラップは比較的遅い。従って、CO<sub>2</sub>地中貯留では、**圧入からの経過時間が長くなるほど貯留は安定化へ向かう**。
- JCCSの調査（容積法）により、これまでに11地点約160億トンの貯留可能量を推定。

貯留層内でのCO<sub>2</sub>貯留メカニズムの形態 (Blunt, 2010)



CO<sub>2</sub>貯留メカニズムの経時変化 (IPCC, 2005)



### <物理トラップ>

- ① **構造的トラップ**：圧入されたCO<sub>2</sub>は、緻密な遮蔽層には侵入できず、遮蔽層に沿って上部へ移動し、お椀型の構造によってトラップされる。
- ② **残留ガストラップ**：CO<sub>2</sub>が、移動する過程で小さなバブル状になり、貯留層内の孔隙内にトラップされる。界面張力により岩石孔隙内に保持されて、流動性を失い安定的に貯留される。

### <化学トラップ>

- ③ **溶解トラップ**：圧入したCO<sub>2</sub>が地層水に溶解。周囲の地層水よりも重いため、地表に向かう上方移動は起きず、安定的に貯留される。
- ④ **鉱物化トラップ**：CO<sub>2</sub>が溶解した地層水が岩石鉱物と化学反応を起こし、岩石鉱物として安定的に固定される。

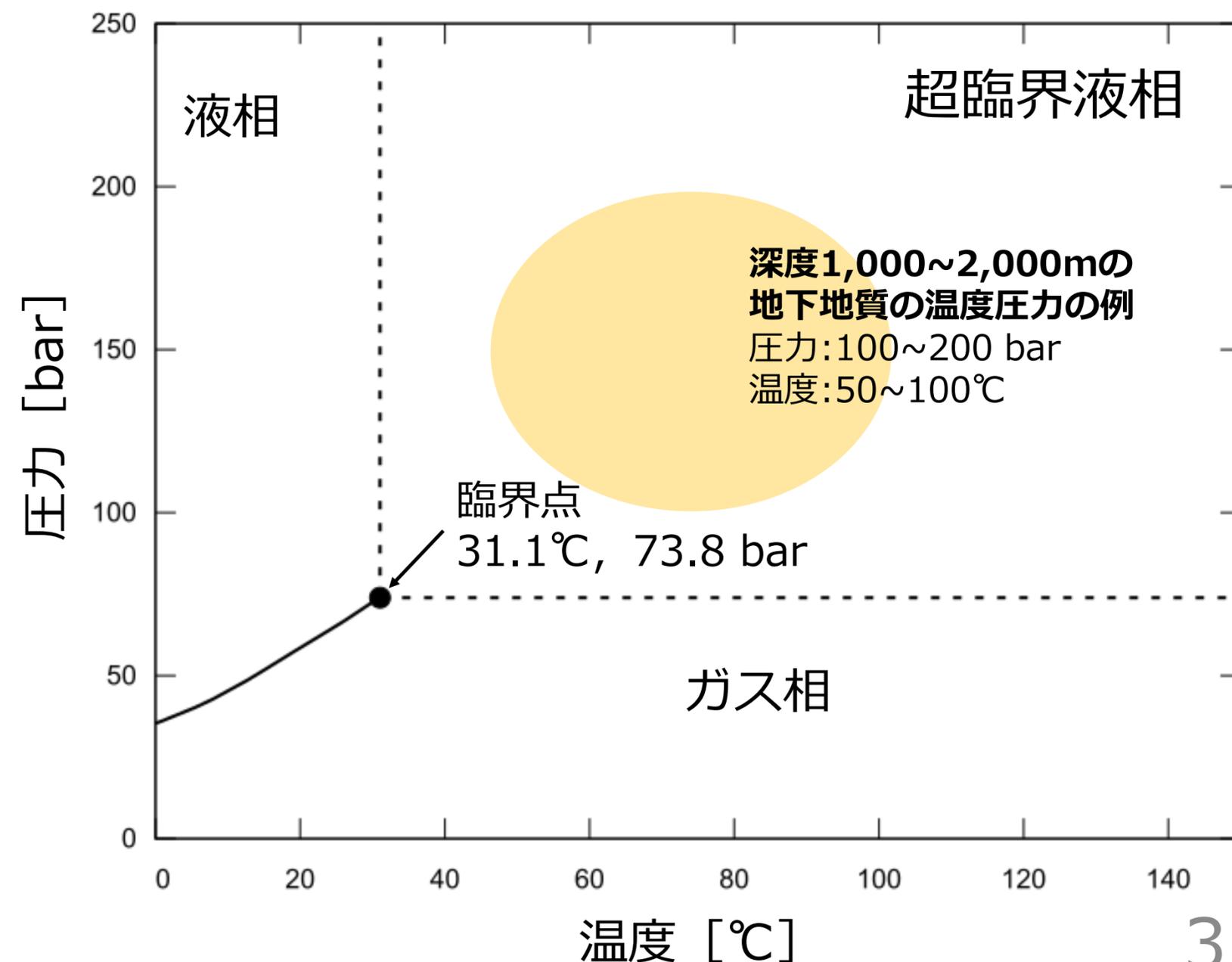
# 1. CO<sub>2</sub>地中貯留の仕組み

## 1-2. 地下環境でのCO<sub>2</sub>の流体性状

● 超臨界状態のCO<sub>2</sub>は、液体のような高い密度と気体のような低粘度・高拡散性を有する。このため、深度800~1000m以深の地下の温度・圧力を利用してCO<sub>2</sub>を超臨界状態にすることで、高効率な貯留が可能。

- CO<sub>2</sub>は、臨界温度・圧力が低いことが特徴。
  - ✓ 臨界温度：31.1 °C
  - ✓ 臨界圧力：7.38 MPa (73.8 Bar)
- 臨界温度・圧力を超えると超臨界相として存在。
- 超臨界相は**CO<sub>2</sub>地中貯留に適した流体性状**
  - ✓ 液体のような高い密度
  - ✓ 気体のような低粘度・高拡散性
- 以下の例では、1m<sup>3</sup>の地下空間体積あたり、地上の289倍 (540÷1.87) 多くのCO<sub>2</sub>を貯留できる。

	地表条件 1気圧 (1.01 Bar) 15°C	(例) 地下条件 200気圧 (202 bar) 90°C
CO <sub>2</sub> の密度	<b>1.87 kg/m<sup>3</sup></b>	<b>540 kg/m<sup>3</sup></b>

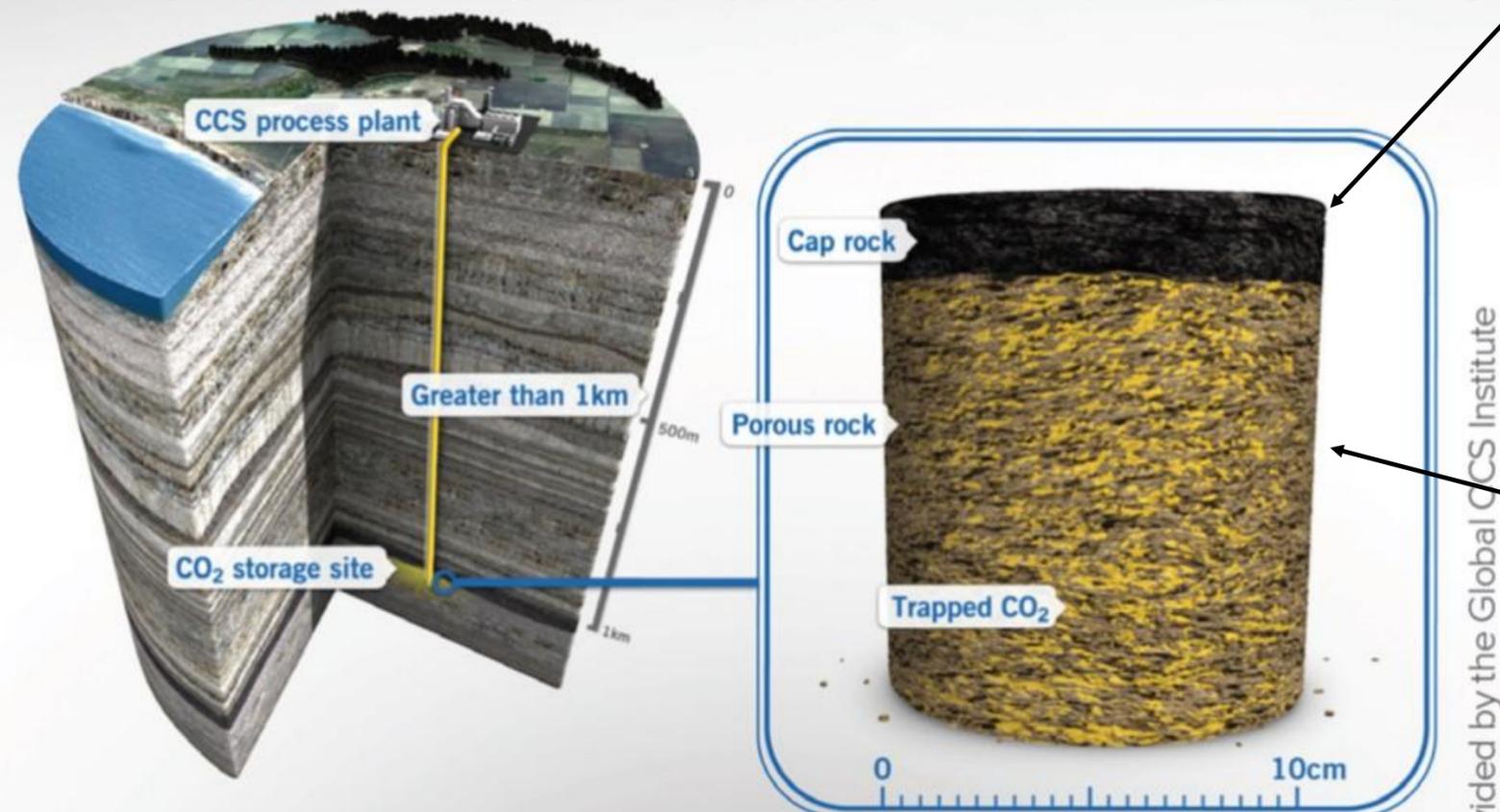


# 1. CO<sub>2</sub>地中貯留の仕組み

## 1-3. CO<sub>2</sub>貯留場を構成する地下地質

- 深度800~1000m以深で、CO<sub>2</sub>が超臨界状態で存在できる場所に、『CO<sub>2</sub>を貯めることができる貯留層』と『CO<sub>2</sub>の上部移動に対するフタとなる遮蔽層』を見つける。
- 大きな砂粒粒子の間に構成される**大きな孔隙**（~10μm）を有する貯留層は、良好な貯留場となる（**十分な貯留容積と高浸透性**）。
- 小さな泥粒子の間に構成される**緻密な孔隙**（~10nm）を有する遮蔽層は、CO<sub>2</sub>の上部移動を妨げる（**高遮蔽能力**）。

CO<sub>2</sub>貯留場は、遮蔽層と貯留層のセットで構成される。



Global CCS instituteのWebサイトより引用

Provided by the Global CCS Institute

### 遮蔽層

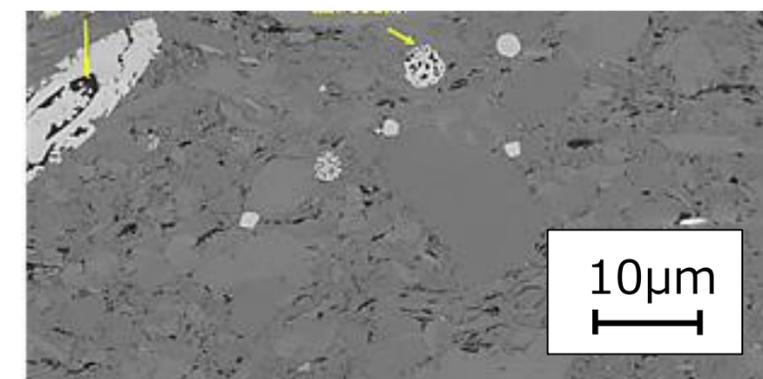
さらなる上部層へのCO<sub>2</sub>移動を起さず、直下にCO<sub>2</sub>を保持することができる**緻密な岩石**からなる地層（泥岩等）

