

a) P10 モデル

CO₂は、高浸透率な滝ノ上層 T1 部層上部に選択的に圧入される。圧入された CO₂は西方向に伸長して広がり、圧入終了時点で気相 CO₂^{注1}は滝ノ上層圧入井から水平的に約 600m 先まで、溶解 CO₂は約 800m 先まで広がる。圧入終了後は、気相 CO₂はほとんど移動せず溶解により CO₂飽和度が減少する。溶解 CO₂は、CO₂の溶解により地層水の密度が増加するため、やや下方へ移動する。

b) P50 モデル

CO₂は、比較的高浸透率な滝ノ上層 T1 部層上部に大部分が圧入されるものの、滝ノ上層 T1 部層下部にもある程度は圧入される。P10 モデル同様、圧入された CO₂は西方向に伸長して広がり、圧入終了時点で気相 CO₂は圧入井から水平的に約 450m 先まで、溶解 CO₂は約 700m 先まで広がる。圧入終了後は、気相 CO₂は殆ど移動せず、溶解により CO₂飽和度が減少する。溶解 CO₂は、CO₂の溶解により地層水の密度が増加するため、やや下方へ移動する。

c) P90 モデル

CO₂は、貯留層の比較的高浸透率な滝ノ上層 T1 部層上部に大部分が圧入されるものの、滝ノ上層 T1 部層下部にもある程度は圧入される。P10 モデル、P50 モデル同様、圧入された CO₂は坑井を中心として広がり、圧入終了時点で気相 CO₂は圧入井から水平的に約 400m 先まで、溶解 CO₂は約 500m 先まで広がる。圧入終了後は、気相 CO₂はほとんど移動せず、溶解により CO₂飽和度が減少する。溶解 CO₂は、CO₂の溶解により地層水の密度が増加するため、やや下方へ移動する。

4) 滝ノ上層 T1 部層における CO₂挙動予測（圧入井掘削結果を踏まえた予測）

a. 概要

Computer Modelling Group Ltd. 社の GEM (ver2014.10) を使用し、シミュレーションで考慮した貯留メカニズムは、以下の 3 種類である

- ・ 泥岩の毛細管圧力と低浸透性による物理的トラッピング
- ・ 残留ガス飽和率とガス相対浸透率のヒステリシスによる残留 CO₂トラッピング
- ・ CO₂の地層水への溶解による溶解トラッピング

圧入井における滝ノ上層の仕上げ全区間に対して CO₂を圧入する設定とした。最終坑径を 8.5 インチ (半径 0.10795m)、チュービング径を 3.5 インチ (内半径 0.038m) とした。

圧入時に許容される最大坑底圧力については、滝ノ上層圧入井の振老層下部泥岩(遮蔽層)で実施したエクステンデットリークオフテストで取得したリークオフ圧力を地層の破壊圧と仮定し、その 90% (38,000kPa@PT センサー深度) と設定した。

注1 CO₂は、温度圧力条件により液体と気体の性状を合わせ持った状態となるが、シミュレータの中では「気相」として取り扱われるため、ここでは「気相」と称する。

b. パラメータ

シミュレーションパラメータは、滝ノ上層圧入井のデータ（圧入テスト、コア分析値、物理検層測定値等）および文献値により、第 2.2-13 表に示す値を用いた。

滝ノ上層の貯留岩性状が予想以上に低かったため、地質モデルの一部を切出した 2km×2km のセクターモデルを作成した。さらにより正確なシミュレーションを実施するために、100m×100m のセクターモデルとし、滝ノ上層圧入井が通過するグリッドを 5m×5m のグリッドに細分の上、シミュレーションを実施した（第 2.2-42 図）。

第 2.2-13 表 シミュレーションパラメータ一覧（平成 27 年度地質モデル）

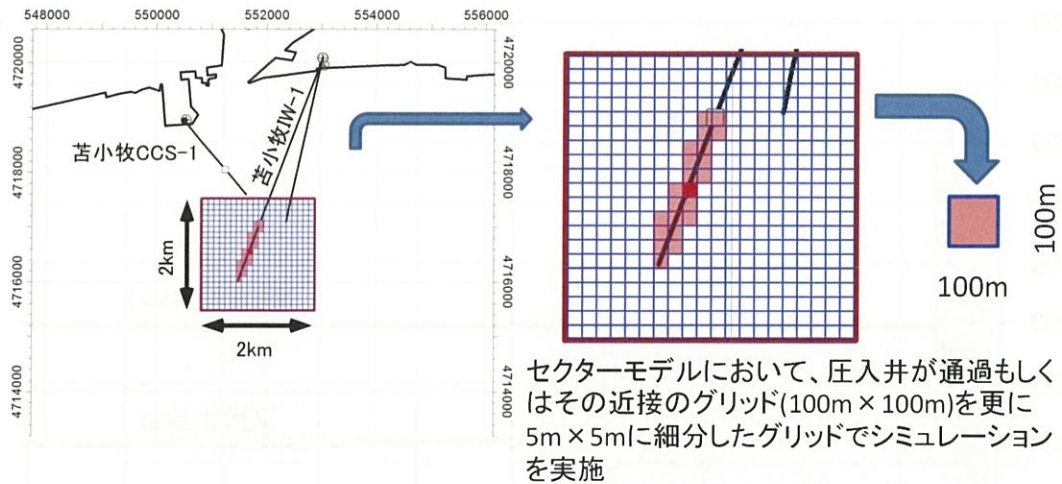
モデル		滝ノ上層 T1 部層 2015 モデル	
サイズ	8km×12km×4km ⇒ 2km×2km×1km（セクターモデル）		
グリッド	80×120×106 グリッド ⇒ 20×20×62（セクターモデル）		
アクティブ・ブロック数	24,800（セクターモデル）		
基準温度	88.3℃（2,340m/PT センサー深度）		
基準圧力	32,600kPa（2,340m/PT センサー深度）		
CO ₂ 圧入レート, 圧入期間	200,000 トン/年×3 年（設定最大レート）		
圧入圧力上限	38,000kPa（PT センサー深度）		
岩石性状	凝灰岩（貯留層）	泥岩（遮蔽層）	
平均孔隙率	滝ノ上層圧入井 AI 分布から推定		0.15
平均浸透率：mD	滝ノ上層圧入井ビルドアップテスト結果等から推定		0.000035
圧縮率：kPa ⁻¹	8.073×10 ⁻⁷ （測定値）		
塩分濃度：ppm（NaCl）	35,100（Cl ⁻ = 21,300ppm）		
相対浸透率	凝灰岩（貯留層）	泥岩（遮蔽層）	
気相 相対浸透率 Krg	Bennion (2005) ^[1]		Corey (1954) ^[2]
液相 相対浸透率 Krw			van Genuchten (1980) ^[3]
臨界ガス飽和率 Sgc	0.04 Bennion (2005) ^[1]	0.05	
不動水飽和率 Swir	0.558 Bennion (2005) ^[1]	0.8	
最大残留ガス飽和率 Sgrmax	0.241 from default value of GEM		—
毛細管圧力曲線	凝灰岩（貯留層）	泥岩（遮蔽層）	
	Bennion (2006) ^[4] , van Genuchten (1980) ^[3]		測定値

