

数値シミュレーションによる CO₂ 地中貯留ポテンシャル評価の試み — マレー半島東方沖マレー堆積盆におけるケーススタディ —

森田澄人^{1,*}・後藤秀作¹・松林 修¹・棚橋 学¹

Sumito Morita, Shusaku Goto, Osamu Matsubayashi and Manabu Tanahashi (2010) Numerical simulation for potential evaluation of carbon dioxide geological sequestration – A case study in Malay Basin east off Malay Peninsula – *Bull. Geol. Surv. Japan*, vol. 61 (7/8), p. 245-270, 23 figs, 8 tables.

Abstract: Reduction of CO₂ emission is required as a measure against global warming today. CO₂ geological sequestration is assumed to be a feasible answer to this issue in the future. We evaluated potentials of CO₂ sequestration in Malay Basin in the South China Sea by numerical simulation on basin modeling. In Malay Basin, CO₂ content within producing gas is very high so that it will be an ideal CO₂ sequestration system to inject the CO₂ collected from local wells into the underground of high seal capacity, reducing a large amount of transportation cost and applying EOR (Enhanced Oil Recovery) if needed.

In this study, development of the Malay Basin was restored by numerical simulation, applying various geologic and geophysical information. A series of detailed physical properties at the present time was estimated through calibrations in porosity and vitrinite reflectance variations. Next, CO₂ injection was numerically executed in the modeled reservoirs and its stability was examined. For the simulations on basin modeling and CO₂ injection, a basin modeling software, Schlumberger (former IES) PetroMod, was used.

As a result of the simulation, it was found that CO₂ sequestration was feasible in reservoirs at any target depth below 720 m which is supercritical phase boundary for CO₂. These CO₂ accumulations indicate the higher maximum column height in the greater depth reservoirs. Maximum column height for CO₂ is basically higher than that for natural gas in each reservoir. The simulations do not take account of fractures in the reservoirs so that any leakage through faults or fractures is not allowed. However, our result can conclude that supercritical CO₂ is to be stably stored within the range of the maximum gas column height when the reservoir is previously known as well-sealed trap for gas accumulation.

Keywords: CO₂ sequestration, Numerical simulation, Malay Basin, basin modeling

要 旨

CO₂ 地中貯留のポテンシャル評価を目的とし、南シナ海マレー堆積盆をモデルに数値シミュレーションを実施した。まず既知の地質及び地球物理情報を利用したベースンモデリングからマレー堆積盆の地質形成史を復元して現在の地質性状の最適化を行った。次に貯留層になりうる層準において CO₂ 注入シミュレーションを実施し、その安定性を評価した。

その結果、マレー堆積盆では CO₂ が超臨界となる約 720m 以深の様々な砂岩層トラップにおいて安定して CO₂ を貯留できる結果を得た。また、各貯留層トラップにおいて貯留量の指標となる最大の CO₂ コラム高は、深度が大きいものほど高くなり、各トラップにおいて CO₂ の最大許容量は常に天然ガスのそれよりも高いコ

ラム高を示した。本シミュレーションでは断層の影響を含んでいないが、既に天然ガス集積が認められているトラップであれば、その最大コラム高の範囲内で超臨界 CO₂ を安定的に貯留できる見込みである。

1. はじめに

地球温暖化対策として世界的に CO₂ (二酸化炭素) 排出量の削減が求められる中、CO₂ の地中貯留は将来実現しうるその大きな担い手の一つと考えられている。CO₂ 地中貯留は産業活動によって生成された CO₂ を地下深部に注入し、地層が持つ貯留能力を利用して深部の地層内に隔離する技術である。地中貯留に想定される地層は CO₂ が超臨界相になり得る十分な深度があり、超臨界 CO₂ は粘性が低いため地層内に広がりやす

¹地圏資源環境研究部門 (AIST, Geological Survey of Japan, Institute for Geo-Resources and Environment)

* Corresponding autor: S. MORITA, Central 7, 1-1-1 Higashi, Tsukuba, Ibaraki 305-8567, Japan. Email: morita-s@aist.go.jp

く、地層水や鉱物との反応等によってトラップされる見込みである。特に油ガス田地域においては、既存の油ガス貯留層を対象としたCO₂地中貯留が期待されており、シール能力が認められた枯渇油ガス田の利用やEOR (Enhanced Oil Recovery: 原油増進回収法) への適用が検討される。

本研究では将来のCO₂地中貯留の実現を想定し、地下地質に関する既存情報を数値的モデリング手法に適用することによって、その基本的な地質及び物理化学的条件を再現し、実際のフィールドにおけるCO₂地中貯留ポテンシャルを評価することを目的とする。研究対象は南シナ海のマレー堆積盆とした(図1)。数多くの油ガス田の存在が知られる東南アジア海域の中でも、マレー堆積盆では生産ガスに含まれるCO₂量が非常に高いことが知られている(Madon *et al.*, 1999)。炭化水素に対するCO₂の量比にはばらつきこそあるが、堆積盆中部に位置するDulang サイトなどは60mol%を超えるCO₂量を示している。このような顕著に高いCO₂量を示す油ガス田からCO₂を回収し、付近の坑井を利用して貯留層へ注入できれば、輸送コストをかけることなくCO₂排出量を更に削減でき、またEORへの適用も含めて理想的なCO₂地中貯留システムが構築できると考えられる。本研究ではこのようにCO₂比の高いDulang サイトを中心に地中貯留ポテンシャルの評価を試みた。貯留トラップの対象は、事業の実現可能な2,000m付近までの様々な深度に設定し、各トラップにおける集積可能なCO₂最大許容量を見積ることによってその実現性について検証を試みることにした。

本研究は、経済産業省からの平成19年度受託研究「京

都メカニズム関連技術普及等事業」の一部として実施した。シミュレーションにはドイツIES社(現シュルンベルジェ社)のベースンモデリングソフト PetroMod を使用した。

2. 対象地域「マレー堆積盆」

マレー堆積盆は南シナ海南部、マレー半島東方沖に位置する(図1)。第三紀初期に形成された大陸展張性の非常に深い堆積盆であり、最大14kmの堆積物で埋積されている(Arshad *et al.*, 1995)。基盤はマレー中軸断層帯の右横ずれ運動の結果として北西-南東方向に伸びた構造をしており、堆積層中の背斜構造は基盤断層系の影響を受けたインバージョンに伴ったものと考えられる(Madon, 1997)。

マレー堆積盆の地層は地震波層序学的ユニットで区分されており、上位から下位にむかってEPIC (1994)が定義したグループAからグループM、及び基盤岩で構成される(図2, Madon *et al.*, 1999)。層序の発達には構造発達に直接関係しており3つの時期、1. 先中新世の展張期(グループM)、2. 前期-中期中新世の熱的/構造的沈降期(グループLからD)、3. 後期中新世以降の静穏期(グループB及びA)に大分される。先中新統は主に河川成層や湖成層、または海岸平野の堆積層で構成される。展張性の断層運動は後期漸新世に終了し、その後、熱的沈降がグループLからDの堆積をもたらした。前期中新世までは海水準とほぼ同じであったと思われるが、以降は海成、陸成のサイクル性堆積層で構成される。完全に開放海洋性条件が成立し

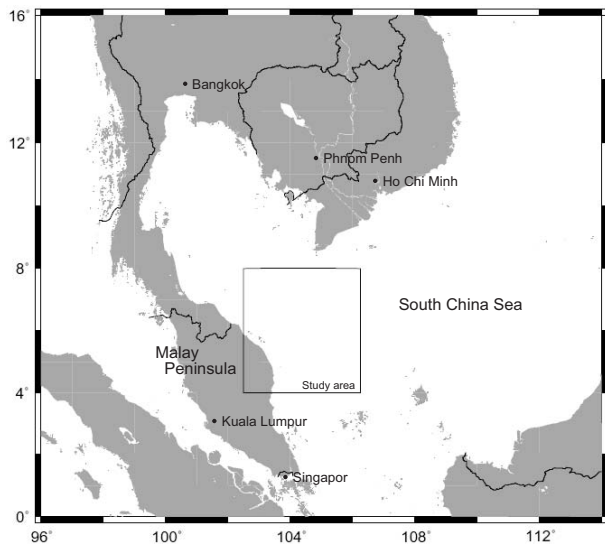


図1 研究対象の南シナ海マレー半島東方沖マレー堆積盆。

Fig. 1 Malay Basin and the study area east off Malay Peninsula, South China Sea.

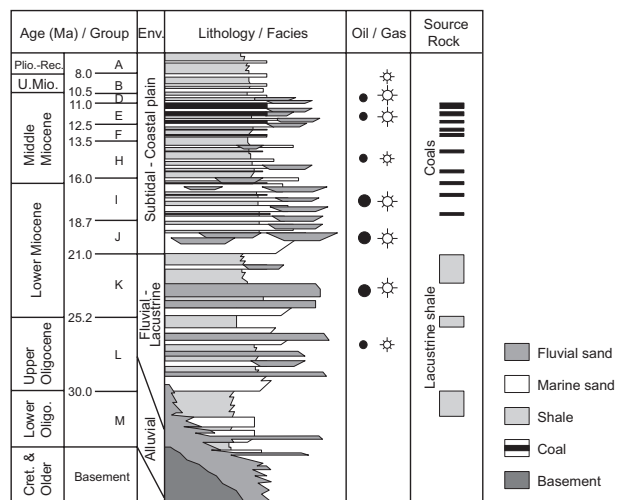


図2 マレー堆積盆の模式柱状図と炭化水素貯留層の分布(Madon *et al.*, 1999 を一部改編)。

Fig. 2 General columnar stratigraphy, hydrocarbon source rocks and reservoirs in Malay Basin (Modified from Madon *et al.*, 1999).

たのは後期中新世以降の静穏期だけであり、全体として沿岸から浅海環境での海進期に堆積した粘土やシルトで構成される。

マレー堆積盆では多くの油ガス田が存在することが知られている (図3)。概して地温勾配が高く、深部層から比較的浅い地層まで油ガスの根源岩が分布し、一方で貯留層もグループLからDの様々なホライズンにわたり幅広く分布している。また上述のように、生産ガス中に含まれるCO₂量が非常に高い海域が存在しており (図4)、回収されたCO₂をそのままシール効果の高い貯留層に注入できるならば、地域的な特徴を生かした理想的なCO₂地中貯留が展開できると考えられる。

図3にマレー堆積盆に分布する油ガス田と地震探査測線を示す。堆積盆の特徴を広く反映させるため、Madon *et al.* (1999) による3本の地震探査測線A、C及びE、を選択し、太線の部分をベースンモデリングに反映させた。CO₂が全生産ガスの60mol%以上を占めるDulangサイトは測線E上に位置する。またDulangサイトは厚い堆積層が発達したマレー堆積盆の

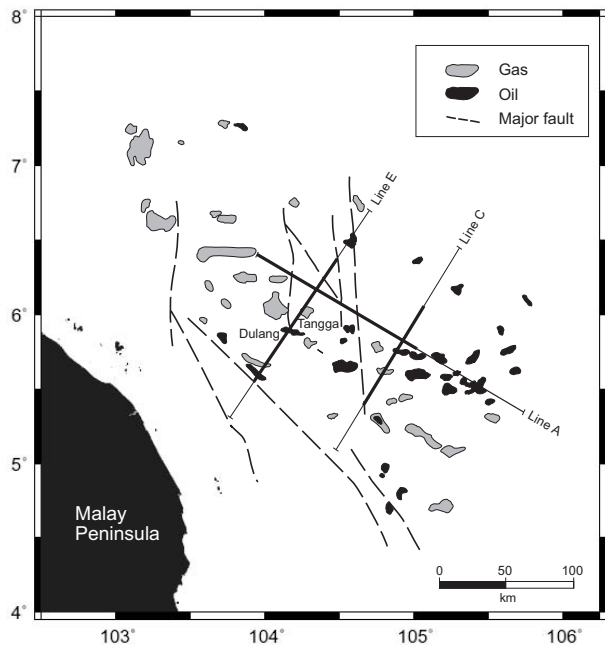


図3 マレー堆積盆の油ガス田の分布 (Madon *et al.*, 1999 を一部改編)。マレー堆積盆は北西-南東方向の伸びを示し、最も深い部分で基盤深度は14,000m以上におよぶ。実線はシミュレーションに利用した地震探査測線 (太線部分がシミュレーション対象)。本研究の基準とするDulangサイトは測線E上に位置する。

Fig. 3 Distribution of hydrocarbon occurrences in Malay Basin (Modified from Madon *et al.*, 1999). Malay Basin is elongated in NW-SE and its basement is more than 14,000 m deep. Solid lines indicate seismic lines applied for simulations in this study. Bold parts correspond to the ranges for the modeling. A focused site, Dulang, is on the Line E.

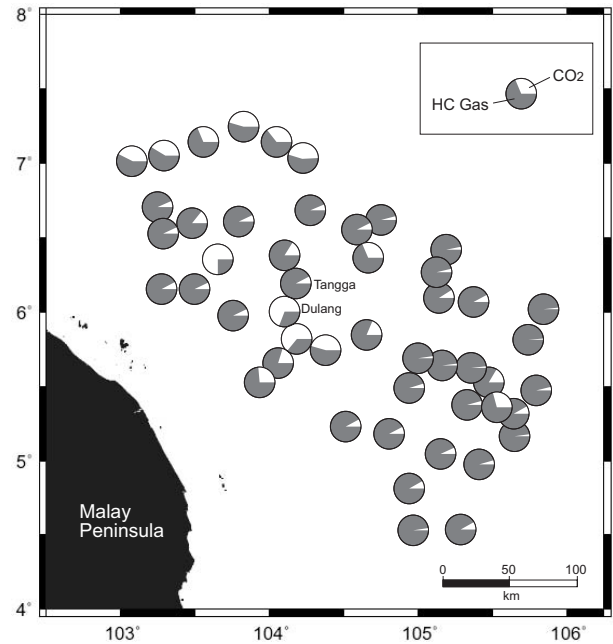


図4 マレー堆積盆における生産ガス中に含まれるCO₂のモル比 (Madon *et al.*, 1999 を一部改編)。堆積盆中央部や北西部で顕著なCO₂量を示し、本研究の基準地とするDulangサイトでは60mol%以上にいたる。

Fig. 4 Map showing relative proportion of CO₂ and hydrocarbon gases in the Malay Basin (Modified from Madon *et al.*, 1999). The central and northern parts of the basin show high CO₂ ratio. The ratio in Dulang extends more than 60 mol%.

