

2025
Vol. 90

石油技術協会誌

Journal of the Japanese Association for Petroleum Technology



No. 4



石油技術協会

石油技術協会役員・委員長・幹事

会 長 高 橋 利 宏

副会長 島 本 辰 夫

副会長 吉 良 仁 秀

理 事

狩 野 彰 宏	亀 尾 浩 司	城 戸 大 作	国 末 彰 司	倉 本 真 一
栗 原 敏 之	小 林 修	佐 藤 光 三	菅 井 裕 一	杉 村 有 三
土 屋 範 芳	長 縄 成 実	中 西 健 史	畠 山 厚 志	林 田 泰 行
原 崇 二	日 野 智 之	福 田 豊 彦	藤 井 哲 哉	船 津 邦 浩
古 井 健 晃	松 島 潤 伸	村 田 澄 彦	山 田 泰 広	山 本 浩 士

監 事

市 川 真 樋 口 朋 之 横 井 悟

幹 事

石 下 洋 平	今 井 素 直	及 川 敦 司	後 藤 彩 恵	後 藤 新
近 藤 秀 樹	今 野 義 浩	草 宮 尚 隆	寒 河 江 健 一	佐 々 木 裕 樹
鈴 木 清 史	高 原 一 峰	知 識 源 由	福 田 佳 代	藤 田 和 宏
山 口 明	米 倉 優 太			

会 誌 編 集 委 員 長	岡 野 祥 之
探 鉱 技 術 委 員 長	佐 藤 雅 紀
作 井 技 術 委 員 長	北 村 龍 太
生 産 技 術 委 員 長	村 上 貴 浩
C C S 委 員 長	長 縄 成 実
H S E 委 員 長	吉 田 剛
国 際 委 員 長	山 本 晃 司
資 源 経 済 委 員 長	岩 間 剛 一
ホ ー ム ペ ー ジ 委 員 長	島 本 辰 夫

複写される方へ

石油技術協会は、本誌掲載著作物の複写に関する権利を一般社団法人学術著作権協会に委託しております。
本誌に掲載された著作物の複写をご希望の方は、(社)学術著作権協会より許諾を受けて下さい。但し、企業等法人による社内利用目的の複写については、当該企業等法人が社団法人複写権センター（(社)学術著作権協会が社内利用目的複写に関する権利を再委託している団体）と包括複写許諾契約を終結している場合にあっては、その必要はございません（社外頒布目的の複写については、許諾が必要です）。

権利委託先 一般社団法人学術著作権協会
〒107-0052 東京都港区赤坂 9-6-41 乃木坂ビル
FAX: 03-3475-5619 E-mail: info@jaacc.jp

複写以外の許諾（著作物の引用、転載、翻訳等）に関しては、(社)学術著作権協会に委託致しておりません。直接、石油技術協会へお問い合わせ下さい。

石油技術協会 TEL: 03-3214-1701 FAX: 03-3214-1703
E-mail: office@japt.org

Reprographic Reproduction outside Japan

Making a copy of this publication
Please obtain permission from the following Reproduction Rights Organizations (RROs) to which the copyright holder has consigned the management of the copyright regarding reprographic reproduction.
Obtaining permission to quote, reproduce; translate, etc.
Please contact the copyright holder directly.

<Except in the USA>
Japan Academic Association for Copyright Clearance (JACC), Inc.
9-6-41 Akasaka, Minato-ku, Tokyo 107-0052 Japan
FAX: 03-3475-5619 E-mail: info@jaacc.jp

<In the USA>
Copyright Clearance Center, Inc.
222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923, USA
Phone 978-750-8400 FAX 978-646-8600

Users in countries and regions where there is a local RRO under bilateral contract with Japan Academic Association for Copyright Clearance (JAACC)
Users in countries and regions of which RROs are listed on the following website are requested to contact the respective RROs directly to obtain permission.

会 告

2025 年度（令和 7 年度）特別見学会（水溶性天然ガスとヨウ素編） 参加者募集のお知らせ

石油技術協会の特別見学会は、石油・天然ガスの開発に対する理解を深めてもらうことを目的に、大学の資源・地質系研究室に属する学生・院生および石油技術協会の会員の周囲におられて関心を有する非会員の方などを主な対象に、石油技術協会のアウトリーチ活動として、平成 20 年度より原則毎年 2 回、地質編と物探編に分けて実施しています。そのうちの地質編は、毎年秋に南関東ガス田が広がる千葉県（房総半島）において、地下かん水から得られる水溶性天然ガスやヨウ素の生産施設、天然ガスの自然湧出現場および貯留層であるタービダイト砂岩層など水溶性天然ガスの母胎となっている上総層群の地層の見学を 3 本柱として実施しています。

今年度は、これまでの地質編から「水溶性天然ガスとヨウ素編」に名称を変更し、水溶性天然ガスの生産施設の見学として関東天然瓦斯開発㈱の七井土プラント、ヨウ素の製造施設として㈱合同資源の千葉工場、天然ガスの自然湧出現場、そして、地層の観察として主要なタービダイト貯留層が挟在する上総層群中部の半深海性堆積物（大田代層）の見学を予定しています。