^[1] Bennion, B. 2005. Relative permeability characteristics for supercritical CO₂ displacing water in a variety of potential sequestration zones in the Western Canada Sedimentary Basin. paper SPE 95547, pp. 7-9, p. 12

^[2] Corey, A.T. 1954. The Interrelation between gas and oil relative permeabilities. Producers Monthly, November, pp. 38-41

^[3] van Genuchten, M.Th. 1980. A closed-form equation for predicting the hydraulic conductivity of undersaturated soils. Soil Sci. Soc. Am. J., 44, pp.892-898

^[4] Bennion, B. 2006. The impact of interfacial tension and pore-size distribution / capillary pressure character on CO₂ relative permeability at reservoir condition in CO₂-Brine systems. paper SPE 99325, p. 9



注：全域で作成した地質モデルからセクターモデル（2km×2km）を切出し、その中を100m×100mに分割した。
そのうちの圧入井が通過するグリッドをさらに5m×5mに分割してシミュレーションを実施した。

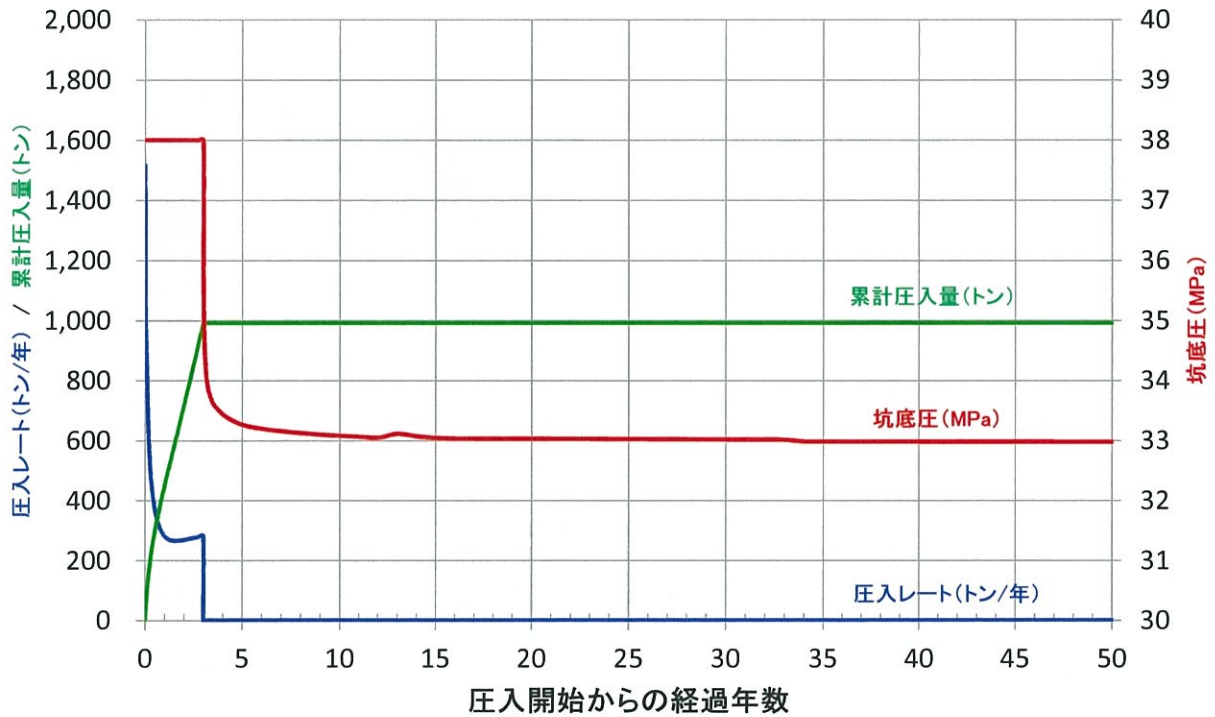
第 2. 2-42 図 平成 27 年度シミュレーションに用いたセクターモデルとグリッド

