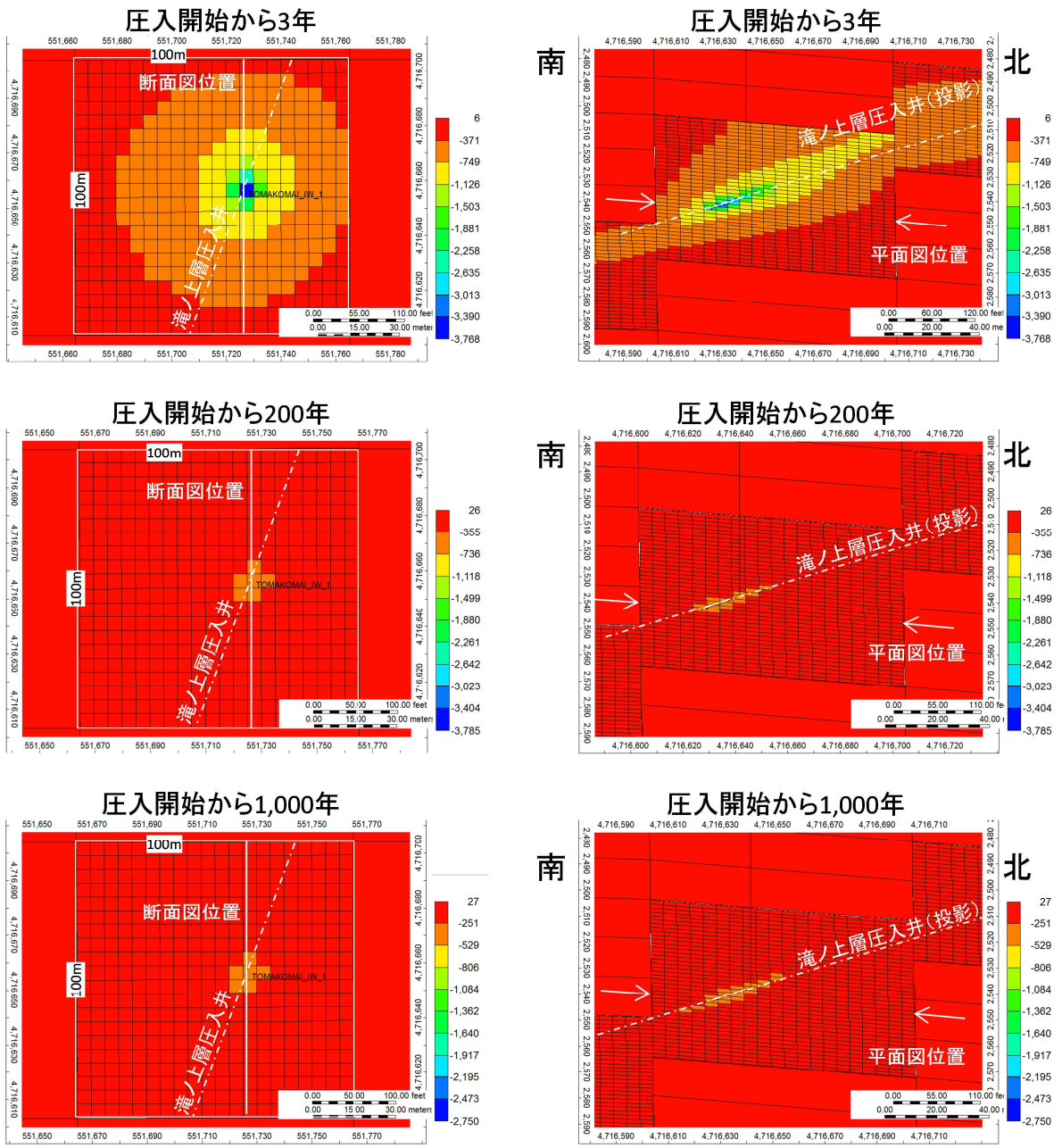


注：1．左：坑跡が通過する地点の平面図，右：その地点の南北方向の断面図。単位は，kPa。
2．上段：圧入開始から 3 年後（圧入停止直後），中段：圧入開始から 200 年後，下段：圧入開始から 1,000 年後。
3．圧力の上昇はマイナスで示され，寒色ほど圧力の上昇量が高い。
4．シミュレーションに使用する地質モデルを，圧入井掘削時に実施した圧力試験の結果と整合させるために，地質モデルのグリッドサイズを細分化した。