百聞は一見に如かずといえます。ぜひこの機会に、水溶性天然ガスやヨウ素の開発について、現場で直接体感しながら学びましょう。

見学会のテーマ：「千葉県の水溶性天然ガス・ヨウ素の生産施設と上総層群の地層の現場見学会」

主 催：石油技術協会

協 賛：京葉天然ガス協議会

日 時：2025 年（令和 7 年）9 月 5 日（金）10:30 集合

（小雨決行。ただし、台風襲来や大雨、そのほか安全上問題があると予想される場合は、中止することもあります。その場合は、事前にご連絡します。）

集合場所：JR 茂原駅 南口（千葉県茂原市。駅前にコンビニがあります。）

移動手段：バス 1 台

参加対象者：大学の資源系や地質系の教室・研究室に所属する学生・院生・教員および石油・天然ガスの開発に関心のある一般の方（会社の事務職の方なども含みます。会員、非会員を問いません。）

募集人数：40 名前後（原則先着順）

募集期間：2025 年（令和 7 年）7 月 18 日（金）～ 8 月 22 日（金）（参加費納付締め切り）

昼 食：弁当など各自持参（飲み物は、現地でも購入できます。）

参 加 費：学生・院生 1,000 円；その他 3,000 円

・クレジットカードでのお支払いとなります。8 月 22 日までに入金完了をお願いします。

・参加登録サイトでの参加登録後、事前支払いとします。

・テキスト代や傷害保険料等に充当します。集合場所までの往復交通費は参加者負担です。

服 装 等：動きやすく汚れてもよい服装と歩きやすく滑りにくい履物。雨が予想される場合は、簡単な雨具などをご用意ください。ねじり鎌などの地層観察用具は主催者側で準備します。

当日のスケジュール（予定）

<天候やその他の事情により、時間・見学先等の変更もあり得ます。>

10:30 JR 茂原駅南口集合

10:35 ～ 11:10 **STOP1** 関東天然瓦斯開発㈱本社（千葉水溶性天然ガス田概要説明）

11:20 ～ 12:00 **STOP2** 天然ガス生産設備の見学（関東天然瓦斯開発㈱ 長生村）

12:10 ～ 12:20 **STOP3** 天然ガスの自然湧出状況見学（睦沢町）

12:25 ～ 13:00 昼食（道の駅むつざわつどいの郷）

13:20 ～ 14:00 **STOP4** 上総層群の露頭見学（いすみ市文化とスポーツの森）

14:25 ～ 15:45 **STOP5** ヨウ素工場・鉾石資料館（株合同資源 長生村）

16:00 JR 茂原駅着，解散

申込方法：

登録サイトを7月1日より開設しますので，そちらからお申込みください。

登録サイト URL は石油技術協会 HP にて後日お知らせいたします。

下記情報を登録の上，参加費支払いはクレジットカード決済または銀行振り込みといたします。

- 1 大学関係者（学生・院生等）の方
 - a. 氏名（ふりがな），b. 年齢（生年月日），c. 所属学部・学科・学年，d. 指導教員名，
 - e. 申込者本人連絡先（メールアドレスおよび携帯電話番号など），f. 緊急連絡先（電話番号）
- 2 上記以外の方
 - a. 氏名（ふりがな），b. 年齢（生年月日），c. 所属先，
 - d. 申込者本人連絡先（メールアドレスおよび携帯電話番号など），e. 緊急連絡先（電話番号）

※グループで申し込む場合は，連絡代表者名も明記してください。

※個人情報，傷害保険加入時や参加者への事前・事後連絡等以外には使用いたしません。

※募集人数に達し次第締め切ります。申込後キャンセルされる場合は，早めにご連絡ください。

申込先・問合せ先：石油技術協会事務局

〒104-0033 東京都中央区新川1丁目7-1 天翔オフィス702号室

TEL：050-8894-3830, E-mail：office@japt.org

ホームページ：https://www.japt.org/



石油技術協会誌

第 90 巻 第 4 号 (令和 7 年 7 月)

— 目 次 —

会 告	2025 年度 (令和 7 年度) 特別見学会 (水溶性天然ガスとヨウ素編) 参加者募集のお知らせ	i
論 文		
	数値計算を用いた CO ₂ /水系の相対浸透率測定における誤差評価	赤井 崇嗣 ... 183
	南阿賀油田での CO ₂ 圧入試験前の DAS-VSP による地下構造イメージング結果および全波形逆解析結果の評価	渡邊 勇介・毛利 拓治・仲山 祥太郎 ... 198
報 告		
	毛細管圧力が水攻法および CO ₂ 地中貯留の垂直掃攻に及ぼす影響について	難波 隆夫 ... 210
総 説		
	水素地下貯蔵の現状と課題	小林 和弥 ... 221
資 料		
	SPE/JAPT 共催の CCUS and Low Carbon Fuels に関するワークショップ開催報告	赤井 崇嗣・宮田 和明・渡邊 勇介・三浦 美理 村木 茂・島本 辰夫・市川 真 ... 239
	主に 2024 年におけるメジャー各社の確認埋蔵量と埋蔵量補填率ほかについて	鍋谷 淳 ... 245
ニュース		
	石油技術協会第 90 回定時総会記事	252
	石油技術協会記事	269
	令和 6 年度特別見学会 (物理探査編) 実施報告	272
	坑井掘削状況	276
	編集後記	276
	Erratum (訂正記事)	277