### 貯留層

CO<sub>2</sub>貯留に適した孔隙を多く有し、CO<sub>2</sub>貯留の場を提供する**多孔質な岩石**からなる地層（砂岩・炭酸塩岩等）

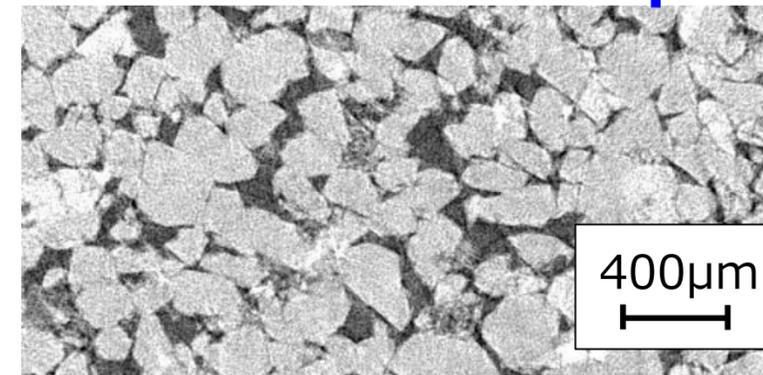
### 遮蔽層の電子顕微鏡観察画像

泥岩：孔隙サイズ ~10nm



### 貯留層のマイクロCT画像

砂岩：孔隙サイズ ~10μm



## 2. CO<sub>2</sub>地中貯留事業におけるリスクマネジメント

### 2-1. 潜在的なリスクの種類



- CO<sub>2</sub>地中貯留の国際規格であるISO27914では、下表に示す6つの「事業が適合すべき要件」の観点から潜在的な脅威を検討し、リスクの特定を行う事としている。
- 特定されたリスクを分析・評価し、その対応策を計画・実行することで「リスクマネジメント」を行う。これは、次頁に示す地下評価ワークフローの一環として実施され、事業期間を通じて絶えず見直すサイクルによりリスク低減を図る。
- また、一般的に、リスク自体は、圧入開始とともに増大し、圧入停止とともに低下していくと考えられている。

No.	適合すべき要件 (ISO27914)
1	貯留サイトは、必要なCO <sub>2</sub> 圧入量に対して、十分な貯留容量を有しているか。
2	貯留サイトは、必要なCO <sub>2</sub> 圧入レートに対して、十分な圧入性を有しているか。
3	貯留サイトは、CO <sub>2</sub> の漏洩などを起こすことなく、長期的にCO <sub>2</sub> を地下に封じ込める能力を有しているか。
4	CO <sub>2</sub> 圧入操業が、悪影響を引き起こすほどの地震活動や地盤の変形を引き起こす可能性がないか。
5	貯留サイトは、モデリングや費用対効果の高いモニタリングが実施可能で、適切なリスク対応措置を講じることができ、継続的なCO <sub>2</sub> 圧入作業に適しているということを証明でき、最終的に必要とされる事業終結要件を満たすことができるか。
6	事業の運営が、健康、安全、環境への影響を及ぼすことなく、事業の安全性と環境保護を担保できるか。

### CO<sub>2</sub>地中貯留事業におけるリスクプロファイルの経時変化の考え方 (DOE, 2011)

- CO<sub>2</sub>の圧入開始とともにリスクは増大していく
- その後、圧入中に一定の水準に達し頭打ちとなる
- 圧入停止とともにリスクは減少に転じ、
- その後、時間の経過とともに減少し続ける。

## 2. CO<sub>2</sub>地中貯留事業におけるリスクマネジメント 2-2. 事業者によるリスクへの対処：地下評価のワークフロー

- DOEでは、貯留事業者に対して推奨される地下評価ワークフローを提唱している（DOE, 2017）。
- 右下図に示す①「貯留サイトスクリーニング・選定」の段階で不適切なエリアを除外することでリスクを大幅に低減。
- サイト選定後は、②～⑤の**ステップを絶えず継続し、事業仕様（事業計画）の最適化**と同時に**事業リスクの最小化**を図る。

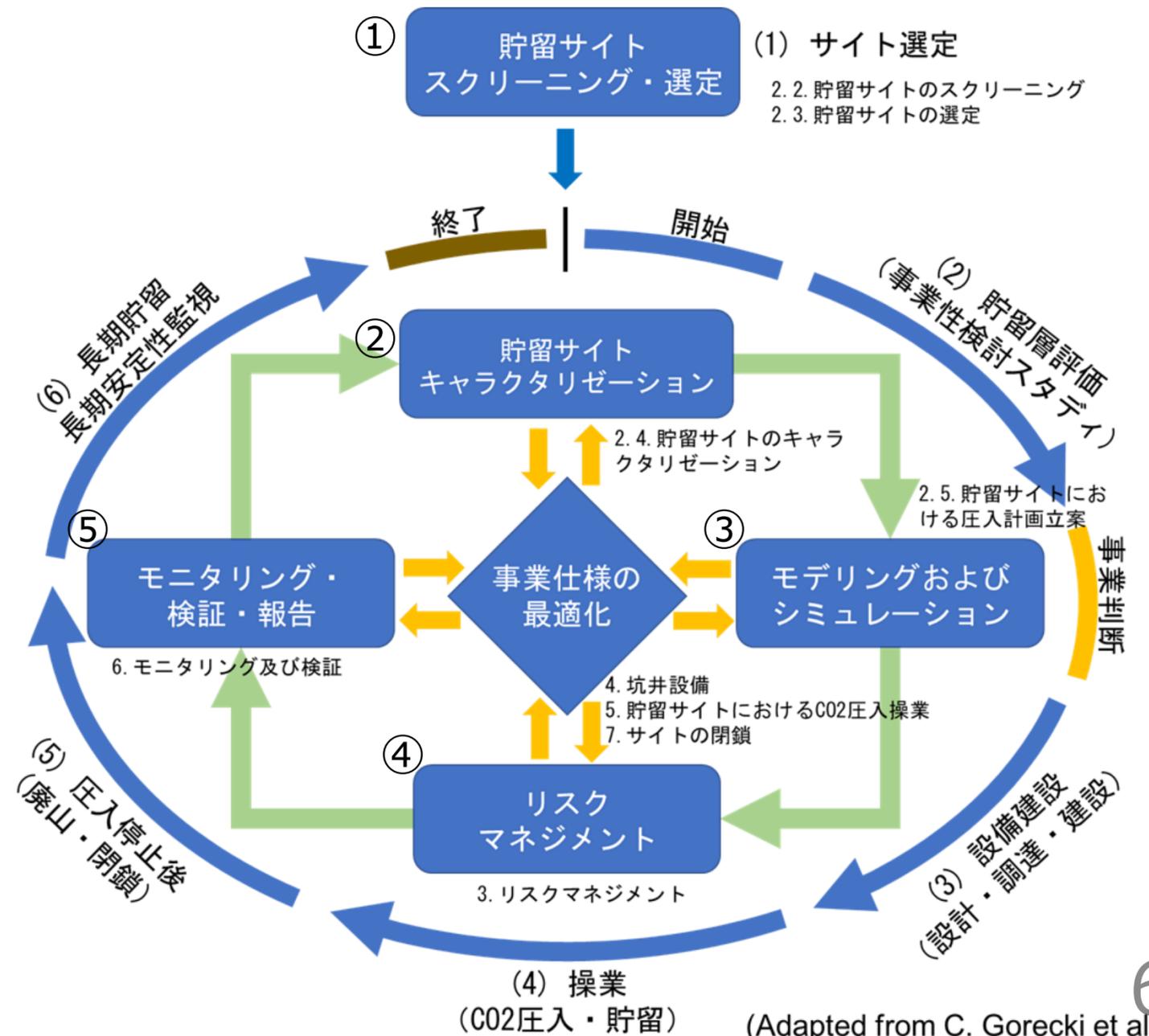
- 以下の6つの事業段階（右図の外側の矢印に対応）に応じて、地下評価を進める。

- (1) 貯留サイトスクリーニング・選定
- (2) 貯留層評価
- (3) 設備建設
- (4) 操業（CO<sub>2</sub>圧入・貯留）
- (5) 圧入停止後
- (6) 長期貯留（長期安定性監視）

- **石油・天然ガスの探鉱開発で培われた地下評価技術の「手法」を適用**（参考資料）して、右に示す①～⑤の各ステップが実施される。

- 事業者によるリスクへの対処としては、①「貯留サイトスクリーニング・選定」の段階で不適切なエリアを除外することでリスクを大幅に低減。

- サイト選定後は、個別のサイトに応じてリスクは様々。事業者自身が様々なリスクシナリオを検討し、リスクマネジメント計画、モニタリング計画を策定し、これを不断に見直すサイクルの実施によって、リスクの最小化を図る。



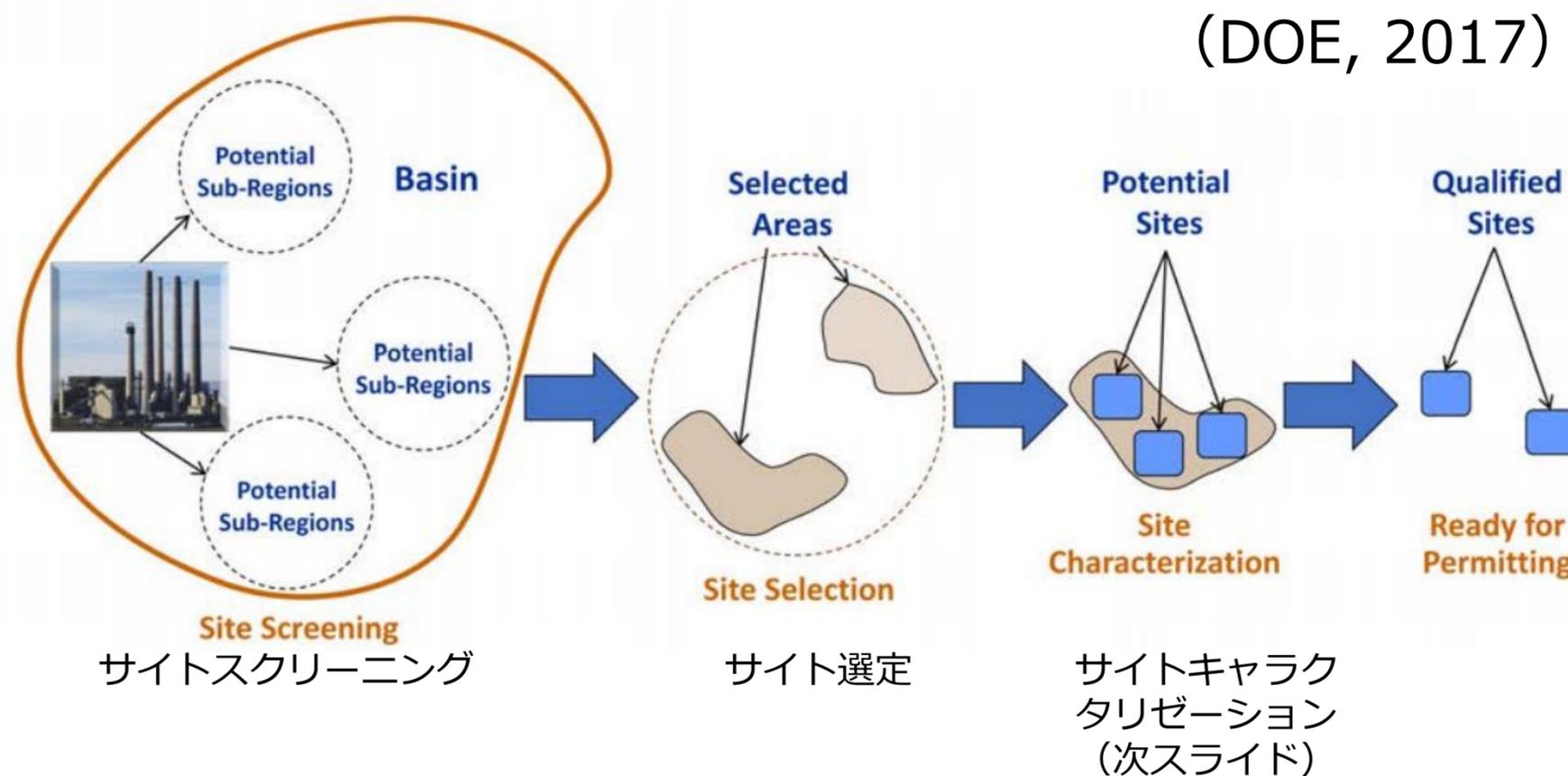
## 2. CO<sub>2</sub>地中貯留事業におけるリスクマネジメント

### 2-3. ①貯留サイトスクリーニング・選定（適切なサイト選定）

- 貯留サイトスクリーニングにより誘発地震リスクや地質リスク等を伴う不適切なエリアを除外する。
- 貯留サイト選定により以下に示す4要素（貯留容量，圧入性，封じ込め能力，健全性）を加味して適切なエリアを抽出する。
- 「①貯留サイトスクリーニング・選定」の段階で大幅にリスクが低減されている。