中心に近く、シミュレーションによる復元に適していることから、このサイトを本研究におけるベースンモデリングの基準サイトに設定し、キャリブレーションの対象として扱った。

3. 地質モデリングソフトウェア PetroMod

3.1 概要

本研究の数値シミュレーションに使用したベースンモデリングソフトウェア PetroMod は、主に石油システムモデリングを目的として開発されたもので、世界中の石油開発企業や石油公社で利用されている。掘削調査を含め多岐にわたるフィールドデータに基づく地質及び物理・化学的な地下情報をデータベースとして持ち、これを利用して地質時代を通じて地質構造、地下物性構造、温度構造がどのように変遷したかをコンピュータの上で復元すると同時に、地層中の有機堆積物が熟成して石油や天然ガス資源を生成し、移動更に貯留される過程を再現する。本ソフトウェアは石油や炭化水素を主とした天然ガスのほかにCO₂ (気相、液相及び超臨界相) についても取り扱うことが可能である。CO₂ 地中貯留を扱う問題は基本的に石油システムと同様の地質解析を必要とすることから、本研究で

はこのソフトウェアの機能を活用した。

PetroMod ではモデリング領域の空間座標の取り方により一次元から二次元、更に三次元と問題設定の次元が分かれているが、本研究では使用した地震探査測線の分布の性格から鉛直の二次元断面を基本とするモデルを構築した。

もう一つの大きな特徴として、地層の岩相や物性値を計算領域に与える方法の簡便さ、そして「境界条件」と呼んでいる地殻熱流量履歴、古水深履歴、海底面温度履歴の与え方の簡便さがある。岩相や物性値の分布をモデルに反映させるプロセスは従来の地質分野の数値シミュレーションでは非常に労力を要する作業であったが、PetroMod では膨大なデータベースに基づく標準仕様のデータセットが充実しており、各岩相に適応する特徴的な物性変化を反映している。また、現場の実データを適用する際には新たな岩相定義が可能であり、この場合にも標準仕様が物性変化において適切な参考データとして利用できる。「境界条件」については専用のモジュールがあり、古水深履歴については海水準変動や堆積環境など既知の情報を適用し、海底面温度履歴は世界中の古水温を推定した Wygrala (1989) を引用して設定する。地殻熱流量履歴については、ビトリナイト反射率を用いたシミュレーション結果や過去のテクトニクスなどを参考にしながら調整を行なう。

シミュレーション結果は、現在の地層温度やビトリナイト反射率、その他の坑井データなどの実測値を利用してキャリブレーションを行なう。以上のように、シミュレーションとキャリブレーションを繰り返しながら入力データを調整することでベースンモデルの最適化が実現できる。

3.2 時限スイッチオプションの適用

本研究では、一般的な石油システムモデリングと異なり、現在地中に注入したCO₂の安定性を将来にわたってシミュレーションするため、特別に IES 社から提案されたトリガー・オプション（未発表）を適用した。このオプションを利用することで、既に埋没した有機堆積層に対しても、その熟成を開始する年代を任意に指定することが可能となった。本研究では、対象層に対して急激で膨大なCO₂生成を強制的に0Maに発生させることで、あたかも現在の地下貯留層にCO₂を注入したかのように設定し、貯留層におけるその後の安定性を評価した。

PetroMod では0Maを越えた将来をシミュレーションすることはできないため、ここでは地質時代をすべて100万年過去にシフトし、モデル上1Maに相当する現在にCO₂生成及び貯留を開始させるトリガー・オプションを設定する。その後の地質構造などの条件を変化させない設定でモデル上0Maの100万年後までをシミュ

レーションすることとした。ただし、以降の文中及び図中では本来のモデル上の年代を提示する。

4. CO₂ 地中貯留シミュレーション

本研究で実施した作業工程について図5に示す。CO₂ 地中貯留シミュレーションにおいては各層準におけるシール能力を検証する。実際のマレー堆積盆では、基盤構造の変動に影響を受けた断層が多数発達しており、これらの幾つかは断層トラップとして油ガス貯留に貢献していることが知られている。断層が必ずしもシール性として寄与するかどうかは個々の断層評価を試みなければ知りえない。そのため、本研究のシミュレーションでは断層や顕著なフラクチャーにおける油ガス及びCO₂のマイグレーションやリークを検討材料から取り除き、続成作用の進行による貯留層自体のシール能力の変化を評価する。このことにより、実在する油ガス田での胚胎量を目安として貯留可能な超臨界CO₂の量を見積もることができる。

4.1 基本ベースンモデルの構築

4.1.1 地質構造モデルの作成

PetroMod による地質構造のモデル化を行なうにあたり、Madon *et al.* (1999) が示す測線 A、C 及び E の地質断面図をトレースして基本地質構造を作成した。それぞれの測線において比較的明確な背斜構造を示し

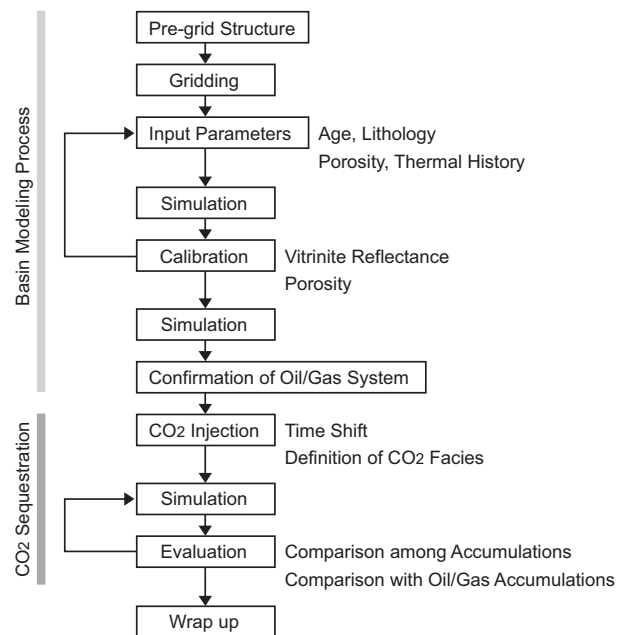


図5 CO₂ 地中貯留ポテンシャル評価におけるシミュレーション作業の流れ。

Fig. 5 Work flow along the series of basin modeling and CO₂ sequestration simulations.

CO₂ 地中貯留の評価対象となるトラップ位置を含んだ範囲 (図3の各地震探査測線における太線部分) を対象とした。これには測線EのDulang サイトやTangga サイト, また後述する測線AのA-I サイト及びA-II サイト, 更に測線CのC-I サイト及びC-II サイトが含まれる。基本構造の作成過程ではシミュレーションで地質構造に人為的影響が現れないよう, 評価対象となる浅層部に影響のない範囲で深部地層の形態を簡略化した。また, シミュレーションにより各シール層のトラップ能力を評価するため, 敢えて断層を排除した。更に, より現実に近い地質構造モデルを構築するため, 地質構造解析ソフト2DMove (英国Midland Valley社) を用いた構造復元を適用し, CO₂ 地中貯留の評価対象となる浅部構造について構造変形の影響が非常に限定的であることを確認した。

最後にモデル化した地質構造をPetroModへの適用のためグリッド化した。各モデル断面は側方について300に均等分割され, 深度方向の精度は, 50万年から100万年間隔の同時堆積面で切られたサブレイヤーで構成される。

4.1.2 パラメータ入力

地質年代と岩相についてはMadon *et al.* (1999) を基にした図2の基本柱状図を参照し, 測線A, C及びEについてすべて同様の層序を適用した。基本柱状図から読まれる年代を各グループに適用し, 層序は各グループ内の岩相比率から組み立てた。チャンネル構造については, 場所が特定できないことと分布が非常に限られると推測できることから地質モデルで考慮しなかった。

岩相はソフトウェア上で標準仕様のものを基本として利用した。以下に示すのはキャリブレーションまでの過程を経て最適化された基本ベースンモデルの入力内容である。本堆積盆で報告されている堆積物の熱伝導率は非常に高く (Halim, 1994) 石英に富んだ砂岩が卓越していると判断した。これにしたがいFluvial sand (陸成砂岩) 及びMarine sand (海成砂岩) はQuartz richのものを選択した。グループL及びMについては堆積盆中でもかなり年代が古く, 深部に埋没している。そのため, 軽微な岩相変化はCO₂ 地中貯留対象とする深度にはほとんど影響はないものと考えられ, 計算効率の向上を目的に基本柱状図から読み取った砂岩/頁岩比率を利用して混合層を新たに定義し, これを適用した。それぞれの岩相は以下のような設定である。ここで岩相の特徴を示す typical は, ソフトウェア上でそれぞれ標準的な頁岩や砂岩を意味する。

- Marine sand (海成砂岩) : Sandstone (Quartz rich)
- Fluvial sand (河川成砂岩) : Sandstone (Quartz rich)

- Offshore shale (海洋性頁岩) : Shale (typical)
- Lacustrine shale (湖成頁岩) : Shale (typical)
- Coal (炭層) : Coal
- グループL : Sandstone (typical) 75% と Shale (typical) 25% の混合
- グループM : Sandstone (typical) 40% と Shale (typical) 60% の混合
- 基盤岩 (Basement) : Basalt

図6から図8に測線A, C及びEについて定義した地質構造モデルと岩相分布を示す。現在の地殻熱流量は堆積盆内ではばらつきが見られるが, 全体として一般的な海洋底よりもやや高めを示している (Matsubayashi and Nagao, 1991; Nagao *et al.*, 1995)。過

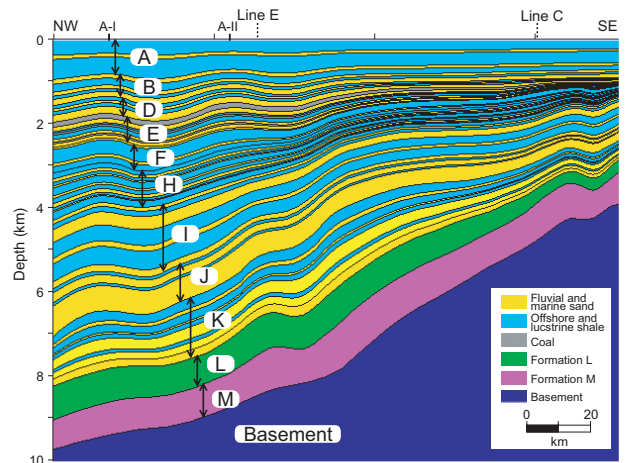


図6 測線Aにおけるシミュレーション用の地質構造モデル。AからMは地層のグループを示し, 色の違いは岩相の変化を示す。

Fig. 6 Geological structure model along the Line A. A to M are stratigraphic groups and colors indicate lithology.

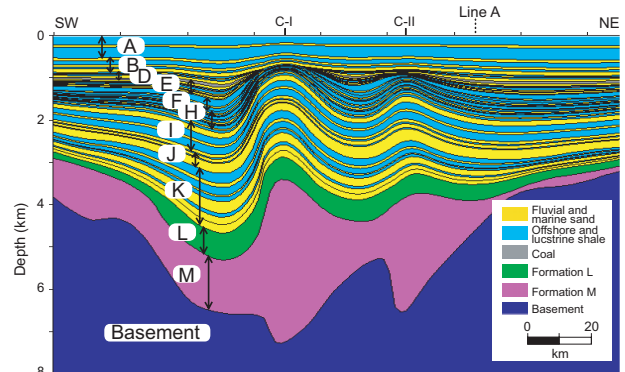


図7 測線Cにおけるシミュレーション用の地質構造モデル。AからMは地層のグループを示し, 色の違いは岩相の変化を示す。

Fig. 7 Geological structure model along the Line C. A to M are stratigraphic groups and colors indicate lithology.

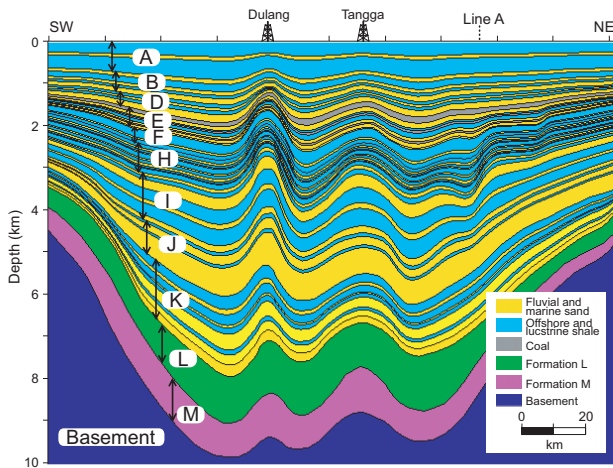


図8 測線Eにおけるシミュレーション用の地質構造モデル。AからMは地層のグループを示し、色の違いは岩相の変化を示す。

Fig. 8 Geological structure model along the Line E. A to M are stratigraphic groups and colors indicate lithology.

去の地殻熱流量については不明であることを考慮し、ほぼ全体の平均的な値から地殻熱流量履歴は 80mW/m^2 で一定とした。堆積環境は陸成層から海岸平野や潮間帯、または浅海層が主と考えられるため、古水深（古地形）に関する大きな影響はなく0mで一定とした。また層序において、グループA+BとDの間、及びグループFとHの間に不整合が存在するが、堆積間隙に関する情報がないため連続的に堆積したものとして扱った。

4.1.3 シミュレーション

上述の地質構造モデルと入力パラメータの設定で基本ベースンモデルのシミュレーションを行なった。流体移動にはIES社が推奨するHybridモデル（Darcy FlowとFlow Pathモデルを合成したもの）を使用した。計算工程には、圧力、圧密、熱解析、熱分解反応、流体移動、貯留などのプロセスがあり、複数回のフォワードモデリングを繰り返して、前回との計算誤差が全体で1%未満であることを確認することでシミュレーションの精度を確保した。

4.1.4 キャリブレーション（間隙率、ビトリナイト反射率）

シミュレーションで復元されたベースンモデルについて、実際の坑井から得られた間隙率（Madon, 1997）及びビトリナイト反射率データ（Waples *et al.*, 1995）を用いることで、埋没史と熱史に関わるキャリブレーションを行った。ここでは厚い堆積層をもつ測線E上のDulangサイトを代表させてその坑井データを利用した。

シミュレーションで復元されたビトリナイト反射率

カーブが坑井試料データのそれと一致するまで、更に復元された間隙率プロファイルが坑井データと整合性を示すまで、パラメータ調整とシミュレーション及びキャリブレーションを繰り返し、最終的な最適化された基本ベースンモデルが構築された（図9及び図10）。測線EについてはMadon *et al.* (1999)により坑井データから推定されるビトリナイト反射率断面図（アイコンライン）が示されており（図11-A）、シミュレーション結果と照らし合わせてキャリブレーション材料として利用した。結果として非常に良い対応を示している（図11-B）。

キャリブレーションの結果を受けて復元された各測線の時系列的変遷を図12（測線A）、図13（測線C）及び図14（測線E）で示す。

4.2 CO₂の注入

4.2.1 手法

確立された基本ベースンモデルの貯留層にCO₂を注入する。ここではCO₂貯留を深度2,000m付近までに仮定するため、この範囲内で該当する砂岩層のすべてを貯留層の対象とした。

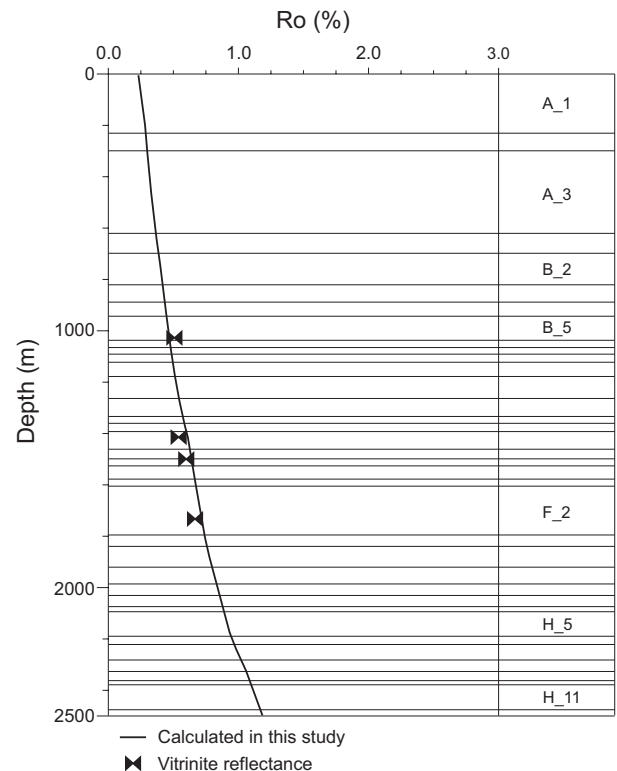


図9 測線E上のDulangサイトにおけるビトリナイト反射率のキャリブレーションプロット。実線がシミュレーションで復元されたビトリナイト反射率プロファイルで、実測値によくフィットしている。

Fig. 9 Calibration plots of vitrinite reflectance in the site Dulang on the Line E. Solid line which is calculated by the simulation fits the measured plots.