— Contents —

ANNOUNCEMENT

ORIGINAL ARTICLES

- Evaluation of accuracy in relative permeability measurement
for a CO₂/water system using numerical simulation Takashi Akai ... 183
- Evaluation of Subsurface Imaging and Full Waveform Inversion with DAS-VSP Data Acquired
at the Minami-Aga Onshore Oil Field before CO₂ Injection Test
..... Yusuke Watanabe, Takuji Mouri and Shotaro Nakayama ... 198

TECHNICAL REPORT

- Effects of capillary pressure on vertical sweep efficiencies in waterflooding and CO₂ geological storage ... Takao Namba ... 210

REVIEW

- Current status and challenges of underground hydrogen storage Kazuya Kobayashi ... 221

NOTES

- Report on SPE/JAPT workshop on CCUS and Low Carbon Fuels
..... Takashi Akai, Kazuaki Miyata, Yusuke Watanabe, Misato Miura
Shigeru Muraki, Tatsuo Shimamoto and Makoto Ichikawa ... 239
- Industrial trend of the major oil companies: especially for the tendency of their proved reserves
and reserve replacement ratio mainly in 2024 Atsushi Nabetani ... 245

NEWS

- Proceedings of the 90th Annual Meeting of the JAPT 252
- Proceedings of the JAPT 269
- Drilling activities in Japan 276
- Postscript 276
- Erratum 277

左 : 山形県酒田市玉簾の滝 青沢層玄武岩の柱状節理 (提供 : JAPEX)

右 上 : 北海道厚岸郡浜中町 根室層群厚岸層 海底チャネルを埋積する塊状タービダイト (提供 : JAPEX)

右 下 : 秋田県男鹿半島生鼻崎に露出する更新統北浦層露頭における地質巡検風景 (提供 : INPEX)

left : Columnar jointing in the basalt of the Aosawa Formation at the fall of Tamasudare, Sakata city, Yamagata prefecture (provided by JAPEX)

Upper right : Massive turbidite filling the submarine channel in the Akkeshi Formation in the Nemuro Group, Hamanaka Town, Hokkaido prefecture (provided by JAPEX)

Lower right : Geological field trip at the Pleistocene Kitaura Formation outcrop, exposed at Oibanasaki, Oga Peninsula, Akita Prefecture (provided by INPEX)

論 文
Original Article

数値計算を用いた CO₂/水系の相対浸透率測定における誤差評価

赤 井 崇 嗣^{*,†}

(Received February 6, 2025 ; accepted May 24, 2025)

Evaluation of accuracy in relative permeability measurement for a CO₂/water system using numerical simulation

Takashi Akai

Abstract : Laboratory measurement of relative permeability has been extensively studied in the area of the oil and gas industry and limitations mainly associated with the balance between viscous and capillary forces have been identified.

In CO₂ storage projects, the relative permeability of a CO₂/water system plays a crucial role as it determines the migration of CO₂ plume. Compared to the relative permeability of an oil/ water system, the measurement of the relative permeability of a CO₂/water system is more affected by the limitations mentioned above due to the lower viscosity of CO₂ than that of oil.

This study investigates the accuracy of relative permeability measurement in a CO₂/water system. First, the two commonly used laboratory methods, the unsteady-state and the steady-state methods, are described. The assumptions underlying these methods are also provided. Then, core flooding simulation is used to test the validity of the assumptions under different experimental conditions, such as the presence and absence of capillary force and various flow rates.

Erroneous features in the determined relative permeability curves at low-rate measurements were demonstrated in the simulations. These features were also observed in the experimental results reported in the literature.

For the system investigated in this study, the following conclusions were obtained for the experimental conditions of the relative permeability measurement for a CO₂/water system. The steady-state method gave better accuracy than the unsteady-state method, especially for a low flow rate condition, because the Buckley-Leverett type displacement assumed in the unsteady-state method was no longer valid for the low flow rate condition. When the steady-state method was used, the flow rate corresponding to a capillary number of 10⁻⁷ or higher was required to obtain accurate relative permeability while minimizing the influence of capillary force.

Keywords : relative permeability, capillary pressure, capillary end effect, CO₂ storage, capillary number

1. はじめに

気候変動対策の一環として脱炭素社会への移行は人類にとって喫緊の課題である。なかでも、CO₂ 地中貯留は、電化や燃料の非化石転換などによる脱炭素化が困難な、鉄、セメント、化学、石油精製などの分野に対しても、CO₂ 削減を可能とする必要不可欠な技術であり、近年、国内外で大規模事業の計画および実施が進行している。

国内では、「CCS 長期ロードマップ」に示されるように、2030 年までに年間貯留量 600~1200 万トンの確保にめどをつけること目指し、2026 年度中の最終投資決定の目標が掲げられている(経済産業省, 2023)。その達成に向けて、2024 年 5 月には CCS 事業法が成立し、今後、貯留地開発

のための試掘などが進捗することが見込まれる。

試掘により貯留地開発のためのさまざまな地下情報を得ることができる。その中でも、岩石の相対浸透率データは、圧入 CO₂ の貯留層内で広がりなどを決定する最も重要なデータの 1 つである。