- サイトスクリーニングにより堆積盆地全体などの広い領域を評価し、**不適切なエリアを除外**する。
  - 地震探査データ等により、大きな断層が解釈される領域を避ける。
  - 過去の地震活動を調査することにより、地震活動が活発でひずみエネルギーが蓄積していると解釈される領域を避ける。
  - 圧力が上昇しやすく地震活動を誘発しやすい低浸透な貯留層を避ける。
- サイト選定では、スクリーニングによって抽出された領域をさらに評価し、次のサイトキャラクターゼーションのステップへ進めるサイトを選択する。特に重要となる次の4要素を加味して、貯留サイトの選定を進める（Cooper, 2009）。
  - **貯留容量(Capacity)**：必要十分な貯留容積が確保できるか
  - **圧入性(Injectivity)**：過度な圧力上昇を引き起こすことなく圧入できる高浸透性の良好な貯留層が期待できるか
  - **封じ込め能力(Containment)**：遮蔽層は長期にわたり安定的にCO<sub>2</sub>を封じ込めるのに十分な遮蔽能力を有しているか
  - **健全性(Integrity)**：既存坑井などが潜在的なCO<sub>2</sub>の漏洩経路とならないように十分な健全性を有しているか

(DOE, 2017)



広域 → 限定領域  
概査 → 精査

## 2. CO<sub>2</sub>地中貯留事業におけるリスクマネジメント

### 2-4. サイト選定後の対処の考え方：②貯留サイトキャラクタリゼーション

- 選定された候補サイトに対して、複数のデータ（坑井物理検層、コア分析、地震探査）を組み合わせ、**地下地層内の岩石物性の3次元分布を評価しモデル化する**。これにより**地下地質に係る不確実性を低減**し、その理解を深めていく。

- 選定された候補サイトを体系的に精査し、**地下地層内の岩石物性の3次元分布を評価しモデル化する**。

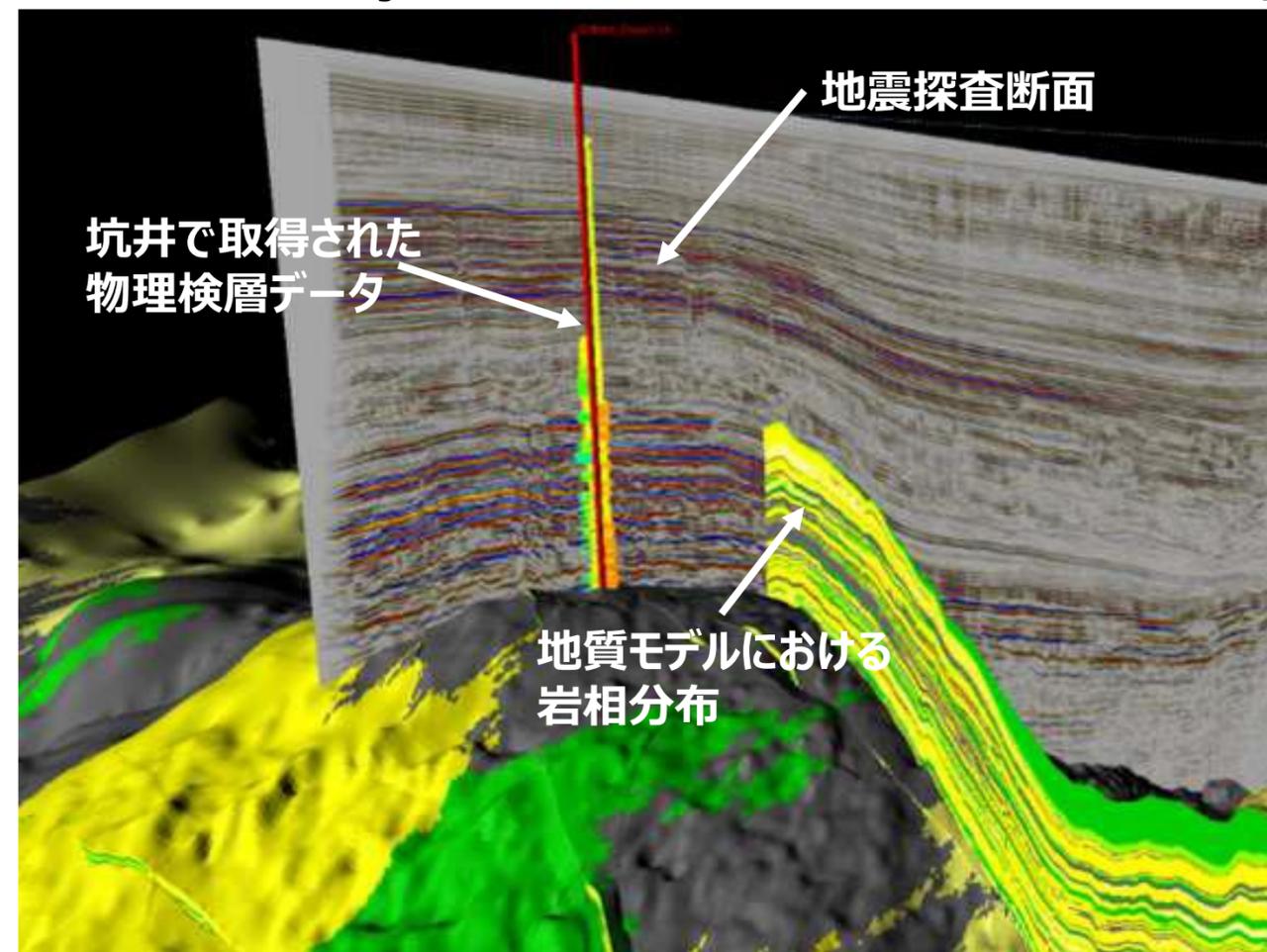
- ✓ 水理地質学的特性：岩相（岩石の種類）、孔隙率、浸透率（流体の流れやすさ）、等
- ✓ 岩石力学的特性：ヤング率、ポアソン比、等（岩石の伸び縮み）
- ✓ 地化学的特性：CO<sub>2</sub>/地層水/岩石の化学反応特性

- 複数のデータ（坑井物理検層、コア分析、地震探査）を組み合わせ、地下地質に係る不確実性を低減し、理解を深めていく。

- 調査井掘削や地震探査収録などの新規の地質情報を取得する前後で、初期特性評価と詳細特性評価と区別する場合もある。

→選定された貯留サイトに対して調査井を掘削したり、3次元地震探査を取得することにより対象サイトの地下の不確実性をより低減することができる。

豪州CarbonNet CCS Projectにおける貯留層モデルの作成（Hoffman, 2015）



豪州Gippsland Basinに位置するCarbonNet CCS Projectでのサイトキャラクタリゼーションの例。物理検層データ、地震探査データを統合して、貯留層モデル（地質モデル）を構築する。図中の黄色、緑、灰色は、地下での岩相（岩石の種類）の3次元分布を表し、それぞれ、砂岩、頁岩、炭層を表す。

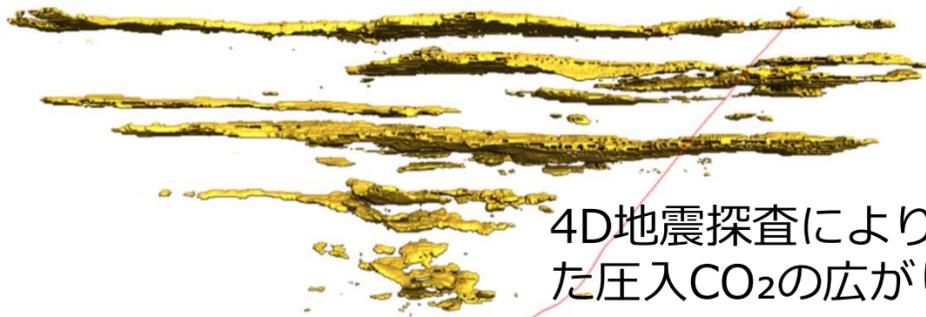
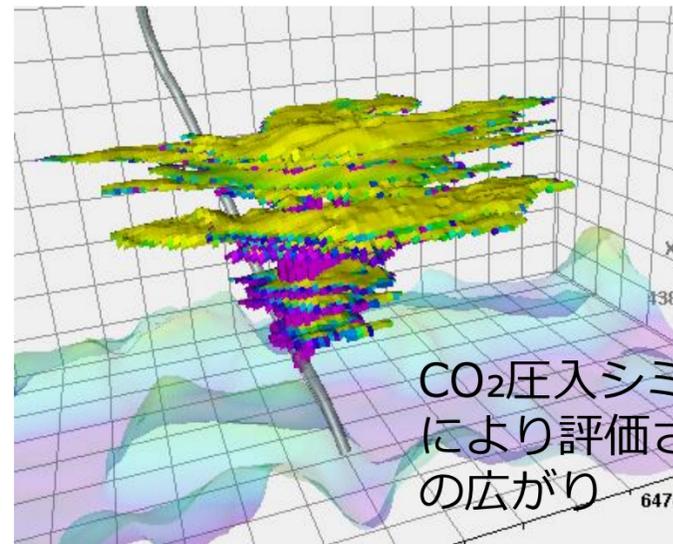
## 2. CO<sub>2</sub>地中貯留事業におけるリスクマネジメント

### 2-4. サイト選定後の対処の考え方： ③モデリングおよびシミュレーション

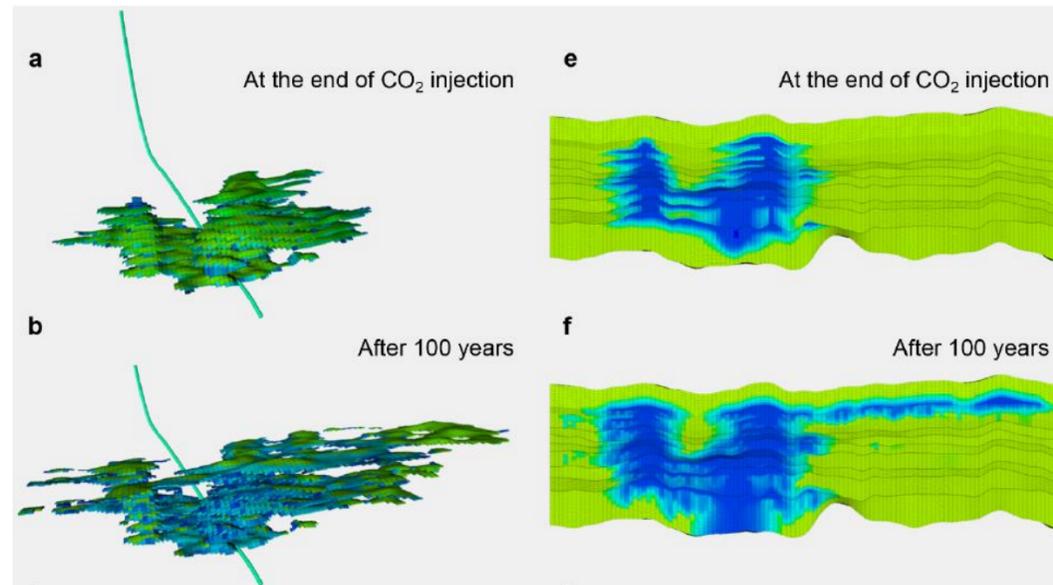
- モデリングおよびシミュレーションの目的は、構築した貯留層モデルを用いて、CO<sub>2</sub>圧入シミュレーションを実施する事で、
  - 計画段階では、**最適なCO<sub>2</sub>圧入計画**を立案したり**長期貯留安定性を評価**。
  - CO<sub>2</sub>圧入中は、**モニタリング**等により得られた情報と**シミュレーション**結果を**比較**検証し、貯留層キャラクタリゼーションの**精度向上**を図る。
- モニタリング結果とよく整合したシミュレーションモデルを用いて**圧入CO<sub>2</sub>の長期的な挙動 (> 100年) が評価可能**となる。

### Sleipner CCS Projectでの事例

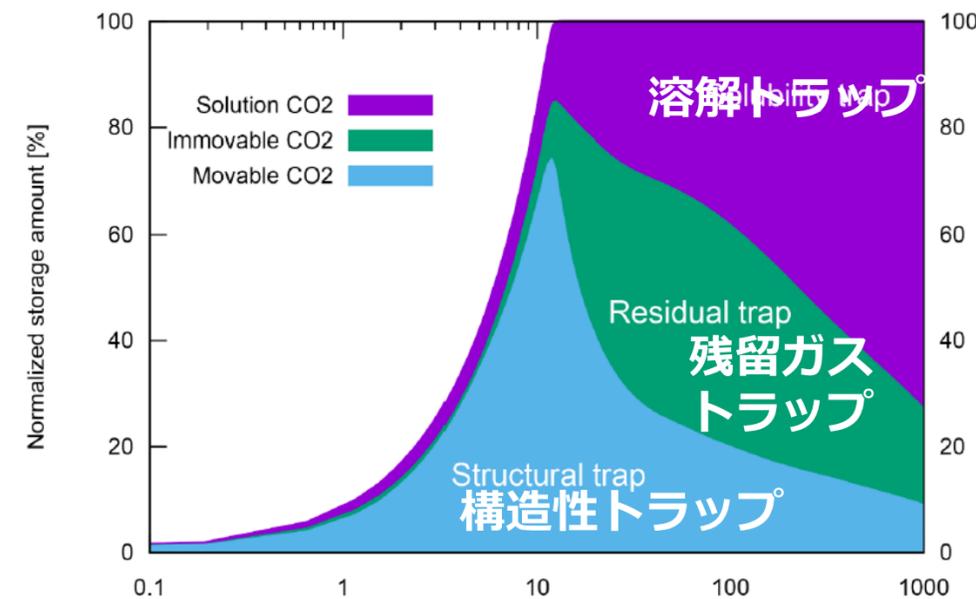
モニタリング結果を用いたシミュレーションモデルのキャリブレーション (軸正)