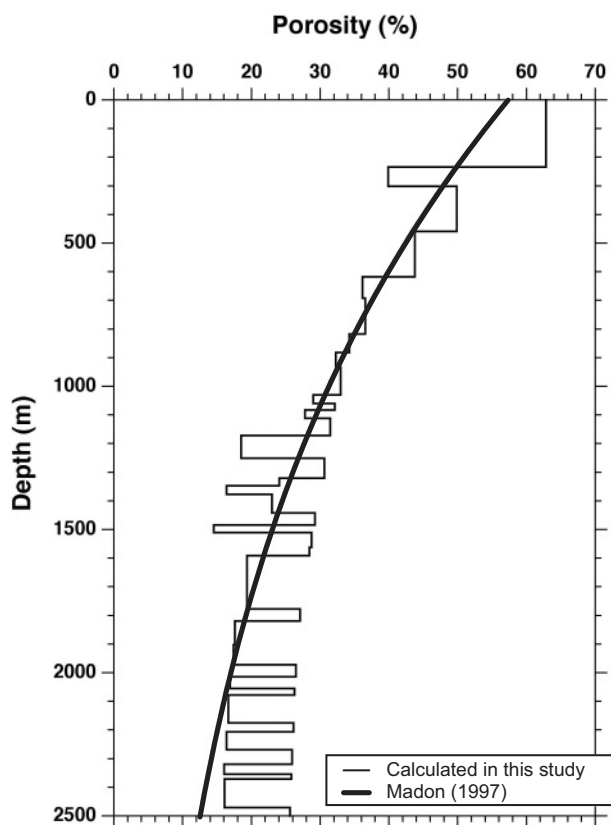


図10 測線E上のDulangサイトにおける間隙率プロファイルのキャリブレーション。折れ線がシミュレーションにより復元された間隙率プロファイルで、坑井データから得た近似曲線によくフィットしている。

Fig. 10 Calibration profile of porosity in the site Dulang on the Line E. Kinked line which is calculated by the simulation fits the approximated curve from the borehole data.

既述のようにPetroMod上では未来に向けたシミュレーションは不可能であるため、モデルにおける地質時代をすべて100万年後退(タイムシフト)させることで、モデル上0Maとみなされる100万年後の状況をシミュレーションした。また、現在にCO₂を注入したとみなすため、トリガー・オプションを適用することにより、現在(モデル上の1Ma)を指定して擬似的に大量のCO₂を貯留層の各トラップに注入するシミュレーションを行った。本研究では、様々な深度や層準のトラップにおける最大の超臨界CO₂許容量を評価するため、すべてのトラップにおいてリークが発生するまでCO₂の発生量(注入量)をコントロールした。

4.2.2 シミュレーション

基本ベースンモデルをベースとし、測線A、C及びEのそれぞれについて上述のようなKineticsの設定とトリガー・オプションの適用でCO₂注入シミュレーションを行なった。ここでも流体移動にはIES社が推奨す

るHybridモデルを使用した。同様に、複数回のフォワードモデリングを繰り返し、前回との計算誤差が1%未満であることを確認した。

PetroModでは、100万年に満たない時間スケールにおけるシミュレーションの解像度は保障されていないが、シミュレーション結果で見る飽和率(Saturation)ではトリガー・オプションが作動した現在(モデル上の1Ma)から10万年後には既に平衡に達しており、100万年後(モデル上の0Ma)の結果については十分な精度が得られたものと判断できる(図15)。また、モデルの設定上、1Maから0Maにおいては地質の性状にほとんど変化は起こっていない。すなわち、生成・集積に掛かる時間に関わらず、どのトラップについても現在において以下に示す最大許容量相当の持続的シール性を持っていると考えられる。

シミュレーションの結果、各測線上の対象サイトに設定された様々な深度の各トラップでCO₂の集積が確認された。集積したCO₂の相境界を見極めるため、温度プロファイルと間隙圧プロファイルと比較し、実際の地層内のCO₂相境界に影響するパラメータとその深度を確認した結果、測線Eでは超臨界相CO₂の温度境界である31.04℃は約140m(図16-A)、圧力境界である7.382MPaは約720mと各々見積もられた(図16-B)。これらは測線A及びCにおいてもほぼ等しい深度で求められ、これより調査対象海域のほぼ全体にわたって深度720m以下を超臨界相領域とみなすこととし、評価対象トラップの上限をこの深度とした。

4.2.3 シール能力評価

4.2.3.1 各サイトにおけるトラップ性状

様々な深度や層準における超臨界CO₂の許容量を評価するため、シミュレーション後の地質性状(温度、間隙圧、間隙率、全岩密度、毛細管圧、浸透率)と、各サイトでの超臨界CO₂の集積状況(体積、密度、質量、コラム高、平均深度)を以下にまとめる。ここで、コラム高は各トラップ内に貯留したCO₂の底面からトラップ最高位までの比高を示し、平均深度はその中間深度を意味する。

測線E(Dulangサイト, Tanggaサイト)

シミュレーション後の測線Eにおける各地質性状を図17で示す。本研究では深度720mから2,000m付近までのトラップをCO₂地中貯留の評価対象とするため、Dulang及びTanggaの両サイトにおいてB3層からH2層の砂岩層トラップを評価対象とした。結果として、各トラップ内で赤く示されたとおりのCO₂の集積があった。また、各トラップにおいてリークを確認したため、ここでの集積状況はそれぞれの最大許容量を示す。

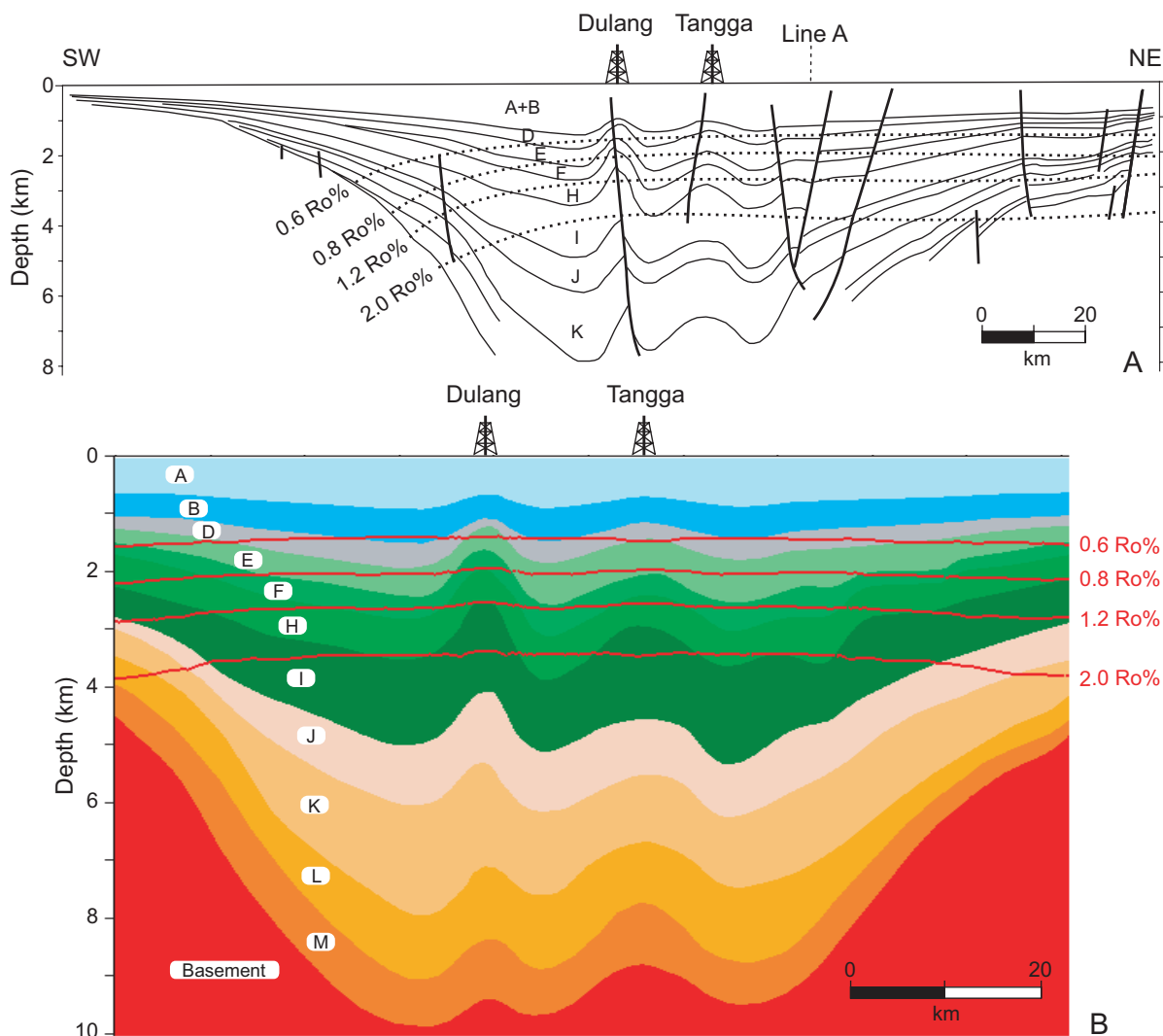


図 11 ビトリナイト反射率のアイソライン。(A) 坑井データを基にした Madon *et al.* (1999) による予測値と (B) 本研究のシミュレーション結果。

Fig. 11 Schematic SW-NE cross-sections of the Line E, showing the calculated equivalent vitrinite reflectance isolines. (A) Prospection based on borehole data (Madon *et al.*, 1999). (B) Simulation results in this study.

各トラップにおける集積状況を表 1 (Dulang サイト) 及び表 2 (Tangga サイト) に示す。集積状況での体積や質量は貯留層毎の層厚に影響されるため、密度及びコラム高を主な評価対象パラメータとした。

概して、いずれのサイトにおいても埋没深度が大きいほど、より大きなコラム高を示す。モデル上ではほとんどのシール層が頁岩層であるのに対し、E1 層及び E7 層は Coal 層 (炭層) である。これらのすぐ下位の E2 層及び E8 層のトラップについては、両サイトともに高めのコラム高を示している。これは、炭層が周辺の頁岩に比べより緻密で浸透率が低いためと考えられる。

測線 A (A-I サイト, A-II サイト)

シミュレーション後の測線 A における各地質性状を図 18 で示す。本測線では A-I サイトにおいて B1 層から E8 層の砂岩層トラップを、A-II サイトでは B3 層から E8 層の砂岩層トラップを評価対象とした。ここでも各トラップにおいてリークを確認したため、集積状況はそれぞれの最大許容量を示す。

各トラップにおける集積状況を表 3 (A-I サイト) 及び表 4 (A-II サイト) に示す。測線 A でも一般に埋没深度が大きいほど、より大きなコラム高を示すことが分かった。ここでも同様に E1 層及び E7 層は Coal 層によるシールであり、E2 層及び E8 層のトラップではやや大きめのコラム高を示している。また、A-I サイトの E2 層, E8 層, 及び A-II サイトの E2 層, E6 層, E8 層のトラップでは南東側スピルポイントからの漏出が

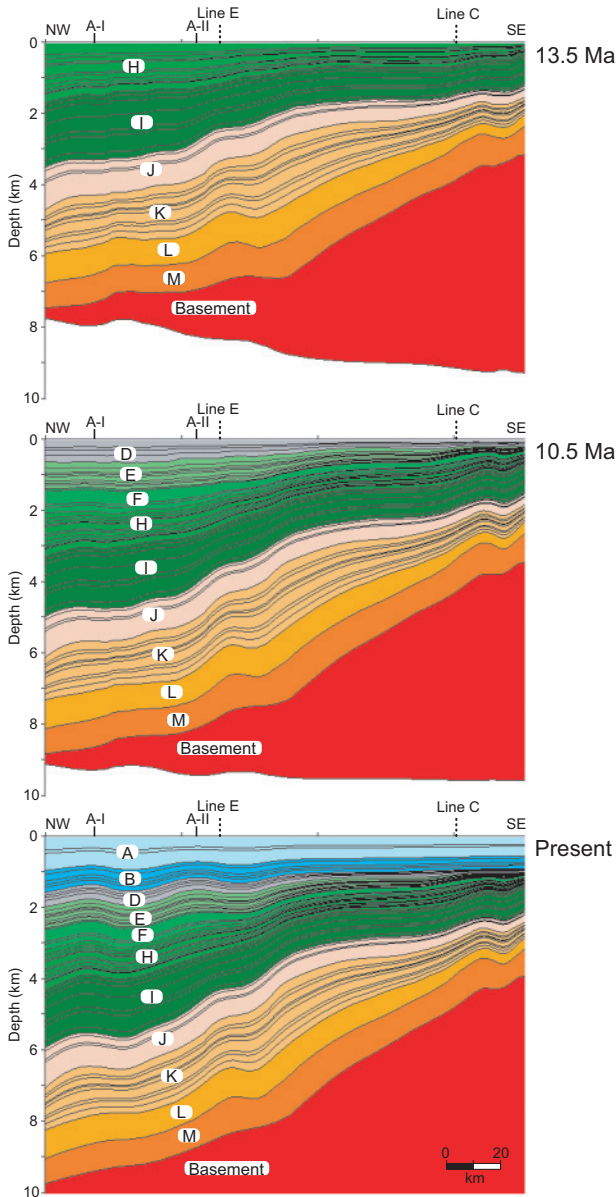


図12 シミュレーションによる測線Aの堆積盆発達史。
Fig. 12 Restored structural history of the Malay Basin along the Line A.