一般に、相対浸透率は、複数の相をなす流体が同時に多孔質媒体内を流動する際の流動特性として定義され、特に、石油開発の分野では、原油と地層水の二相流動に対して研究が進められてきた (Richardson *et al.*, 1952)。室内試験における岩石コア試料の相対浸透率測定は、主として非定常流法と定常流法の 2 つの測定手法が提唱されている。2.1 節で詳述するように、いずれの手法においても、流体流動に起因する粘性力に比べ、二相流体の界面張力に起因する毛細管力の影響が大きいとき、その測定精度が悪化する。また、3.1.3 節で詳述するように、有限長のコア試料を用いて実施する室内試験では、コア上下流端面境界における毛細管圧力の不連続的な変化も測定精度に影響を及ぼし、

* 独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構 Japan Organization for Metals and Energy Security

[†] Corresponding author : E-Mail : akai-takashi@jogmec.go.jp

これは、キャピラリーエンド効果として知られている。

このような室内試験における課題については、古くから認識されさまざまな研究が実施されている。しかし、本質的な課題解決というよりは、実用面での課題解決、すなわち、毛細管力の影響を受けにくい試験条件の模索 (McPhee *et al.*, 2015) に留まっていると考えられる。

CO₂ / 水系の二相流動を取り扱う CO₂ 地中貯留分野では、石油開発分野における原油 / 水系の二相流動に関する知見は有用であるものの、次の点で、より毛細管力の影響を受けやすい条件となり得る。第1に、CO₂ の粘性は、原油のそれに比べて低く、同じ流速の場合、低い粘性力となり相対的に毛細管力の影響が高まる。第2に、石油開発分野では、原油貯留層外部の帯水層の地層水が貯留層内に流入し原油を置換したり、水攻法の際に圧入水が原油を置換する過程といった、いわゆる、imbibition 過程の相対浸透率が主たる対象となる。これに対して、CO₂ 地中貯留分野においては、帯水層に圧入された CO₂ が地層水を置換する、いわゆる、drainage 過程の理解も重要となる。二相置換において、drainage 過程の方が imbibition 過程よりも高い毛細管圧力を要する。そのため、drainage 過程の相対浸透率測定は、より毛細管力の影響を受けやすい条件となる。

そこで、本研究では、室内試験における CO₂ / 水系の相対浸透率測定と同様なコアフラッドシミュレーションを行い、CO₂ / 水系における相対浸透率測定手法や測定条件についての考察を行い、推奨される測定方法について検討した。

2. 手 法

2.1 相対浸透率測定方法

非定常流法では、初期状態においてコア内に充填された流体に対し、一相の置換流体を圧入し、掃攻過程における上下流差圧、圧入および排出流量を測定する。定常流法では、初期状態においてコア内に充填された流体に対して、一定の割合で二相の流体を同時に圧入し、圧入および排出流量が一定の定常状態となるまで流動させ、上下流差圧より相対浸透率を得る。

CO₂ / 水系の相対浸透率測定の場合、非定常流法では、水飽和率 100% とした初期状態に、CO₂ を定流量で圧入し不動水飽和状態まで CO₂ で水を置換する。この過程は、濡れ相の水を非濡れ相の CO₂ で置換する drainage 過程と呼ばれる。次に、不動水飽和状態のコアに対して、水を定流量で圧入し残留ガス飽和状態まで水で CO₂ を置換する。この過程は、非濡れ相の CO₂ を濡れ相の水で置換する imbibition 過程と呼ばれる。

同様に、定常流法では、水飽和率 100% とした初期状態に、CO₂ と水を一定の割合で定常状態となるまで圧入する。圧入流体のうち CO₂ の占める割合 (フラクショナルフロー) f_g をとすると、 $f_g = 0$ から $f_g = 1$ となるまで、段階的に圧入流体における CO₂ の割合を上げていき、drainage 過程の相対浸透率を得る。次に、 $f_g = 1$ から $f_g = 0$ となるまで、段階的に圧入流体における CO₂ の割合を下げていき、

imbibition 過程の相対浸透率を得る。

2.1.1 非定常流法の解析方法

非定常流法の試験中は、通常、上下流差圧、圧入および排出流量を測定する。測定データの解析にあたっては、二相置換における物質収支に基づく Buckley-Leverett 理論を用いて、相対浸透率を決定する。その解析方法には、JBN 法 (Welge, 1952; Johnson *et al.*, 1959) が用いられることが多い。

非定常流法の相対浸透率決定においては、Buckley-Leverett タイプの置換が仮定されるため、試験条件は以下を満足する必要がある (McPhee *et al.*, 2015)。

- ① 安定した二相置換フロントが形成される程度に置換速度 (圧入流量) が速いこと。
- ② 二相間に働く毛細管力の影響が粘性力に比べて無視できる程度であること。
- ③ 重力の影響は無視できる程度であること。
- ④ 流体の圧縮の影響が無視できる程度に試験圧力に対してコア両端の上下流差圧が小さいこと。
- ⑤ 流動が一次元的であって一方向のみであること。
- ⑥ 試験中の流量は一定であってコア内の物性分布が均質で一定と仮定できること。