キャリブレーションされたシミュレーションモデルを用いた圧入後の長期挙動評価



(左上) 圧入停止直後のCO<sub>2</sub>の広がり (右上) 圧入停止直後のpHの分布。CO<sub>2</sub>の溶解により青色部分でpHが低下している。(左下) 及び (右下) は、各々100年経過後のCO<sub>2</sub>の広がりとpHの分布を示す。**シミュレーションにより長期の挙動が評価可能となる。**



圧入停止からの経過時間 (年)

(JOGMEC, 2021; Akai et al, 2021 )

## 2. CO<sub>2</sub>地中貯留事業におけるリスクマネジメント

### 2-4. サイト選定後の対処の考え方：④リスクマネジメント

- ④リスクマネジメントにおいては、②貯留サイトキャラクタリゼーションや、③モデリングおよびシミュレーションを通じて得られた地下地質に関する理解に基づき、CO<sub>2</sub>地中貯留事業の実施を通じて想定されるリスクを評価・分析する。
- その評価／分析の結果、必要と判断されるリスクに対しては、その監視（モニタリング等）の計画を立てる。

- 特に、圧入CO<sub>2</sub>の漏洩に係る潜在的リスクを注意深く評価／分析する（右図）。

- (A) 遮蔽層の保持圧力以上の圧力が負荷され上部遮蔽層へリーク。
- (B,D) 透水性のある断層を介してさらに上の層準へリーク。
- (C) 遮蔽層が一部途切れている箇所からのリーク。
- (E) 既存井戸を介してのリーク。

- 潜在的リスクの評価／分析の結果、その発生確率を低減するように事業仕様を変更したり、モニタリングを実施するなどの対策を講じる。

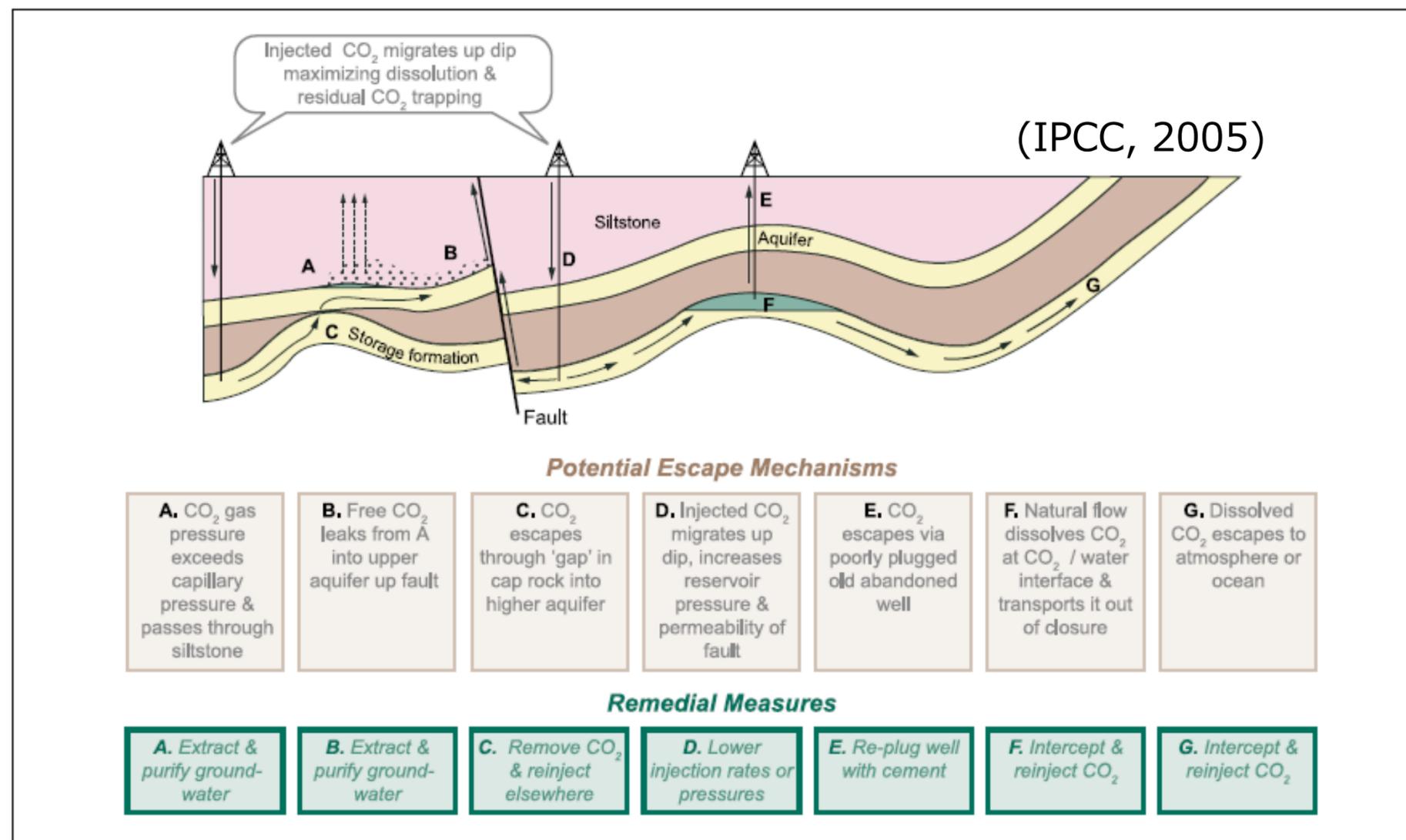


Figure TS.8. Potential leakage routes and remediation techniques for CO<sub>2</sub> injected into saline formations. The remediation technique would depend on the potential leakage routes identified in a reservoir (Courtesy CO<sub>2</sub>CRC).

## 2. CO<sub>2</sub>地中貯留事業におけるリスクマネジメント

### 2-4. サイト選定後の対処の考え方： ⑤モニタリング・検証・報告

● モニタリングの目的

- (ア) CO<sub>2</sub>が漏洩することなく貯留されていることを確認。
- (イ) 同定されたリスクが顕在化する方向に向かっていないことを確認。
- (ウ) モデリング精度向上に資するデータを取得

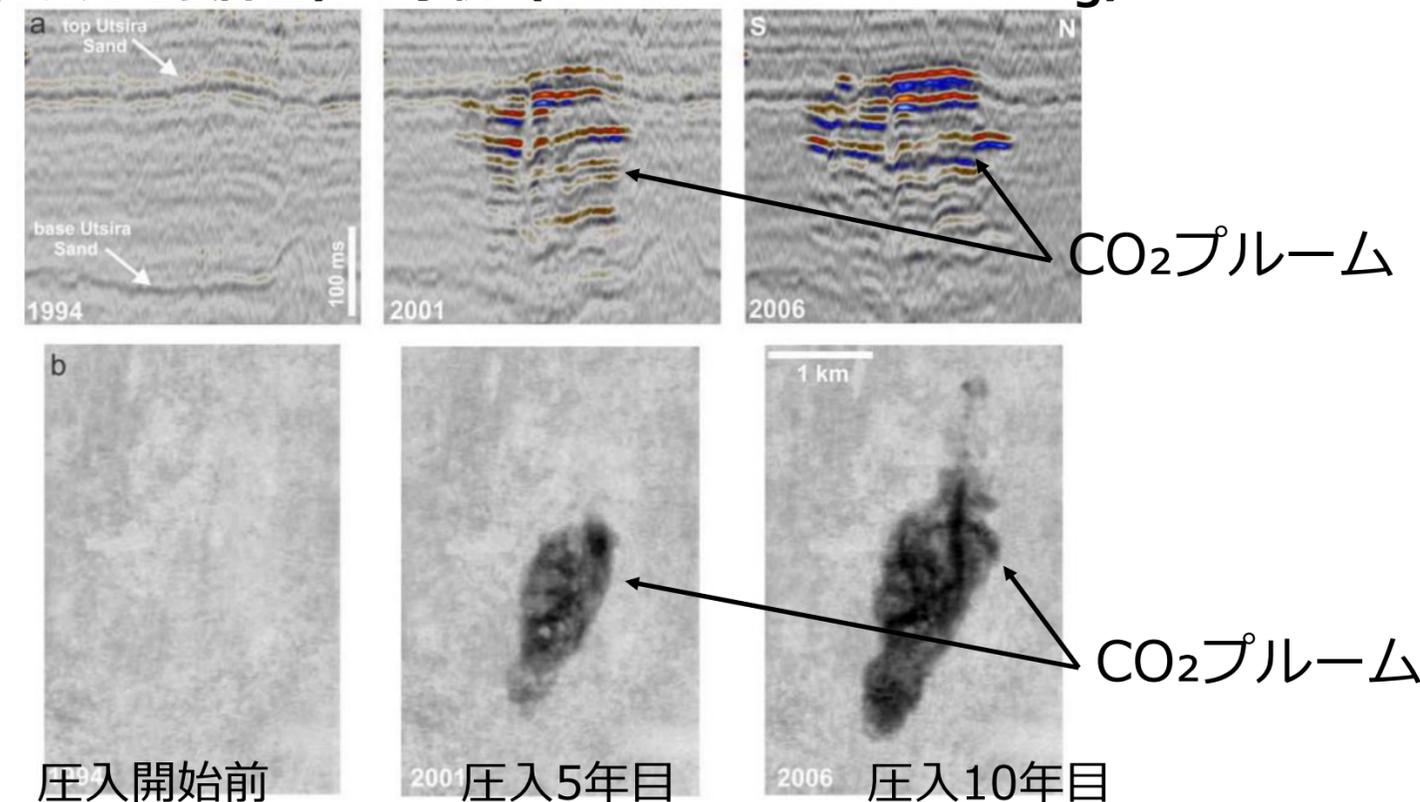
←貯留量の検証・報告に活用

←④リスクマネジメントと連動しリスク因子を監視。

←③モデリングおよびシミュレーションと連動し精度向上を図る。

#### Sleipner CCS Projectで取得された繰返し地震探査 (4次元地震探査)の事例 (Subsurface monitoring)

モニタリングの種類	目的
気圏モニタリング (Atmospheric monitoring)	地中に貯留したCO <sub>2</sub> が大気に抜け出していないかを監視
地下水圏モニタリング (Near-surface monitoring)	貯留層より浅い地下（地表付近、不飽和帯、地下水源）を監視
地下圏モニタリング (Subsurface monitoring)	CO <sub>2</sub> 貯留層やその周辺、坑井内の挙動を監視



左、中央、右は、それぞれ、圧入開始前、圧入開始5年目、10年目に収録された繰返し地震探査データを示す。上段図は、縦断面を示し、圧入後、赤青色で示されるようにCO<sub>2</sub>の広がりに応じて探査データに変化がみられる。下段は遮蔽層直下の水平断面を示す。黒色がCO<sub>2</sub>の広がりを示す。(Chadwick, 2012)

