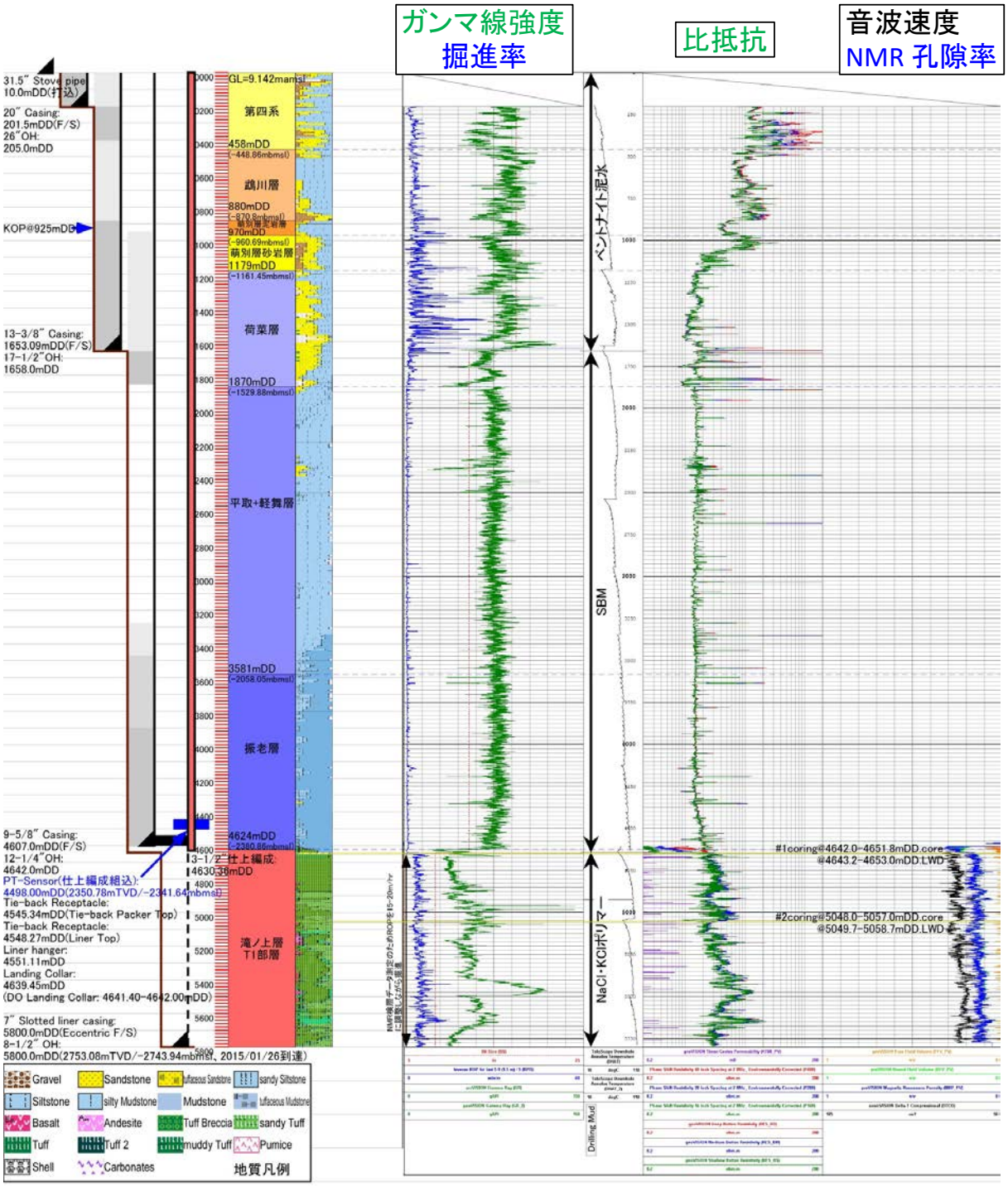


注）貯留層区間以外では，比抵抗イメージ検層，音波検層，NMR 検層は実施していない。

第 2.2-19 図　滝ノ上層圧入井の物理検層結果事例

b.　掘削時のブラインによる圧入テスト等の貯留層に係るテスト結果とその見直し

ｉ）　掘削時の貯留層に係るテスト

滝ノ上層圧入井掘削時に予定掘削深度に到達後，1 週間程度の排泥を実施し，低下した貯留層圧力の回復（上昇）の度合いから貯留層性状を解析するビルドアップテストを実施した。その結果，貯留層の浸透率は，5.25×10^{-5}mD と解析された（第

2.2-9 表)。

第 2.2-9 表　滝ノ上層圧入井におけるビルドアップテストの解析結果

	解析結果	単位
kh（浸透率×貯留層厚）	0.030	mD・m
k（浸透率）	5.25×10^{-5}	mD
スキンファクター	-1.72	―
ri（探査半径）	1	m

注）貯留層層厚（h）は，570m と仮定した。

その後，ブラインによる圧入テストを実施し，24 時間で 7kL のブラインを圧入した。なお，圧入時の貯留層上限の圧力は，遮蔽層の破壊圧の 90%を上限とした。

ブラインによる圧入テストの実施後，上昇した貯留層圧力の低下の度合いの解析から貯留層性状を解析するフォールオフテストを 12 時間の密閉時間により実施した。その結果，貯留層の浸透率は，1.48×10^{-4}mD と解析された。

ⅱ）　貯留層に係るテスト結果の見直し

地質モデルの修正にかかり，貯留層の浸透性を評価するために圧入井のテスト結果を見直した。フォールオフテストよりもビルドアップテストの方が解析に係る貯留層への圧力変化を与えた要因の時間（ビルドアップテスト：1 週間の排泥，フォールオフテスト：24 時間の圧入）が長いため，貯留層の性状をより正確に表現していると考え，ビルドアップテストの結果を見直すこととした。

現場での解析では顕著な割れ目の寄与が認められない状況下においてスキンファクターをマイナスと解析していたが，スキンファクターを 0 として再解析した結果，第 2.2-10 表のような解析結果を得た。

第 2.2-10 表　滝ノ上層圧入井におけるビルドアップテストの解析結果の見直し

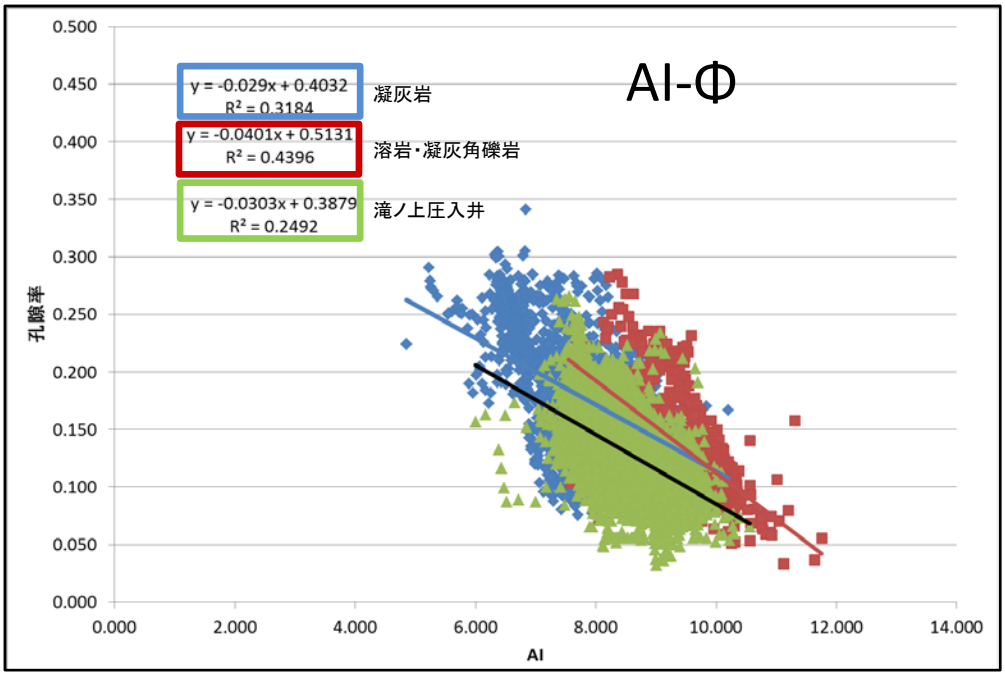
	解析結果	単位
kh（浸透率×貯留層厚）	0.28	mD・m
k（浸透率）	7.7×10^{-4}	mD
スキンファクター	0	―
ri（探査半径）	2	m

注）貯留層層厚（h）は，圧入井の仕上げ深度区間（垂直深度）である 363m と仮定した。

c.　岩相分布・性状分布推定の更新

滝ノ上層圧入井の掘削により確認した滝ノ上層の岩相は，凝灰岩主体（凝灰岩：溶岩・凝灰角礫岩 =96：4）であった。したがって，地質モデルの岩相は凝灰岩として地質モデルを更新した。

上記7）において地質モデルを作成する際に，調査井や周辺坑井から得られた孔隙率と三次元弾性波探査データから，坑井における AI 値（Acoustic Impedance：音響インピーダンス：密度×弾性波速度）を解析し，坑井での孔隙率との関係をクロスプロットで作成した。滝ノ上層圧入井において NMR 検層により測定した孔隙率と，検層データから求めた AI 値との対応関係をオーバーレイした（第 2.2-20 図）。

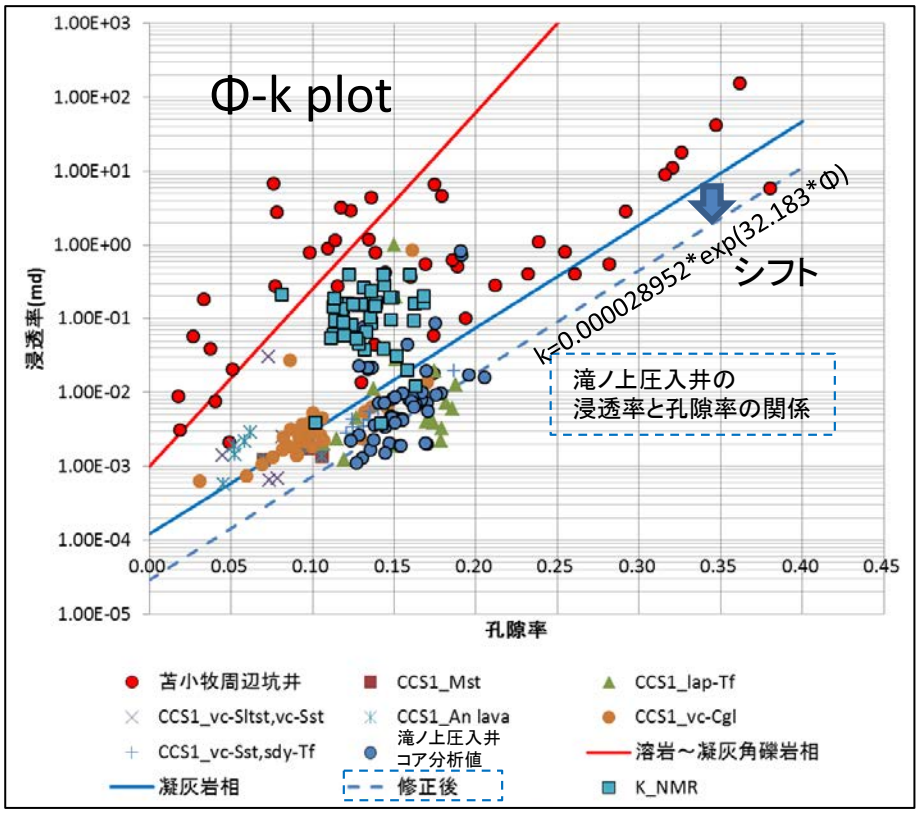


注：1. 赤は貯留岩として期待した溶岩・凝灰角礫岩，青は凝灰岩の AI 値と孔隙率の関係を示す。緑は，滝ノ上層圧入井により解析した AI 値とその深度に対応する NMR 孔隙率のプロットを示す。
2. 修正モデルにおける AI 値と孔隙率の関係は，「孔隙率＝0.0303×AI 値+0.3879」を用いた。

第 2.2-20 図　AI 値と孔隙率の関係

凝灰岩主体であった滝ノ上層圧入井の結果と，掘削前に想定した凝灰岩の回帰線の傾きはほぼ一致するものの切片が異なるので，滝ノ上層圧入井の結果を用いて地質モデルの修正を行うこととした。

滝ノ上層圧入井掘削前には，調査井および周辺坑井のコアデータを参照し孔隙率と浸透率の相関を考察した。滝ノ上層圧入井で採取したコアサンプルの分析結果および NMR 検層の結果解析された孔隙率と浸透率の関係を同一の図にプロットした（第 2.2-21 図）。