2.1.2 定常流法の解析方法

定常流法では、通常、上下流差圧、圧入および排出流量が測定される。圧入および排出流量の物質収支から掃攻中のコア試料内の飽和率が得られる。なお、試験中のコア内を X 線 CT により撮影し、掃攻中の CT 値の変化よりコア試料内の飽和率を決定する場合も多い。定常状態における圧入流量と上下流差圧より、以下の二相流ダルシー則に基づき相対浸透率を決定する。

$$q_g = \frac{Q_g}{A} = \frac{k k_{rg}}{\mu_g} \frac{\Delta P_g}{L} \quad (1)$$

$$q_w = \frac{Q_w}{A} = \frac{k k_{rw}}{\mu_w} \frac{\Delta P_w}{L} \quad (2)$$

ここで、 A および L はコア試料の断面積と長さを、 k は絶対浸透率を表す。また、下付き添え字 g および w は各々 CO₂ と水を表し、 Q は体積流量を、 q はダルシー流速を、 μ は粘性を、 ΔP は上下流差圧を、 k_r は相対浸透率を表す。なお、CO₂ と水の各相の圧力の間には、以下の関係がある。

$$P_g(x) - P_w(x) = P_c(x) \quad (3)$$

ここで、流れ方向に x 軸をとり $P_c(x)$ は各点における毛細管圧力を表す。

式 (1) および (2) における差圧 ΔP_g および ΔP_w は、上下流における各相の圧力差

$$\Delta P_g = P_g^{\text{UP}} - P_g^{\text{DOWN}} \quad (4)$$

$$\Delta P_w = P_w^{\text{UP}} - P_w^{\text{DOWN}} \quad (5)$$

により求められる (ここで、上付き添え字 UP および

DOWN は各々上流と下流での値を表す)。しかし、通常の試験においては、上下流の各相の圧力を別々に測定することは困難であり、上流の測定圧力を P_M^{UP} 、下流の測定圧力 P_M^{DOWN} をとすると、それぞれ上流では非濡れ相の圧力 (P_g^{UP}) を下流では濡れ相の圧力 (P_w^{DOWN}) を測定している。したがって、試験中に測定される上下流差圧 ΔP_M は

$$\Delta P_M = P_M^{UP} - P_M^{DOWN} = P_g^{UP} - P_w^{DOWN} \quad (6)$$

であり、これが各相の差圧に等しいとみなしている。すなわち、以下を仮定している。

$$\Delta P_M \cong \Delta P_g \cong \Delta P_w \quad (7)$$

定常流法の相対浸透率決定においては、試験条件は以下を満足する必要がある (McPhee *et al.*, 2015)。

- ① 式(1)および(2)で示される二相流ダルシー則が成立するためにコア試料内の流れ方向の圧力勾配が線形である必要がある。すなわち、試験中の流量は一定であってコア内の物性分布が均質で一定である必要がある。
- ② 式(7)に示すように各相の圧力降下が、測定可能な上下流差圧で近似できるためには、式(6)と式(4)および(5)の比較により、 $P_g^{DOWN} \cong P_w^{DOWN}$ かつ $P_g^{UP} \cong P_w^{UP}$ である必要がある。これは、 $P_c^{UP} \ll \Delta P_M$ かつ $P_c^{DOWN} \ll \Delta P_M$ であり、毛細管圧力が粘性力により生じるコア両端の上下流差圧よりも十分小さい必要がある。

2.1.3 非定常流法および定常流法における流体圧入レート

毛細管力と粘性力の比であるキャピラリー数 (Ca) を以下のように定義する。

$$Ca = \frac{\mu_g q}{\sigma} \quad (8)$$

ここで、 μ_g は CO_2 の粘性を、 q は二相置換におけるダルシー流速を、 σ は CO_2 / 水間の界面張力を表す。 CO_2 地中貯留などが対象とするフィールド規模での CO_2 と水の二相流動においては、一般に、 $Ca = 10^{-9} \sim 10^{-7}$ (Blunt, 2017) とされ、毛細管力が卓越する流動様式である。一方、2.1.1 節の非定常流法における満足すべき試験条件や 2.1.2 節の定常流法における満足すべき試験条件は、ともに圧入流量を高くし粘性力を卓越させることを要求する。したがって、フィールド規模での二相流動を模擬し、かつ、解析手法が要求する仮定を満足するような実験条件の決定、すなわち圧入レートの決定は困難が伴う。

たとえば、深度 2000 m における温度圧力条件を 100°C 、20 MPa と仮定すると、 CO_2 の粘性 (μ_g) は $3.7 \times 10^{-2} \text{ mPa}\cdot\text{s}$ であり、 CO_2 と水の界面張力 (σ) は 31 mN/m (Pereira *et al.*, 2017) である。フィールド規模での CO_2 と水の置換フロントのダルシー流速 (q) を 1 ft/D と仮定すると、 $Ca = 4.2 \times 10^{-9}$ となる。実験室において、直径 1.5 インチのコア試料を用いてこれと同程度キャピラリー数を