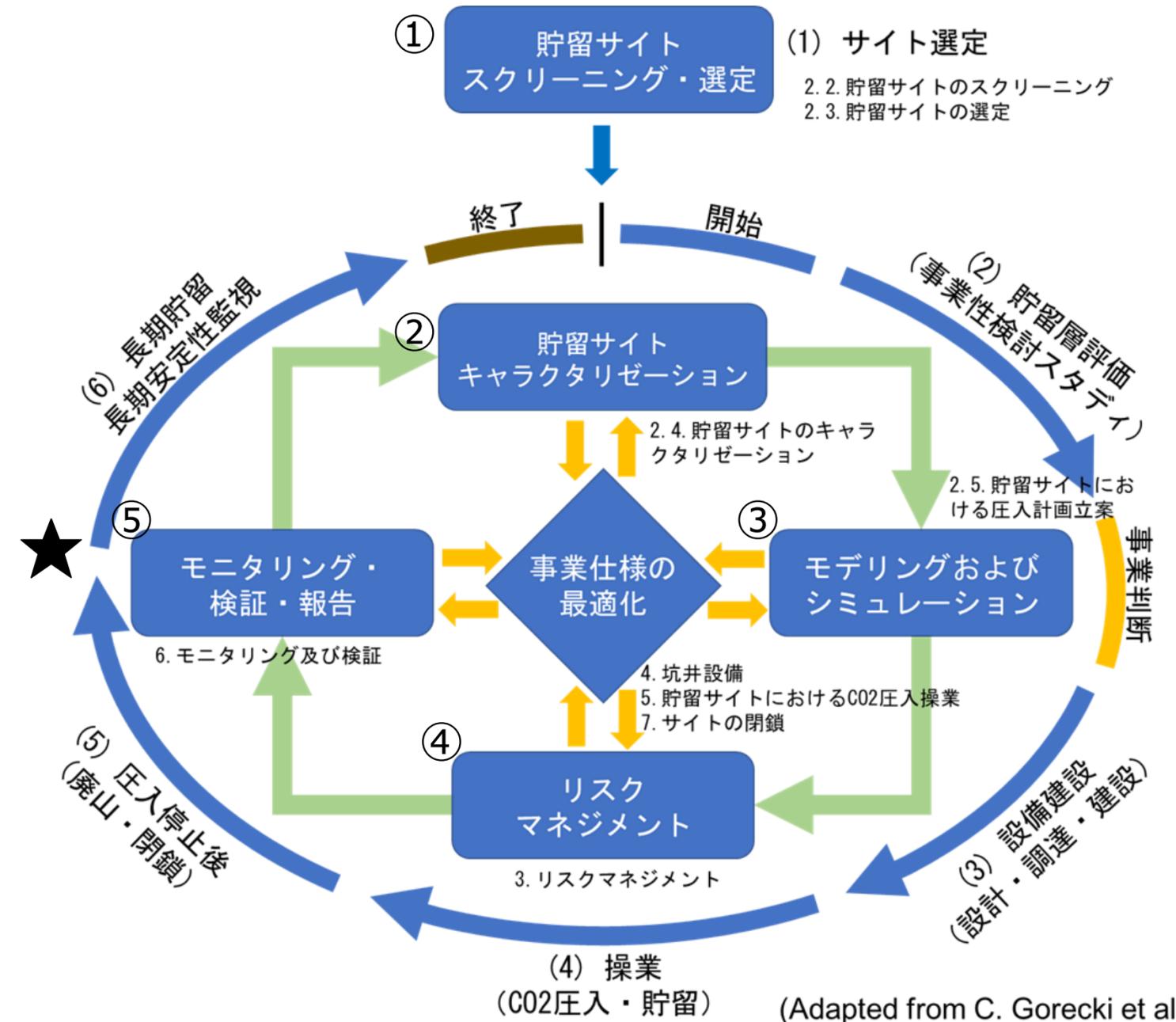
### 3. CO<sub>2</sub>地中貯留事業の終結とその後の対応

#### 3-1. 概要



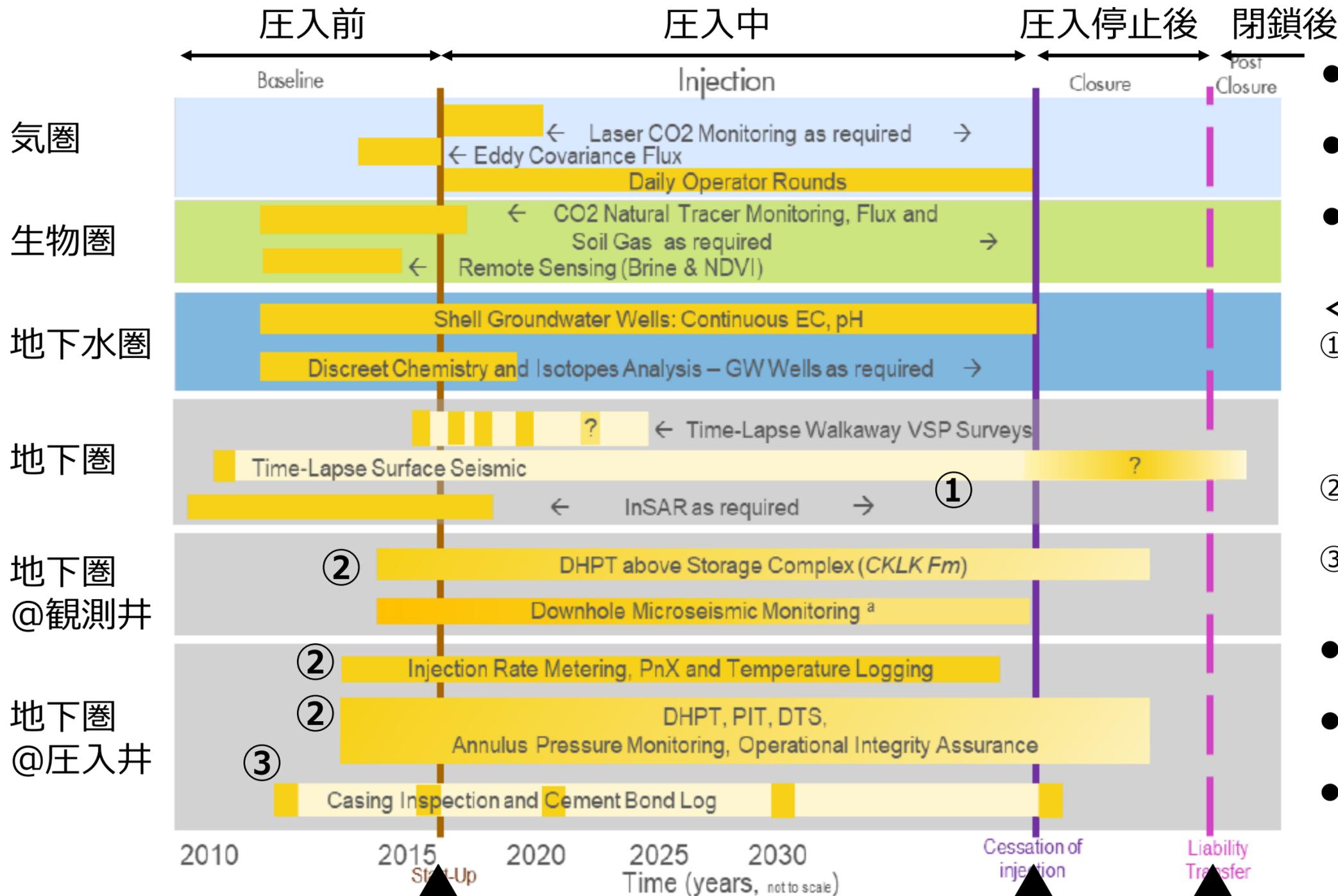
- 右図(5)圧入停止後においても、一定期間、事業者によってモニタリングが行われる。
- この期間を通じて、事業者は長期にわたりCO<sub>2</sub>が地下に安定的に封じ込められることを確認し、管轄当局に責任移管し、貯留サイトの閉鎖を行う（図中★印）。
- 責任移管後の管轄当局の対応〔(6)長期貯留安定性の監視〕としては、リスクは十分に低下されており、実施すべきモニタリング内容も限定されていると考えられ、事業者のワークフローとは異なる管理が想定される。
- 海外事例では、事業者が管轄当局に対して提出した「モニタリング計画」や「サイト閉鎖計画」をもとに、事業期間を通じた、事業者と管轄当局間の対話により、モニタリングの計画内容や実施期間が最適化されている事例がある。

(JOGMEC, 2022)



### 3. CO<sub>2</sub>地中貯留事業の終結とその後の対応

#### 3-2. 事例紹介：カナダ／アルバータ州陸上「QUEST CCS事業」におけるモニタリング計画



- カナダ／アルバータ州陸上にて2015年からCO<sub>2</sub>圧入を行うCO<sub>2</sub>貯留事業。
- 左図はオペレーターのShellが2020年に管轄当局であるアルバータ州政府に提出した『モニタリング計画』。
- これまでの圧入実績に基づき、最適化されたモニタリング計画を提案。

#### <左図から読み取れること>

- ① 高価なTime-Lapse Surface Seismic（4次元地震探査）は、濃い黄色で示されるように圧入前にベースラインとして取得されるが、圧入期間中や圧入停止後の期間については今後決定される（薄い黄色）。
- ② 比較的安価で簡便な観測井や圧入井における圧力・温度モニタリングが長期わたり計画されている。
- ③ 圧入坑井の健全性に係るモニタリングは定期的（濃い黄色）に実施予定。

- アルバータ州法では、閉鎖証明書が発行された後に長期貯留責任が州政府に移管される。
- **閉鎖証明書発行まで最小で10年以上**を推奨し、経験を積んで期間は見直しするとされている。
- **事業の進展につれて、事業者と管轄当局のコミュニケーションにより、モニタリング計画・期間も最適化されていくと考えられる。**

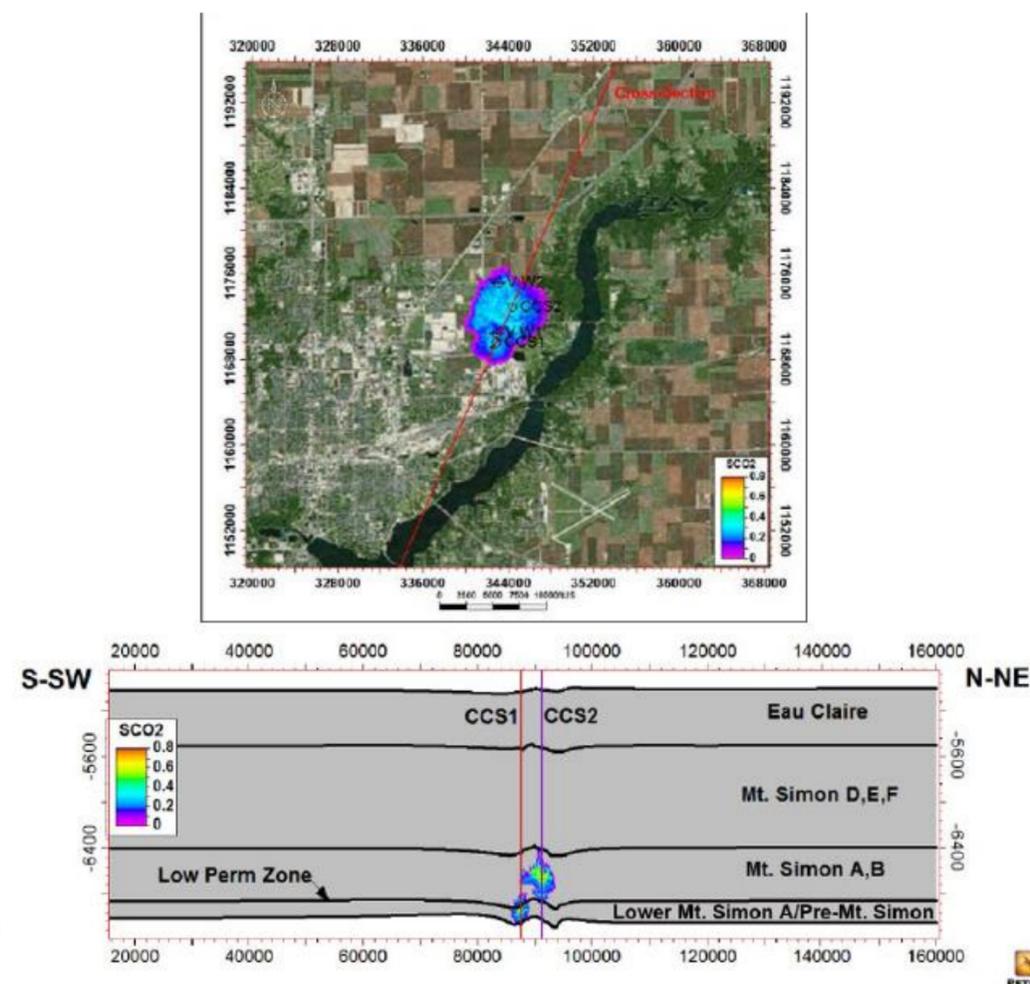
(Shell Canada Limited, 2020). )