c. CO₂ 圧入時の挙動

圧入中の坑底圧、圧入レート、累計圧入量および圧入開始から 50 年後までの圧入井における坑底圧変化の関係を、第 2. 2-43 図に示す。

圧入は 1,500 トン/年程度の圧入レートで開始するが、シミュレーションの設定上、圧入開始直後に坑底圧の規定上限圧力（38MPa）に到達するため、圧入レートを下げる必要があり、約 1 年後には 300 トン/年程度の圧入レートとなる。圧入開始から 1.5 年程度経過したころから、圧入井近傍の CO₂ 濃度が高まるため、地層水に対する CO₂ の浸透性が増すことから、若干圧入レートが上昇するものと考えられる。

3 年間での累計圧入量は、1,000 トン程度と推定される。



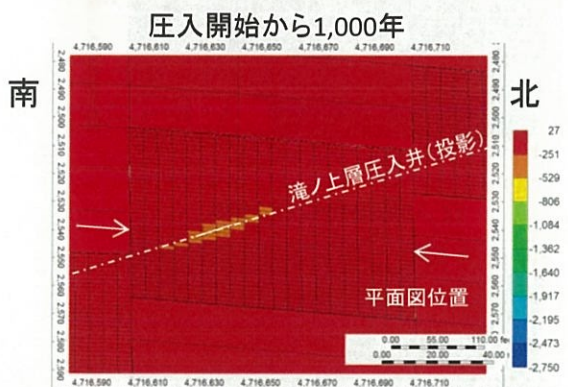
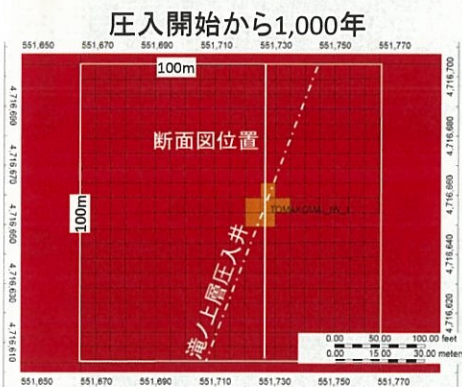
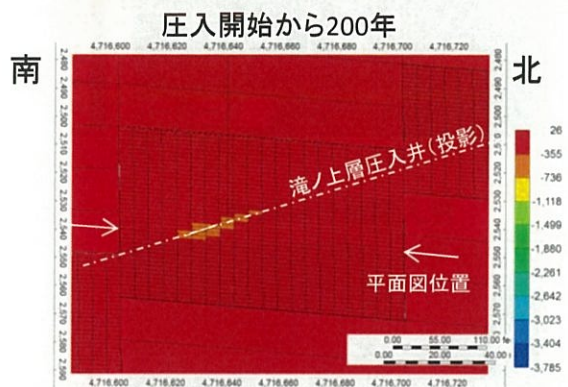
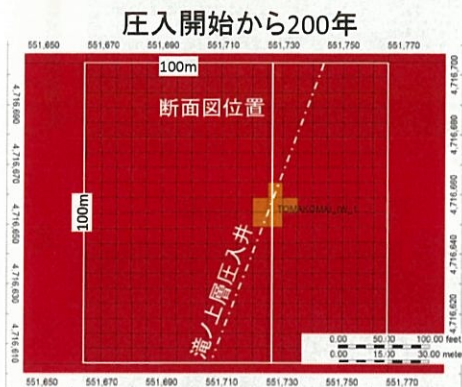
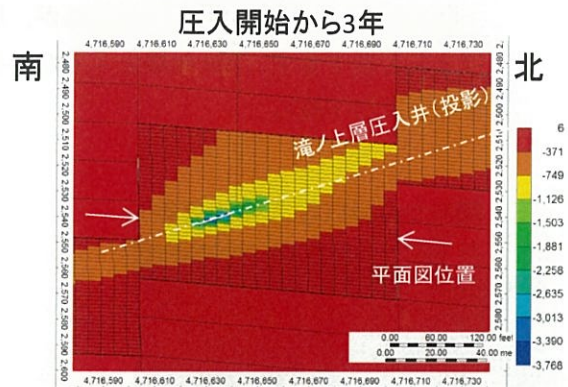
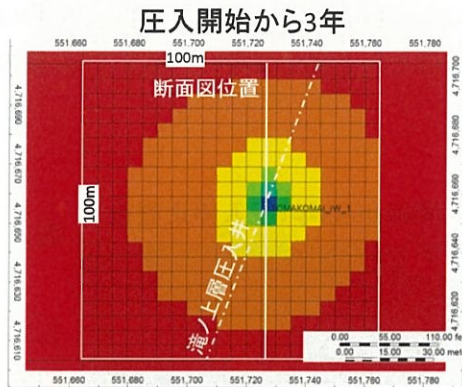
第 2. 2-43 図 CO₂ 圧入時の挙動 (平成 27 年度シミュレーション結果)

d. 貯留層圧力分布

CO₂ 圧入終了時からの貯留層圧力分布の推移を、第 2. 2-44 図に示す。

3 年間の CO₂ 圧入により上昇した圧力は、圧入井の周辺約 50m 程度まで伝播する (第 2. 2-44 図上段)。また、垂直方向には、上下 20~30m の範囲の圧力が上昇する。