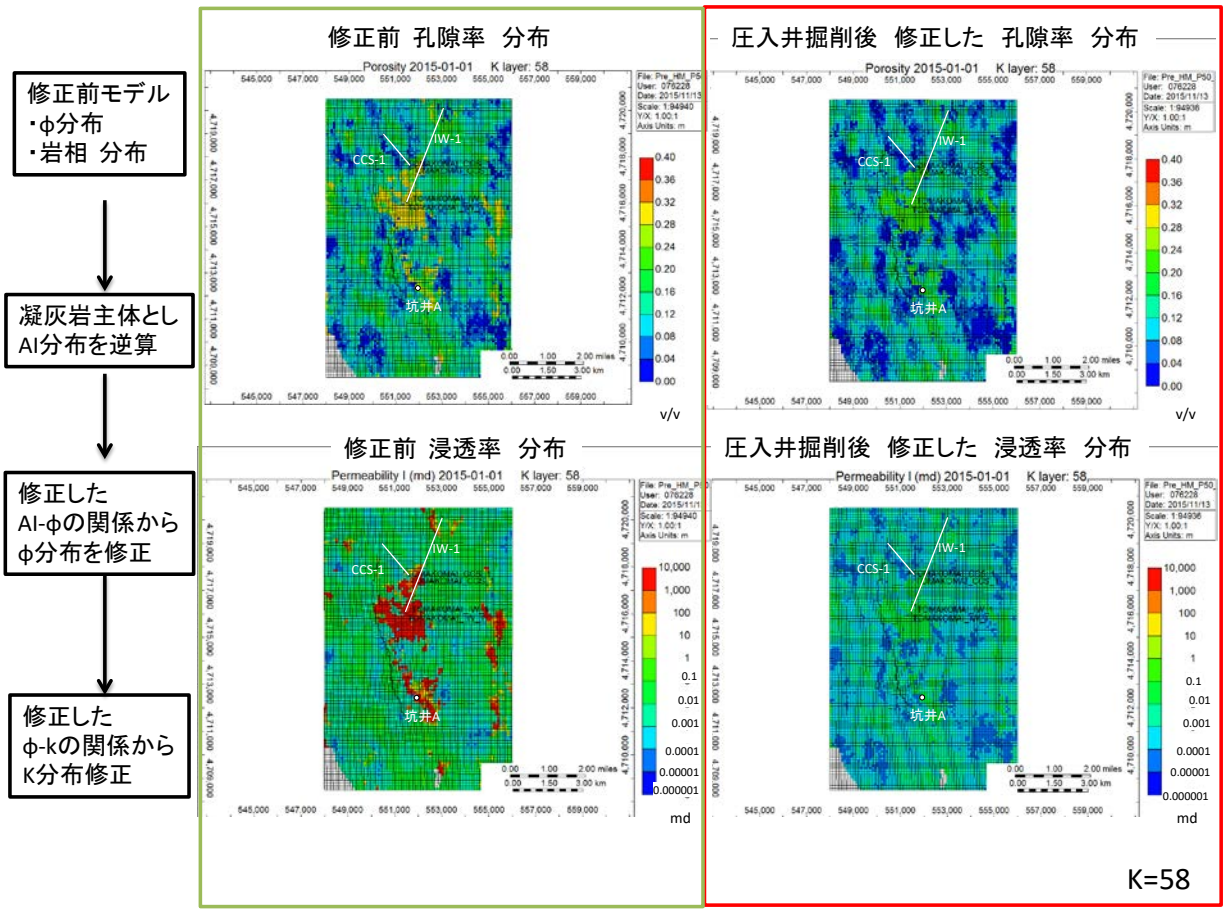
注：1. 苫小牧周辺坑井とは，民間会社が掘削した坑井 A。守秘義務があるため岩相の区分は公表できないが，回帰線を作成する際には使用した。K_NMR は，滝ノ上層圧入井で取得した NMR 検層の結果から解析された浸透率と孔隙率のプロットであるが，浸透率が滝ノ上層圧入井のコア実測値よりも概して高い値を示す。これは，火山岩で NMR 検層結果から浸透率を算出する適切な式がないことが原因と考えられる。

2. 修正モデルにおける孔隙率と浸透率の関係は，「浸透率＝$0.000028952 \times e^{32.1823 \times 孔隙率}$」を用いた。

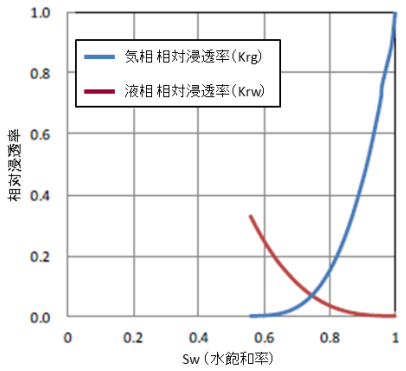
第 2.2-21 図　孔隙率と浸透率の関係

滝ノ上層圧入井の貯留層は掘削前に期待した溶岩・凝灰角礫岩がほとんどなく，96%が凝灰岩であったため，孔隙率と浸透率の相関は凝灰岩の相関式（青実線）に類似するものと仮定した。圧入井掘削前の推定では，凝灰岩の平均浸透率は，平均孔隙率 12.7%に対し 7.2×10^{-3}mD 程度と考えていたが，滝ノ上層圧入井のビルドアップテストの結果から，凝灰岩からなる滝ノ上層の浸透率は 7.7×10^{-4}mD と解析された。滝ノ上層圧入井で採取したコアの分析結果から得られた浸透率と孔隙率の関係を考慮し，圧入井掘削前に想定した凝灰岩の回帰線を下方にシフトさせ，滝ノ上層の凝灰岩における孔隙率と浸透率の相関式とした。

ここで求めた孔隙率と浸透率の関係と第 2.2-20 図で求めた AI 値と孔隙率の関係から，地質モデルを修正した（第 2.2-22 図）。なお，相対浸透率曲線および毛細管圧曲線については，修正前と同様のものを使用した（第 2.2-23 図）。三次元弾性波探査データから解析された AI 値に対応した形で，地質モデル中で細分された各セルにこれらの属性値を入力した。



第 2.2-22 図　地質モデルにおける孔隙率および浸透率分布の更新

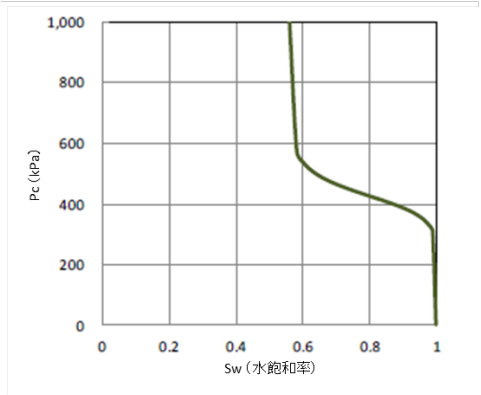


f) Viking Sandstone

CO2 Saturation Fraction	Krg	Krw
0.044	0.0007	0.7156
0.066	0.0018	0.5970
0.088	0.0037	0.4927
0.111	0.0067	0.4018
0.133	0.0110	0.3232
0.155	0.0168	0.2559
0.177	0.0244	0.1990
0.199	0.0339	0.1516
0.221	0.0457	0.1127
0.243	0.0599	0.0814
0.265	0.0767	0.0567
0.287	0.0964	0.0379
0.309	0.1191	0.0240
0.331	0.1451	0.0142
0.354	0.1747	0.0077
0.376	0.2079	0.0038
0.398	0.2451	0.0016
0.420	0.2863	0.0006
0.442	0.3319	0.0000

← Bennion (2005) [1]による測定値

$Sw = 1 - (CO_2\ Saturation\ Fraction)$



毛細管圧曲線の導出

- van Genuchten (1980) [2]による関数

$$Pc = Po \times \left([S^*]^{-\frac{1}{\lambda}} - 1\right)^{(1-\lambda)} \qquad S^* = \frac{Sw - Swir}{1 - Swir}$$

Pc：毛細管圧力（kPa），Po：置換圧力（kPa），
λ：係数（$\lambda = 0.91$），Sw：水飽和率，
$Swir$：残留水飽和率，S^*：正規化された水飽和率

- Akaku (2008) [3]による経験式

$$\log Po = -0.32931 \times \log k + 1.9259$$

- $k = 0.0072$ mD（平均浸透率）により，$Po = 428.1$ kPa。
- $Swir = 0.558$

注:1. 上：相対浸透率曲線，下：毛細管圧曲線。
2. 経済産業省(2011)，「苫小牧地点における貯留層総合評価　補足説明資料」から引用。
http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/sangi/ccs/004_s02_00.pdf
3. 相対浸透率曲線および毛細管圧曲線については，採取したコアの浸透性が低く，新たな相対浸透率のデータを取得できなかったため，圧入前の地質モデルと同様のものを使用した。

第 2.2-23 図　修正モデルで用いた貯留層（凝灰岩）の相対浸透率曲線と毛細管圧曲線およびそれらの導出手法

d.　構造モデルの更新

構造モデルは，滝ノ上層圧入井の掘削実績に合わせて深度データを更新した。

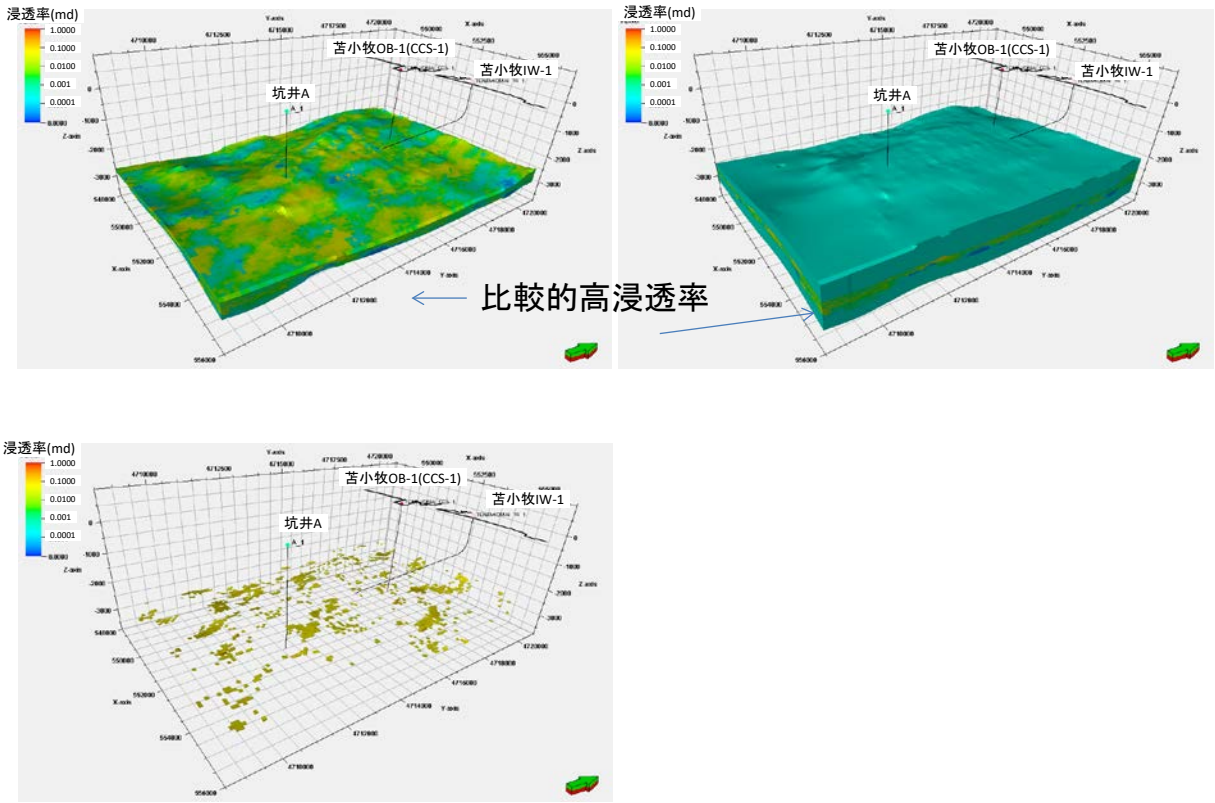
e.　属性モデルの更新

b.の手法により地質モデルの属性を更新した。更新した属性モデルの例を，第 2.2-24 図に示す。

圧入井掘削前のモデルは地球統計学的に 50 種類のモデルを作成したが，圧入井の掘削の結果,圧入井の極近傍以外で岩相や属性を地球統計学的に推定することは困難と判断し，1 ケース（P50 モデル。第 2.2 節(3)④ｱ）c.参照）の属性モデルを作成した。実際に CO_2 を圧入開始後には,定期的なフォールオフテストの実施や繰り返し弾性波探査の実施を計

[1] Bennion, B. 2005. Relative permeability characteristics for supercritical CO_2 displacing water in a variety of potential sequestration zones in the Western Canada Sedimentary Basin. paper SPE 95547, p8
[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] Akaku, K. 2008. Feasibility Study of Residual CO_2 Trapping. In "Nano-Mega Scale Flow Dynamics in Energy System" : Tohoku University Press, Sendai.

画しており，それらの結果を踏まえたうえで属性モデルを修正する。



注：浸透率＞0.05mD でフィルタリング

第 2.2-24 図　更新した属性モデルの例（浸透率）

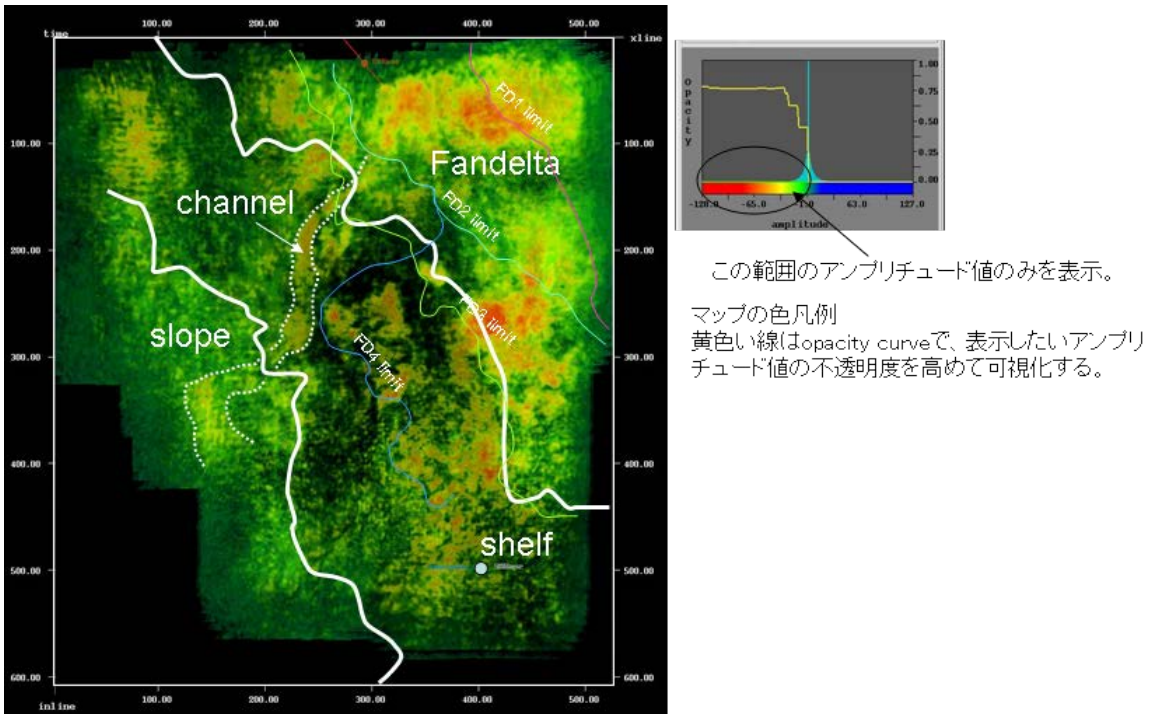
ｳ）萌別層砂岩用の地質モデルの作成

a.　岩相分布・性状分布の推定

三次元弾性波探査の解析から，萌別層砂岩層は，沖合に前進しながら陸棚に堆積したファンデルタが発達していると推定される。ファンデルタは，砂岩を主体とした粗粒堆積物が発達する。緩やかな西傾斜を示し，層厚は約 100m である。北東部を中心に砂礫岩層の発達も示唆され，堆積物は主に北東側から供給されたと推定されている。