認められた。したがって、これらの集積については本来のトラップ性状を示すまでの許容量に至ってないと考えられる。

測線C (C-I サイト, C-II サイト)

シミュレーション後の測線Cにおける各地質性状を図19で示す。本測線ではC-IサイトにおいてH6層からK6層の砂岩層トラップを、C-IIサイトではD2層からJ4層の砂岩層トラップを評価対象とした。ここでも各トラップにおいてリークを確認したため、集積状況はそれぞれの最大許容量を示す。

各トラップにおける集積状況を表5 (C-I サイト) 及

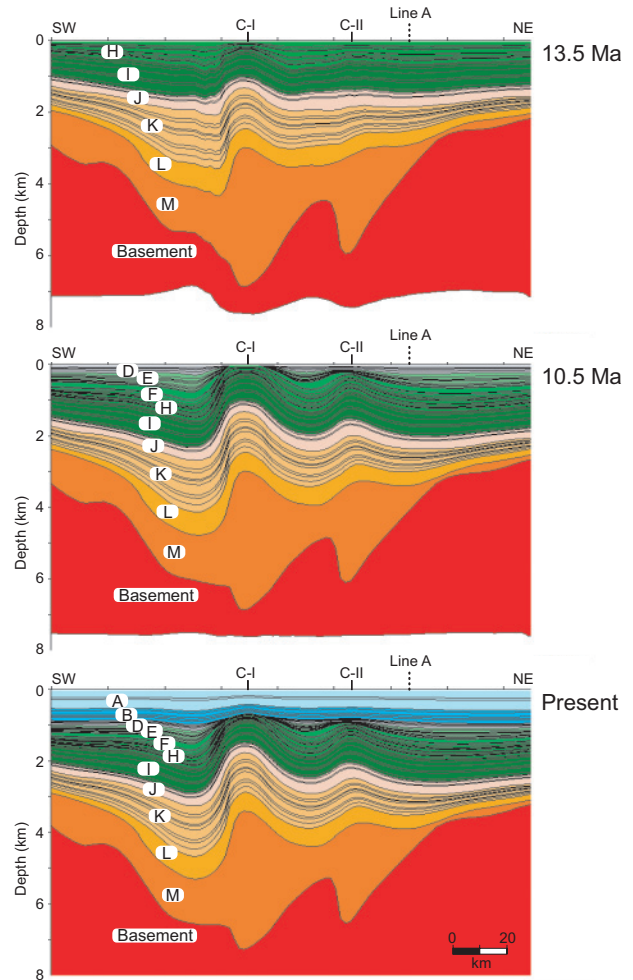


図13 シミュレーションによる測線Cの堆積盆発達史。
Fig. 13 Restored structural history of the Malay Basin along the Line C.

び表6 (C-II サイト) に示す。測線Cでも一般に埋没深度が大きいくほど、より大きなコラム高を示すことが分かった。測線Eと同様にE1層及びE7層はCoal層によるシールであり、E2層及びE8層のトラップではやや大きめのコラム高を示している。

4.2.3.2 トラップのCO₂シール能力

図20では各トラップにおけるコラム高をプロットで表現した。これによると、埋没深度に対するコラム高の変化は、すべての測線及びサイトにおいてほぼ一致するという一律の傾向が読み取れる。超臨界CO₂の相境界直下となる800m付近では約20mのコラム高であり、埋没深度を増す毎にコラム高は大きくなり、深度2,000m付近で約120mに至ることが分かった。中には大局から逸脱したプロットが見られるが、これらは上述のCoal層にシールされたトラップやスピルポイントから漏出が認められたトラップである。Coal層はそ

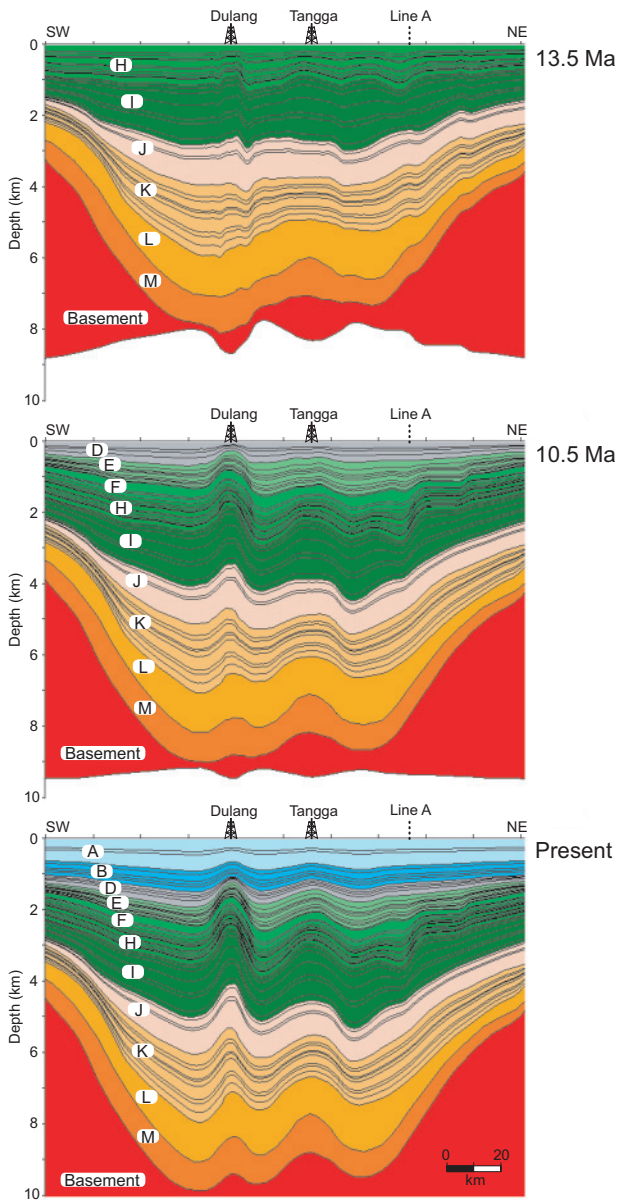


図 14 シミュレーションによる測線 E の堆積盆発達史.
Fig. 14 Restored structural history of the Malay Basin along the Line E.

の堆積物の性質や、実際の層厚の分布によりシール能力に大きな変化が表れることが予測される。そのため、ここでの評価値に高い信頼性は期待できないが、概して頁岩層 (Shale) よりも高いシール能力が期待される。

4.3 石油・天然ガス貯留との比較

各トラップにおける超臨界 CO₂ の許容量について石油や天然ガスの許容量と比較するため、同ベースンモデルを用いて石油や天然ガスの集積を試みた。CO₂ を注入した場合と同様の手法で、わずかなエネルギーで急激に石油や天然ガスが生成できるよう各貯留層の

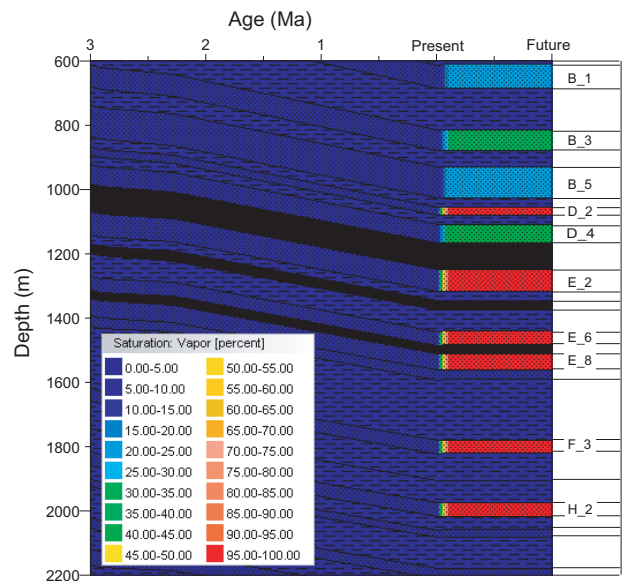


図 15 トリガー・オプションを利用した貯留層における飽和率の変化(測線 E の Dulang サイト). 現在(Present)に急激な CO₂ 生成を開始した結果、ほぼ 10 万年後には各トラップでの CO₂ 量は最大許容量を超えて平衡に達している。

Fig. 15 Change of CO₂ saturation in reservoirs in the site Dulang, Line E. Using the trigger option, huge CO₂ was created in the reservoir layers at the time of Present. Each reservoir was saturated over with CO₂ by the time about a thousand years later.

Kinetics を調節し、更に上述のタイムシフトの手法とトリガー・オプションを適用することで現在 (モデル上の 1 Ma) から生成・集積が始まるシミュレーションを実施し、100 万年後 (モデル上で 0Ma) における集積状態を比較した。前項において、すべてのサイトで超臨界 CO₂ のコラム高が埋没深度に対してほぼ一律の増加を示すことが分かったため、ここでは測線 E 上の Dulang サイトを代表させて許容量の比較及び検討を行った。

表 7 及び表 8 にそれぞれ Dulang サイトにおける石油と天然ガスの集積状況を示し、図 21 に超臨界 CO₂、石油及び天然ガスのコラム高の比較を示す。結果として、各貯留層において石油は常に超臨界 CO₂ よりも高いコラム高を示した。一方で、天然ガスは常に超臨界 CO₂ よりも低いコラム高を示している。Coal 層をシールとするトラップについても同様の超臨界 CO₂、石油及び天然ガス間の関係が見られる。またいずれの Coal 層トラップも頁岩をシールとするトラップよりもコラム高が大きい点について同様の関係である。対象範囲の深度でコラム高に関する比をとると、超臨界 CO₂ /石油比は 0.5 以下であるが、超臨界 CO₂ /天然ガス比では 1.1 から 1.5 を示し、いずれも埋没深度が大きいほど高い値を示している (図 22)。

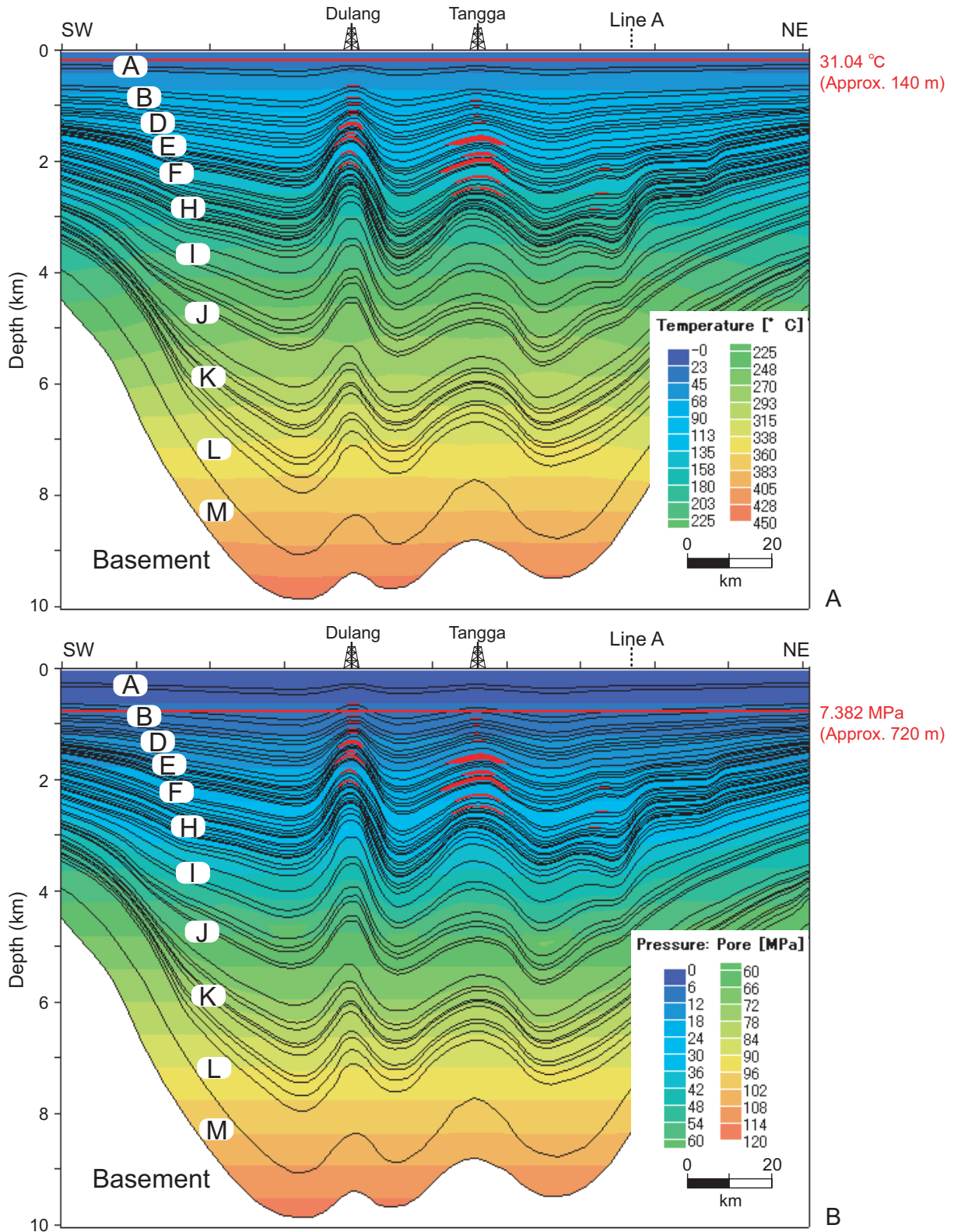


図 16 現在の測線 E における現在の温度構造 (A) と間隙圧構造 (B). 超臨界 CO₂ の相境界は圧力条件 (7.382MPa) が温度条件 (31.04°C) よりも深度が大きいため、圧力条件を充足する 720m 以深の貯留層トラップを評価の対象とした。

Fig. 16 Recent temperature structure (A) and pore pressure structure (B) on the Line E. The phase boundary of supercritical CO₂ is determined at about 720 meter below the surface, due to the pressure condition (7.382MPa), of which depth is deeper than that of temperature boundary (31.04°C).