その後圧力は低下し、200 年後には坑跡に沿ってわずかな影響を残す程度まで圧力は低下する。しかしながら、それ以降ほとんど圧力は下がらず、1,000 年たってもその影響はほとんど変わらない (第 2. 2-44 図の中段および下段)。



注：1. 左：坑跡が通過する地点の平面図，右：その地点の南北方向の断面図。単位は、kPa。
 2. 上段：圧入開始から3年後（圧入停止直後），中段：圧入開始から200年後，下段：圧入開始から1,000年後。
 3. 圧力の上昇はマイナスで示され，寒色ほど圧力の上昇量が高い。
 4. シミュレーションに使用する地質モデルを，圧入井掘削時に実施した圧力試験の結果と整合させるために，地質モデルのグリッドサイズを細分化した。平面図のグリッドは100m×100mのグリッドであるが，圧入井が通過するグリッドは5m×5m(1/20)としてシミュレーションを実施した（平面図では5m×5mのグリッド表示は省略）。圧入井が通過するグリッドは，垂直方向は約2mに分割した。

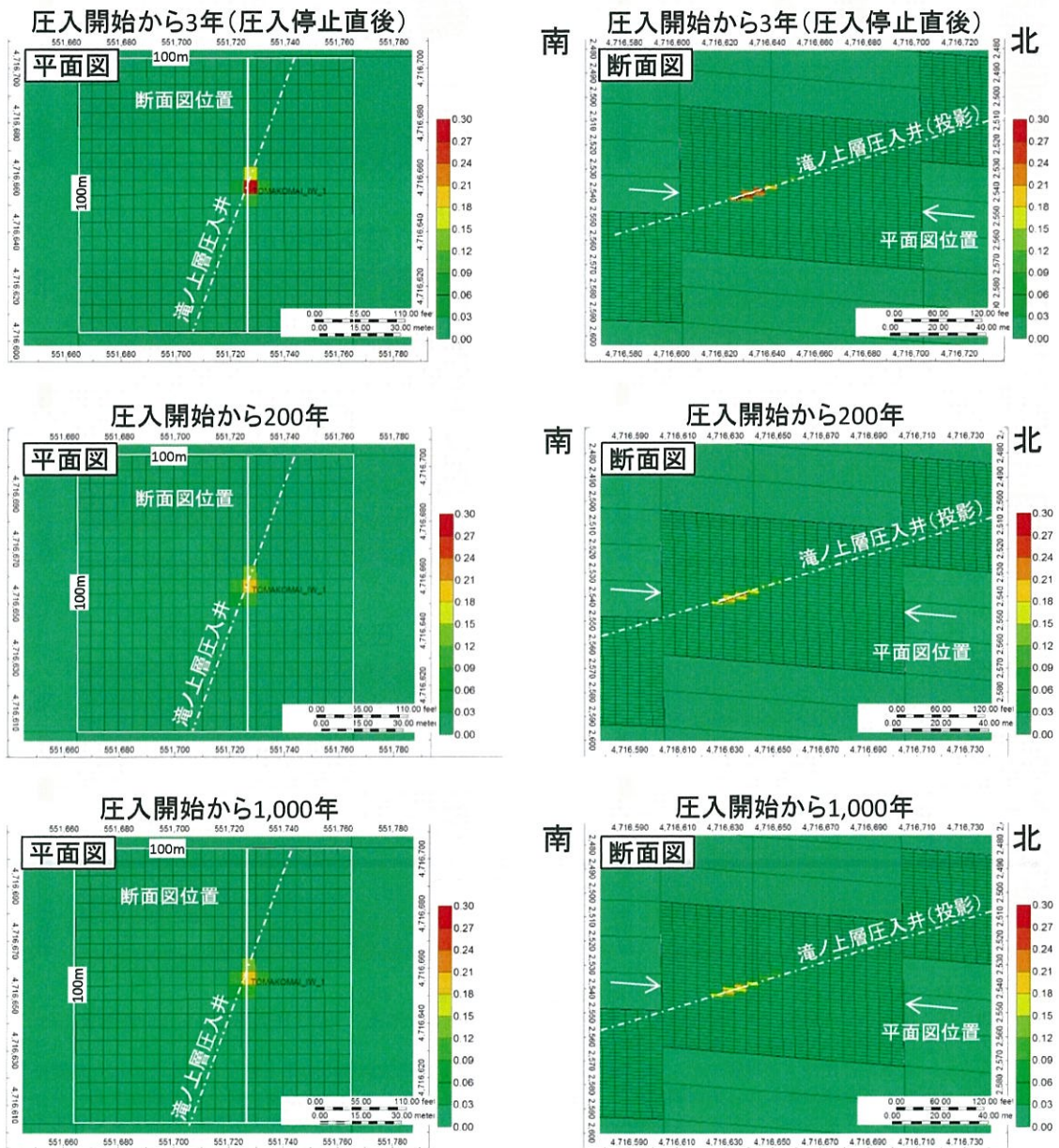
第 2. 2-44 図 CO₂ 圧入終了時からの圧力変化量の推移（平成 27 年度シミュレーション結果）

e. 圧入に伴う貯留層内の CO₂ 分布予測（貯留 CO₂ の長期挙動予測）

CO₂ 飽和度の推移を，第 2. 2-45 図に示す。

3 年間の CO₂ 圧入により CO₂ が分布する範囲は，圧入井が通過するセルとそのセルに隣接するセル程度のごく狭い範囲となる。水平方向に半径 10m 程度，垂直方向に上下～4m 程度と推定される（第 2. 2-45 図上段）。