本層陸棚上の浅い海底で堆積したものと考えられる。砂岩の分布範囲を，苫小牧 CCS-1 および三次元弾性波探査データを用いて，堆積学的検討により推定した。

萌別層砂岩層は，シーケンス層序学上，高海水準期堆積体（HST）に相当し，ファンデルタ，陸棚（Shelf）および斜面（Slope）の 3 つに分類でき（第 2.2-25 図），砂岩の発達が最も期待できるのはファンデルタである。当該地域には少なくとも 5 つのファンデルタが北東から南西へ向かって前進して堆積したと解釈できる。堆積物の供給源は北東側と推定され，北東側程粗粒相が発達し，南西に向かって泥岩が多くなる傾向にあると考えられる。



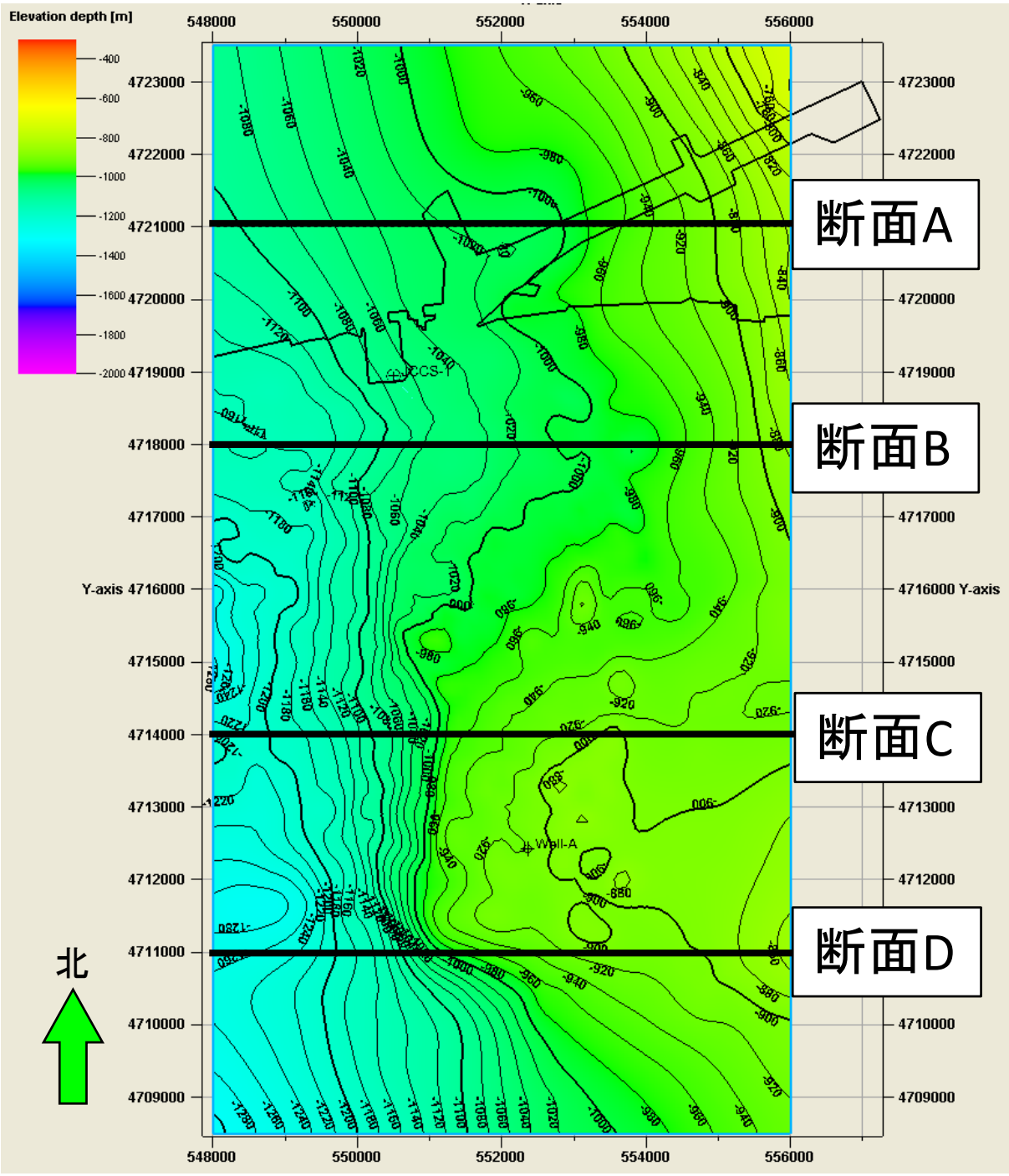
注：図の上部の方角は，北。暖色系は負の高い振幅値，寒色系は負の低い振幅値を示す。正の振幅は，非表示。

第 2.2-25 図　萌別層 HST 区間の堆積相解釈図

b.　構造モデルの作成

地質モデルを作成するため，三次元弾性波探査データの解釈により作成した各層準の時間構造図を深度構造図へ変換した。

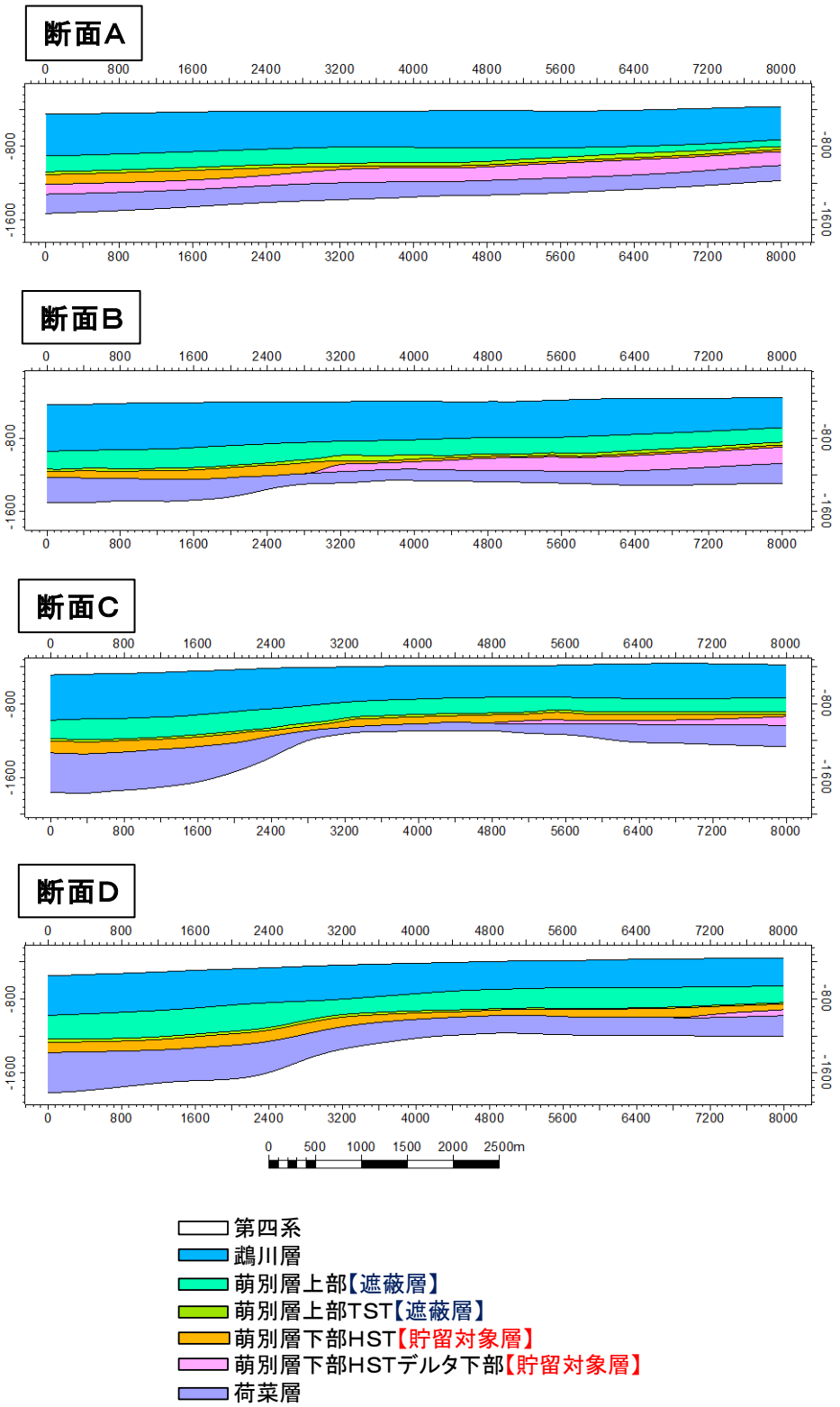
構造モデル構築には，地質構造解釈で作成されたホライゾン（上位より，鵡川層上限，萌別層上限，萌別層海進期堆積体（TST）上限，萌別層高海水準期堆積体（HST）上限，萌別層 HST デルタ上部基底，萌別層 HST 基底，荷菜層上部基底）を用いた。深度変換された萌別層砂岩層上限（萌別層 HST 上限）のモデル断面位置図を第 2.2-26 図に，主要な層準の東西モデル断面を第 2.2-27 図に示す。



1km　　（等深度線間隔＝20m）

注：図中の X 軸および Y 軸は，世界測地系 WGS84 の UTM54 系の座標。

第 2.2-26 図　モデル断面位置図（構造図は萌別層砂岩層（HST）上限）



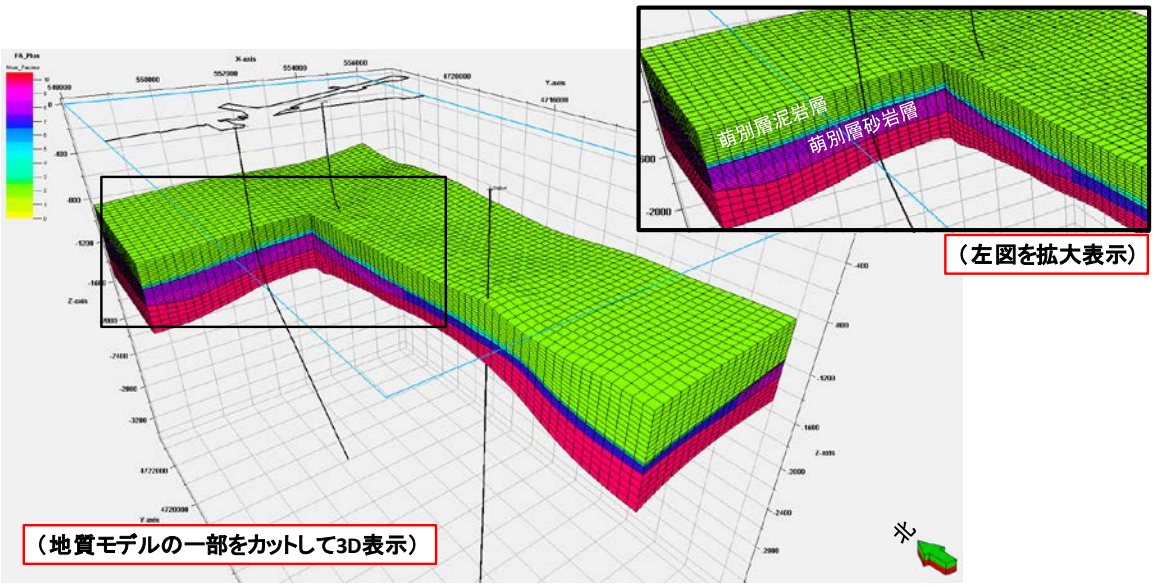
注：上から順に，断面 A～D。スケールは，m。

第 2.2-27 図　モデル断面

各層準内に第 2.2-11 表のようにグリッドセルを作成した。第 2.2-28 図に，グリッドセルの鳥瞰図を示す。

第 2.2-11 表　萌別層構造モデルのグリッディング

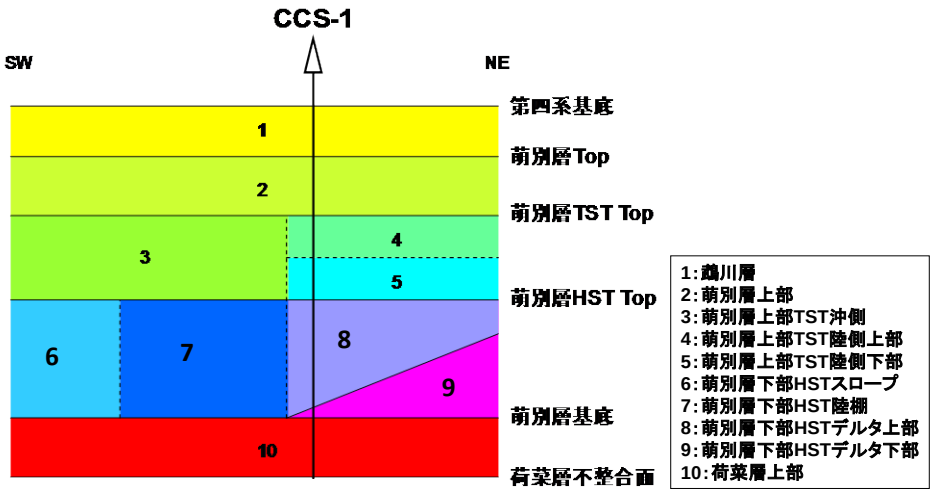
i 方向（東西方向）セル数	200m	40 セル
荷菜層上部：	3 レイヤーに分割	(k 方向セル番号：7～9)
荷菜層下部：	5 レイヤーに分割	(k 方向セル番号：10～14)
平取+軽舞層：	5 レイヤーに分割	(k 方向セル番号：15～19)
振老層：	5 レイヤーに分割	(k 方向セル番号：20～24)
滝ノ上層 T1 部層上部：	15m ごとに分割	(k 方向セル番号：25～57)
滝ノ上層 T1 部層下部：	15m ごとに分割	(k 方向セル番号：58～96)
滝ノ上層下部：	5 レイヤーに分割	(k 方向セル番号：97～101)
南長沼層	5 レイヤーに分割	(k 方向セル番号：102～106)



第 2.2-28 図　グリッドセルの鳥瞰図

c.　属性モデルの作成

構造モデルの各セルに属性を与えた。属性は，堆積相解析で設定した堆積相区分として与えた。属性モデルに与えた堆積相区分概念を，第 2.2-29 図に示す。



第 2.2-29 図　堆積相区分概念図

萌別層 HST は，堆積環境により西よりスロープ（6），陸棚（7），デルタ上部（8），デルタ下部（9）の 4 つに区分される。また，萌別層 TST は，沖側（3：泥岩層），陸側上部（4：砂岩層）ならびに陸側下部（5：泥岩層）に区分した。