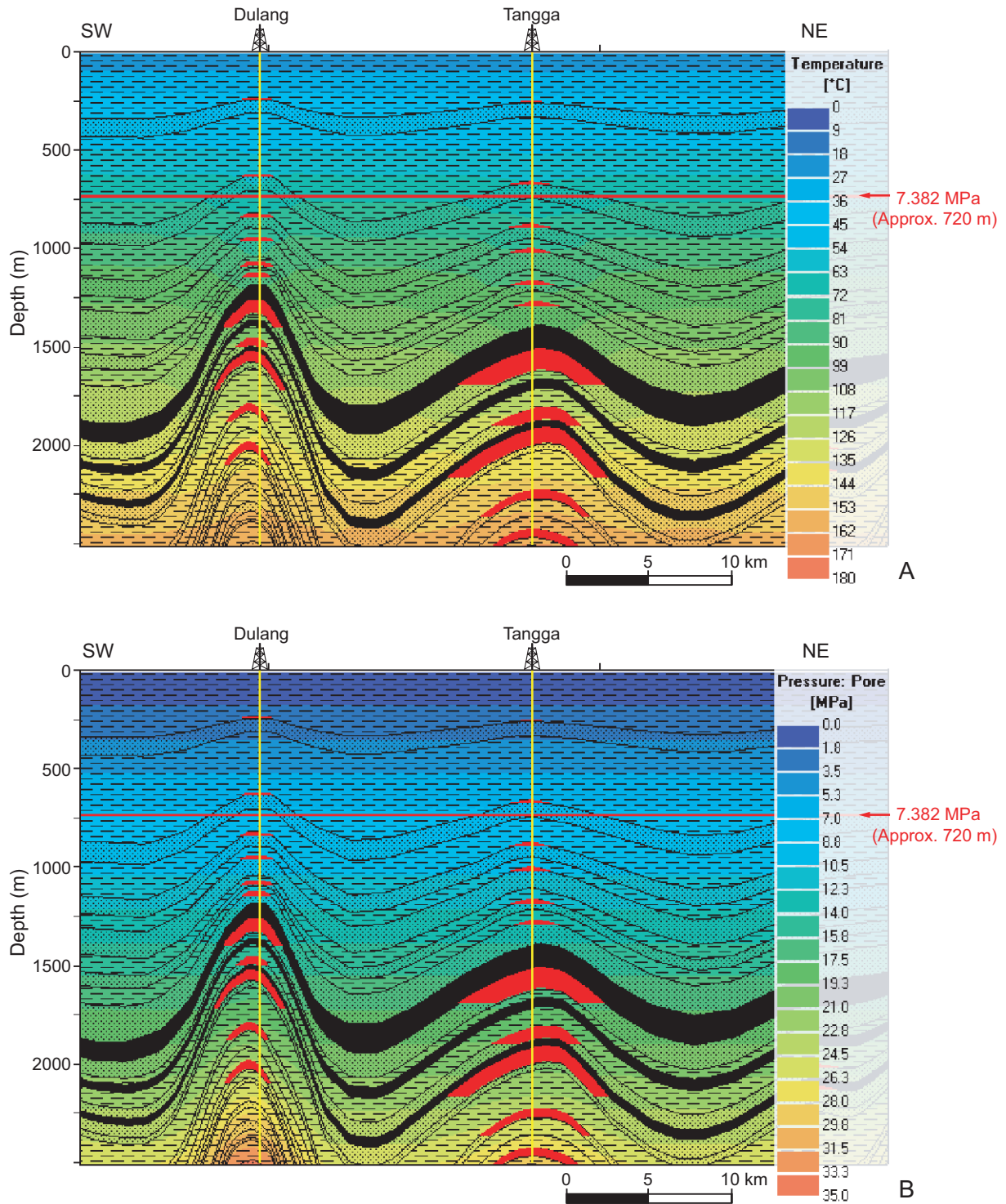


図 17 (A-B) 測線 E 貯留対象層におけるシミュレーション結果。(A) 温度構造, (B) 間隙圧構造, (C) 間隙率構造, (D) 全岩密度構造, (E) 毛細管圧構造及び (F) 浸透率構造。

Fig. 17 (A-B) Simulation results of CO₂ sequestration on the Line E. Schematics show structure of (A) temperature, (B) pore pressure, (C) porosity, (D) bulk density, (E) capillary pressure and (F) permeability.

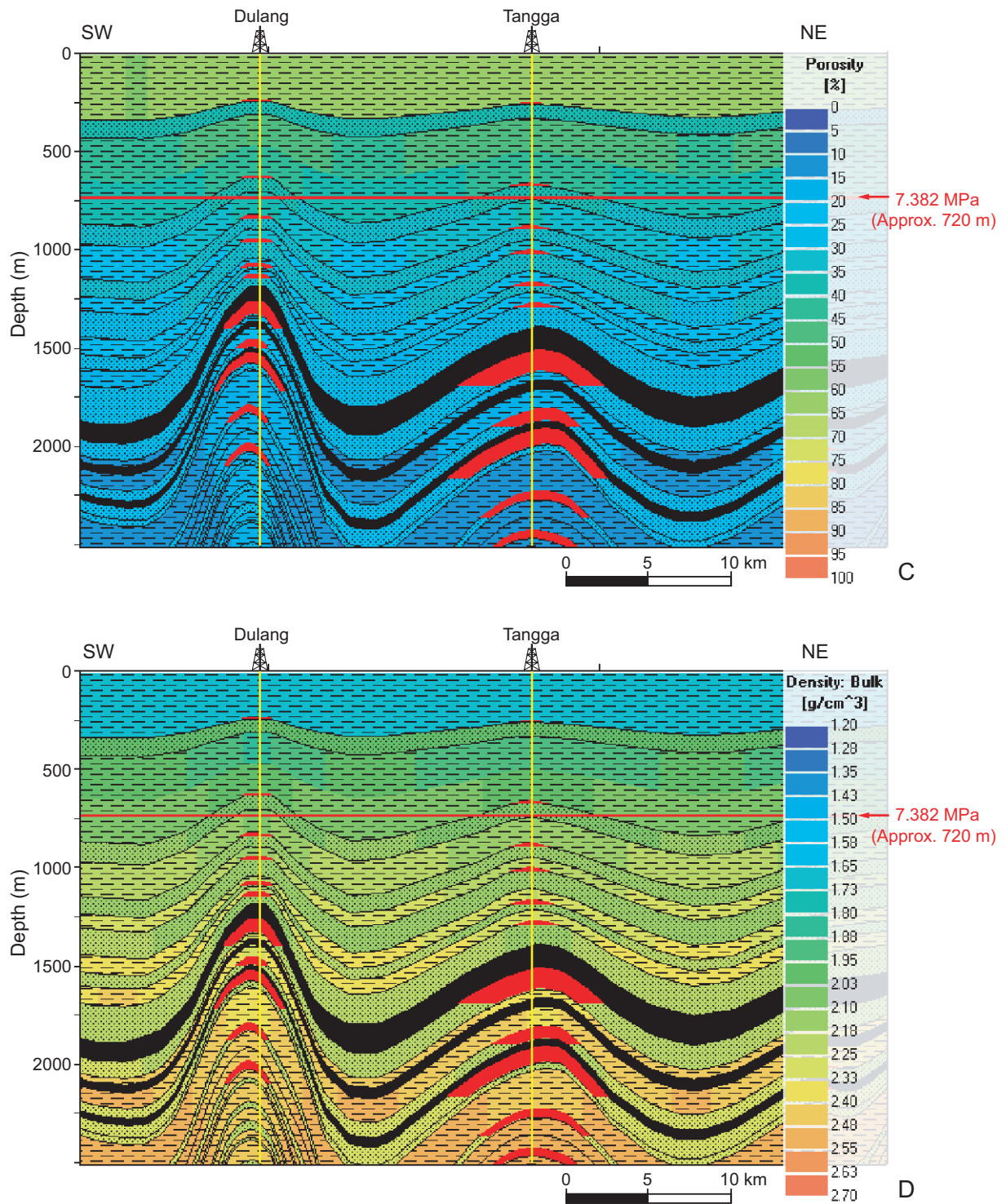


図 17 (C-D) 測線 E 貯留対象層におけるシミュレーション結果。(A) 温度構造, (B) 間隙圧構造, (C) 間隙率構造, (D) 全岩密度構造, (E) 毛細管圧構造及び (F) 浸透率構造。

Fig. 17 (C-D) Simulation results of CO₂ sequestration on the Line E. Schematics show structure of (A) temperature, (B) pore pressure, (C) porosity, (D) bulk density, (E) capillary pressure and (F) permeability.

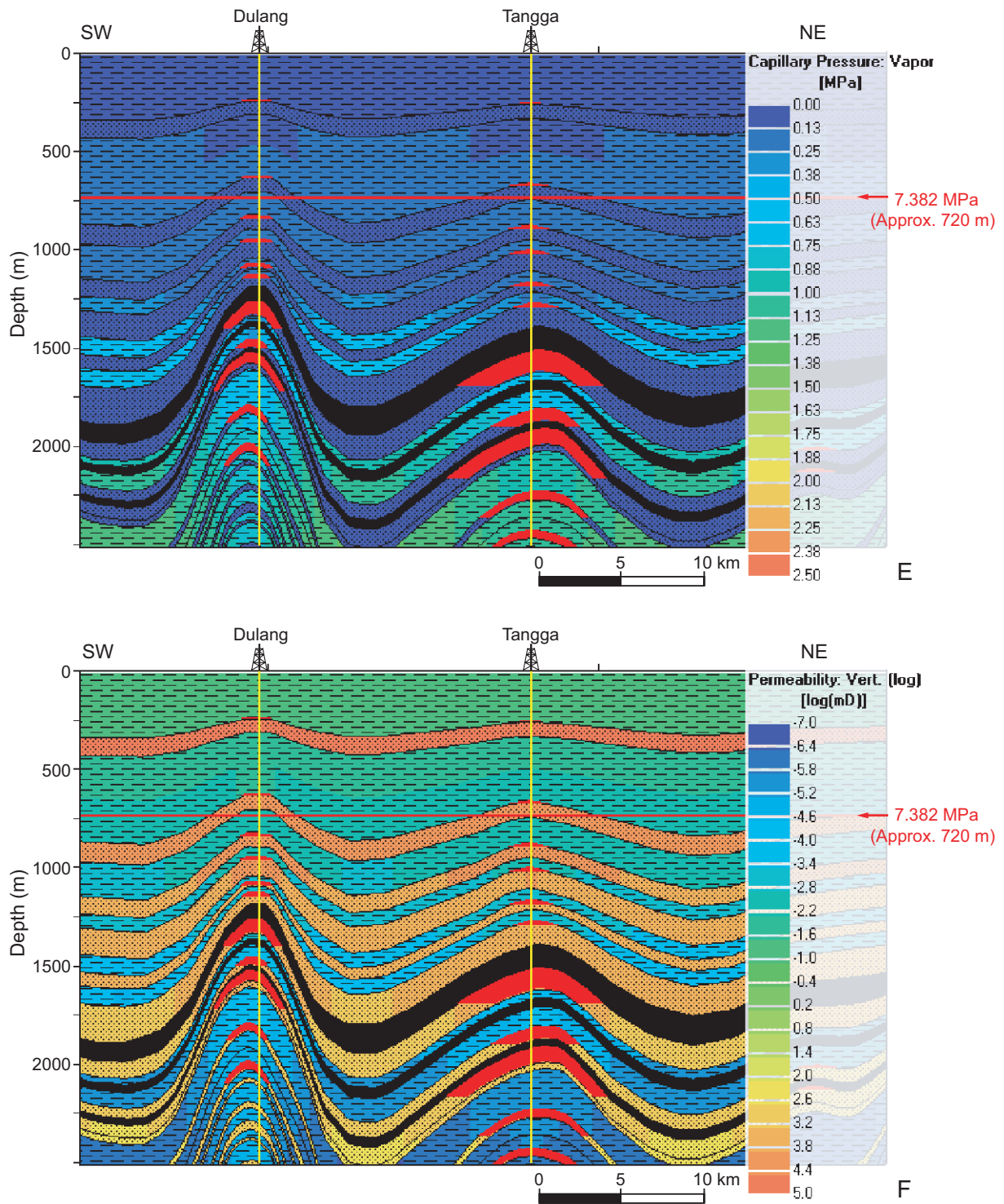


図 17 (E-F) 測線 E 貯留対象層におけるシミュレーション結果。(A) 温度構造, (B) 間隙圧構造, (C) 間隙率構造, (D) 全岩密度構造, (E) 毛細管圧構造及び (F) 浸透率構造。

Fig. 17 (E-F) Simulation results of CO₂ sequestration on the Line E. Schematics show structure of (A) temperature, (B) pore pressure, (C) porosity, (D) bulk density, (E) capillary pressure and (F) permeability.

表1 測線E上, Dulang サイトの各トラップにおける超臨界CO₂の集積状況.Table 1 Statistics of CO₂ accumulation in reservoirs in Site Dulang, Line E.

Reservoir	Volume* [Mm ³]	Density [g/cc]	Mass [Mton]	Column height [m]	Mean depth [m]
B3	10.99	0.2	2.17	22	838
B5	12.53	0.23	2.89	25	958
D2	12.1	0.25	3.03	28	1087
D4	12.51	0.26	3.3	29	1141
E2	66.08	0.28	18.81	144	1338
E6	20.03	0.31	6.2	54	1488
E8	59.59	0.32	18.8	204	1632
F3	25.65	0.37	9.38	95	1845
H2	28.18	0.41	11.49	121	2051

* Evaluated as a model cross-section with the thickness of one meter

表2 測線E上, Tangga サイトの各トラップにおける超臨界CO₂の集積状況.Table 2 Statistics of CO₂ accumulation in reservoirs in Site Tangga, Line E.