平面図のグリッドは 100m×100m のグリッドであるが，圧入井が通過するグリッドは 5m×5m(1/20)としてシミュレーションを実施した（平面図では 5m×5m のグリッド表示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

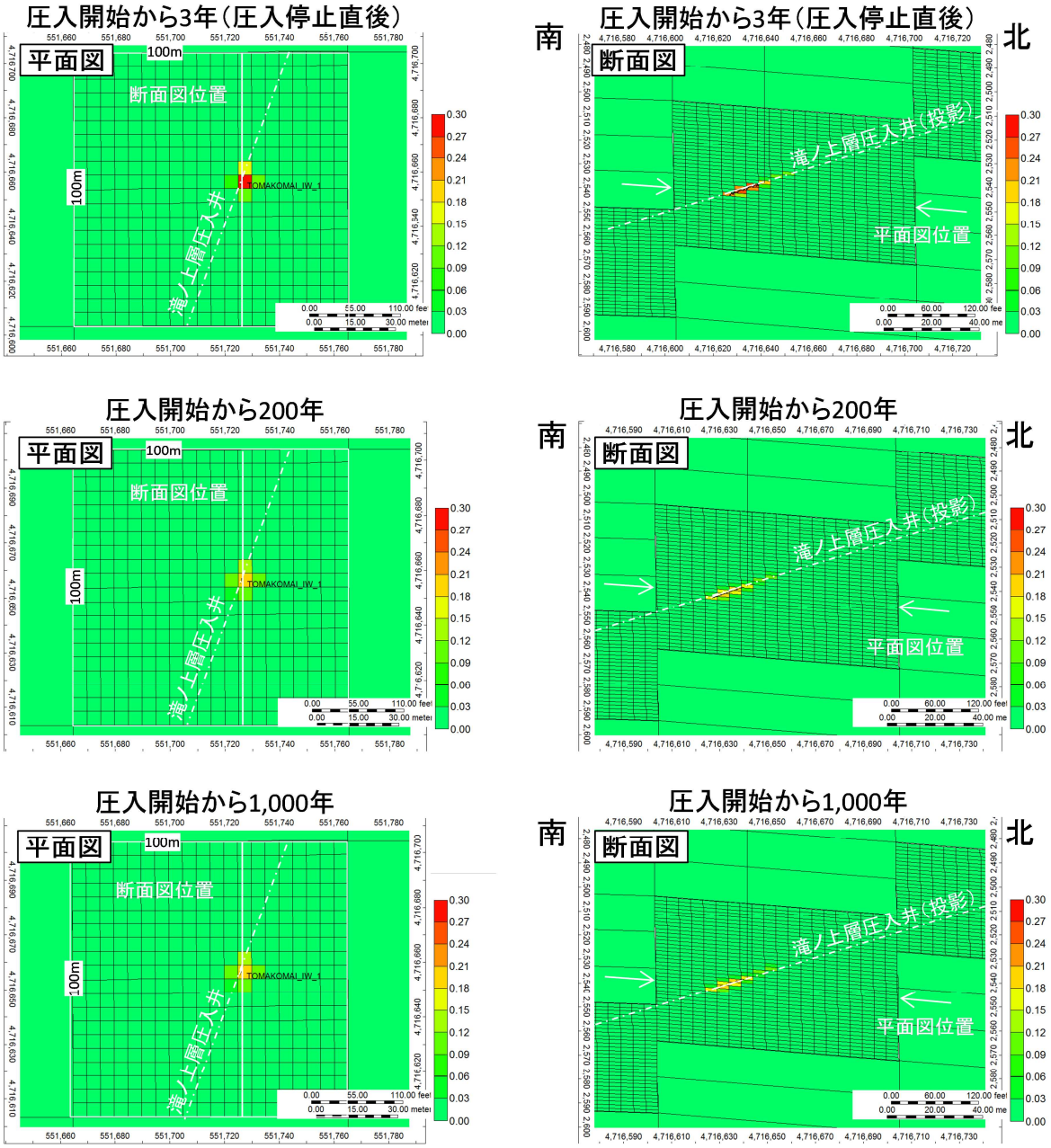
第 2.2-44 図　CO_2 圧入終了時からの圧力変化量の推移（平成 27 年度シミュレーション結果）