④ CO_2 挙動予測シミュレーション

作成した地質モデルを用いて，CO_2 挙動予測シミュレーションを実施し，CO_2 圧入時の圧力挙動のほか，貯留層内での移動・到達範囲を推定した。CO_2 の圧入レートは 25 万トン/年で，3 年間の連続圧入（計 75 万トン圧入）とした[注1]。

なお，後述のｲ)で示す滝ノ上層圧入井の掘削結果を踏まえた予測では，圧入レートを坑底圧の規定上限圧力で制限するため，圧入は 1,500 トン/年程度の圧入レートで開始するが，圧入開始直後に坑底圧の規定上限圧力に到達するため圧入レートを下げ，その後概ね 300 トン/年程度の圧入レートで推移する。3 年間の累計圧入量は，1,000 トン程度となる。

ｱ) 滝ノ上層 T1 部層における CO_2 挙動予測（圧入井掘削前）

a. 概要

Computer Modelling Group Ltd.社の GEM（ver2010.12）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 CO_2 トラッピング

・CO_2 の地層水への溶解による溶解トラッピング

圧入位置については，陸上から掘削可能な圧入井の仕様に応じて設定した。圧入井における滝ノ上層 T1 部層の全区間に対して CO_2 を圧入した。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，苫小牧 CCS-1 の振老層下部でのリークオフ圧力の結果から，地層破壊圧力の 90%（41,853kPa）とした[注2]。

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 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 2.2-12 表に示す値を用いた。

注1 平成 23 年度シミュレーションは 25 万トン/年の圧入レート，平成 24 年度シミュレーションは 20 万トン/年の圧入レートであるのは，CO_2 の供給量の見直しにより計画変更したことによる。また，保守・点検の都合，モニタリング計画との関連，貯留層の状況等により，一時的に，あるいは長期的に一方の貯留層だけに圧入するケースも想定されることから，それぞれに圧入する最大値として，圧入レートを設定している。

注2 苫小牧 CCS-1 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，その深度（垂直深度 2,352m）で，45.3MPa（461.6kg/cm^2）であった。これは等価泥水比重で 1.96g/cm^3 となる。この等価泥水比重から，滝ノ上層圧入井の遮蔽層深度（垂直深度 2,418m）におけるリークオフ圧力を求め（473.9kg/cm^2），その 90%の値（426.5kg/cm^2=41,853kPa）をシミュレーション上の地層破壊圧と仮定した。

第 2.2-12 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	滝ノ上層 T1 部層 2011 モデル		
サイズ	8km×12km×4km（ideal volume：24km×24km×4km）		
グリッド	80×120×106 グリッド		
アクティブ・ブロック数	384,050		
基準温度	91.0℃（2,419.4m）		
基準圧力	34,370kPa（2,419.4m）		
CO_2圧入レート，圧入期間	250,000 トン/年×3 年		
圧入圧力上限	41,853kPa		
岩石性状	溶岩（貯留層）	凝灰岩（貯留層）	泥岩（遮蔽層）
平均孔隙率	0.125 Bennion(2005)[1]	0.127	0.15
平均浸透率：mD	2.7	0.0072	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	溶岩（貯留層）	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	溶岩（貯留層）	凝灰岩（貯留層）	泥岩（遮蔽層）
	Bennion（2006）[4]，van Genuchten（1980）[3]		測定値

c.　CO_2圧入時の挙動

50 個のモデルに対して，25 万トン/年×3 年間の挙動予測シミュレーションを行ったところ，全てのモデルにおいて 25 万トン/年×3 年間の圧入が可能であった。なお，実際のCO_2圧入の際に挙動予測シミュレーション結果から大きく外れる場合には，圧入対象層が 2 層準あるので，両層の圧入性を考慮したうえで，圧入量を振り分け，安全に圧入可能な範囲内でCO_2を圧入する予定である。

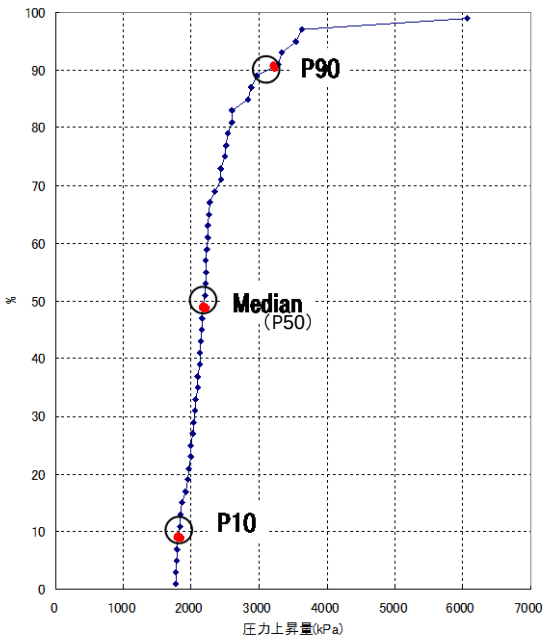
圧入終了時の坑底圧力（貯留層上限深度での坑内圧力）の圧力上昇量を序列化して，50 個のモデルの累積確率分布を作成した。圧力上昇量が当該モデル以下になる確率をそれぞれ P10，P50，P90 のパーセンタイル値として設定した（第 2.2-30 図）。

[1] Bennion, B. 2005. Relative permeability characteristics for supercritical CO_2 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 CO_2 relative permeability at reservoir condition in CO_2-Brine systems. paper SPE 99325, p.9



第 2.2-30 図　50 個のモデルの 3 年間の圧入による圧力上昇量の累積確率分布（平成 23 年度地質モデル）

これらの 3 つのモデルについて CO_2挙動予測シミュレーションを行った。

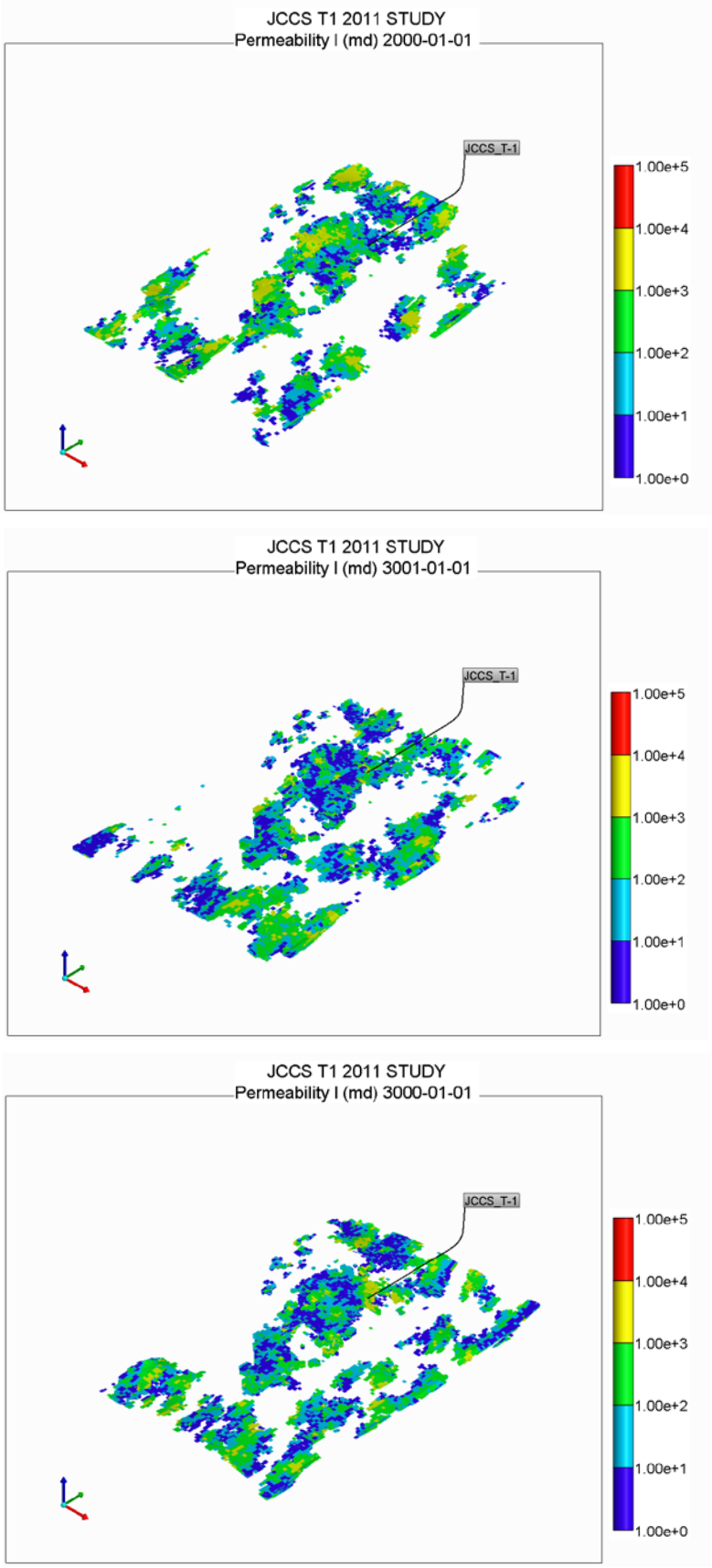
a）P10 モデル：圧力上昇量が当該モデル以下になる確率が 10%

b）P50 モデル：圧力上昇量が当該モデル以下になる確率が 50%

c）P90 モデル：圧力上昇量が当該モデル以下になる確率が 90%

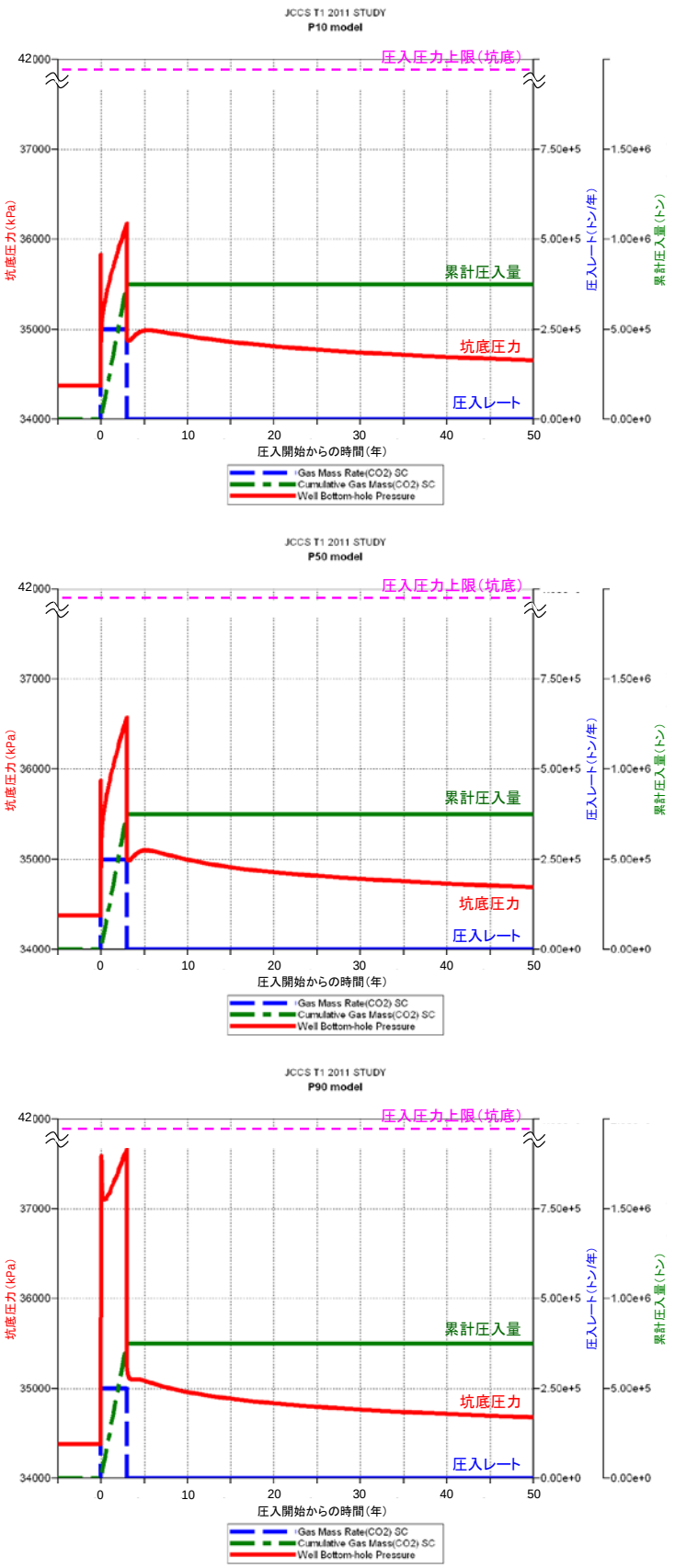
3 つのモデルに与えられた浸透率分布の例を，第 2.2-31 図に示す。また，3 つの貯留層モデル（P10 モデル，P50 モデル，P90 モデル）における圧入期間（3 年間）の CO_2圧入に伴う坑底圧力，圧入レート，累計圧入量および坑口圧力の経時変化を，第 2.2-32 図に示す。

いずれのモデルにおいても設定した圧入圧力上限（41,853kPa）には達せずに，25 万トン/年×3 年間の CO_2を全量圧入が可能である。また，いずれのモデルにおいても貯留層圧力は圧入終了後に速やかに低下し，圧入終了 5 年後にはほぼ初期貯留層圧力に近い約 35,000kPa（⊿P = 700kPa）まで低下している。