Reservoir	Volume* [Mm ³]	Density [g/cc]	Mass [Mton]	Column height [m]	Mean depth [m]
B3	10.09	0.2	1.99	22	888
B5	11.56	0.23	2.66	26	1014
D2	13.86	0.25	3.48	29	1181
D4	19.1	0.26	5.05	34	1291
E2	222.03	0.28	63.22	193	1614
E6	74.41	0.31	23.03	99	1866
E8	182.14	0.32	57.46	263	2053
F3	65.29	0.37	23.88	145	2312
H2	66.18	0.41	26.98	171	2524

* Evaluated as a model cross-section with the thickness of one meter

5. 考察

これまでの過程で、各深度や層準のトラップにおける超臨界CO₂の最大許容量を比較し、また超臨界CO₂と天然ガス及び石油に関する最大許容量の比較を行った。ここで、トラップでリークが生じるのは、シール層の毛細管圧に対して流体の浮力（＝間隙水との密度差×重力加速度×コラム高）が上回った場合であり、

すなわち流体のもつ密度が大きく、間隙水との密度差が小さいほど、コラム高も増加する傾向が期待できる。ただし、流体は各々深度とともに圧力が増すと同時に密度も変化させる。図23では各深度における超臨界CO₂と天然ガス及び石油の密度を比較した。石油はその組成によって密度が大きくばらつくことが予測されるため、一概にここでの比較だけで評価することは困難であるが、主にメタンで構成される組成変化の

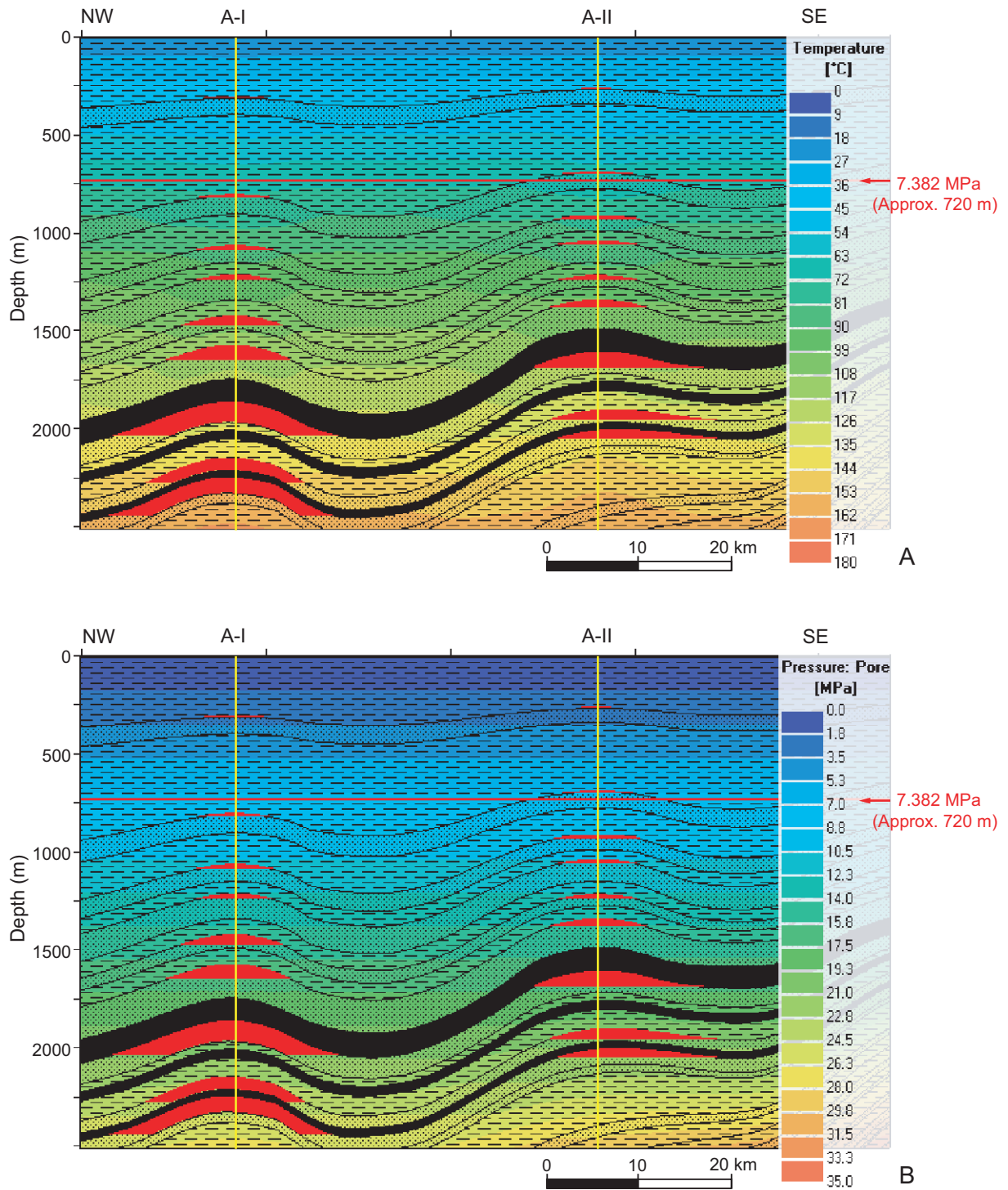


図 18 (A-B) 測線 A 貯留対象層におけるシミュレーション結果。(A) 温度構造, (B) 間隙圧構造, (C) 間隙率構造, (D) 全岩密度構造, (E) 毛細管圧構造及び (F) 浸透率構造。

Fig. 18 (A-B) Simulation results of CO₂ sequestration on the Line A. Schematics show structure of (A) temperature, (B) pore pressure, (C) porosity, (D) bulk density, (E) capillary pressure and (F) permeability.

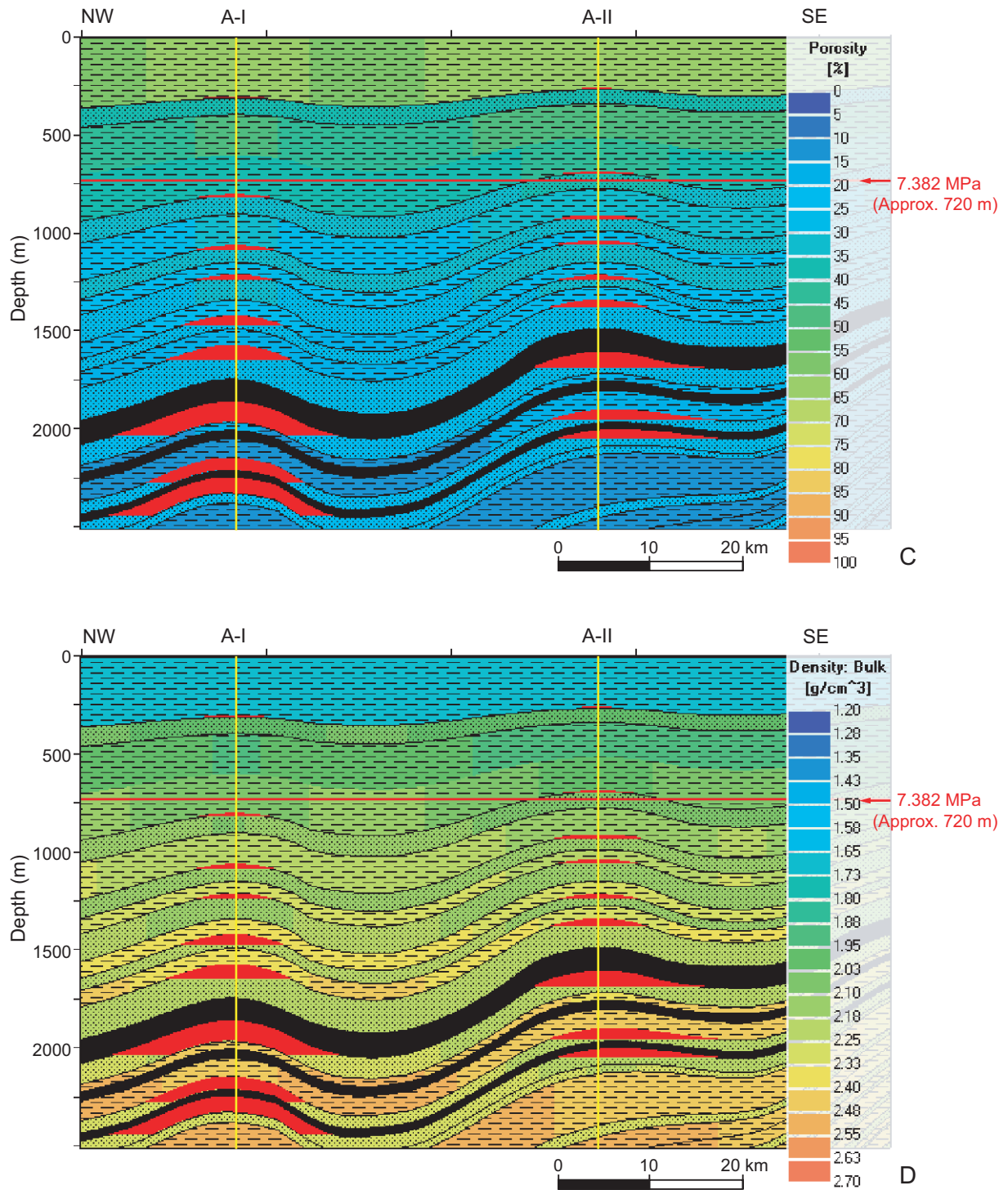


図 18 (C-D) 測線 A 貯留対象層におけるシミュレーション結果. (A) 温度構造, (B) 間隙圧構造, (C) 間隙率構造, (D) 全岩密度構造, (E) 毛細管圧構造及び (F) 浸透率構造.

Fig. 18 (C-D) Simulation results of CO₂ sequestration on the Line A. Schematics show structure of (A) temperature, (B) pore pressure, (C) porosity, (D) bulk density, (E) capillary pressure and (F) permeability.

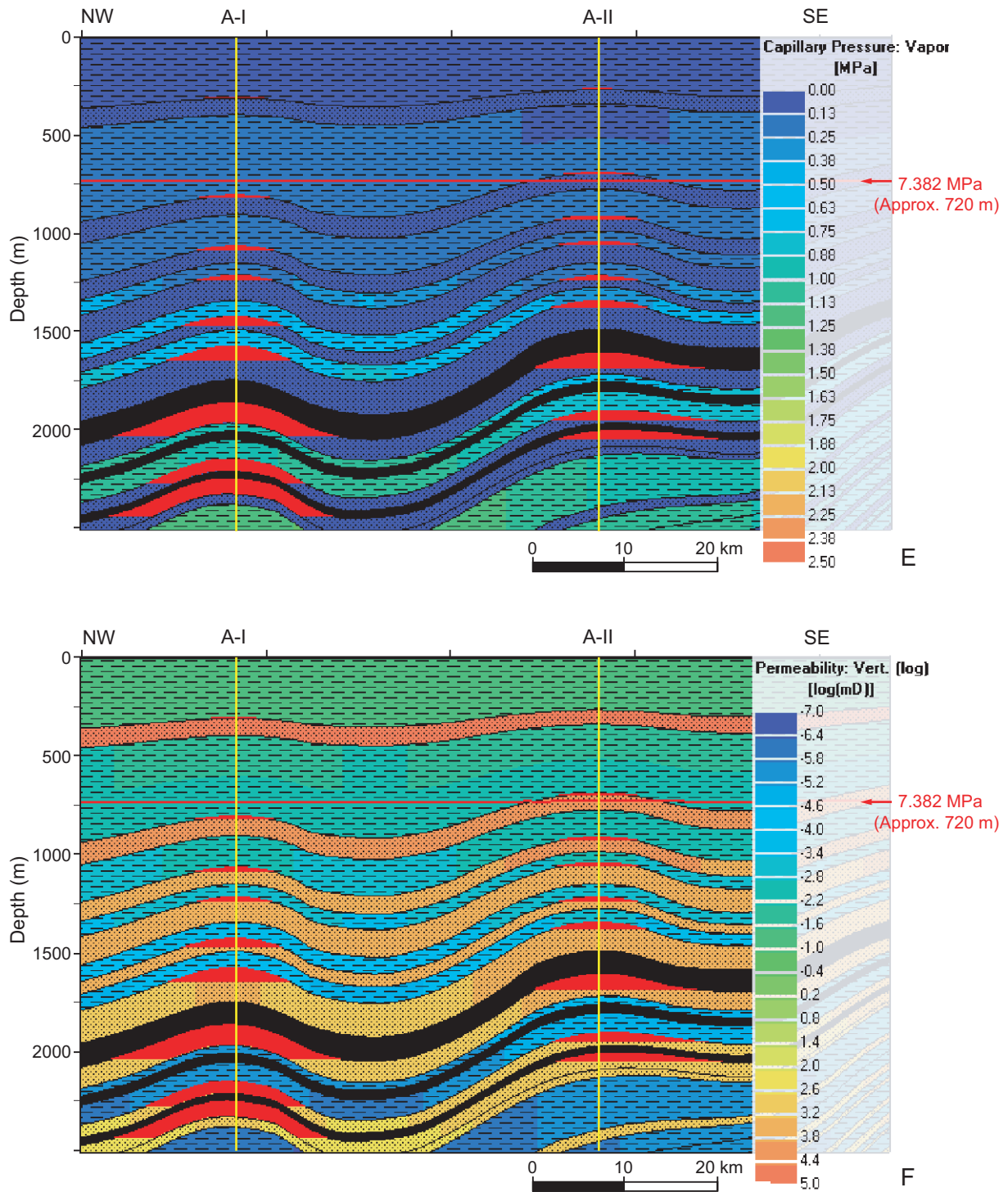


図 18 (E-F) 測線 A 貯留対象層におけるシミュレーション結果。(A) 温度構造, (B) 間隙圧構造, (C) 間隙率構造, (D) 全岩密度構造, (E) 毛細管圧構造及び (F) 浸透率構造。

Fig. 18 (E-F) Simulation results of CO₂ sequestration on the Line A. Schematics show structure of (A) temperature, (B) pore pressure, (C) porosity, (D) bulk density, (E) capillary pressure and (F) permeability.

表3 測線A上, A-Iサイトの各トラップにおける超臨界CO₂の集積状況.Table 3 Statistics of CO₂ accumulation in reservoirs in Site A-I, Line A.

Reservoir	Volume* [Mm ³]	Density [g/cc]	Mass [Mton]	Column height [m]	Mean depth [m]
B1	37.96	0.16	6.14	18	806
B3	46.98	0.21	10.03	24	1067
B5	52.75	0.25	12.98	28	1219
D2	115.97	0.28	31.92	53	1439
D4	184.22	0.3	56.02	76	1600
E2	481.47	0.33	159.21	178	1938
E6	223.2	0.36	81.38	134	2199
E8	349.15	0.37	130.34	194	2330

* Evaluated as a model cross-section with the thickness of one meter

表4 測線A上, A-IIサイトの各トラップにおける超臨界CO₂の集積状況.Table 4 Statistics of CO₂ accumulation in reservoirs in Site A-II, Line A.