与える圧入レートは約 0.24 cc/min となる。この圧入レートが 2.1.1 節および 2.1.2 節で示す条件を満足しうのかを本研究では考察する。

2.2 コアフラッドシミュレーションモデル

本検討では、SLB 社製の商用の多成分系貯留層シミュレータの E300 の CO2STORE オプションを用いた。成分は CO_2 および H_2O の二成分を定義し、ガス相および液相の双方に両成分が存在できる。すなわち、 CO_2 を主成分とするガス相へ水の溶解および H_2O を主成分とする液相への CO_2 の溶解の相互溶解を考慮している。本モデルは、Spycher and Pruess の手法により $12^\circ\text{C} \sim 250^\circ\text{C}$ 、60 MPa 以下の広い温度圧力条件で実験データと良く一致することが確認されている (Spycher and Pruess, 2010)。

3. 結 果

コアフラッドシミュレーションにより室内試験における非定常流法と定常流法での相対浸透率測定試験を模擬したシミュレーションを実施し、シミュレーションにより得られた差圧や排出流量から 2.1 節で述べた室内試験と同様の方法で相対浸透率を求めた。これを入力した相対浸透率と比較することで室内試験での相対浸透率決定における誤差評価を行った。

3.1 シミュレーション条件

3.1.1 シミュレーションモデルの入力パラメータ

直径 38 mm × 長さ 63 mm の直径約 1.5 インチの円柱形プラグ試料を模擬するように一次元シミュレーションモデルを構築した。流動方向に軸を取り、 $302 \times 1 \times 1$ グリッドからなる。モデルと円柱形プラグ試料の流れ方向に直交する断面積とプラグ長さを同じとするように各グリッドサイズは、 $2 \text{ mm} \times 33.6 \text{ mm} \times 33.6 \text{ mm}$ とした。

温度圧力条件は、 100°C 、20 MPa とした。空隙率と絶対浸透率は、各グリッド一様に、23.8% および 526 mD とした。

毛細管圧力曲線および相対浸透率は、Krevor らによるベレア砂岩における測定結果 (Krevor *et al.*, 2012) を参考に決定した。毛細管圧力曲線 $P_c(S_w)$ は、以下に示す Brooks-Corey モデルにより与えた。

$$P_c(S_w) = P_e(S_w^*)^{-1/\lambda} \quad (9)$$

$$S_w^* = \left(\frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir}} \right) \quad (10)$$

ここで、 P_e は entry capillary pressure を、 S_w は水飽和率を、 S_w^* は正規化された水飽和率を、 S_{wir} は不動水飽和率を、 λ は pore size distribution index を表す。drainage 過程における相対浸透率は、以下に示す Corey モデルにより与えた。

$$k_{rg}(S_w) = k_{rg}^{\text{MAX}} (1 - S_w^*)^{N_g} \quad (11)$$

$$k_{rw}(S_w) = k_{rw}^{\text{MAX}} (S_w^*)^{N_w} \quad (12)$$

ここで、 k_{rg}^{MAX} は不動水飽和状態 ($S_w = S_{wir}$) でのガス相対浸透率を、 k_{rw}^{MAX} は初期水飽和状態 ($S_w = 100\%$) での液

Table 1 Summary of parameters used for input saturation functions of capillary pressure and relative permeability curves

Parameter		Value
<u>Capillary pressure</u>		
Entry capillary pressure	P_e	1.83 kPa
Pore size distribution index	λ	0.7
<u>Relative permeability</u>		
Irreducible water saturation	S_{wir}	0.2
Critical gas saturation	S_{ger}	0.0
Max. water relative permeability	k_{rw}^{MAX}	1.0
Max. gas relative permeability	k_{rg}^{MAX}	0.9
Water Corey exponent	N^w	6.0
Gas Corey exponent	N^g	2.5
Land coefficient	C	1.0

相対浸透率を、 N^g および N^w は各々ガス相と液相の Corey 定数を表す。さらに、imbibition 過程における毛細管圧力曲線および相対浸透率は、以下の Land トラッピングモデルにより残留ガス飽和率 S_{gt} を決定し、式(14)を用いて正規化された水飽和率を求め式(9)、(11)および(12)により決定した。

$$S_{gt} = \frac{S_{gmax}}{1 + CS_{gmax}} = \frac{(1 - S_{wir})}{1 + C(1 - S_{wir})} \quad (13)$$

$$S_w^* = \left(\frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir} - S_{gt}} \right) \quad (14)$$

ここで S_{gmax} は、drainage 過程において達した最大のガス飽和率を、 C は Land 定数を表す。式(9)～(14)により毛細管圧力曲線および相対浸透率を決定するにあたり使用したパラメータを Table 1 に、得られた相対浸透率および毛細管圧力曲線を Fig. 1 に示す。

3.1.2 シミュレーションモデルの初期化

本研究で用いた 2.2 節で述べたシミュレーションモデルは、H₂O と CO₂ の各成分の相互溶解を考慮する。したがって、対象とする 100℃、20 MPa の温度圧力条件において、化学平衡時のガス相および液相の成分割合を決定するため、初期化シミュレーションを実施した。初期状態においてガス相および液相の飽和率比を 50:50 と与え、各相に H₂O と CO₂ の成分比率をモル分率 50:50 と与え、一定期間シミュレーションを継続し各相の成分割合を求めた。その結果を Table 2 に示す。また、対象の温度圧力条件での各相の密度と粘性を Table 3 に示す。