注：上から順に P10 モデル，P50 モデル，P90 モデル。単位は，mD。

第 2.2-31 図　浸透率分布（平成 23 年度地質モデル）

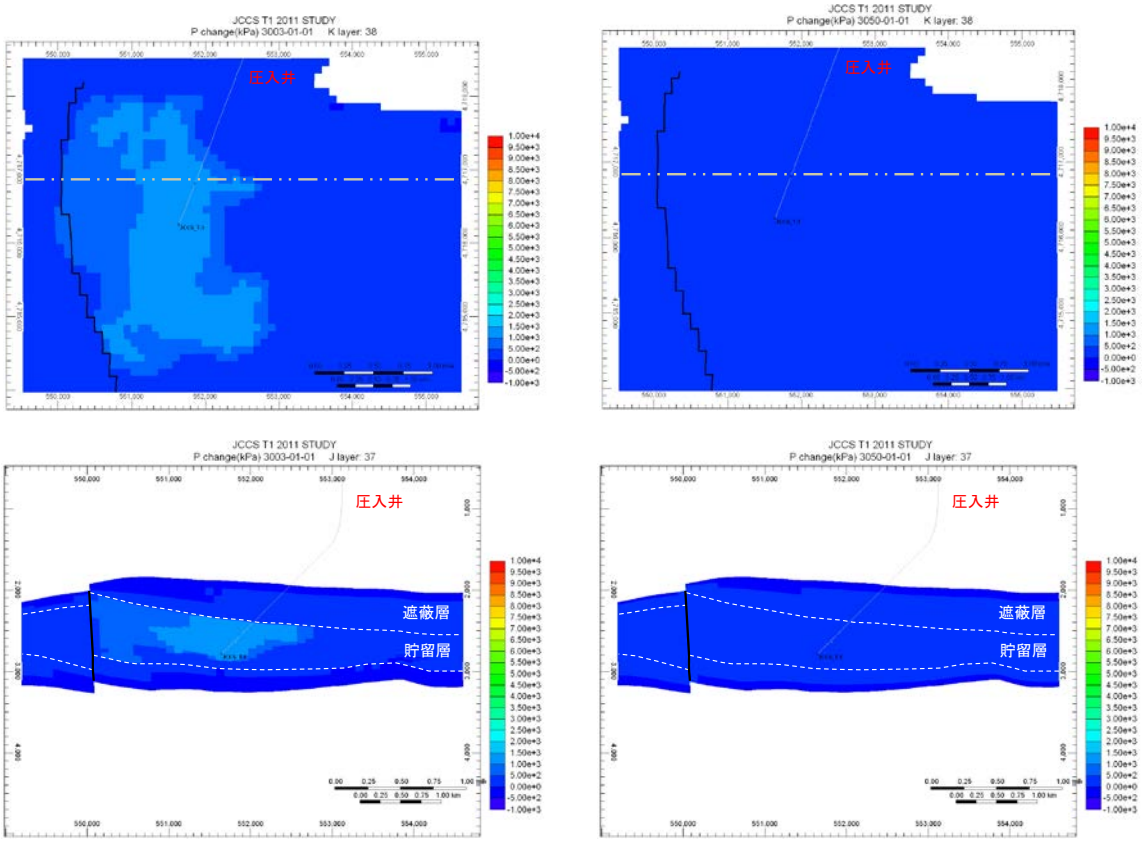


注：上から順に P10 モデル，P50 モデル，P90 モデル。

第 2.2-32 図　各モデルにおける圧入時の挙動（平成 23 年度シミュレーション結果）

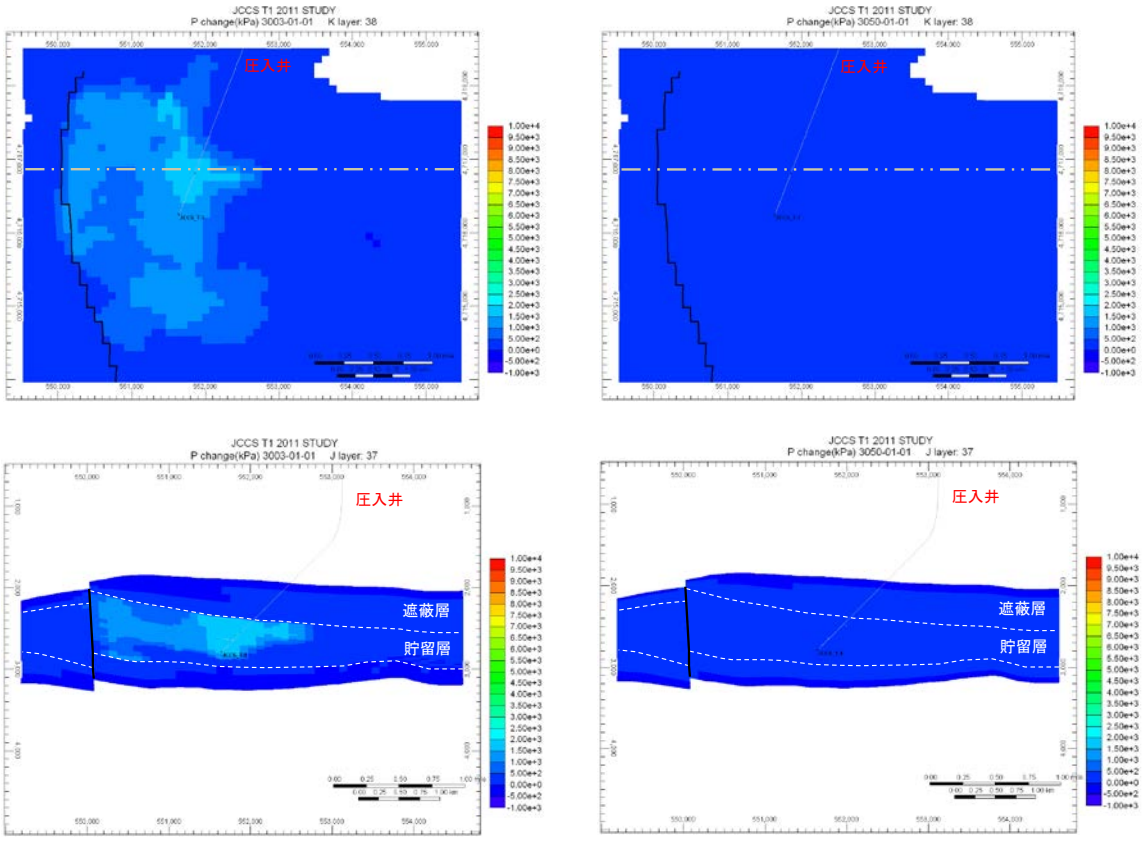
d.　貯留層圧力分布

3 年間の CO_2圧入終了時点における深部塩水層圧力の変化（圧入前の初期圧力からの変化量）を，第 2.2-33 図～第 2.2-35 図に示す。いずれのモデルにおいても圧力の広がりについては圧入井を中心にほぼ南北に長軸をもつ楕円状に広がる。



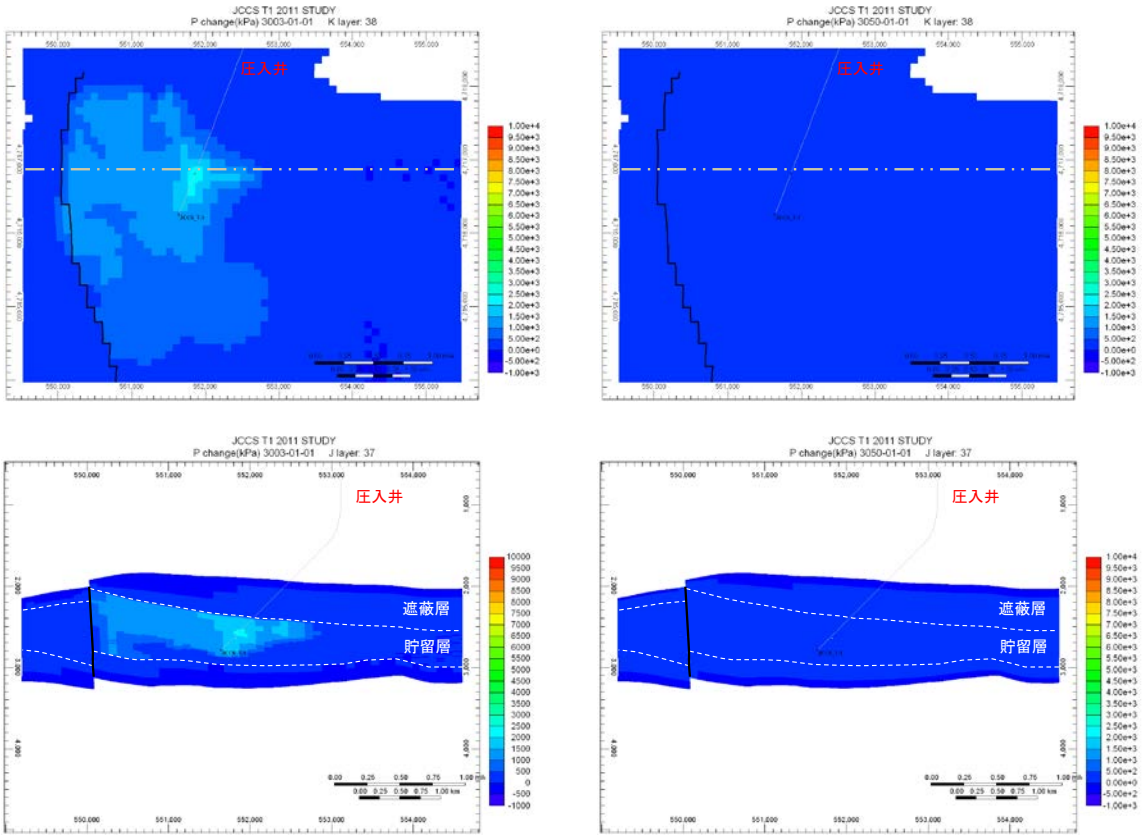
注：左側：圧入終了時（3 年後），右側：50 年後。上段：平面分布（k 方向セル 38），下段：東西断面（位置は平面分布の点線の位置）。単位は，kPa。

第 2.2-33 図　CO_2圧入前からの圧力変化量の推移（P10 モデル）（平成 23 年度シミュレーション結果）



注：左側：圧入終了時（3 年後），右側：50 年後。上段：平面分布（k 方向セル 38），下段：東西断面（位置は平面分布の点線の位置）。単位は，kPa。

第 2.2-34 図　CO_2圧入前からの圧力変化量の推移（P50 モデル）（平成 23 年度シミュレーション結果）



注：左側：圧入終了時（3 年後），右側：50 年後。上段：平面分布（k 方向セル 38），下段：東西断面（位置は平面分布の点線の位置）。単位は，kPa。

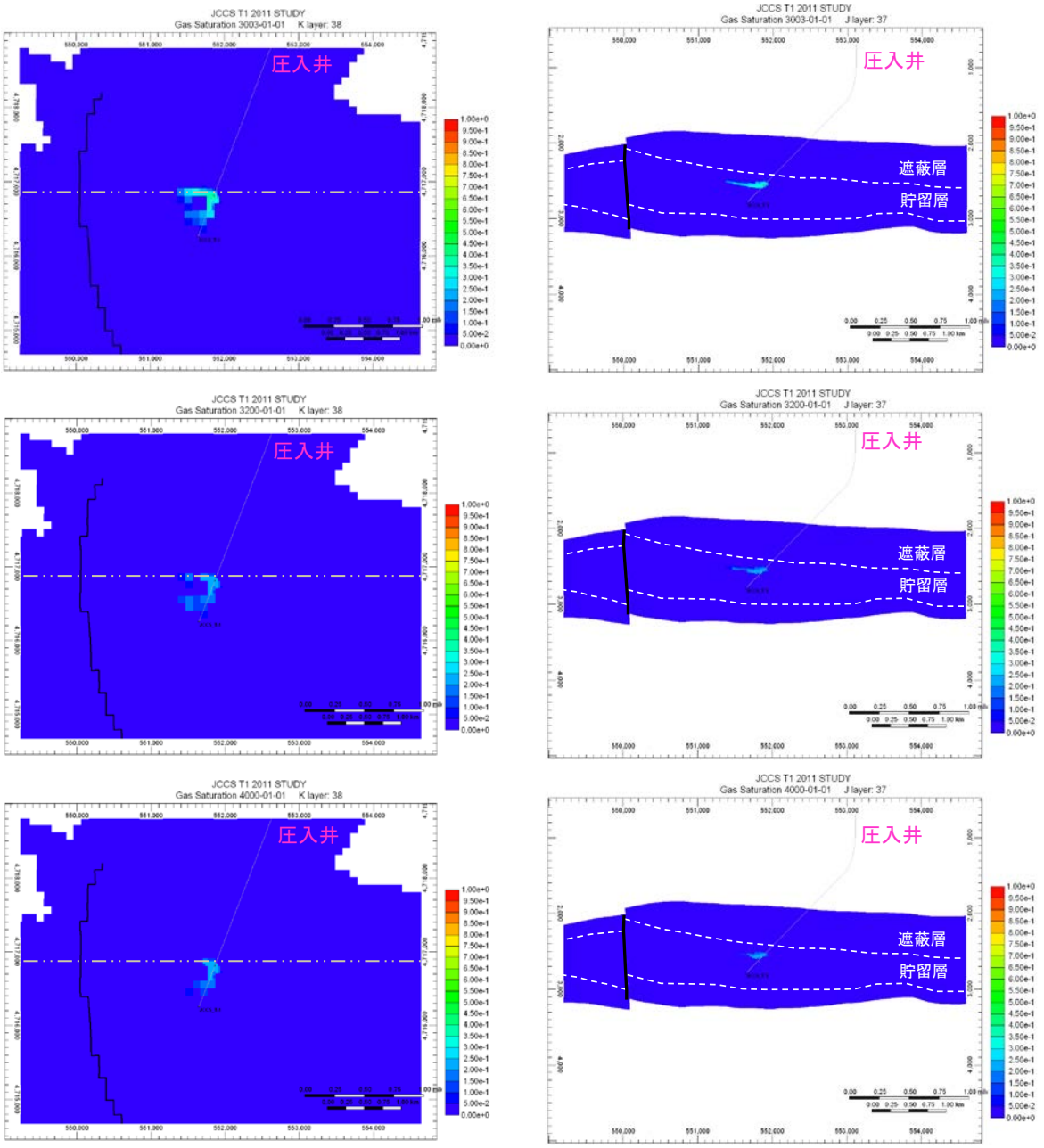
第 2.2-35 図　CO_2圧入前からの圧力変化量の推移（P90 モデル）（平成 23 年度シミュレーション結果）

e.　シミュレーションによる貯留 CO_2 の長期挙動予測

3 つの貯留層モデル（P10 モデル，P50 モデル，P90 モデル）について，圧入開始から 1,000 年間（圧入 3 年間，圧入終了後 997 年間）の CO_2の挙動予測シミュレーションを実施した。以下にモデルごとの結果の比較を示す。