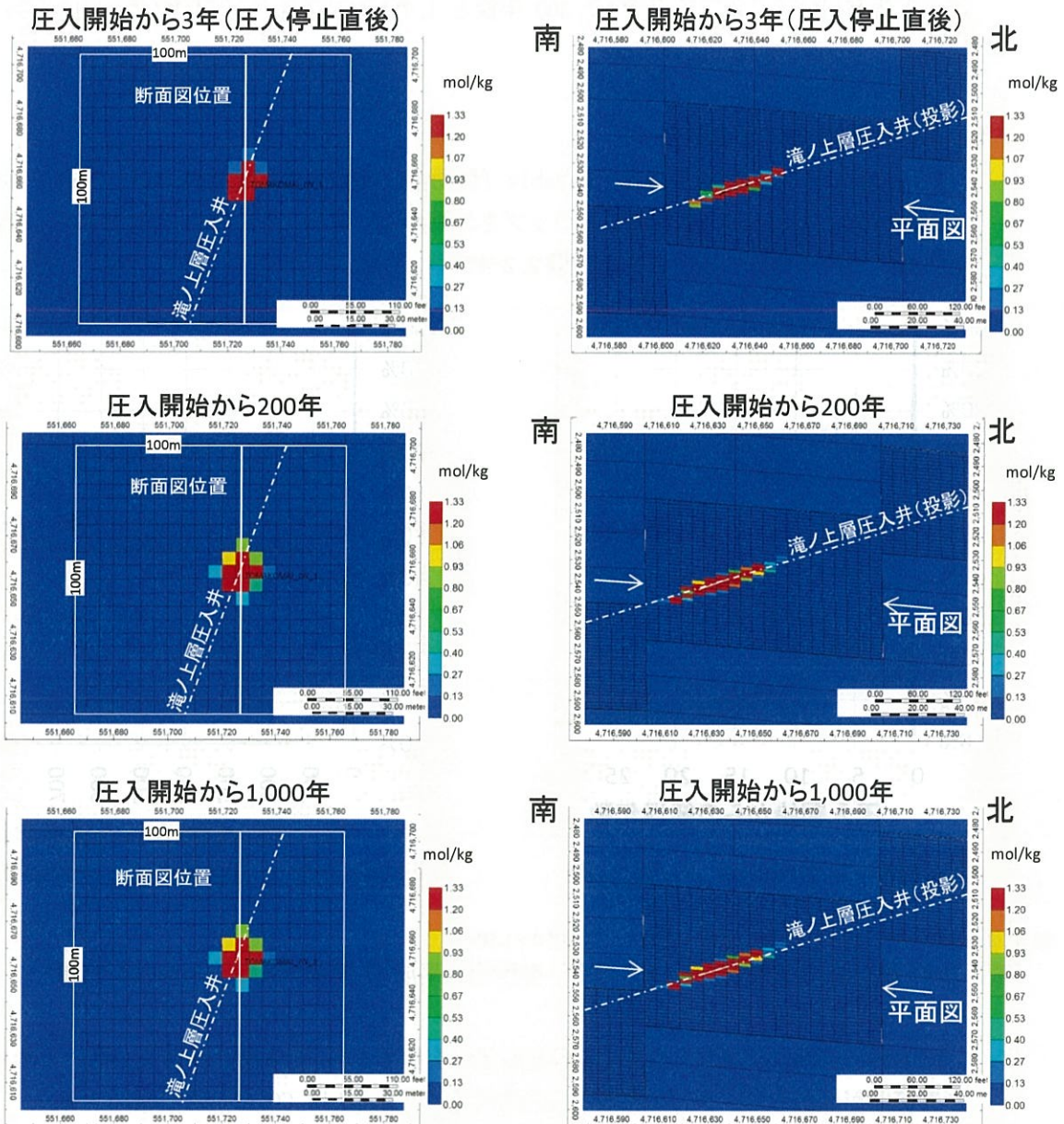
圧入停止後に CO₂ 濃度は低下するが、圧入井周辺の CO₂ 濃度が 20%程度となって以降はほとんど低下せず、200 年後と 1,000 年後の状況にほとんど変化はない（第 2.2-45 図の中段および下段）。



- 注：1. 左：坑跡が通過する地点の平面図，右：その地点の南北方向の断面図。
 2. 上段：圧入開始から 3 年後（圧入停止直後），中段：圧入開始から 200 年後，下段：圧入開始から 1,000 年後。
 3. シミュレーションに使用する地質モデルを、圧入井掘削時に実施した圧力試験の結果と整合させるために、地質モデルのグリッドサイズを細分化した。平面図のグリッドは 100m×100m のグリッドであるが、圧入井が通過するグリッドは 5m×5m (1/20) としてシミュレーションを実施した（平面図では 5m×5m のグリッド表示は省略）。圧入井が通過するグリッドは、垂直方向は約 2m に分割した。

第 2.2-45 図 CO₂ 飽和度の推移（平成 27 年度シミュレーション結果）

溶解 CO₂ 量の推移を、第 2.2-46 図に示す。



- 注：1. 左：坑跡が通過する地点の平面図，右：その地点の南北方向の断面図。単位は、mol/kg。
 2. 上段：圧入開始から3年後（圧入停止直後），中段：圧入から300年後，下段：圧入終了から1,000年後。
 3. シミュレーションに使用する地質モデルを，圧入井掘削時に実施した圧力試験の結果と整合させるために，地質モデルのグリッドサイズを細分化した。平面図のグリッドは100m×100mのグリッドであるが，圧入井が通過するグリッドは5m×5m(1/20)としてシミュレーションを実施した（平面図では5m×5mのグリッド表示は省略）。圧入井が通過するグリッドは，垂直方向は約2mに分割した。