### 3. CO<sub>2</sub>地中貯留事業の終結とその後の対応

#### 3-2. 事例紹介：米国／イリノイ州陸上「ADM IBDP CCS事業」におけるサイト閉鎖計画

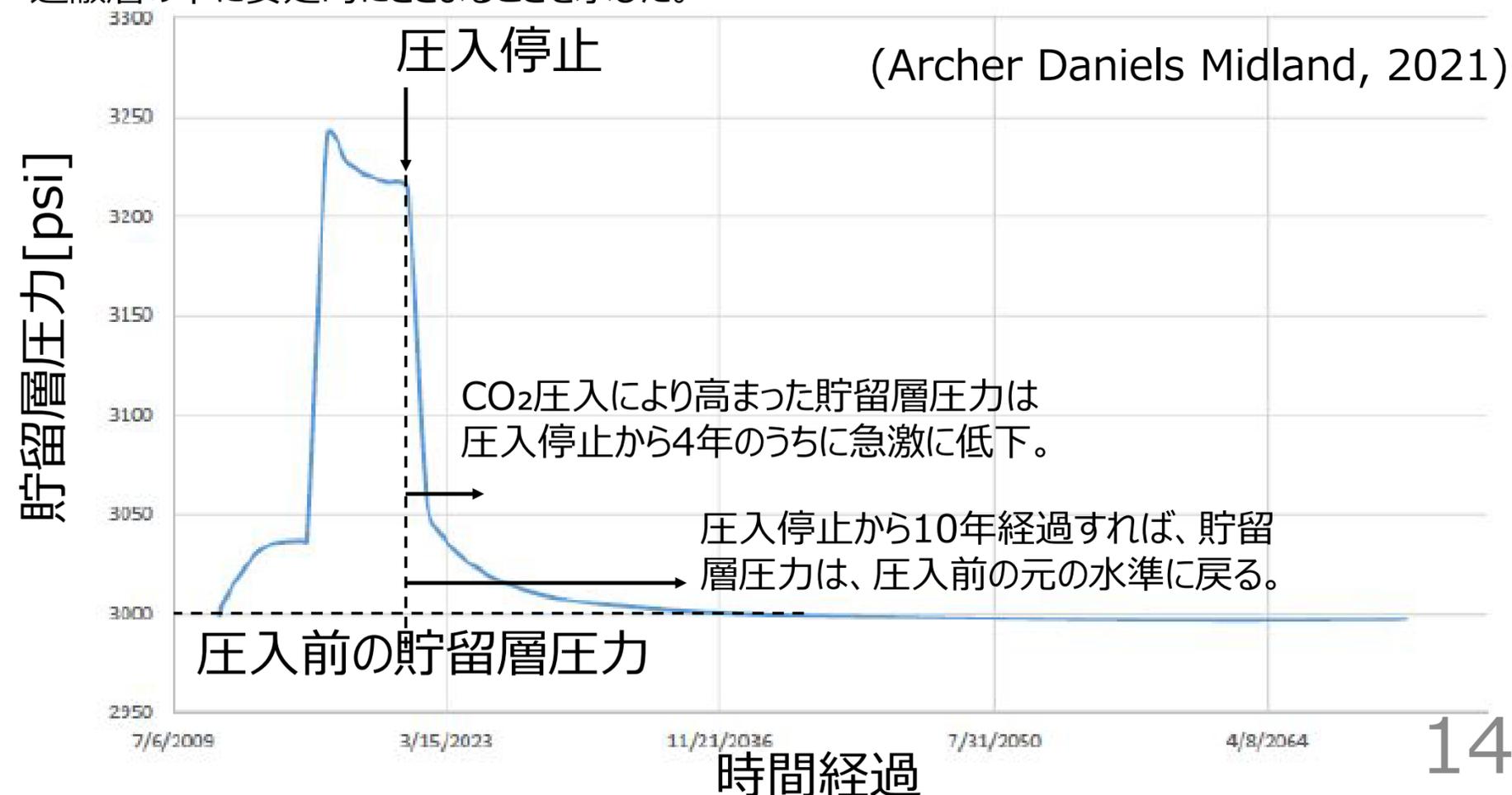
- 米国／イリノイ州陸上にてArcher Daniels Midland (ADM) 社が進めるバイオ燃料生成により生じるCO<sub>2</sub>の地中貯留事業。
- 米国陸上の安全飲料水法に基づく地下注入管理プログラム (Underground Injection Control Program : UIC) のCO<sub>2</sub>の長期的な地層貯留を目的とするClass VIカテゴリーにより進められている。
- Class VIでは圧入停止後からサイト閉鎖まで最短で50年間のモニタリング継続を定めるが、ADM社は2021年に「圧入停止後のモニタリング計画」および「サイト閉鎖計画」を管轄当局に提出し、この**圧入停止後のモニタリング期間を10年間に短縮**して管轄当局と合意した。

シミュレーションにより得られたCO<sub>2</sub>の分布図。(上図) 平面図  
(下図) 深度断面図。それぞれ青色が圧入CO<sub>2</sub>の分布を示す。



シミュレーションにより得られた貯留層圧力の経時変化。

貯留層圧力が10年で圧前の水準に戻ることから、10年経過後は、CO<sub>2</sub>プルームは駆動力を失い遮蔽層の下に安定的にとどまることを示した。



# まとめ



## 1. CO<sub>2</sub>地中貯留の仕組み

- 4つの貯留メカニズム（トラップ）によりCO<sub>2</sub>は安定的に地下に貯留される。これらは、時間の経過とともにより安定した貯留メカニズムへと移行する。
- 超臨界状態のCO<sub>2</sub>は、圧縮され液体のように高密度で気体のように低粘性となる。地下の温度圧力を利用し、CO<sub>2</sub>を超臨界状態とすることで効率的な貯留が可能となる。
- 十分な孔隙容積（貯留容量）があり浸透性を有する貯留層と、緻密で遮蔽性に富んだ遮蔽層がセットとなった地下地質の存在が重要。

## 2. CO<sub>2</sub>地中貯留事業におけるリスクマネジメント

- ISO27914では、事業の適合要件に対して、CO<sub>2</sub>漏洩や地震活動を含む6つの潜在的脅威が挙げられている。これらのリスクは、一般的に、圧入開始とともに増大し、圧入停止とともに減少する。
- 個々の事業に対してリスクは様々であるため、DOEは、貯留事業者がリスクマネジメント計画やモニタリング計画を策定し、これを不断に見直すサイクルの実施によって、リスクを低減するというワークフローを提唱。
- 貯留サイトスクリーニング・選定の段階で、誘発地震リスクや地質リスク等を伴う不適切なエリアを除外することで大幅にリスクの低減を行う。
- 貯留サイトが選定された以降は、ワークフローを継続し、見直しを行いながら事業仕様の最適化およびリスクの低減を継続して実施する。

## 3. CO<sub>2</sub>地中貯留事業の終結とその後の対応

- 事業終結後の対応としては、リスクの低下に伴い、事業者のワークフローとは異なる管理が想定される。
- 海外事例では、事業者が管轄当局に対して提出した「モニタリング計画」や「サイト閉鎖計画」をもとに、事業期間を通じた、事業者と管轄当局間の対話により、モニタリングの計画内容や実施期間が最適化されているものがある。

**参考資料**  
**石油・天然ガスの探鉱開発で培われた**  
**地下評価技術**

# 石油・天然ガスの探鉱開発で培われた地下評価技術：物理検層



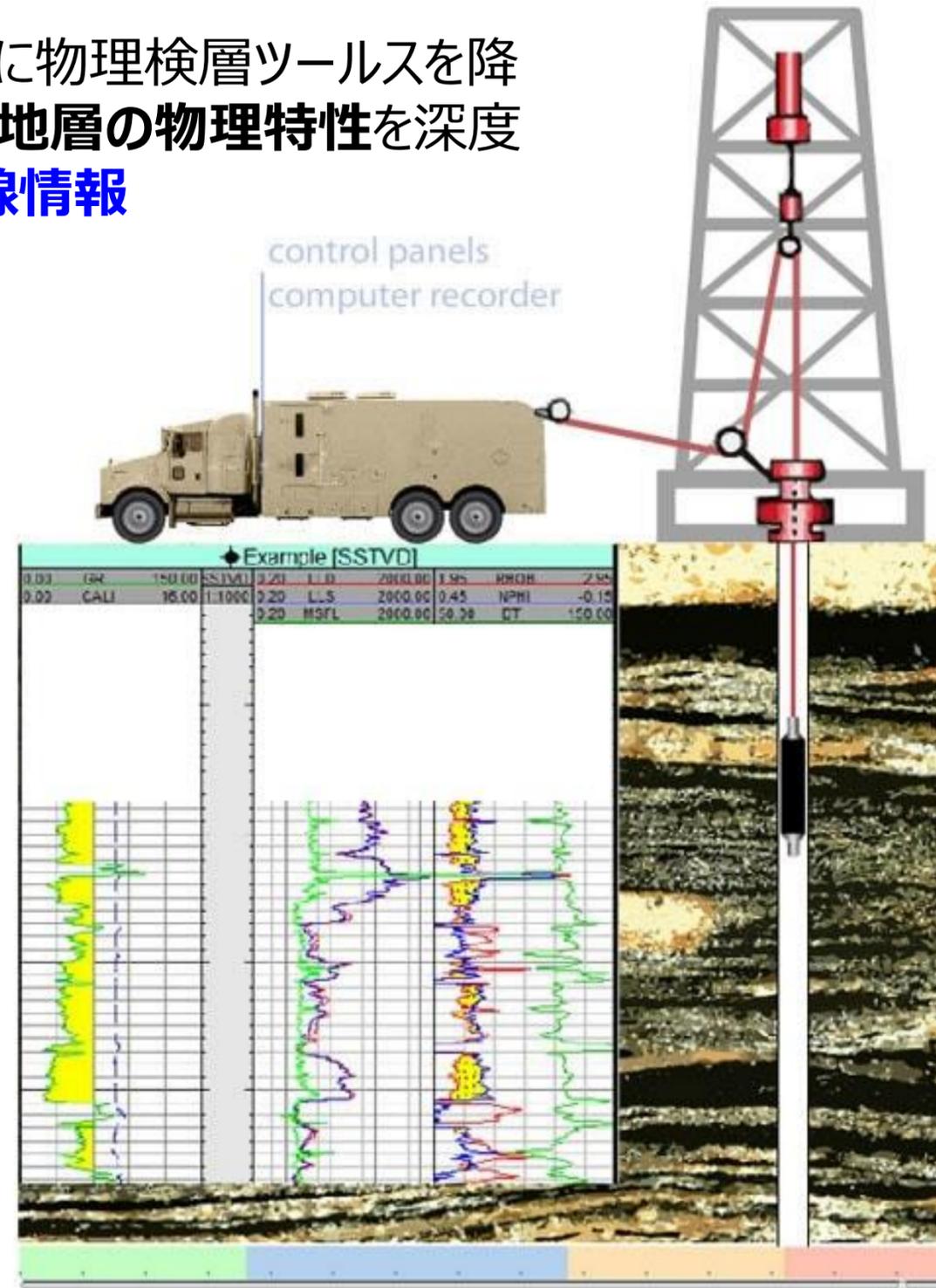
- 物理検層（Logging）とは、掘削された坑井内に物理検層ツールを降下させ、ツールを上下させながら、**坑内の情報**や**地層の物理特性**を深度方向に連続的に取得すること。→**坑井に沿った線情報**

- 坑内情報の例

- 坑井の坑径、方位、傾斜、等

- 地層の物理特性の例

- ガンマ線：泥質分を検出。泥質分が少ないほど良好な貯留層が期待できる。一方、泥質分に富んだ厚みのある頁岩層は良好な遮蔽層となりえる。
- 音波速度：孔隙が多いほど音波速度が遅い。
- 比抵抗値：孔隙内が地層水（塩水）で満たされていれば電気を流しやすい。一方、ガスで満たされていれば電気を流しにくい。



以下のWebページより引用  
<https://www.frontier-cf252.com/well-logging/>

# 石油・天然ガスの探鉱開発で培われた地下評価技術：岩石コア分析



(St-Valiotam et al., 2021)

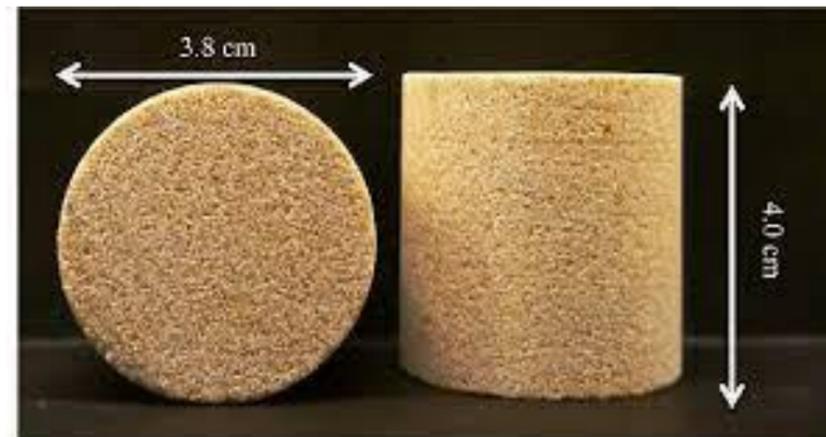
● 坑井掘削時に、地下地層から円柱状の岩石サンプル（コア）を採取する。これを分析装置にて測定し、以下のような岩石物性の測定を行う。