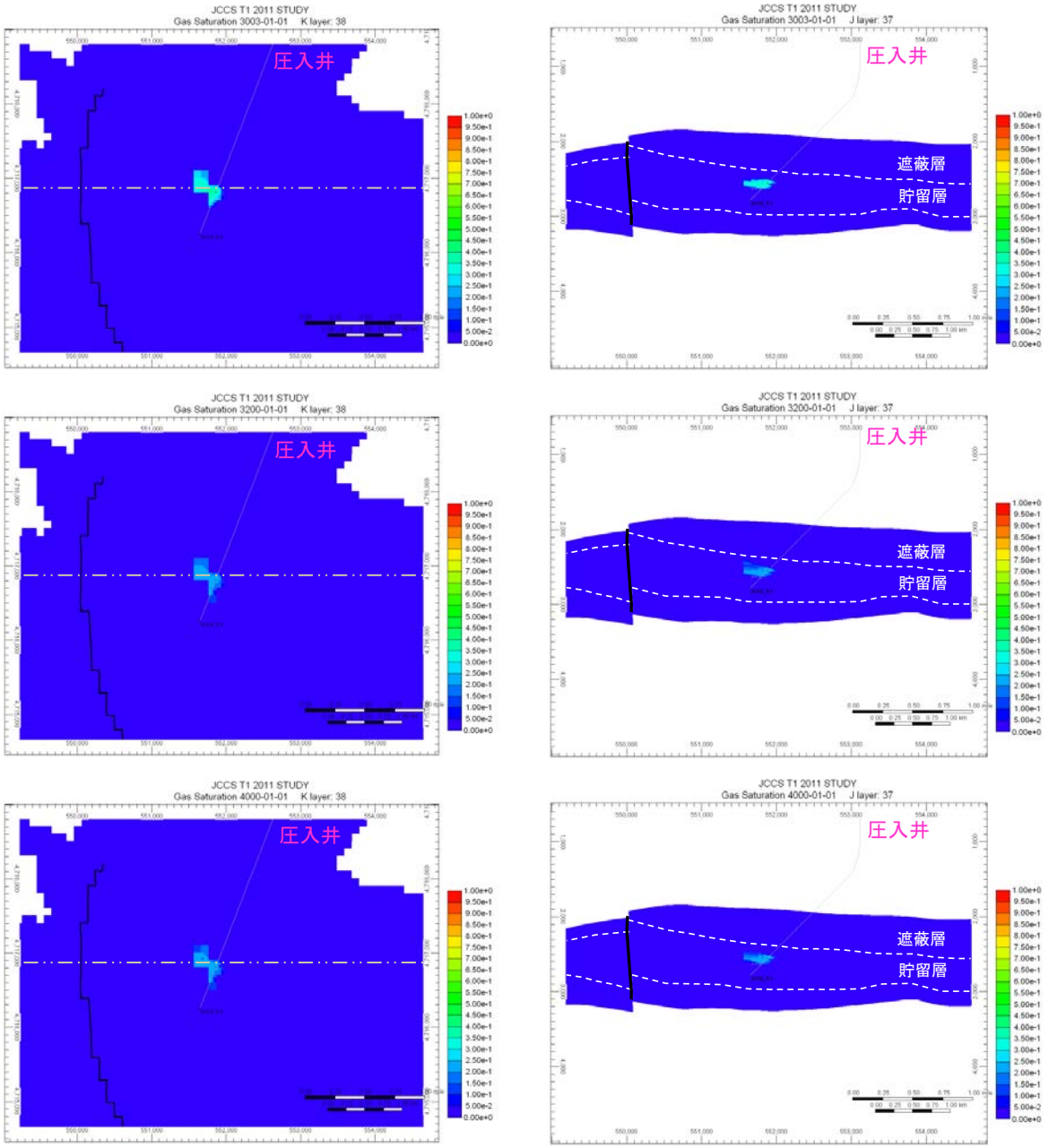
f.　圧入に伴う貯留層内の CO_2 分布予測

圧入終了時点（圧入開始から 3 年後），圧入開始から 200 年後および 1,000 年後における CO_2飽和度の推移を，第 2.2-36 図～第 2.2-38 図に示す。また，CO_2が地層水に溶解した状態の溶解 CO_2量の推移を，第 2.2-39 図～第 2.2-41 図に示す。なお，いずれのケースにおいても，遮蔽層（振老層，平取+軽舞層）へは CO_2は広がらない。



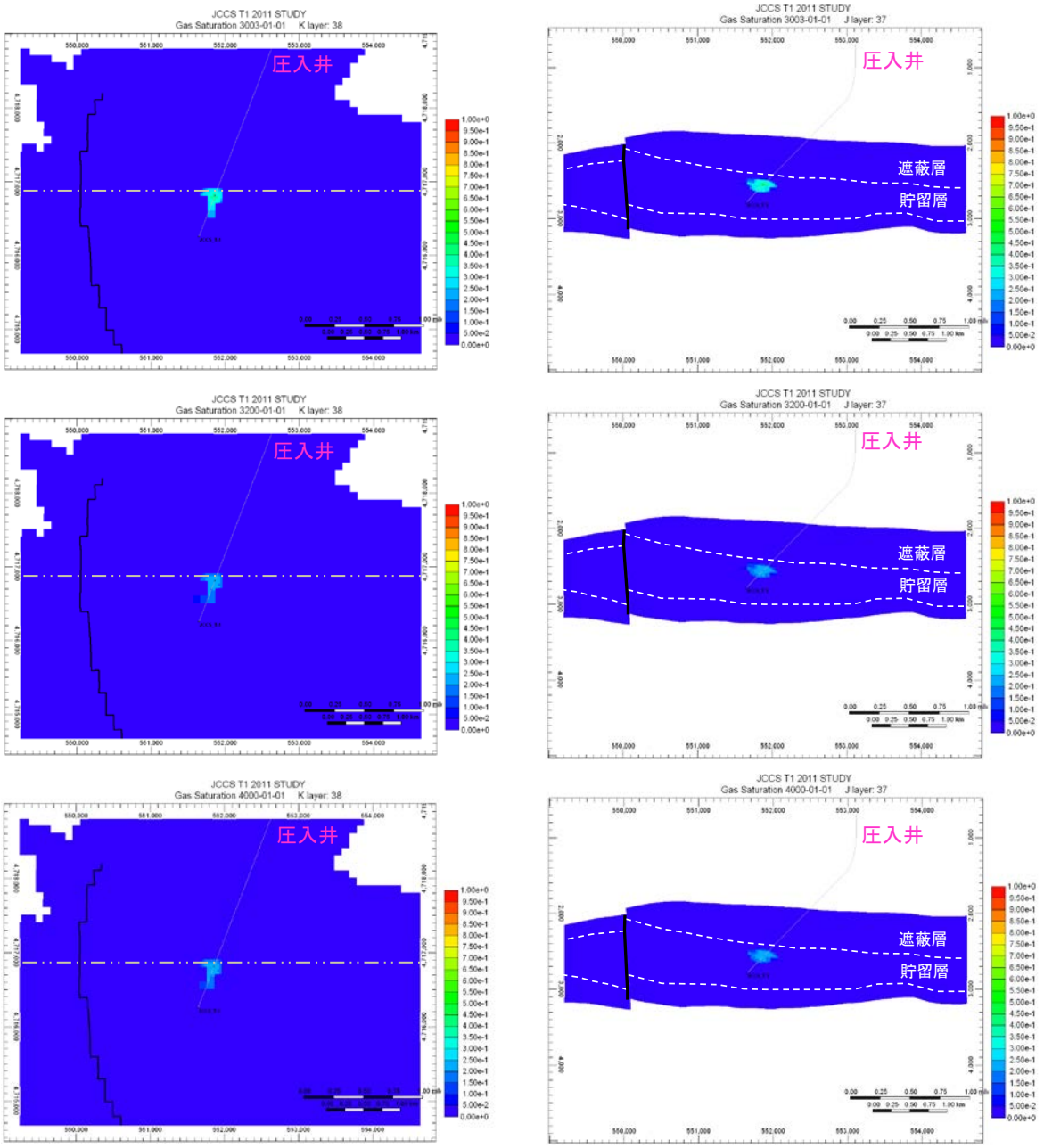
注：上段：圧入終了時（3 年後），中段：200 年後，下段：1,000 年後。上段：平面分布（k 方向セル 38），下段：東西断面（位置は平面分布の点線の位置）。

第 2.2-36 図　P10 モデルにおける CO_2 飽和度の推移（平成 23 年度シミュレーション結果）



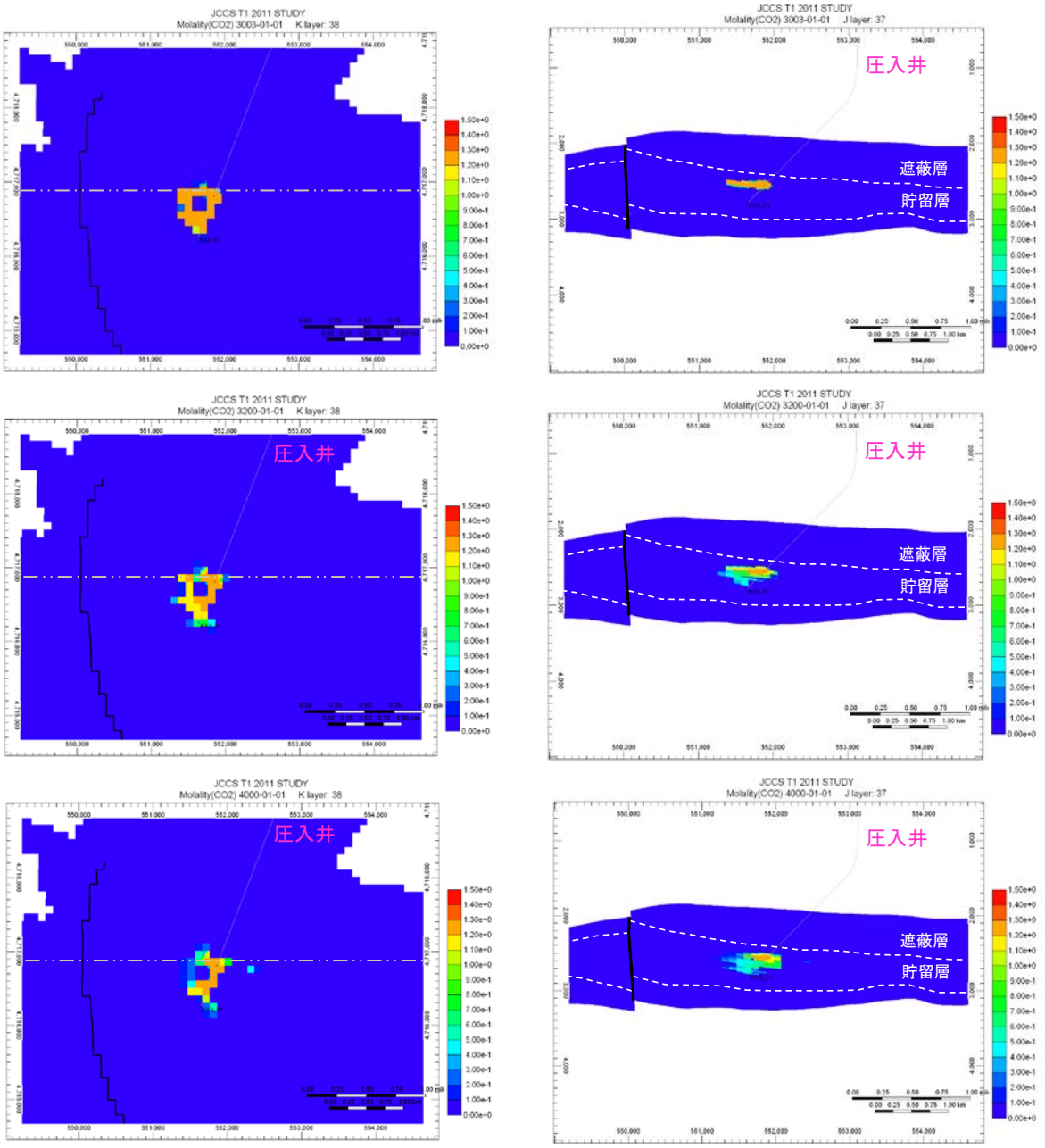
注：上段：圧入終了時（3 年後），中段：200 年後，下段：1,000 年後。上段：平面分布（k 方向セル 38），下段：東西断面（位置は平面分布の点線の位置）。

第 2.2-37 図　P50 モデルにおける CO_2 飽和度の推移（平成 23 年度シミュレーション結果）



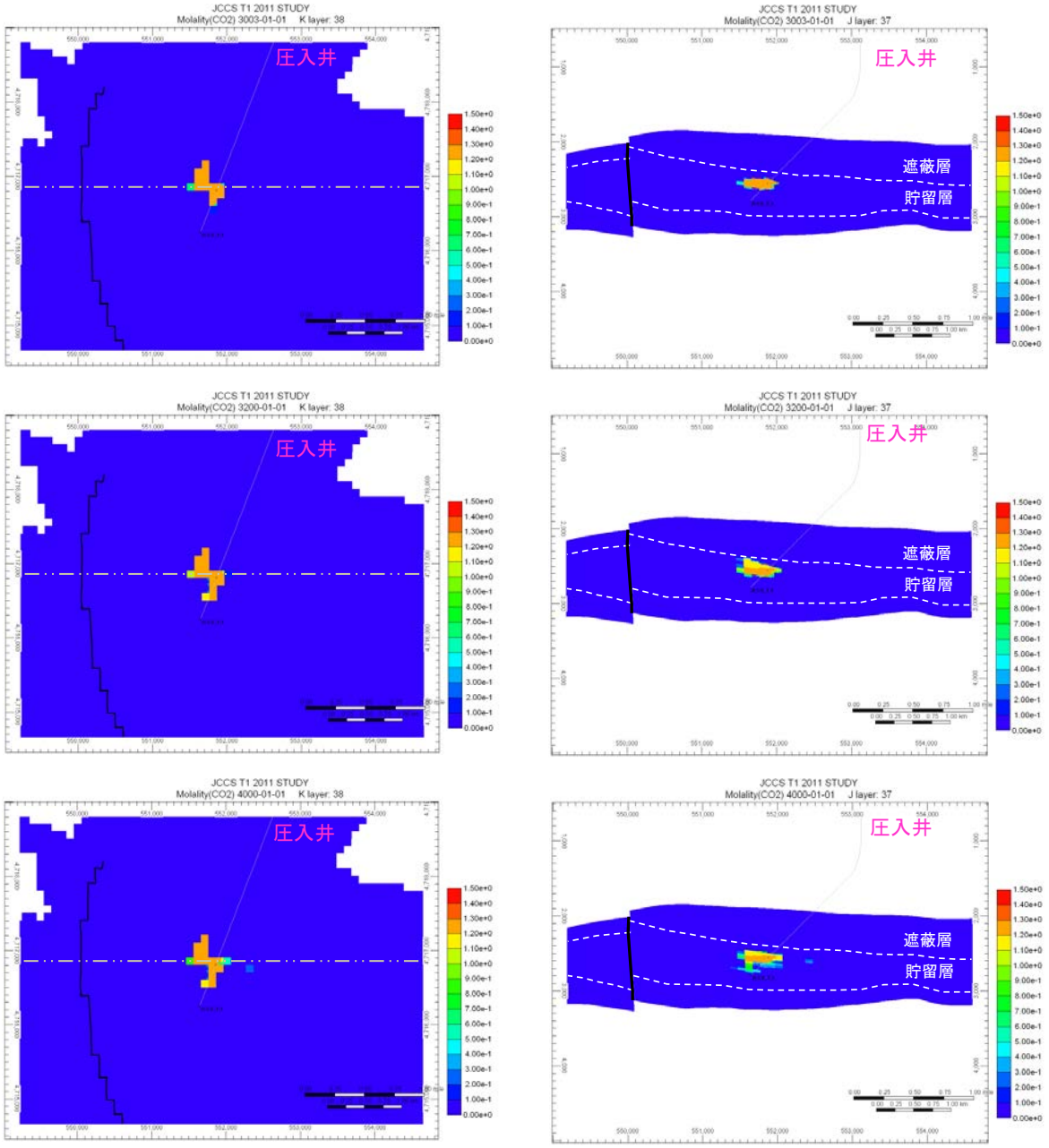
注：上段：圧入終了時（3 年後），中段：200 年後，下段：1,000 年後。上段：平面分布（k 方向セル 38），下段：東西断面（位置は平面分布の点線の位置）。