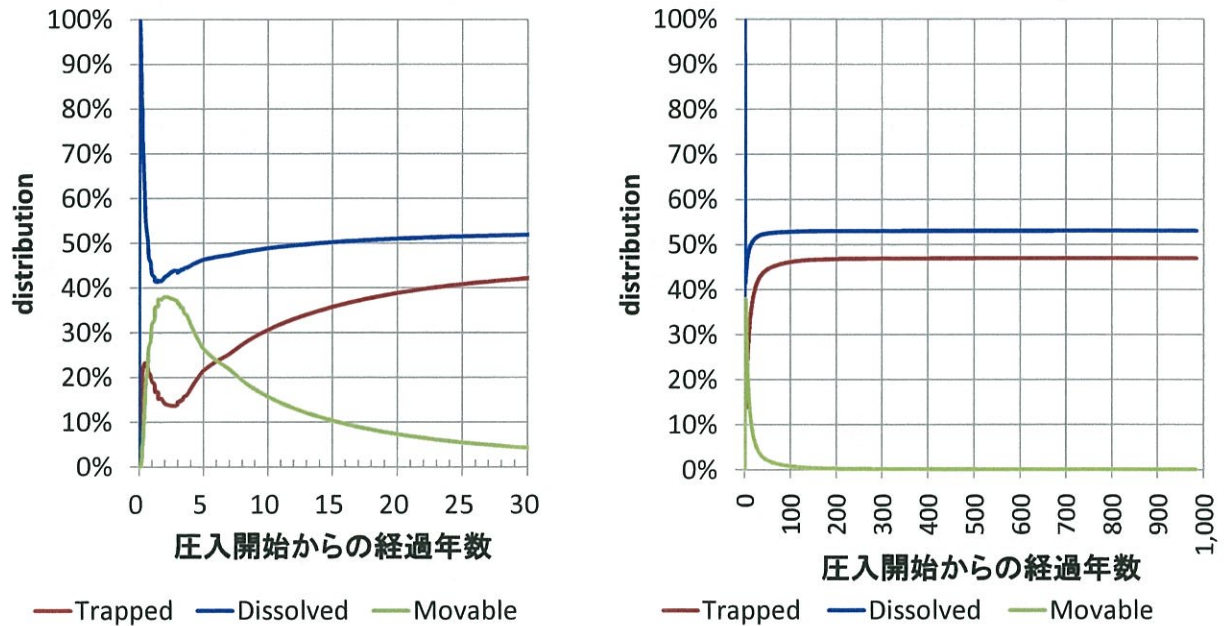
第 2.2-46 図 溶解 CO₂ 量の推移（平成 27 年度シミュレーション結果）

3年間の CO₂ 圧入により溶解 CO₂ は，滝ノ上層圧入井が通過するセルとそのセルに隣接する1~2セル程度のごく狭い範囲に分布する。溶解 CO₂ 量の分布は，水平方向に半径10~15m程度，垂直方向に上下4~6m程度と推定される（第 2.2-46 図上段）。

圧入停止後にはさらに周辺の溶解 CO₂ 量の増加域は拡大するが、水平方向に半径 15m 程度、垂直方向に 4~5m 程度の範囲に影響を与えるものと推定される。浸透性が低いために影響範囲はそれ以上拡大せず、200 年後と 1,000 年後の状況にほとんど変化はない（第 2.2-46 図の中段および下段）。

f. CO₂ の貯留形態ごとの割合

貯留 CO₂ の 3 つの貯留形態を、Movable（移動する可能性がある気相 CO₂）、Dissolved（溶解 CO₂）、Trapped（孔隙等にトラップされ動かない気相 CO₂）の 3 つに表現し、CO₂ 圧入量に対する割合の経時変化を、第 2.2-47 図に示す。



注) 左図：時間スケールが 0~30 年。右図：時間スケールが 0~1,000 年

第 2.2-47 図 CO₂ の貯留フォーム（割合）の変化（平成 27 年度シミュレーション結果）

圧入開始初期には圧入した CO₂ のほとんどは溶解するが、貯留層の浸透性が低いために影響範囲が広がらず、すぐに溶解しきれなくなり、Movable CO₂ の割合が増加する。

圧入停止後に徐々に溶解 CO₂ 量が増加するが、圧入停止後 50 年程度で安定する。圧入終盤より圧入井から徐々に周辺に移動した Movable CO₂ がトラップされ、約 200 年でその割合はほとんど 0 となる。

圧入停止から 200 年程度以降では、Movable、Dissolved および Trapped の割合は安定する。

ウ) 萌別層砂岩層における CO₂ 挙動予測

a. 概要

シミュレータとして GEM (ver. 2010.12) を使用した。属性モデルにおいて分類した堆積相区分（第 2.2-29 図）を、以下の 2 種類に整理し、それぞれに岩相を設定した。

砂岩：堆積相区分 4・8・9

泥岩：堆積相区分 1・2・3・5・6・7・10

萌別層圧入井(圧入位置)は、萌別層砂岩層を対象としたAIバージョン結果をもとに、貯留CO₂の広がりが三次元弾性波探査の範囲内に留まるようにすることも考慮して、想定する陸上基地(CO₂圧入基地)からの掘削方位を設定し、仕上げ区間は圧入井の萌別層砂岩層にあたる全区間とした。また、萌別層砂岩層における坑井の最終坑径を8.5インチ(半径0.10795m)、チュービング径を3.5インチ(内半径0.038m)とした。