- 鉱物組成（岩石の鉱物組成分析）
- 孔隙率（岩石中を空間が占める割合）
- 浸透率（岩石中での流体の流れやすさ）
- 比抵抗値（岩石中の電流の流れやすさ）

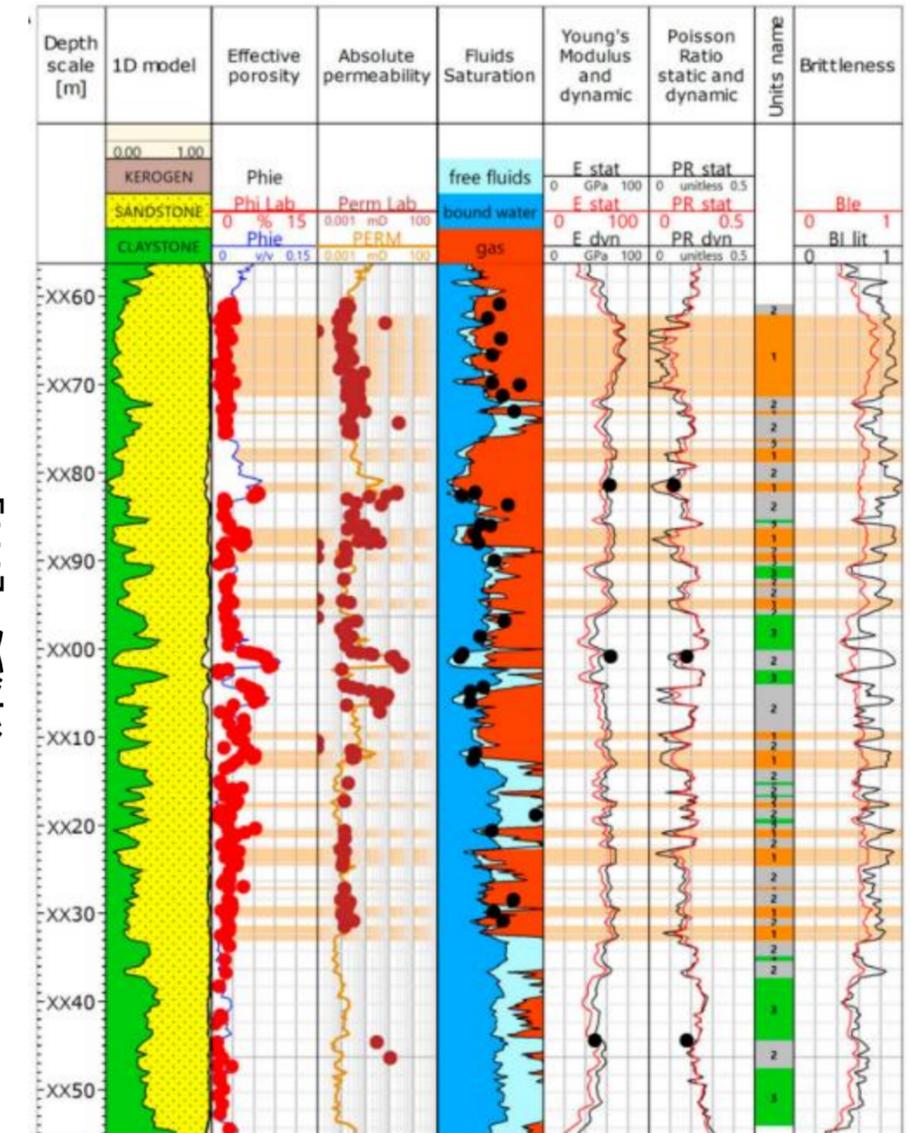


坑井で取得された岩石コア

● 測定データ（**測定点での点情報**）で、前出の物理検層データ（坑井に沿った線情報）を較正することで、より正確に地下地層の物理特性を理解することができる。



ラボ測定のために成型されたコア

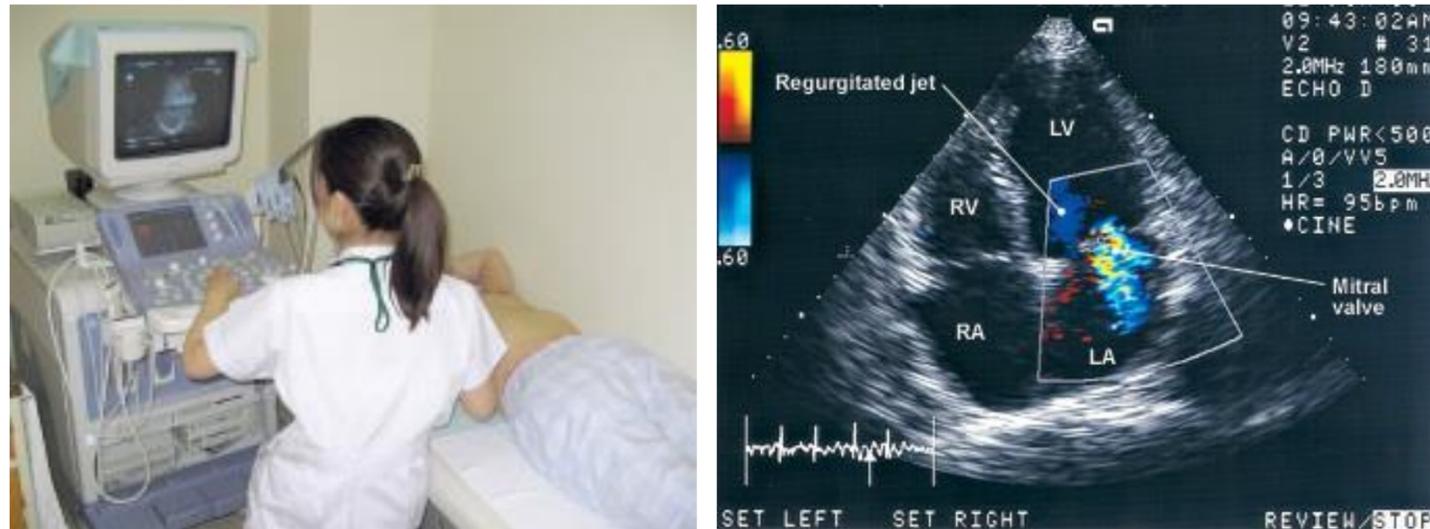


物理検層データの測定データによる較正の例  
 図中の線は物理検層データを示す。●は岩石測定データを示す。

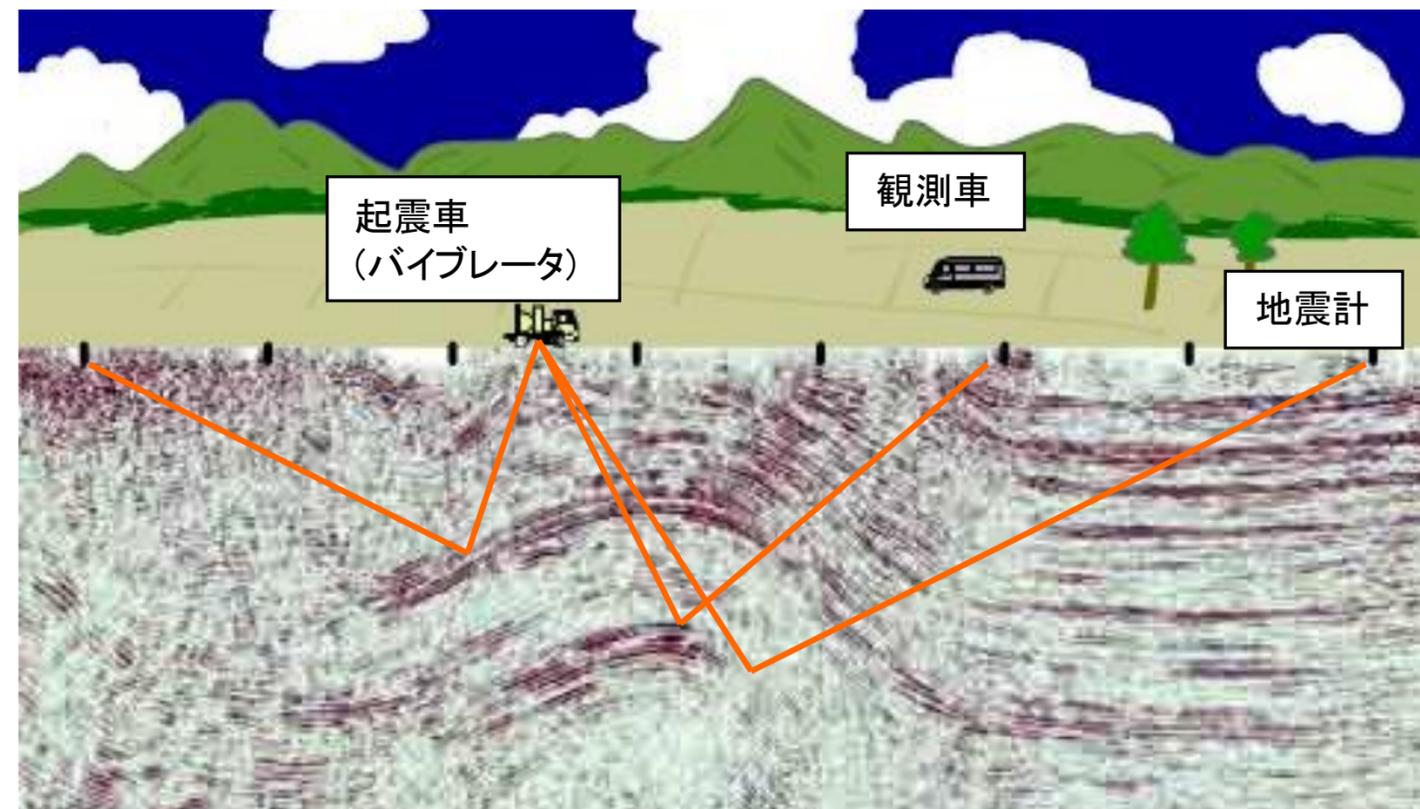
# 石油・天然ガスの探鉱開発で培われた地下評価技術：地震探査



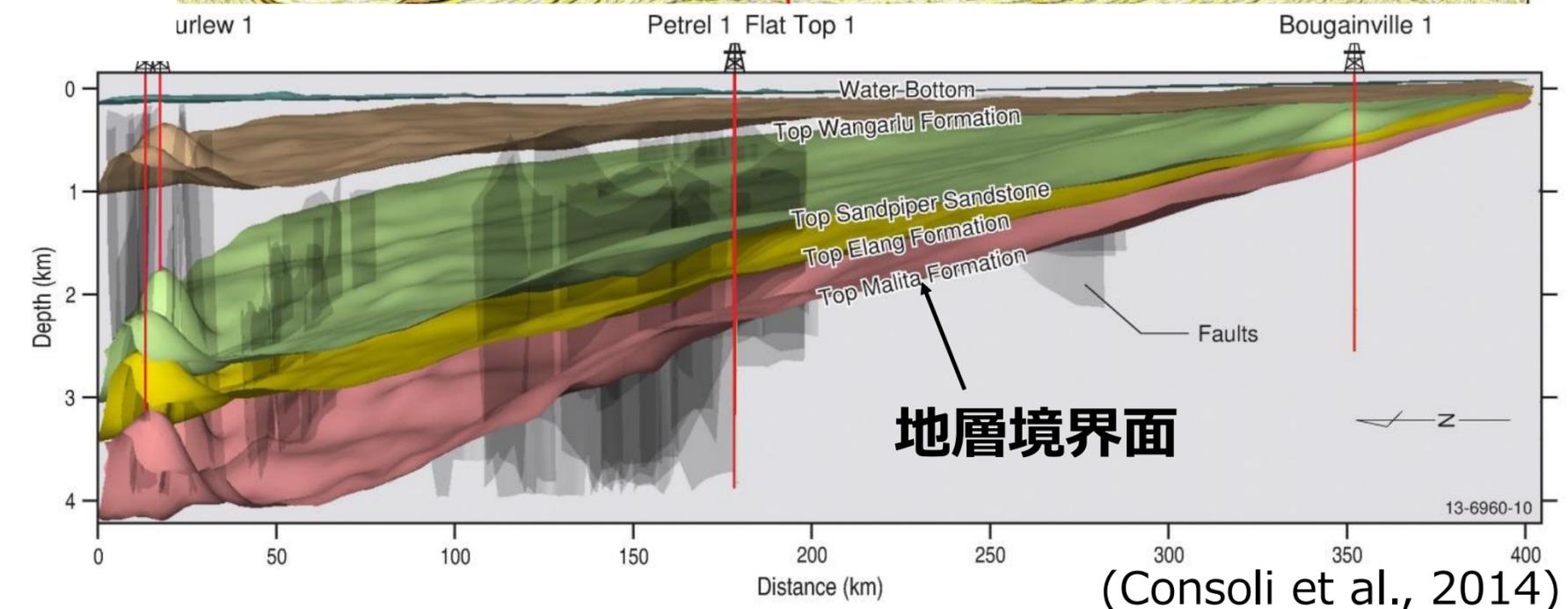
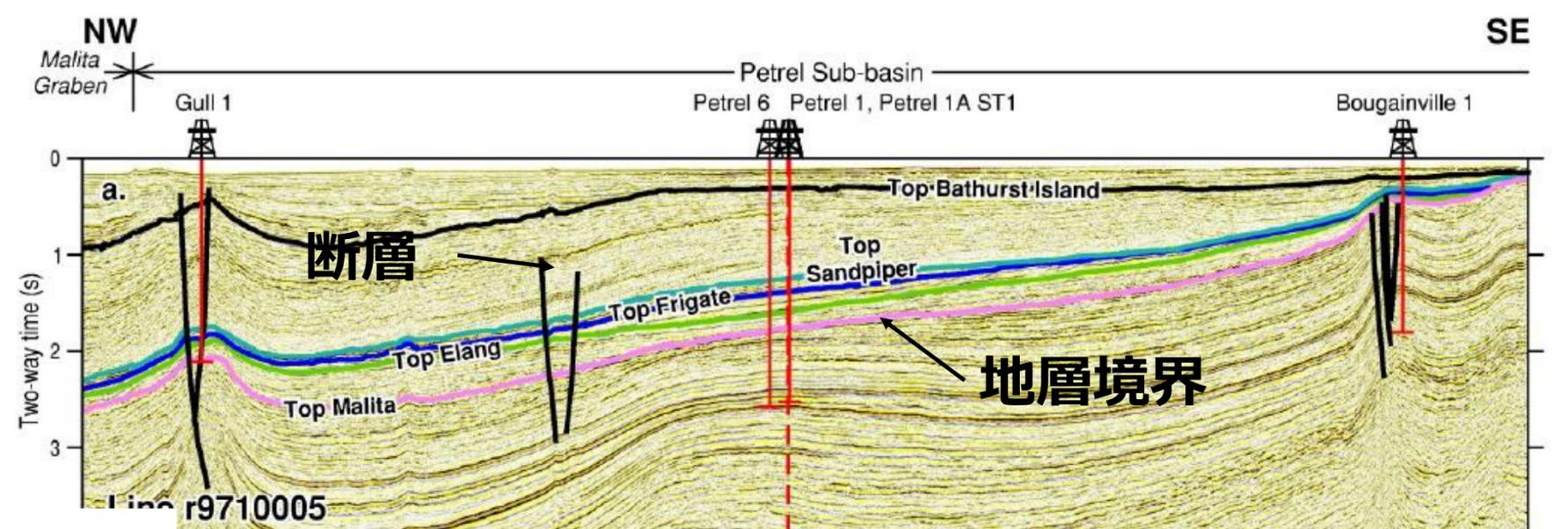
## 超音波エコー：人間の体の内部をイメージング