第 2.2-38 図　P90 モデルにおける CO_2 飽和度の推移（平成 23 年度シミュレーション結果）



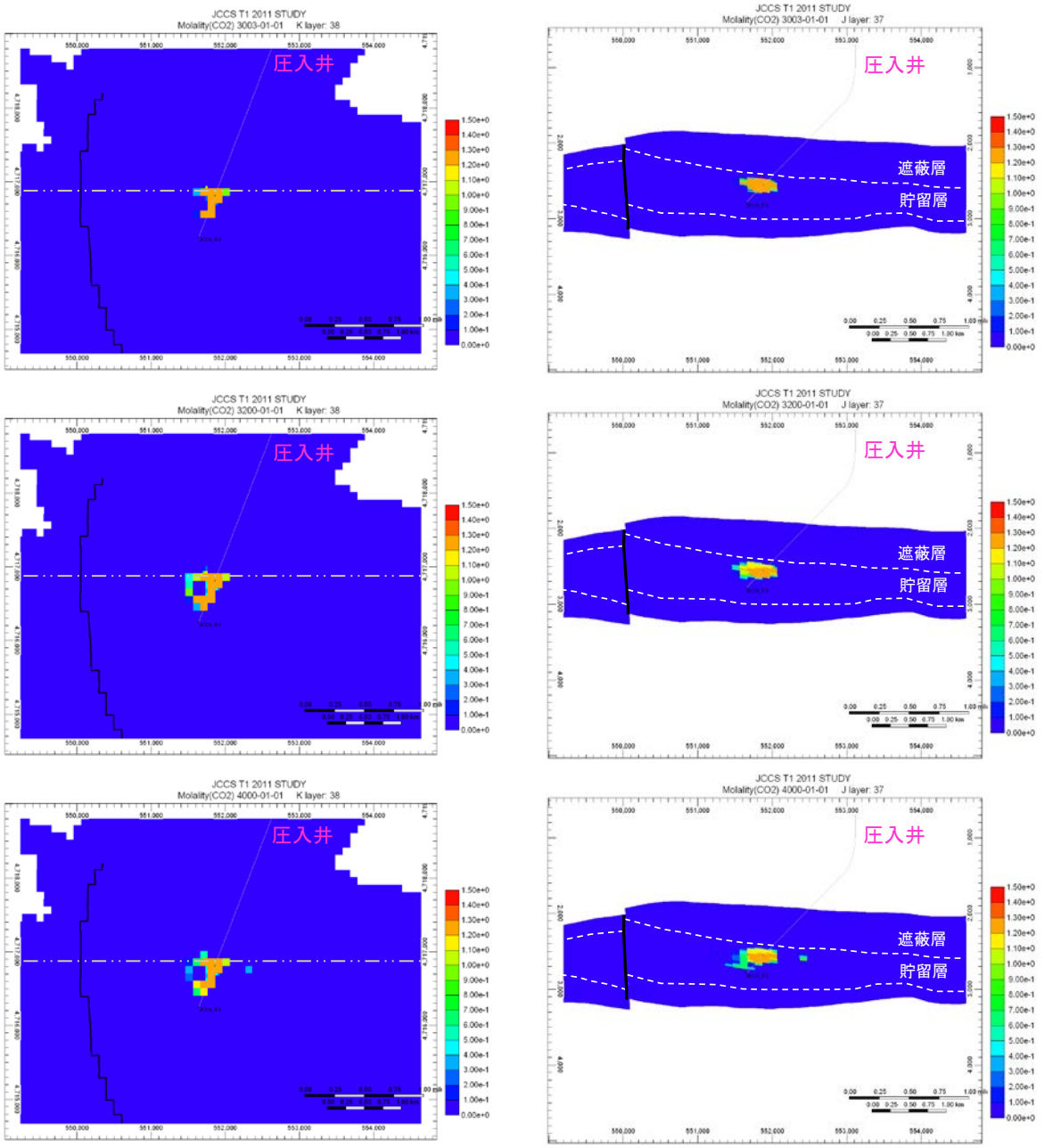
注：上段：圧入終了時（3 年後），中段：200 年後，下段：1,000 年後。上段：平面分布（k 方向セル 38），下段：東西断面（位置は平面分布の点線の位置）。単位は，mol/kg。

第 2.2-39 図　P10 モデルにおける溶解 CO_2 量の推移（平成 23 年度シミュレーション結果）



注：上段：圧入終了時（3 年後），中段：200 年後，下段：1,000 年後。上段：平面分布（k 方向セル 38），下段：東西断面（位置は平面分布の点線の位置）。単位は，mol/kg。

第 2.2-40 図　P50 モデルにおける溶解 CO_2 量の推移（平成 23 年度シミュレーション結果）



注：上段：圧入終了時（3 年後），中段：200 年後，下段：1,000 年後。上段：平面分布（k 方向セル 38），下段：東西断面（位置は平面分布の点線の位置）。単位は，mol/kg。

第 2.2-41 図　P90 モデルにおける溶解 CO_2 量の推移（平成 23 年度シミュレーション結果）

a）P10 モデル

CO_2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CO_2は西方向に伸長して広がり，圧入終了時点で気相 CO_2[注1]は滝ノ上層圧入井から水平的に約 600m 先まで，溶解CO_2は約 800m 先まで広がる。圧入終了後は，気相CO_2はほとんど移動せず溶解により CO_2飽和度が減少する。溶解CO_2は，CO_2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

CO_2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CO_2は西方向に伸長して広がり，圧入終了時点で気相CO_2は圧入井から水平的に約 450m 先まで，溶解CO_2は約 700m 先まで広がる。圧入終了後は，気相CO_2は殆ど移動せず，溶解により CO_2飽和度が減少する。溶解 CO_2は，CO_2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

CO_2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CO_2は坑井を中心として広がり，圧入終了時点で気相CO_2は圧入井から水平的に約 400m 先まで，溶解 CO_2は約 500m 先まで広がる。圧入終了後は，気相 CO_2はほとんど移動せず，溶解により CO_2飽和度が減少する。溶解CO_2は，CO_2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。

ｲ）滝ノ上層 T1 部層における CO_2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 CO_2トラッピング

・CO_2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CO_2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 CO_2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，地質モデルの一部分を切出した 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ー覧（平成 27 年度地質モデル）

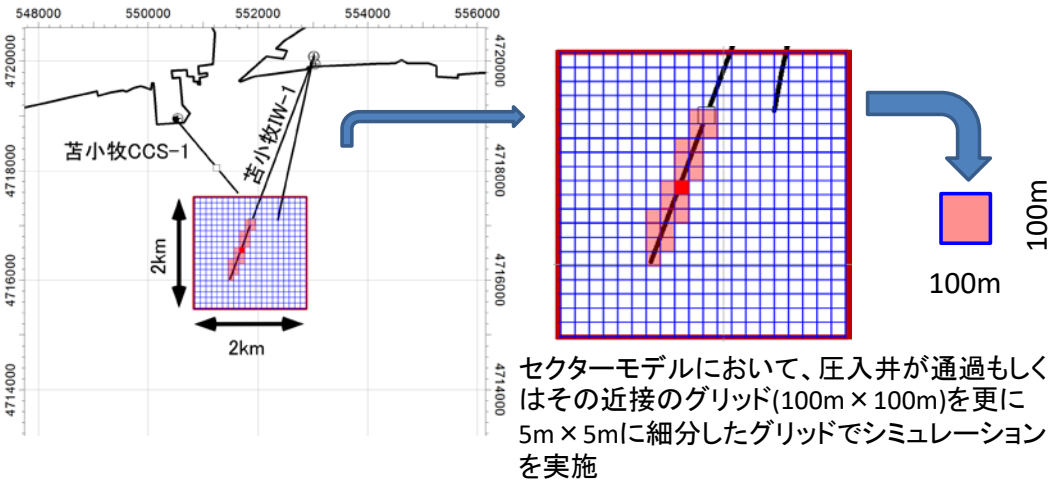
モデル	滝ノ上層 T1 部層 2015 モデル	
サイズ	8km×12km×4km ⇒ 2km×2km×1km（セクターモデル）	
グリッド	80×120×106 グリッド ⇒ 20×20×62（セクターモデル）	
アクティブ・ブロック数	24,800（セクターモデル）	
基準温度	88.3℃（2,340m/PT センサー深度）	
基準圧力	32,600kPa（2,340m/PT センサー深度）	
CO_2圧入レート，圧入期間	200,000 トン/年×3 年（設定最大レート）	
圧入圧力上限	38,000kPa（PT センサー深度）	
岩石性状	凝灰岩（貯留層）	泥岩（遮蔽層）
平均孔隙率	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 CO_2 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 CO_2 relative permeability at reservoir condition in CO_2-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。

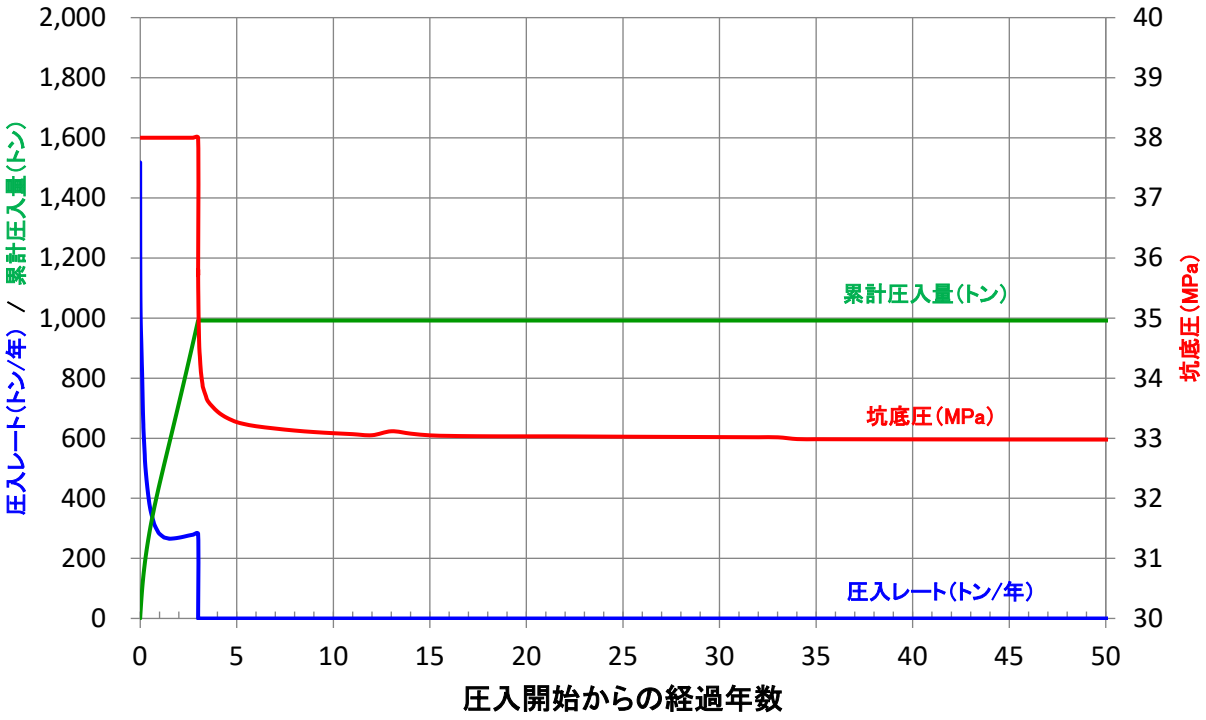
第 2.2-42 図　平成 27 年度シミュレーションに用いたセクターモデルとグリッド

c.　CO_2 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 CO_2濃度が高まるため，地層水に対する CO_2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。