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）。

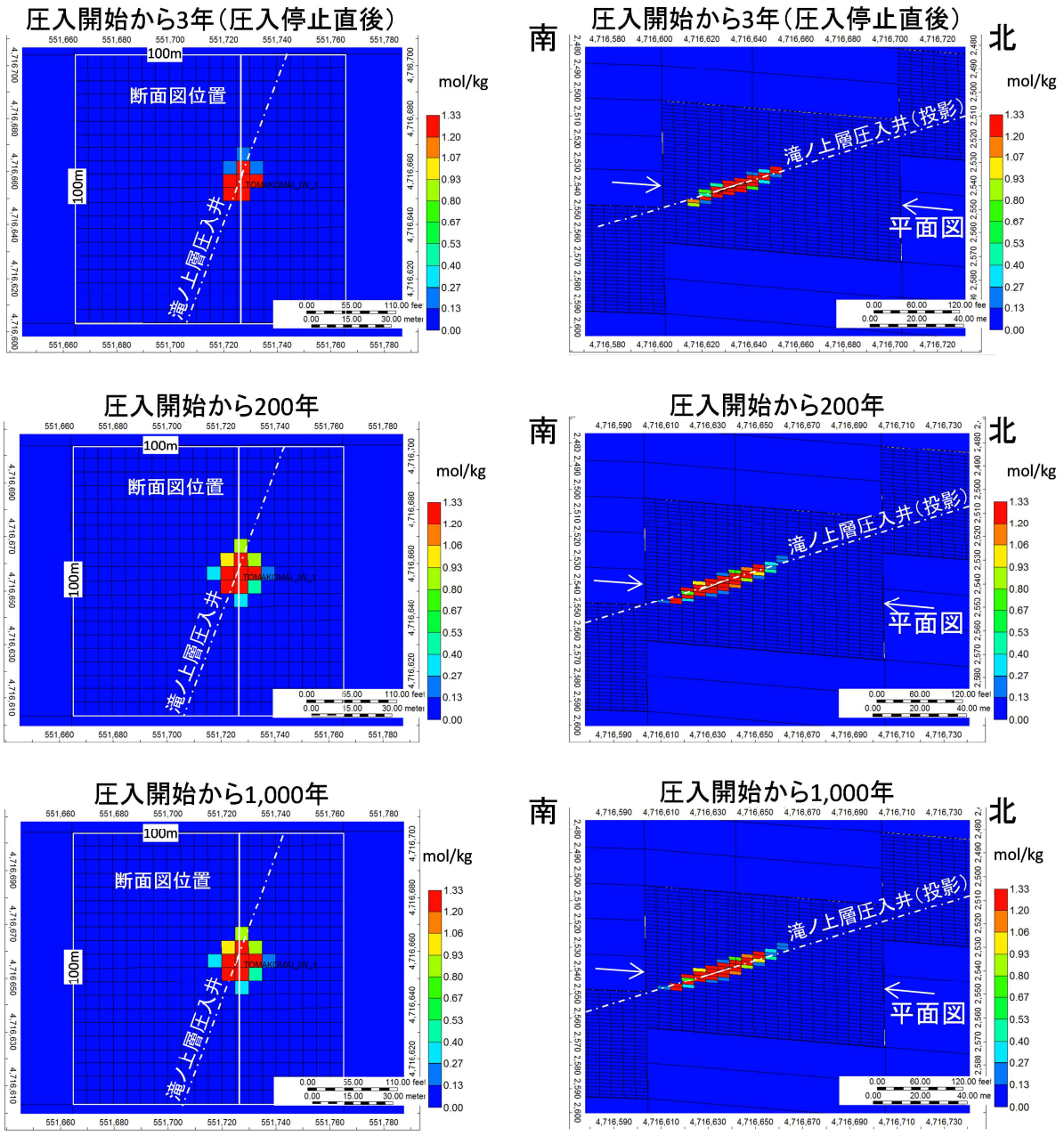
圧入停止後に CO_2 濃度は低下するが，圧入井周辺の CO_2 濃度が 20%程度となって以降はほとんど低下せず，200 年後と 1,000 年後の状況にほとんど変化はない（第 2.2-45 図の中段および下段）。