圧入時に許容される最大坑底圧力は、苫小牧 CCS-2 の萌別層泥岩層下部のリークオフ圧力から、予測される地層破壊圧の90%(13,410kPa)とした^{注1}。

b. パラメータ

シミュレーションパラメータは、苫小牧 CCS-1 および苫小牧 CCS-2 で得られたデータ(圧入テスト、コア分析値、物理検層測定値等)および文献値から設定した(第2.2-14表)。

^{注1} 苫小牧 CCS-2 の遮蔽層におけるリークオフテストで確認したリークオフ圧力は、その垂直深度(991m)において、14.6MPa(148.6kg/cm²)であった。これは等価泥水比重で1.50g/cm³となる。この等価泥水比重から、萌別層圧入井の遮蔽層下限深度(垂直深度1,012.2m)のリークオフ圧力を求め(151.8kg/cm²)、その90%の値(136.65kg/cm²=13,410kPa)をシミュレーション上の地層破壊圧と仮定した。

第 2.2-14 表 シミュレーションパラメーター一覧 (平成 23 年度地質モデル)

モデル	萌別層砂岩層 2011 モデル	
サイズ	8km×15km×1.5km	
グリッド	40×75×43 グリッド	
アクティブ・ブロック数	97,024	
基準温度	44.78°C (1,046.835mVD)	
基準圧力	10,669.4kPa (1,046.835mVD)	
CO ₂ 圧入レート, 圧入期間	250,000 トン/年×3 年	
圧入圧力上限	13,410kPa	
深部塩水層容積 (面積×層厚×孔隙率)	49×10 ⁹ Rm ³	
岩石性状	砂岩	泥岩
平均孔隙率	0.281	0.342
平均浸透率 : mD	17	0.00173
圧縮率 : kPa ⁻¹	1.532×10 ⁻⁶ (測定値)	
塩分濃度 : ppm (NaCl)	18,000 (Cl ⁻ = 10,350mg/L)	
相対浸透率	砂岩	泥岩
気相 相対浸透率 Krg	測定値	Corey (1954) ^[1]
液相 相対浸透率 Krw	測定値	van Genuchten (1980) ^[2]
臨界ガス飽和率 Sgc	0.05	0.05
不動水飽和率 Swir	0.49	0.638
	測定値	Bennion (2007) ^[3]
最大残留ガス飽和率 Sgrmax	0.275	—
	Holtz (2002) ^[4]	
毛細管圧力	砂岩	泥岩
	van Genuchten (1980) ^[2]	
Pc : kPa	4.04	750

^[1] Corey, A.T. 1954. The Interrelation between gas and oil relative permeabilities. Producers Monthly, November, pp.38-41

^[2] van Genuchten, M.Th. 1980. A closed-form equation for predicting the hydraulic conductivity of undersaturated soils. Soil Sci. Soc. Am. J., 44, pp.892-898

^[3] Bennion, D.B. 2007. Permeability and Relative Permeability Measurements at Reservoir Conditions for CO₂-Water Systems in Ultra Low Permeability Confining Caprocks. paper SPE 106995-MS, p.5

^[4] Holtz, M.H. 2002. Residual Gas Saturation to Aquifer Influx : A Calculation Method for 3-D Computer Reservoir Model Construction. paper SPE 75502, p.7

c. ケーススタディ

以下のケーススタディを実施し、各パラメータがシミュレーションの結果に与える影響を検討した。各ケースの概要を、第 2.2-15 表に示す。

第 2.2-15 表 ケーススタディにおいて使用した各岩相に与えたパラメータ（平成 23 年度地質モデル）

ケース名	砂岩層				泥岩層				深部塩水層容積 (Rm ³)
	水平浸透率 kh (mD)	垂直浸透率 kv (mD)	垂直浸透率 / 水平浸透率	堆積相	水平浸透率 kh (mD)	垂直浸透率 kv (mD)	スレシヨルド圧力 (MPa)	堆積相	
1) ベースケース	17	1.7	0.1	4, 8, 9	0.00173	0.00173	0.75	1, 2, 3, 5, 6, 7, 10	49×10 ⁹
2) 低浸透率ケース	9	0.9	0.1	4, 8, 9	0.00173	0.00173	0.75	1, 2, 3, 5, 6, 7, 10	49×10 ⁹
3) 高浸透率ケース	25	2.5	0.1	4, 8, 9	0.00173	0.00173	0.75	1, 2, 3, 5, 6, 7, 10	49×10 ⁹
4) 高 kv/kh ケース	17	11.475	0.675	4, 8, 9	0.00173	0.00173	0.75	1, 2, 3, 5, 6, 7, 10	49×10 ⁹
5) 遮蔽性能（低）ケース	17	1.7	0.1	4, 8, 9	0.007	0.007	0.012	1, 2, 3, 5, 6, 7, 10	49×10 ⁹
6) 萌別層砂岩層上限変更ケース	17	1.7	0.1	4, 5, 8, 9	0.00173	0.00173	0.75	1, 2, 3, 6, 7, 10	49×10 ⁹
7) 深部塩水層容積（小）ケース	17	1.7	0.1	4, 8, 9	0.00173	0.00173	0.75	1, 2, 3, 5, 6, 7, 10	3×10 ⁹

1) ベースケース

苫小牧 CCS-1 圧入テストにおける圧力解析結果（No. 3 圧入テスト：25mD, No. 3a 圧入テスト：9mD）の平均値 $k_w = 17\text{mD}$ を、水平浸透率（kh）として設定した。垂直浸透率は、水平浸透率の 1/10 ($k_v/k_h = 0.1$) とした。