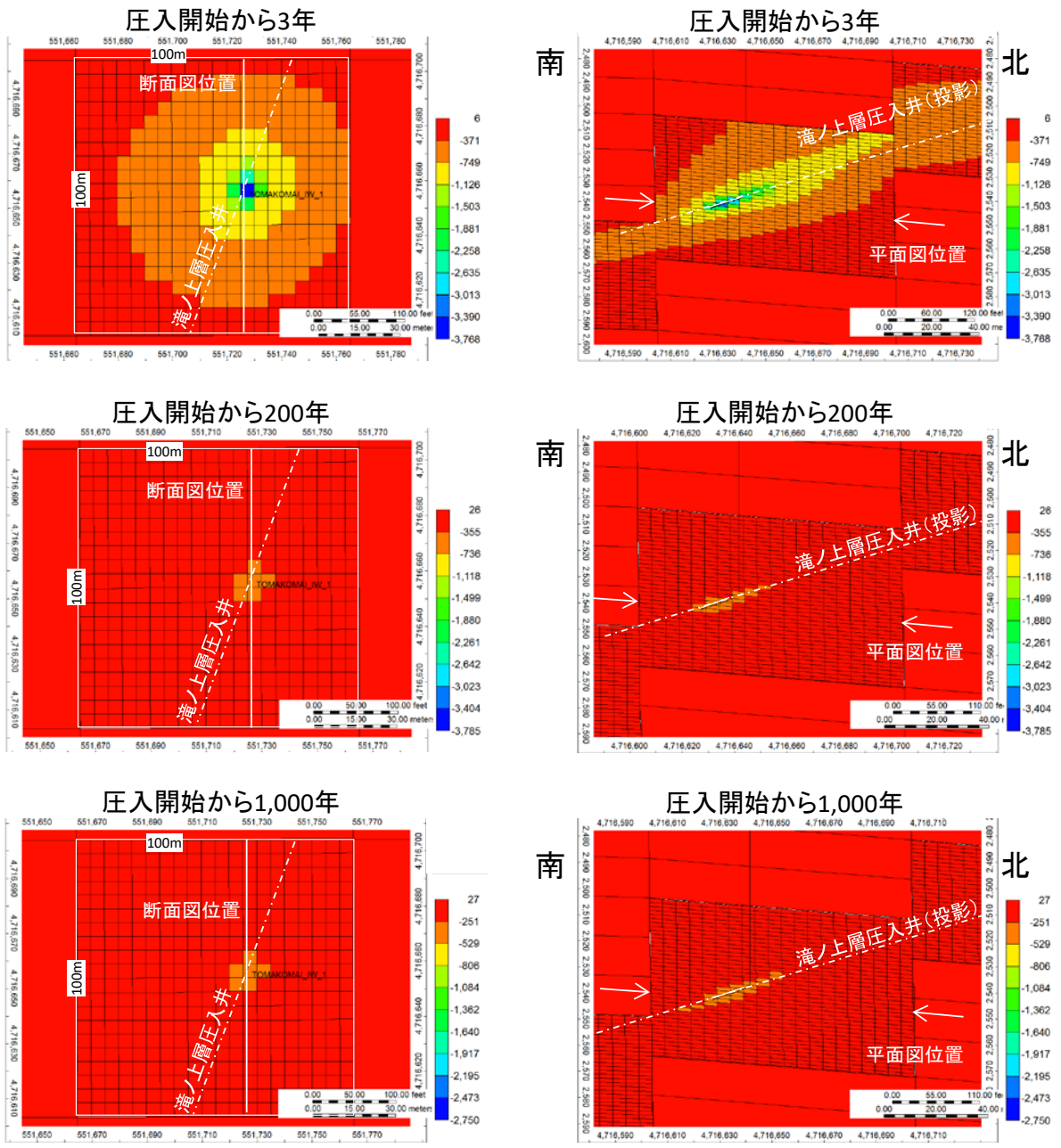
第 2.2-43 図　CO_2圧入時の挙動（平成 27 年度シミュレーション結果）

d.　貯留層圧力分布

CO_2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 CO_2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。

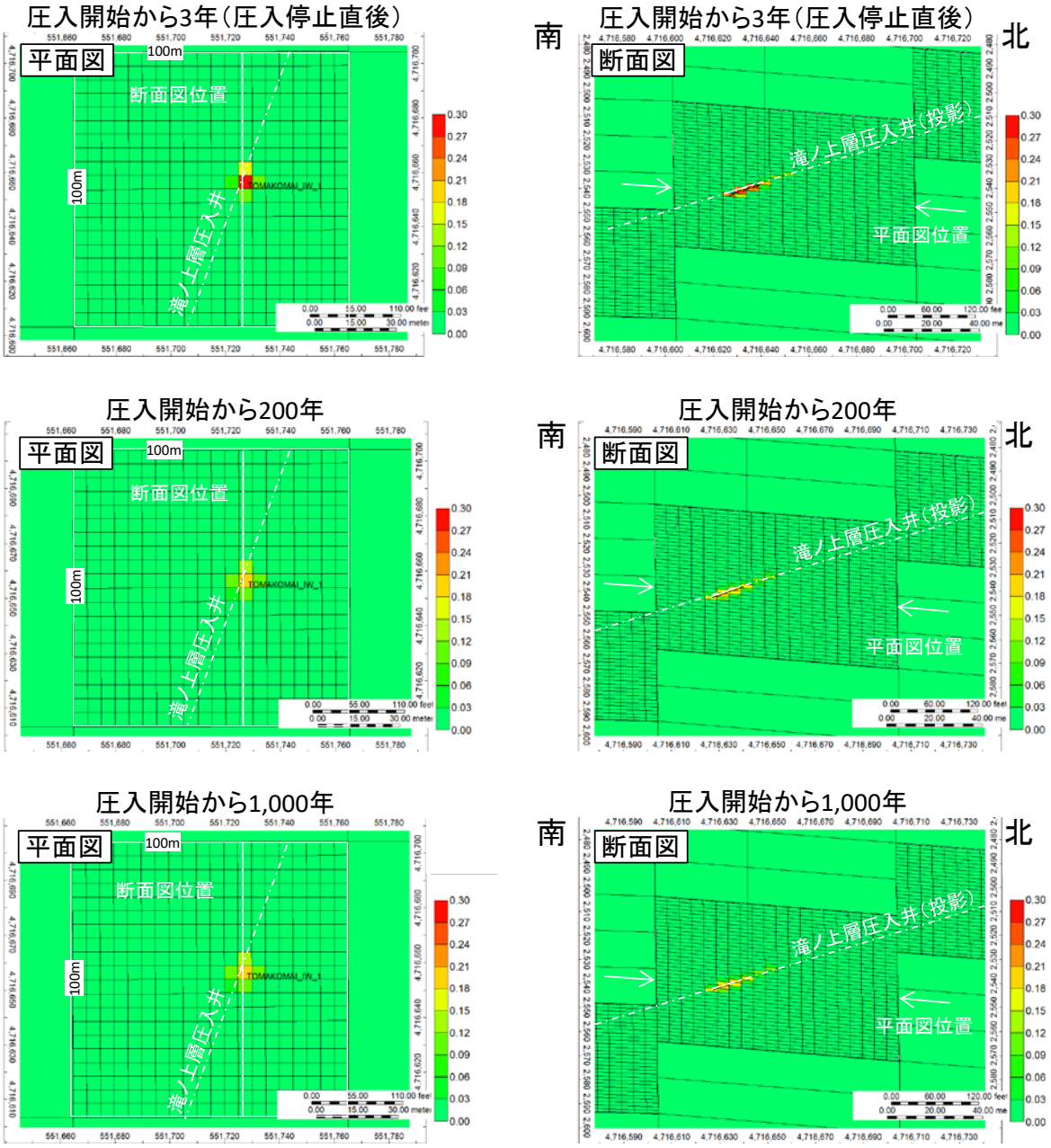
第 2.2-44 図　CO_2圧入終了時からの圧力変化量の推移（平成 27 年度シミュレーション結果）

e. 圧入に伴う貯留層内の CO_2 分布予測（貯留 CO_2 の長期挙動予測）

CO_2飽和度の推移を，第 2.2-45 図に示す。

3 年間の CO_2圧入により CO_2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）。

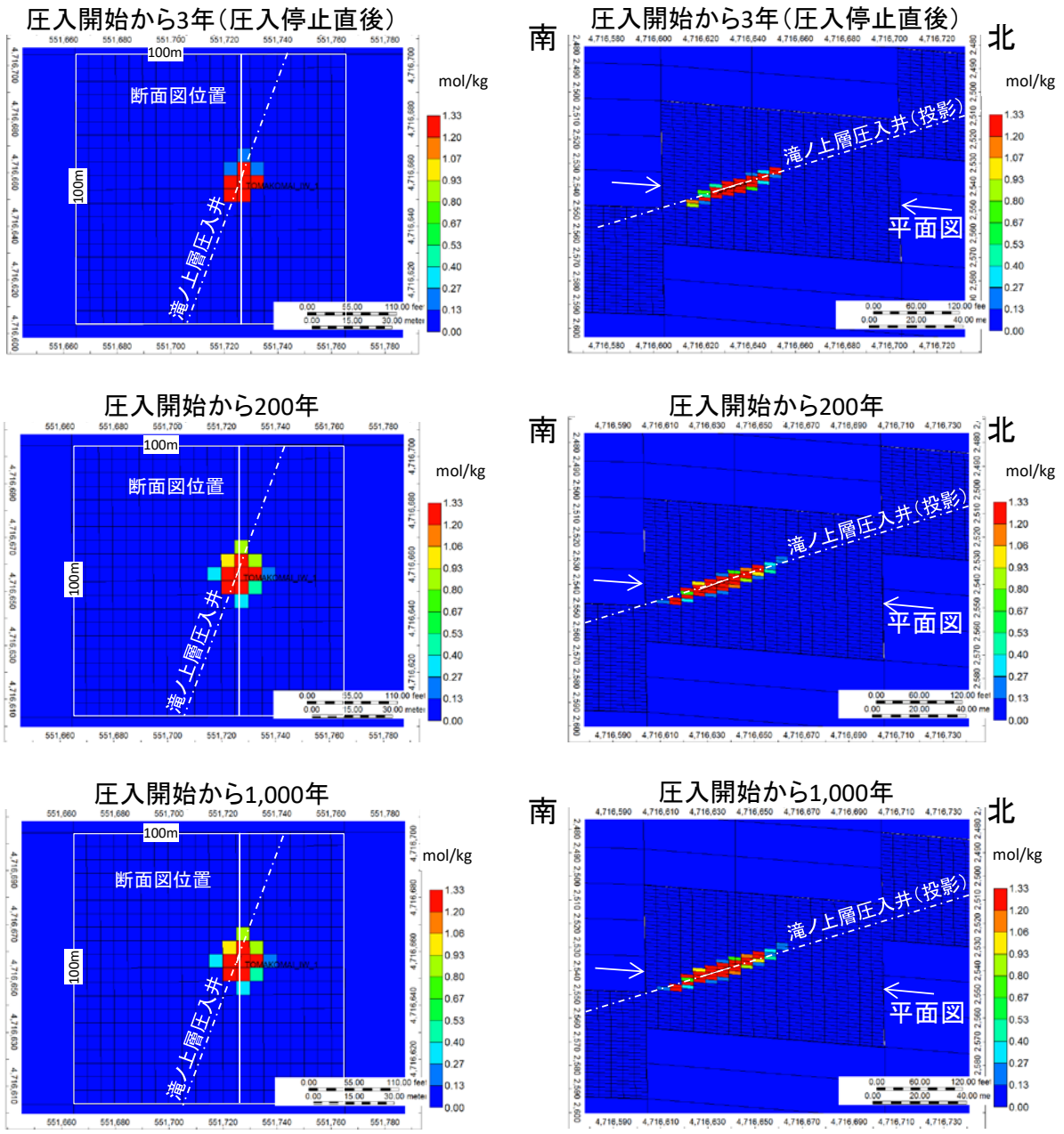
圧入停止後に CO_2濃度は低下するが，圧入井周辺の CO_2濃度が 20%程度となって以降はほとんど低下せず，200 年後と 1,000 年後の状況にほとんど変化はない（第 2.2-45 図の中段および下段）。



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　CO_2飽和度の推移（平成 27 年度シミュレーション結果）

溶解 CO_2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。

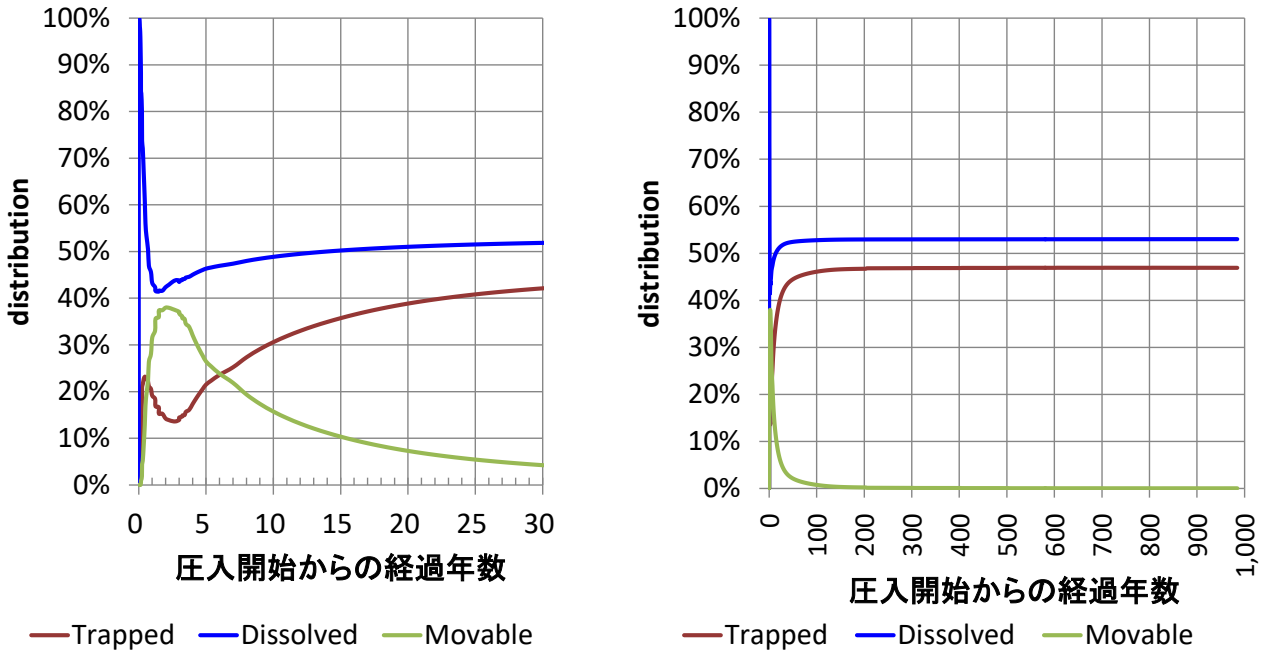
第 2.2-46 図　溶解 CO_2量の推移（平成 27 年度シミュレーション結果）

3 年間の CO_2圧入により溶解 CO_2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 CO_2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 CO_2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. CO_2の貯留形態ごとの割合

貯留 CO_2の 3 つの貯留形態を，Movable（移動する可能性がある気相 CO_2），Dissolved（溶解 CO_2），Trapped（孔隙等にトラップされ動かない気相 CO_2）の 3 つに表現し，CO_2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　CO_2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 CO_2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 CO_2の割合が増加する。

圧入停止後に徐々に溶解 CO_2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 CO_2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 CO_2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CO_2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（CO_2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/cm^2)であった。これは等価泥水比重で 1.50g/cm^3 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/cm^2)，その 90%の値（136.65kg/cm^2=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℃（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）	$49\times10^9 Rm^3$	
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 CO_2-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 (Rm³)
	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)	スレショルド圧力 (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 kw = 17mD 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（kv/kh = 0.1）とした。

2）低浸透率ケース

砂岩層の浸透率を，kh = 9mD 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，kh = 25mD 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（kv/kh = 0.675：kv = 11.475mD）。

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，スレショ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