以降のシミュレーションでは、初期状態として配置する液相 (H₂O リッチ相) や圧入流体の液相 (H₂O リッチ相) は、モル分率が H₂O:CO₂ = 0.98:0.02 の CO₂ 飽和水とする。また、圧入流体のガス相 (CO₂ リッチ相) は、モル分率が H₂O:CO₂ = 0.0186:0.9814 のウェット CO₂ とする。

3.1.3 シミュレーションモデルの境界条件

シミュレーションモデル境界条件は、既往研究と同様に設定した (Krause and Benson, 2015 ; Niu *et al.*, 2015)。上下流の第 1 グリッド ($x=1$ および $x=302$) を境界グリッドとし、上流境界グリッドは圧入レートコントロール、下流境界グリッドは圧力コントロールとした。また、これらの境界グリッドは、ガス相と液相の双方に十分な易動度を与えるため線形の相対浸透率を与えた。

さらに、上下流境界グリッドには毛細管圧力境界条件を

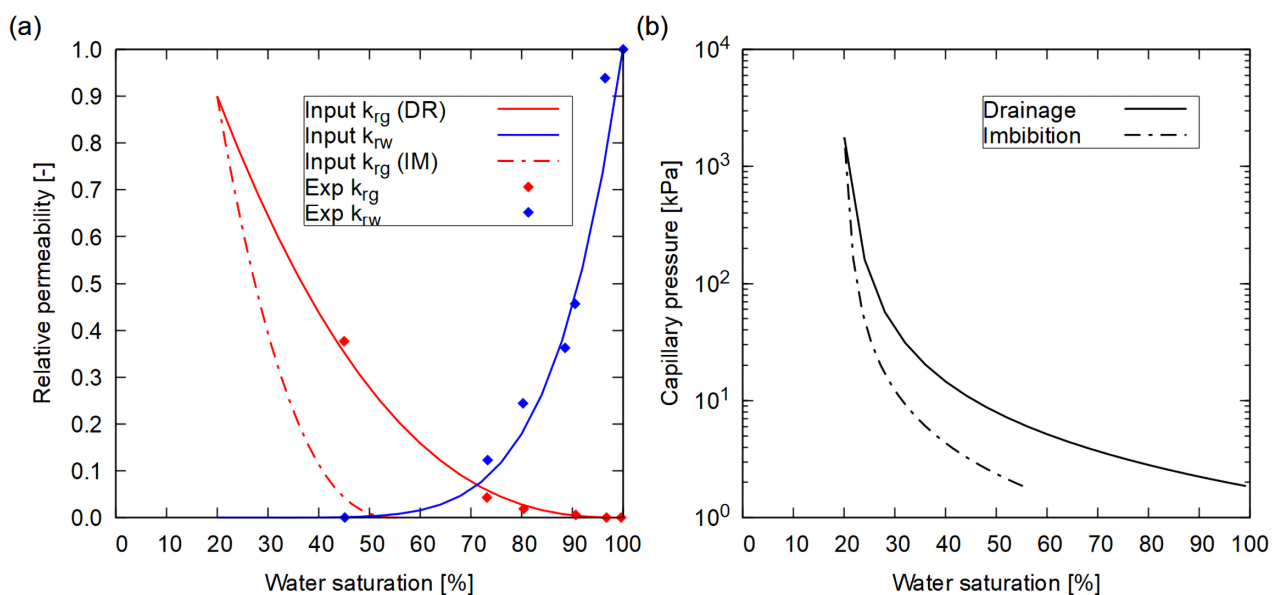


Fig. 1 Relative permeability (a) and capillary pressure (b) as a function of water saturation used in the core flooding simulations. These are determined based the experimental results on Berea sandstone samples shown in diamonds (Krevor *et al.*, 2012). The parameters used to generate these curves are shown in Table 1.

Table 2 Result of the equilibrium simulation at pressure and temperature conditions of 20 MPa and 100°C