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。

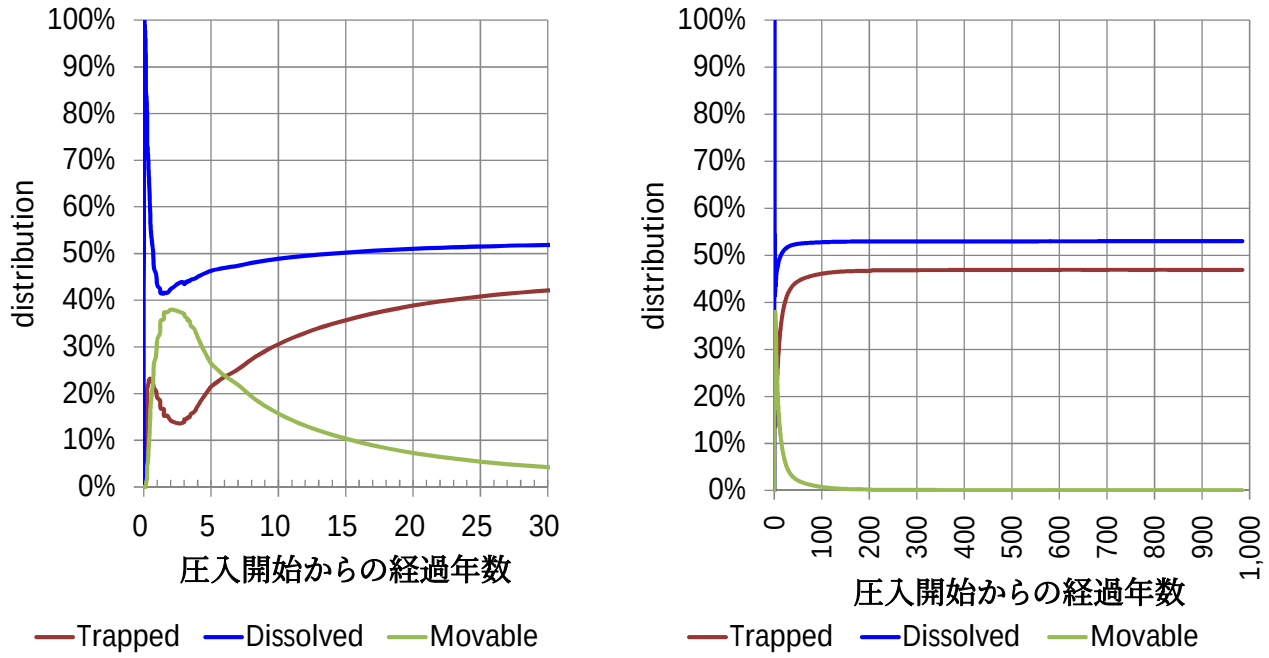
第 2.2-46 図　溶解 CO_2 量の推移（平成 27 年度シミュレーション結果）

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（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。