## 地震探査イメージング：地下地層をイメージング



## 豪州北部準州洋上の帯水層貯留候補地で収録された地震探査データ

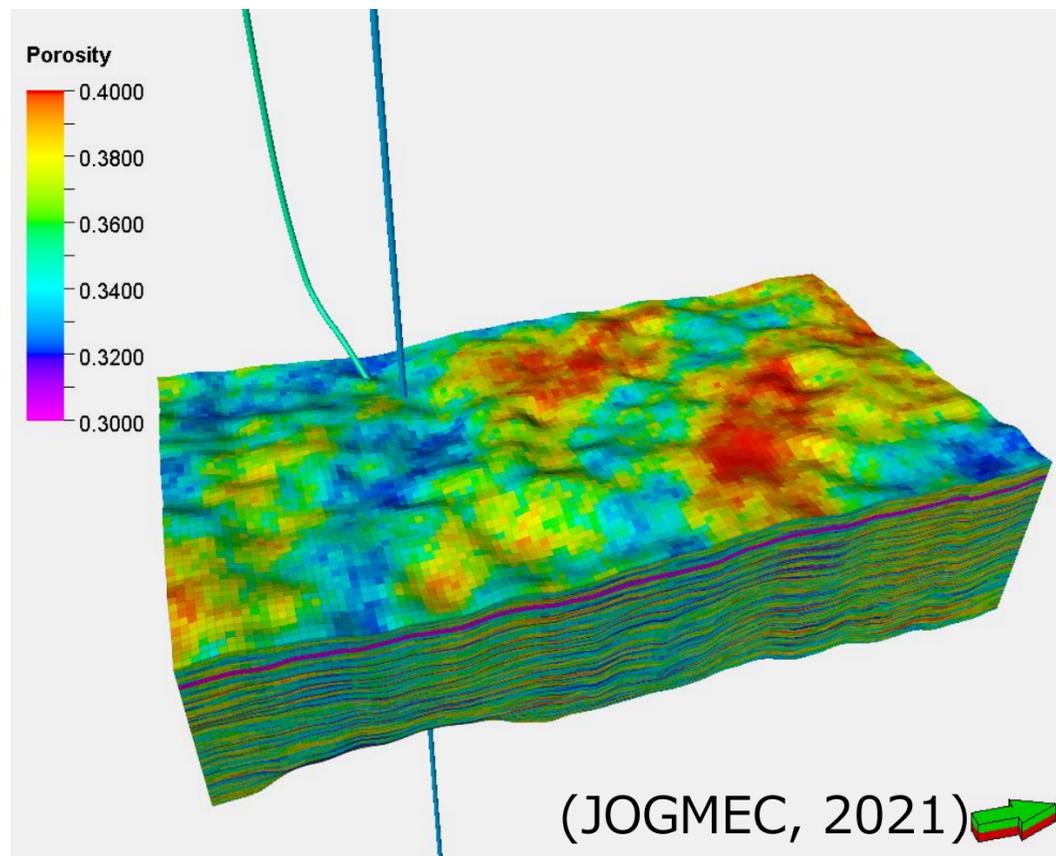


地震探査データを用いて断層や地層の境界面（面情報）を解釈する。

（上図）断面内での解釈、（下図）解釈された境界面の3次元表示

## 貯留層キャラクタリゼーション

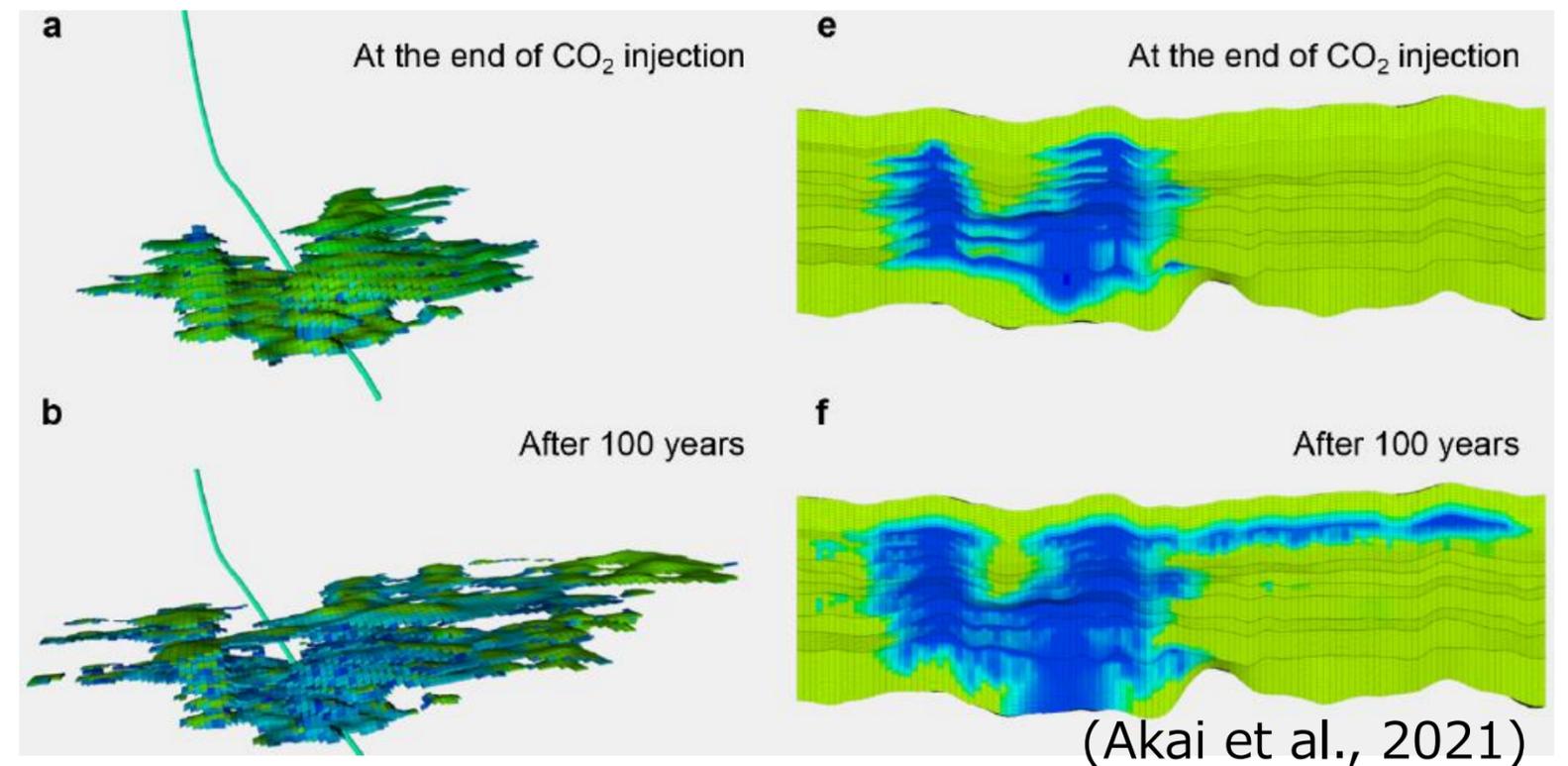
- 岩石コアの分析データ（点）、坑井で取得された物理検層データ（線）、地震探査で取得されたデータ（面）を統合して、**地下地層内の岩石物性の3次元分布を評価しモデル化する。**



**Sleipner CCS Project**を対象として構築した貯留層モデルの例：地下貯留層における孔隙率（岩石中の空間の占める割合）の3次元分布。

## シミュレーション

- 構築した貯留層モデルを用いてCO<sub>2</sub>圧入シミュレーションを実施する。
- これにより地下でのCO<sub>2</sub>の挙動（スライド4の4つの貯留メカニズム）や圧力応答が予測できる。



**Sleipner CCS Project**を対象として実施したCO<sub>2</sub>圧入シミュレーションの例：（左上）圧入停止直後のCO<sub>2</sub>の広がり（右上）圧入停止直後のpHの分布。CO<sub>2</sub>の溶解により青色部分でpHが低下している。（左下）及び（右下）は、各々100年経過後のCO<sub>2</sub>の広がりとpHの分布を示す。**シミュレーションにより長期の挙動が評価可能となる。**

# 引用文献リスト



- IPCC (B. Metz, O. Davidson, H. De Coninck, and others), Carbon dioxide capture and storage: special report of the intergovernmental panel on climate change. Cambridge University Press, United Kingdom, 2005.
- M. Blunt, "Carbon dioxide storage," Grantham Inst. Brief. Pap., vol. 4, pp. 1–12, 2010.
- International Organization for Standardization. (2017). ISO27914 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Geological storage: Vol. First edit.
- JOGMEC. 令和2年度 石油天然ガス開発技術本部 年報, [https://www.jogmec.go.jp/publish/publish\\_10\\_000004.html](https://www.jogmec.go.jp/publish/publish_10_000004.html), 2021
- Akai, T., Kuriyama, T., Kato, S., & Okabe, H. (2021). Numerical modelling of long-term CO<sub>2</sub> storage mechanisms in saline aquifers using the Sleipner benchmark dataset. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 110, 103405. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103405>
- National Energy Technology Laboratory, "BEST PRACTICES: Site Screening, Site Selection, and Site Characterization for Geologic Storage Projects 2017 REVISED EDITION," 2017, [Online]. Available: <https://www.netl.doe.gov/coal/carbon-storage/strategic-program-support/best-practices-manuals>.
- National Energy Technology Laboratory, "BEST PRACTICES: Monitoring, Verification, and Accounting (MVA) for Geologic Storage Projects 2017 REVISED EDITION," p. 88, 2017, [Online]. Available: <https://www.netl.doe.gov/coal/carbon-storage/strategic-program-support/best-practices-manuals>.
- Carman, George and Hoffman, Nick and Bagheri, Mohammad and Goebel, T. (2015). Site characterisation for carbon storage in the near shore Gippsland Basin (Issue April). [www.energyandresources.vic.gov.au/carbonnet](http://www.energyandresources.vic.gov.au/carbonnet)
- Chadwick, R. A., Williams, G. A., Williams, J. D. O., & Noy, D. J. (2012). Measuring pressure performance of a large saline aquifer during industrial-scale CO<sub>2</sub> injection: The Utsira Sand, Norwegian North Sea. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 10, 374–388. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2012.06.022>
- JOGMEC. (2022). CCS 事業実施のための推奨作業指針 (CCS ガイドライン) . <https://www.jogmec.go.jp/content/300378181.pdf>
- Shell Canada Limited. (2020). Shell Quest Carbon Capture and Storage Project: MEASUREMENT, MONITORING AND VERIFICATION PLAN.
- Archer Daniels Midland. (2021). POST-INJECTION SITE CARE AND SITE CLOSURE PLAN (Attachment E).
- Sł-Valiotam, M., & Lis-śledziona, A. (2021). The use of well-log data in the geomechanical characterization of middle cambrian tight sandstone formation: A case study from eastern pomerania, Poland. *Energies*, 14(19). <https://doi.org/10.3390/en14196022>
- Consoli, C., Higgins, K., Jorgensen, D., Khider, K., Lescinsky, D., Morris, R., Nguyen, V., & APPLYING. (2014). *Regional assessment of the CCS potential of the Mesozoic succession in the Petrel Sub basin, Northern Territory, Australia.*