2) 低浸透率ケース

砂岩層の浸透率を、 $k_h = 9\text{mD}$ として設定した。垂直浸透率は、水平浸透率の 1/10 とした。

3) 高浸透率ケース

砂岩層の浸透率を、 $k_h = 25\text{mD}$ として設定した。垂直浸透率は、水平浸透率の 1/10 とした。

4) 高 kv/kh ケース

砂岩層の水平浸透率/垂直浸透率を変化させて設定した ($k_v/k_h = 0.675$: $k_v = 11.475\text{mD}$)。

5) 遮蔽性能（低）ケース

苫小牧 CCS-2 コア試料の残差圧力測定で正しい測定ができなかった試料の測定値を使用し、泥岩層の水平浸透率がベースケースより高く、スレシヨルド圧力が極端に低いケースを想定した。

6) 萌別層砂岩層上限変更ケース

泥岩層のパラメータを与えている堆積相区分 5（第 2.2-13 図参照）に砂岩層のパラメータを設定した。

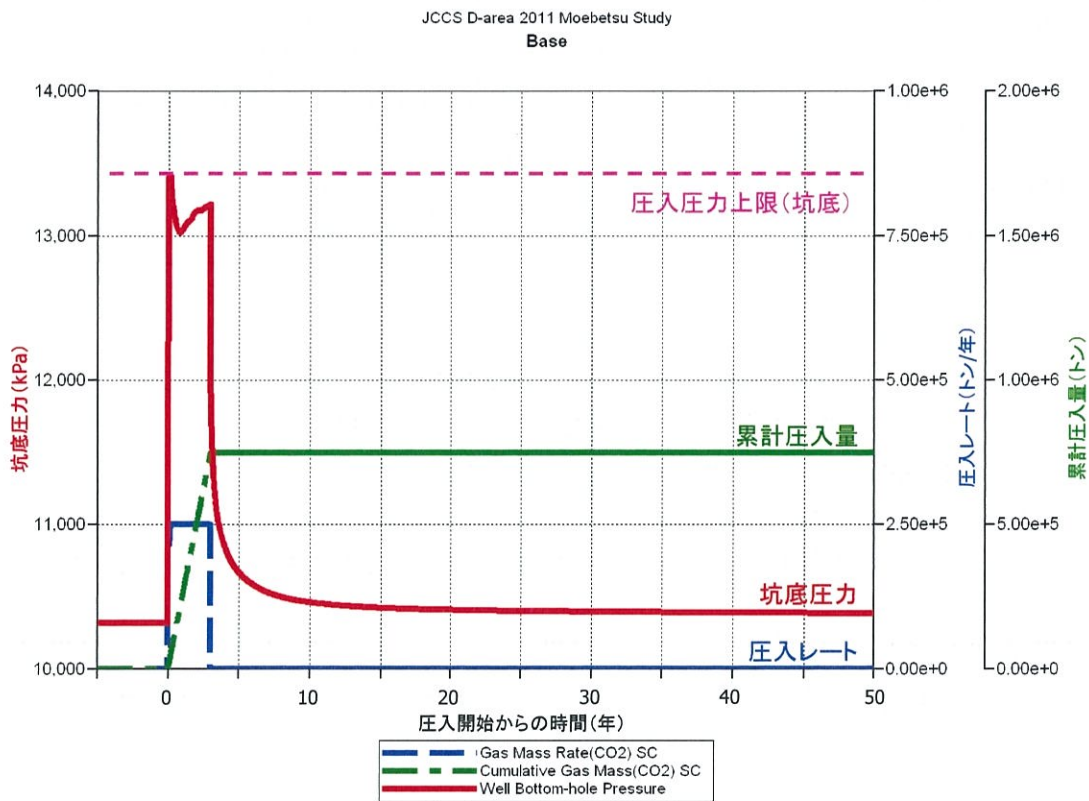
7) 深部塩水層容積（小）ケース

深部塩水層容積を貯留層の分布域・三次元弾性波探査データの範囲内に限定したケー

スを想定した。

d. CO₂ 圧入時の挙動

ベースケースにおける圧入挙動を、第 2.2-48 図に示す。想定圧入レートおよび期間である 25 万トン/年の圧入レートで 3 年間（累計圧入量 75 万トン）CO₂ を圧入可能であることを確認した。ベースケースでは、坑底圧力が、圧入圧力上限（13.4MPa）以下で圧入することができ、圧入終了時点での坑底圧力は 13.2MPa となった。圧入終了後には坑内圧力は大きく低下し、圧入終了 5 年後には 10.6MPa となり、以後ゆっくりと圧入前の地層圧（10.3MPa）に近づいていく。



注：萌別層圧入井の掘削により確認した萌別層の浸透率は、本シミュレーションの設定値よりも高いことが確認された。よって、CO₂ 圧入時の圧力上昇は、本シミュレーション結果よりも低くなることが予想される。

第 2.2-48 図 ベースケースにおける圧力挙動（平成 23 年度シミュレーション結果）

低浸透率ケースにおける圧入挙動を、第 2.2-49 図に示す。低浸透率ケースでは、圧入開始後すぐに坑底圧力が圧入圧力上限（13.4MPa）に達して、圧入レートが 11～16 万トン/年、累計圧入量が 45.2 万トンとなった。ベースケースと同様に圧入終了後に坑底圧力は大きく低下し、圧入終了 5 年後には 10.7MPa 程度となり、以後ゆっくりと圧入前の圧力（10.3MPa）に近づいていく。