Reservoir	Volume* [Mm ³]	Density [g/cc]	Mass [Mton]	Column height [m]	Mean depth [m]
B1	-	-	-	-	-
B3	48.25	0.21	10.3	22	914
B5	55.32	0.25	13.61	26	1044
D2	59.75	0.28	16.44	29	1222
D4	94.46	0.3	28.72	42	1354
E2	252.66	0.33	83.55	82	1637
E6	163.38	0.36	59.57	56	1916
E8	138.12	0.37	51.56	48	2014

* Evaluated as a model cross-section with the thickness of one meter

小さい天然ガスとの比較においては、超臨界CO₂の方が各深度において高い密度を有している。また対象範囲において深度が大きくなるほどその差は広がる傾向を示している。この密度差は、超臨界CO₂が天然ガスよりも常に大きいコラム高を示すことの原因として挙げられる。これは同じトラップ内で超臨界CO₂が天然ガスよりも大きなコラム高で貯留可能であることを示している。また同時に、深度がより大きく圧力が高く

なる毎に超臨界CO₂と天然ガスの密度差は大きくなり、それぞれの安定性の差も広がると示唆される。すなわち、天然ガスに比べ超臨界CO₂の安定性がより確実であることを示す。

当研究ではマレー海盆における模式的な層序トラップでの超臨界CO₂最大許容量を予測したが、より具体的な海域で詳細な坑井データなどが得られれば、より現実的な検証が可能である。特に本研究のシミュレー

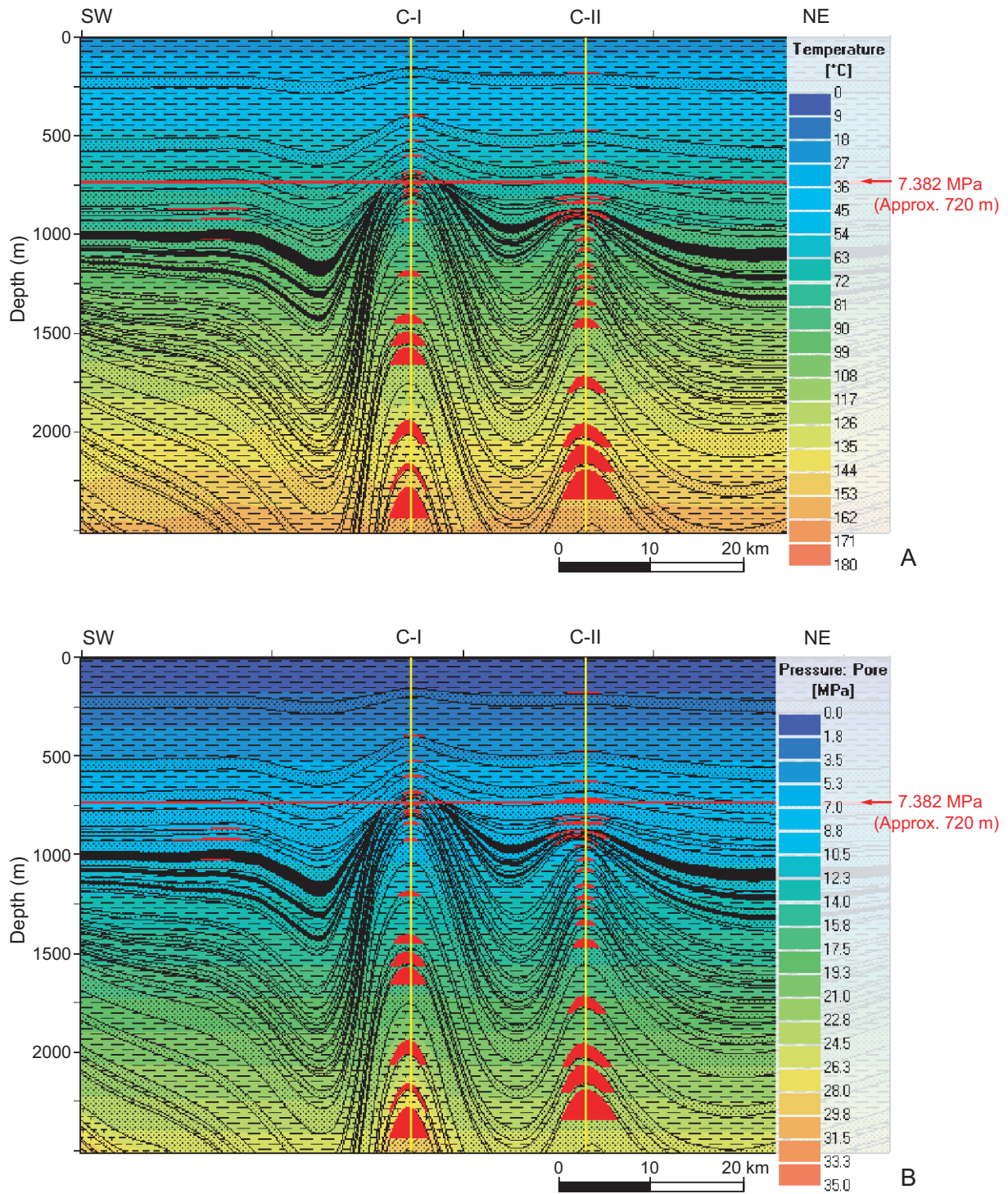


図 19 (A-B) 測線 C 貯留対象層におけるシミュレーション結果。(A) 温度構造, (B) 間隙圧構造, (C) 間隙率構造, (D) 全岩密度構造, (E) 毛細管圧構造及び (F) 浸透率構造。

Fig. 19 (A-B) Simulation results of CO₂ sequestration on the Line C. Schematics show structure of (A) temperature, (B) pore pressure, (C) porosity, (D) bulk density, (E) capillary pressure and (F) permeability.

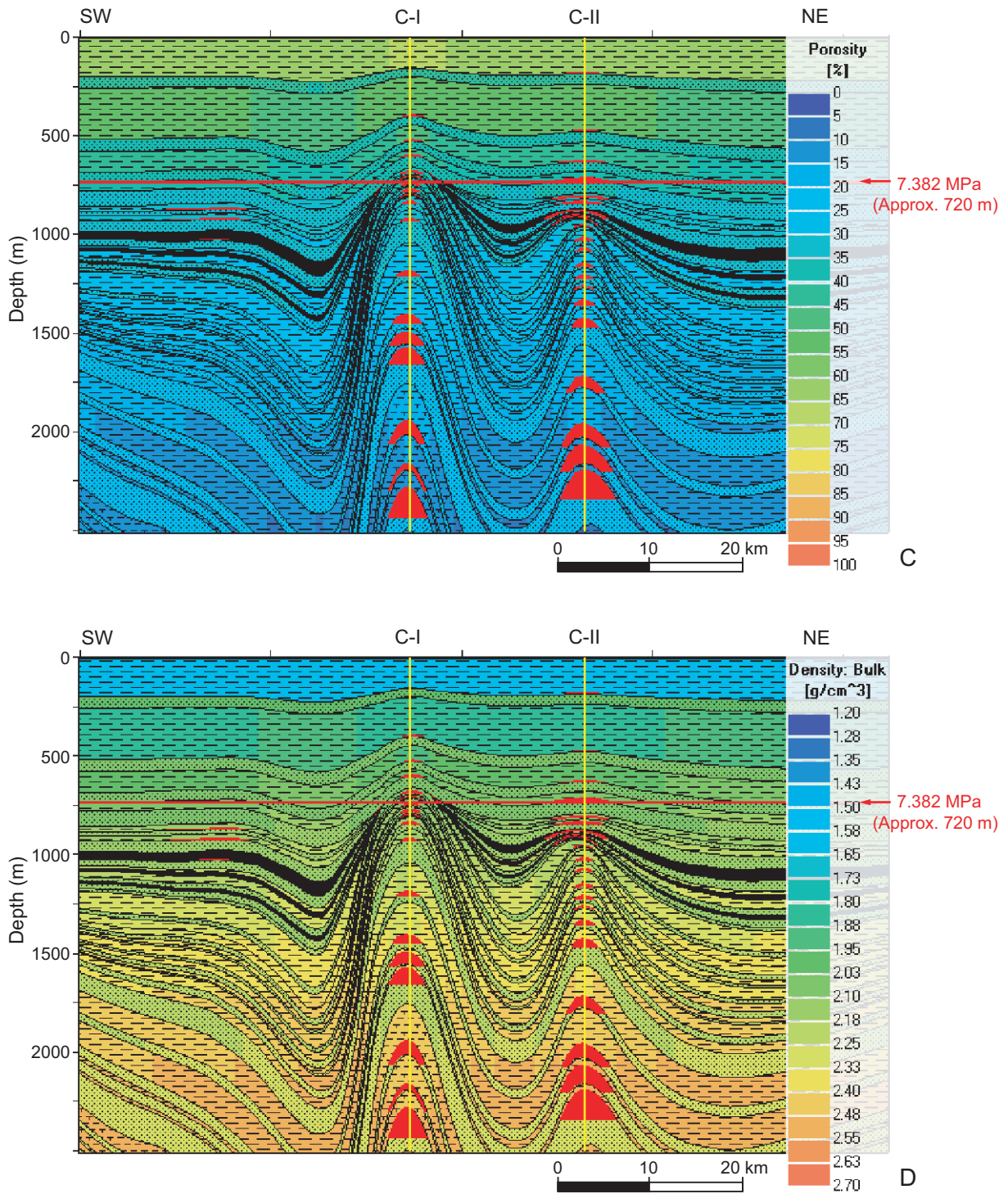


図 19 (C-D) 測線 C 貯留対象層におけるシミュレーション結果。(A) 温度構造, (B) 間隙圧構造, (C) 間隙率構造, (D) 全岩密度構造, (E) 毛細管圧構造及び (F) 浸透率構造。

Fig. 19 (C-D) Simulation results of CO₂ sequestration on the Line C. Schematics show structure of (A) temperature, (B) pore pressure, (C) porosity, (D) bulk density, (E) capillary pressure and (F) permeability.

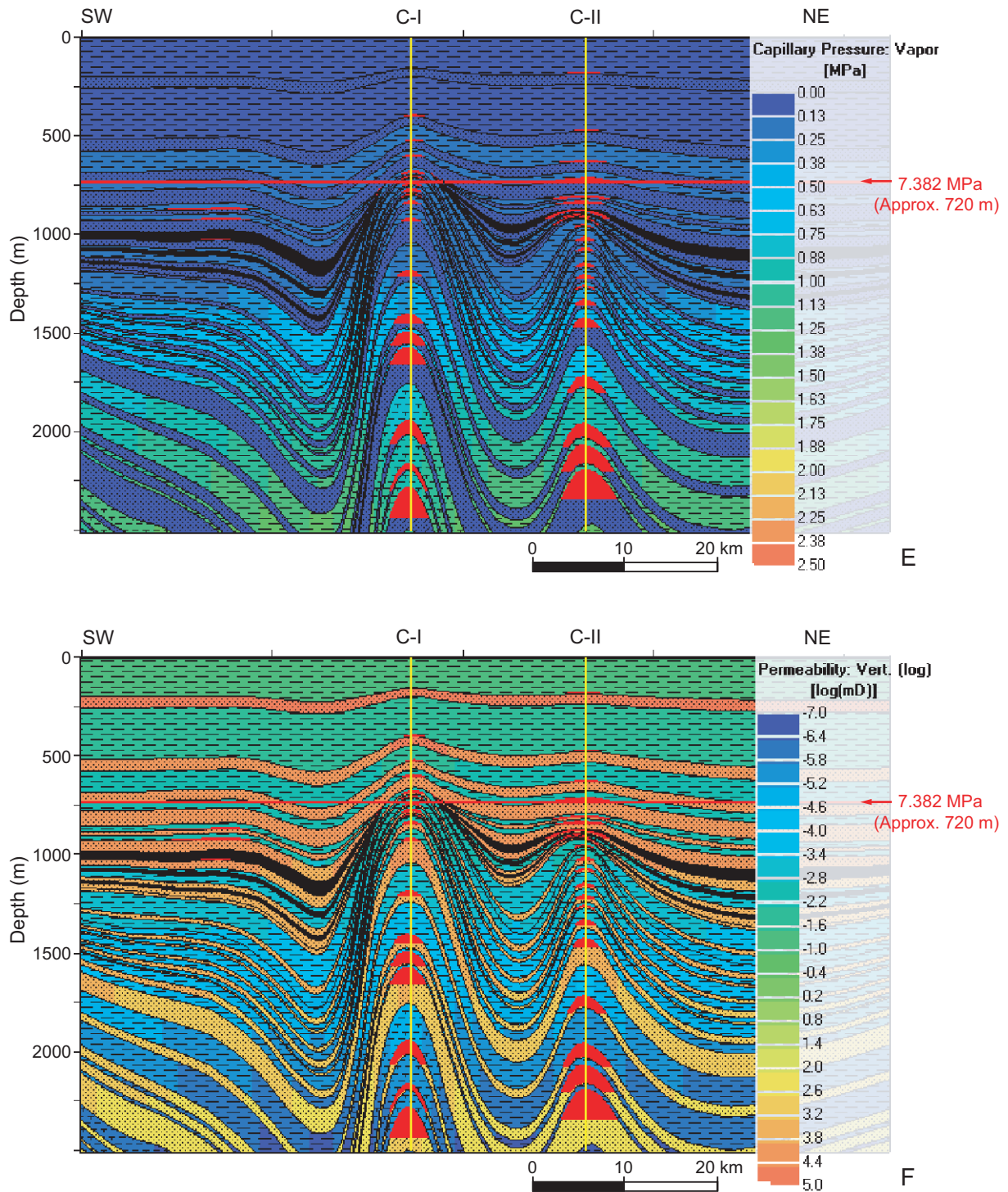


図 19 (E-F) 測線 C 貯留対象層におけるシミュレーション結果。(A) 温度構造, (B) 間隙圧構造, (C) 間隙率構造, (D) 全岩密度構造, (E) 毛細管圧構造及び (F) 浸透率構造。

Fig. 19 (E-F) Simulation results of CO₂ sequestration on the Line C. Schematics show structure of (A) temperature, (B) pore pressure, (C) porosity, (D) bulk density, (E) capillary pressure and (F) permeability.

マレー堆積盆におけるCO₂地中貯留シミュレーション (森田ほか)

表5 測線C上, C-Iサイトの各トラップにおける超臨界CO₂の集積状況.

Table 5 Statistics of CO₂ accumulation in reservoirs in Site C-I, Line C.

Reservoir	Volume* [Mm ³]	Density [g/cc]	Mass [Mton]	Column height [m]	Mean depth [m]
H6	7.22	0.17	1.21	20	742
H8	9.99	0.17	1.74	21	772
H10	3.78	0.18	0.67	22	797
I1	11.52	0.19	2.19	22	833
I3	13.37	0.22	2.96	25	920
I5	17.13	0.27	4.62	30	1189
I7	34.34	0.31	10.54	50	1418
J2	52.91	0.32	16.78	76	1520
J4	65.96	0.33	22.07	89	1604
K2	61.64	0.39	24.23	129	1987
K4	33.62	0.43	14.44	153	2218
K6	109.6	0.45	49.08	166	2343

* Evaluated as a model cross-section with the thickness of one meter

表6 測線C上, C-IIサイトの各トラップにおける超臨界CO₂の集積状況.

Table 6 Statistics of CO₂ accumulation in reservoirs in Site C-II, Line C.