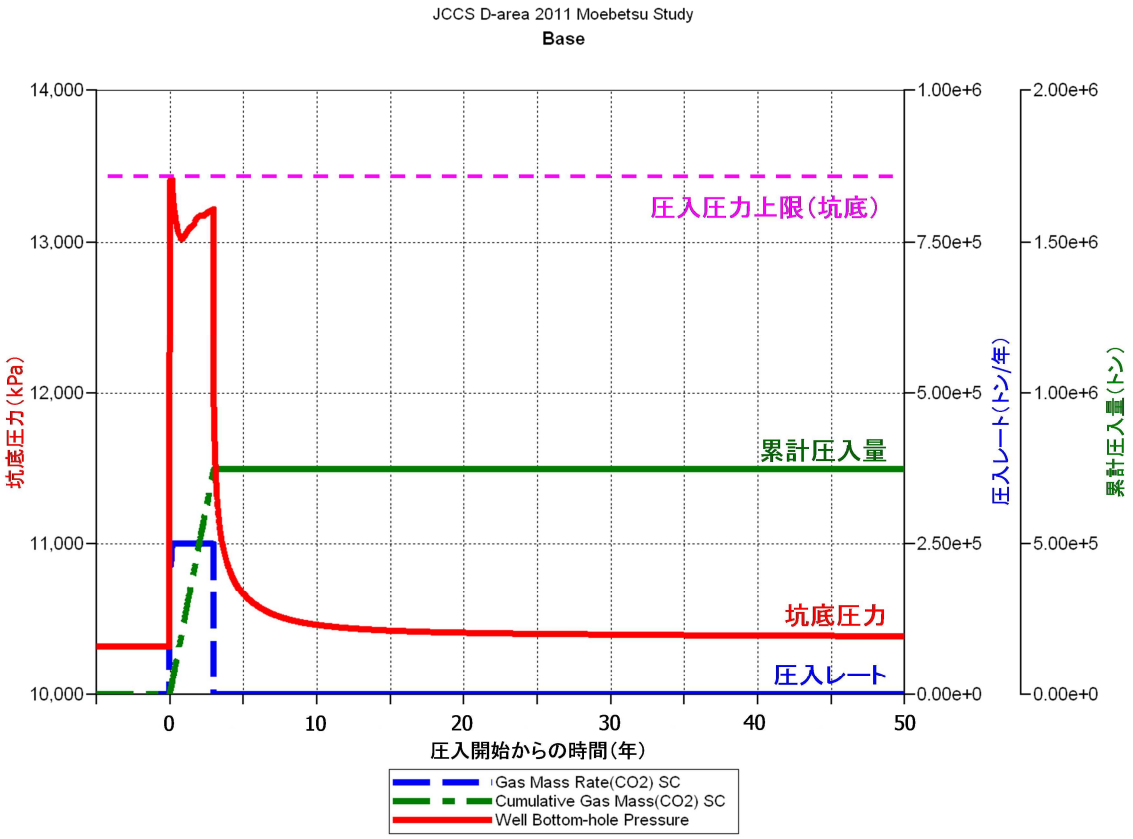
7) 深部塩水層容積（小）ケース

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

スを想定した。

d. CO_2圧入時の挙動

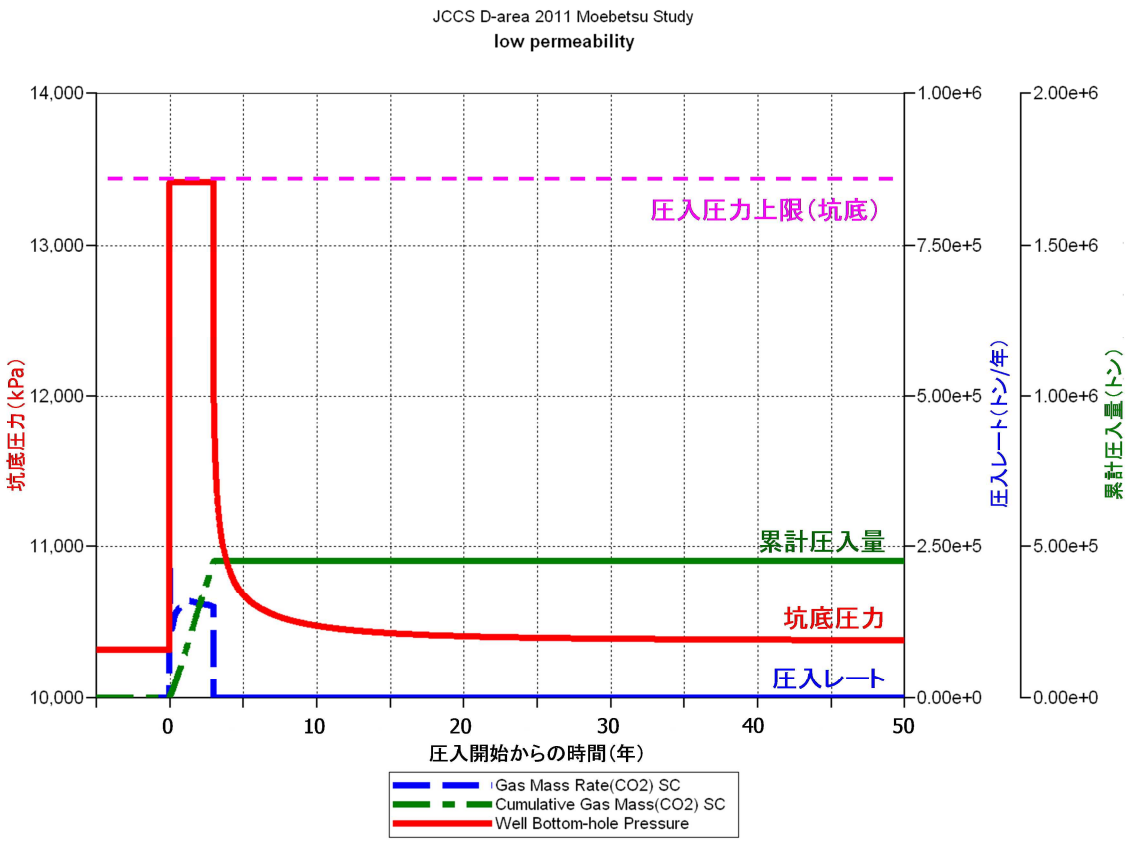
ベースケースにおける圧入挙動を，第 2.2-48 図に示す。想定圧入レートおよび期間である 25 万トン/年の圧入レートで 3 年間（累計圧入量 75 万トン）CO_2を圧入可能であることを確認した。ベースケースでは，坑底圧力が，圧入圧力上限（13.4MPa）以下で圧入することができ，圧入終了時点での坑底圧力は 13.2MPa となった。圧入終了後には坑内圧力は大きく低下し，圧入終了 5 年後には 10.6MPa となり，以後ゆっくりと圧入前の地層圧（10.3MPa）に近づいていく。



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，CO_2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。



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，CO_2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 2.2-49 図　低浸透率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）

高浸透率ケースにおける圧入挙動を，第 2.2-50 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）CO_2を圧入可能であることを確認した。高浸透率ケースでは坑底圧力が，圧入圧力上限（13.4MPa）以下の圧力で圧入することができ，圧入終了時点では 12.5MPa となった。他のケースと同様に坑底圧力は圧入終了後に圧力は大きく低下し，圧入終了 5 年後には 10.6MPa 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。

以上より，貯留層の浸透率が高くなるにつれて坑底圧力の最大値は低くなることがわかる。

掘削した萌別層圧入井の貯留層の浸透率は 370mD と解析されている（第 2.2-5 表）。なお，萌別層圧入井掘削後に実施したフォールオフテストより得られたデリバティブプロットにおいて断層を示唆する挙動が認められなかったことから，この大きな値は断層に寄与するものではない。

本計画を実施した場合，坑底圧力の上昇が大きくない高浸透率ケースに近い挙動をとると予測される。したがって，圧入中に貯留層の圧力が遮蔽層の破壊圧に近づく可能性が低くなり，より安全に特定二酸化炭素ガスを圧入できると考えられる。なお，圧入中に貯留層の圧力が遮蔽層破壊圧の 90%となった場合，圧入を停止する。