Reservoir	Volume* [Mm ³]	Density [g/cc]	Mass [Mton]	Column height [m]	Mean depth [m]
D2	22.62	0.15	3.47	21	805
D4	30.1	0.15	4.64	21	836
E2	24.94	0.15	3.85	48	891
E6	5.87	0.16	0.97	23	902
E8	11.38	0.15	1.76	49	922
F3	4.81	0.21	1.03	25	953
H2	11.79	0.15	1.8	24	1015
H4	8.53	0.16	1.35	25	1070
H6	10.65	0.17	1.78	26	1146
H8	13.09	0.17	2.28	27	1206
H10	6.48	0.18	1.16	29	1260
I1	20.13	0.19	3.83	38	1336
I3	32.39	0.22	7.17	55	1437
I5	50.8	0.27	13.71	91	1748
I7	74.72	0.31	22.93	124	2004
J2	101.75	0.32	32.28	144	2124
J4	138.66	0.33	46.4	159	2255

* Evaluated as a model cross-section with the thickness of one meter

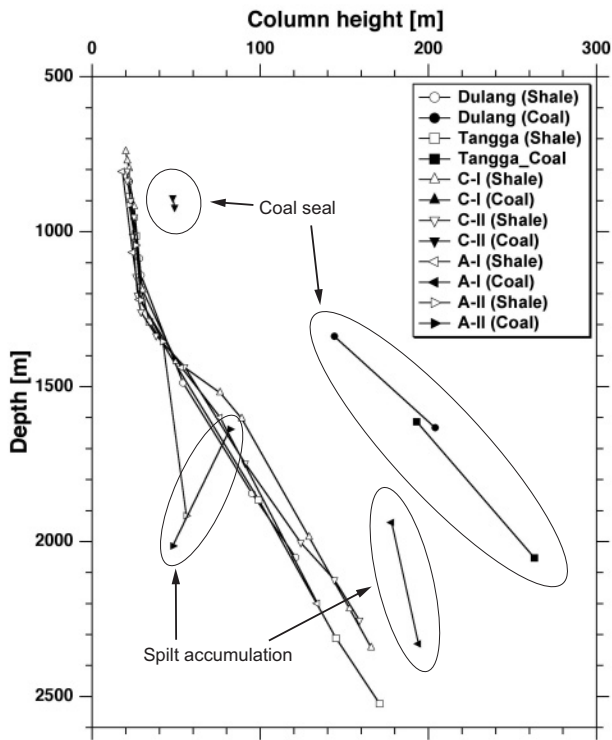


図 20 貯留対象サイト間における超臨界 CO₂ コラム高の比較。すべてのサイトにおいて埋没深度に対するコラム高の変化はほぼ一致する傾向が認められる。大局から逸脱したプロットは Coal 層トラップや漏出が認められたトラップである。

Fig. 20 Comparison of column height of supercritical CO₂ among the target sites. The column heights change at the depth along very similar trends at any target sites. The plots that deviate from the major trend are reservoirs sealed by coal layers or those where leakage occurs at spill point.

ションでは断層の影響を組み込んでいないため、断層やフラクチャーによるリークを考慮していない。しかし、既に天然ガス集積が認められているシール性の高いトラップであれば、その最大コラム高の範囲内で超臨界 CO₂ を安定的に貯留できる見込みであることを本研究は示した。また、天然ガスよりも CO₂ の方が常に高いコラム高を示し、深度が大きくなるにしたがってその差も拡大するため、スパイルポイントやフラクチャーによるリークがなければ、より大きい深度において更に多くの超臨界 CO₂ 貯留が見込まれる。ただし、深い地層ほどシール能力は高く貯留に対応できる容量は大きい、その一方で開発に関わるコストが高くなるリスクも生じる。

シール層の毛細管圧と流体の浮力とのバランスの他に考慮すべき現象として、超臨界 CO₂ と間隙水との反応が挙げられる。超臨界 CO₂ が間隙水に溶解する反応は、地中内で CO₂ の独立性をなくし浮力を奪うため、より安定的に地層内に固定できる方向性を持っている

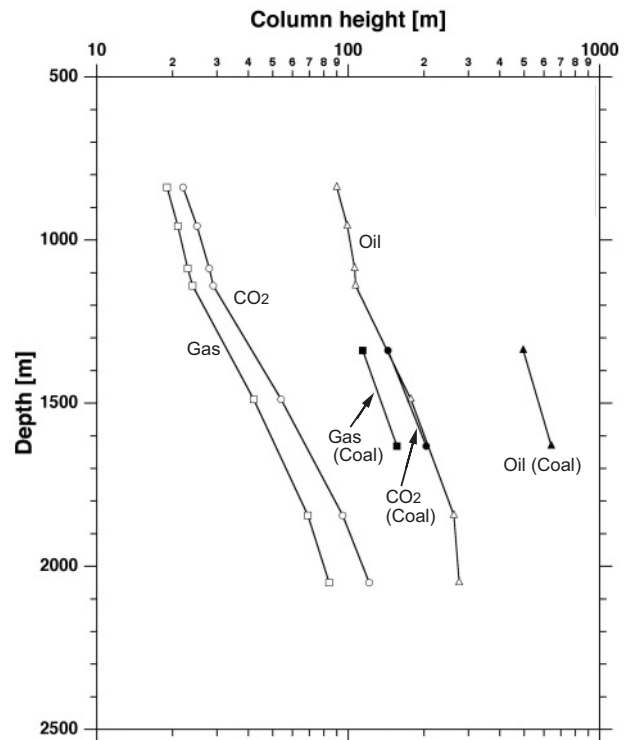


図 21 測線 E 上の Dulang サイトにおける超臨界 CO₂、石油及び天然ガスのコラム高の比較。

Fig. 21 Comparison of column height among supercritical CO₂, oil and natural gas in the site Dulang, Line E.

と考えられる。すなわち地中貯留ポテンシャルにとってはプラス効果と解釈できる。また、流体の浸透性を左右するパラメータとして碎屑物粒子に対する各流体の濡れ性や表面張力に関する議論が必要であるが、現段階では十分なデータが得られていないため考察の範囲から除外する。

以上のように、本研究では数値シミュレーションによってベースンモデリングから地層の性状を復元し、CO₂ 地中貯留のポテンシャル評価を試みた。近年、石油探鉱では三次元地震探査が主流になりつつあり、検層が多用されるなど坑井データのクオリティも向上していることから、今後は本研究のような手法を用いることによって、より精度の高い定量的なポテンシャル評価が実施できるものと期待できる。

6. まとめ

本研究では南シナ海マレー堆積盆における CO₂ 地中貯留ポテンシャルについて数値シミュレーションによる検討を行なった。シミュレーションによって堆積盆中の各深度や各層準における超臨界 CO₂ の許容量の変化を推定し、CO₂ が超臨界相として存在できる約 720m

マレー堆積盆におけるCO₂地中貯留シミュレーション（森田ほか）

表7 測線E上, Dulang サイトの各トラップにおける石油の集積状況.

Table 7 Statistics of Oil accumulation in reservoirs in Site Dulang, Line E.

Reservoir	Volume* [MMbbls]**	Density [g/cc]	Mass [Mton]	Column height [m]	Mean depth [m]
B3	424.72	0.84	56.62	90	875
B5	529.32	0.83	70.11	99	998
D2	168.56	0.83	22.23	106	1129
D4	340.56	0.83	44.77	107	1183
E2	904.41	0.82	117.89	496	1517
E6	288.38	0.81	37.29	177	1554
E8	744.84	0.81	95.83	641	1856
F3	318.08	0.79	40.17	263	1933
H2	293.9	0.76	35.63	276	2132

* Evaluated as a model cross-section with the thickness of one meter

** MMbbl = Million barrels (1 barrel = 159 liters)

表8 測線E上, Dulang サイトの各トラップにおける天然ガスの集積状況.

Table 8 Statistics of hydrocarbon gas accumulation in reservoirs in Site Dulang, Line E.

Reservoir	Volume* [Mm ³]	Density [g/cc]	Mass [Mton]	Column height [m]	Mean depth [m]
B3	8.88	0.06	0.53	19	837
B5	9.69	0.07	0.66	21	956
D2	10.4	0.07	0.77	23	1085
D4	9.39	0.08	0.73	24	1137
E2	55.48	0.08	4.69	114	1323
E6	15.13	0.09	1.41	42	1482
E8	50.76	0.1	4.87	156	1608
F3	20.19	0.11	2.27	69	1831
H2	22.32	0.13	2.84	84	2031

* Evaluated as a model cross-section with the thickness of one meter

以深の領域では, リークにつながる断層やフラクチャーが存在しない限り全体的に安定してCO₂の集積が可能であるとの結果を得た. また, 深度2,000m付近までの対象範囲では深い地層ほどシール能力は高く, 超臨界CO₂地中貯留に対応できる容量が大きいことが分かった. 更に, 超臨界CO₂の最大許容量は天然ガスと比べて常に高いコラム高を示した. これは同一のトラップにおいて超臨界CO₂は天然ガスと同等以上のコラ

ム高で貯留が可能であることを示す. 本研究では実際のフィールドにおける天然ガスのコラム高データを得ていないが, 具体的な既存の天然ガス貯留情報があれば, それらと比較することで安定的に貯留できる超臨界CO₂量(コラム高)を示すことができる.

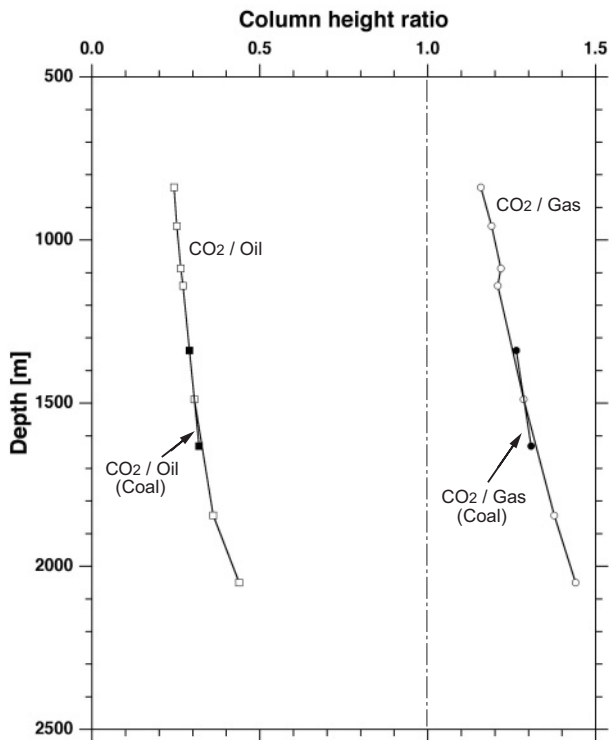


図 22 測線 E 上の Dulang サイトにおける超臨界 CO₂、石油及び天然ガスのコラム高比。

Fig. 22 Comparison of column height ratios between supercritical CO₂/oil and supercritical CO₂/natural gas in the site Dulang, Line E.

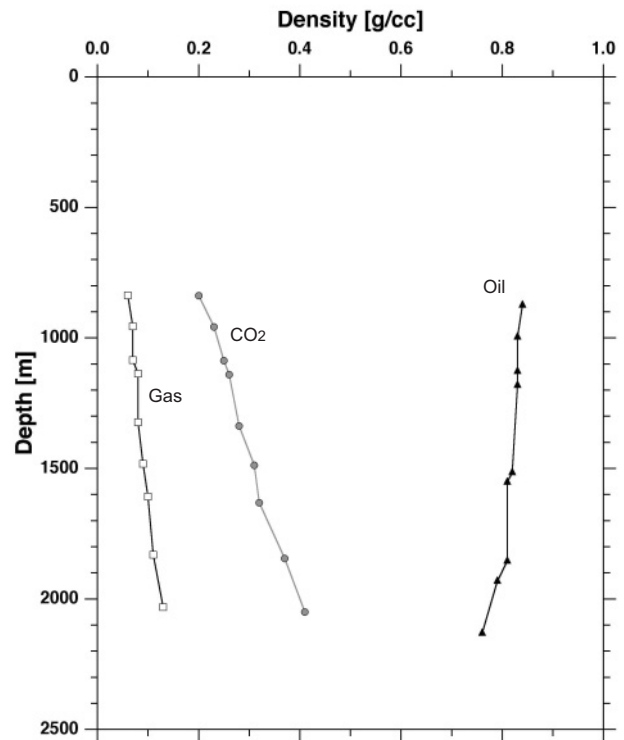


図 23 測線 E 上の Dulang サイトにおける超臨界 CO₂、石油及び天然ガスの深度に対する密度変化。

Fig. 23 Comparison of density change at depths, among supercritical CO₂, oil and natural gas in the site Dulang, Line E.

文 献

Arshad, A. R. M., Mohd, D. and Tjia, H. D. (1995) A deep seismic section across the Malay Basin: processing of data and tectonic interpretation. Abstracts of the Geological Society of Malaysia Petroleum Geology Conference 1995, Warta Geologi, **21**, 412.

EPIC (Esso-PETRONAS Integrated Collaborative Study), (1994) Regional study of the Malay Basin-Final Portfolios. Unpublished report, Esso Production Malaysia Inc.

Halim, M. F. A. (1994) Geothermics of the Malaysian sedimentary basins, *Bull. Geol. Soc. Malaysia*, **36**, 163-174.

Madon, M. B. Hj. (1997) Analysis of tectonic subsidence and heat flow in the Malay Basin (offshore Peninsular Malaysia), *Bull. Geol. Soc. Malaysia*, **41**, 95-108.

Madon, M. B. Hj., Abolins, P., Hoesni, M. J. B. and Ahmad, M. B. (1999), Malay Basin, in *The Petroleum Geology and Resources of Malaysia*, edited by Petroliaam Nasional Berhad (PETRONAS), 171-217, PETRONAS,

Kuala Lumpur.

Matsubayashi, O. and Nagao, T. (1991) Compilation of heat flow data in Southeast Asia and its marginal seas, in *Terrestrial Heat Flow and the Lithosphere Structure*, edited by Cermak, V. and Rybach, L., 444-456, Springer, Berlin.

Nagao, T., Uyeda, S. and Matsubayashi, O. (1995) Overview of heat flow distribution in Asia based on the IHFC compilation with special emphasis on South-east Asia, in *Terrestrial Heat Flow and Geothermal Energy in Asia*, edited by Gupta, M. L. and Yamano, M., 221-238, Oxford & IBH Publishing, New Delhi.

Waples, D. W., Ramly, M. and Leslie, W. (1995) Implications of vitrinite-reflectance suppression for the tectonic and thermal history of the Malay Basin, *Bulletin of Geological Society of Malaysia*, **37**, 269-284.

Wygrala, B. P. (1989) Integrated study of an oilfield in the southern Po Basin, Northern Italy, Ph. D. thesis, University of Cologne.

(受付：2009年9月24日；受理：2010年3月26日)