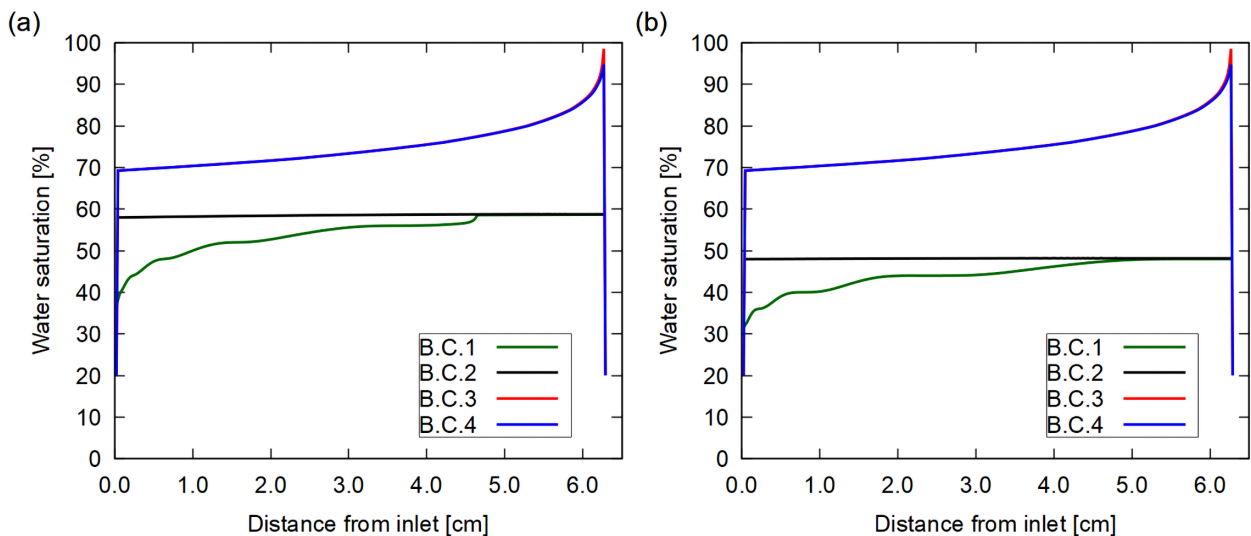
	Input			After initialization		
	H ₂ O [mole frac.]	CO ₂ [mole frac.]	Saturation [vol. %]	H ₂ O [mole frac.]	CO ₂ [mole frac.]	Saturation [vol. %]
Liquid phase						
H ₂ O rich phase	0.5000	0.5000	50.0%	0.9800	0.0200	53.8%
Gas phase						
CO ₂ rich phase	0.5000	0.5000	50.0%	0.0186	0.9814	46.2%

Table 3 Summary of liquid and gas phase properties used in this study in comparison with those of pure components taken from NIST web chemistry database

	Simulation	NIST Database*	Simulation	NIST Database*
	Viscosity [Pa*s]	Viscosity [Pa*s]	Density [kg/m ³]	Density [kg/m ³]
Liquid phase				
H ₂ O rich phase	2.87×10^{-4}	2.87×10^{-4}	976	967
Gas phase				
CO ₂ rich phase	3.60×10^{-5}	3.67×10^{-5}	482	481

* Property taken for pure components of H₂O and CO₂.**Table 4** Descriptions of the four cases used to investigate the impact of boundary conditions

Case	Description
Boundary condition 1	$P_c(x) = 0$ was assigned
Boundary condition 2	$P_c(x)$ shown in Fig. 1 (b) was assigned
Boundary condition 3	$P_c(x)$ shown in Fig. 1 (b) was assigned and capillary pressure boundary condition of $P_c = 0$ at the inlet and outlet grid blocks were imposed
Boundary condition 4	$P_c(x)$ shown in Fig. 1 (b) was assigned and capillary pressure boundary condition of $P_c = 0$ at the inlet and $P_c = P_e$ at the outlet grid blocks were imposed

**Fig. 2** Simulated distribution of water saturation in the core sample as a function of distance from the inlet for the 4 different boundary conditions detailed in Table 4. (a) after 5 PVs of drainage with CO₂. (b) after 50 PVs of drainage with CO₂.

課すことを検討した。室内試験では、下流側の排出境界では、コア試料内からコア端面下流側にかけて毛細管圧力が有限の値からゼロに急激に低下する。これはキャピラリーエンド効果として知られている。同様に、上流側の流入境界では、コア端面上流側からコア試料内にかけて毛細管圧力がゼロから有限の値に急激に変化する。

キャピラリーエンド効果の影響をモデル化するために既往研究では、上流境界グリッドに $P_{c|x=1} = 0$ 、下流境界グリッドに $P_{c|x=302} = P_c^{TH}$ を境界条件として与えている (Krause and Benson, 2015; Niu *et al.*, 2015)。ここで、 P_c^{TH} はスレショルド毛細管圧力であり、本研究では、3.1.1 節で示す P_c を与えた。

境界条件の影響を確認するために、Table 4 に示す 4 つのケースに対して、初期状態において CO_2 飽和水で満たされたコア試料にウェット CO_2 を 1 cc/min で圧入し掃攻する drainage 過程のシミュレーションを実施した。5 pore volume (PV) および 50 PV 圧入時の軸に沿ったコア内の水

飽和率の分布を Fig. 2 に示す。

コア内の毛細管圧力を設定しない $P_c = 0$ のケース (境界条件 1) は、5 PV 圧入時から 50 PV 圧入時にかけても徐々に掃攻が進行し水飽和率は不動水飽和率に向かい低下し続けた。コア内に毛細管圧力を設定するが上下流境界グリッドの毛細管圧力境界条件を考慮しないケース (境界条件 2) では、コア内の飽和率分布は一樣であり、5 PV 圧入時から 50 PV 圧入時にかけて一様に水飽和率が低下し続けた。最後に、上下流境界グリッドに毛細管圧力境界条件を考慮したケース 3 と 4 (境界条件 3 と 4) では、コア下流側に向かって水飽和率が上昇するキャピラリーエンド効果が確認できた。また、5 PV 圧入時から 50 PV 圧入時にかけて飽和率分布に変化は見られず、5 PV 圧入時点でコア内の飽和率分布が平衡に達しているのが分かる。

3.2 Buckley-Leverett 解析解との比較

初期状態にて CO_2 飽和水で満たされたコア試料にウェット CO_2 を圧入し掃攻する drainage 過程のシミュレー

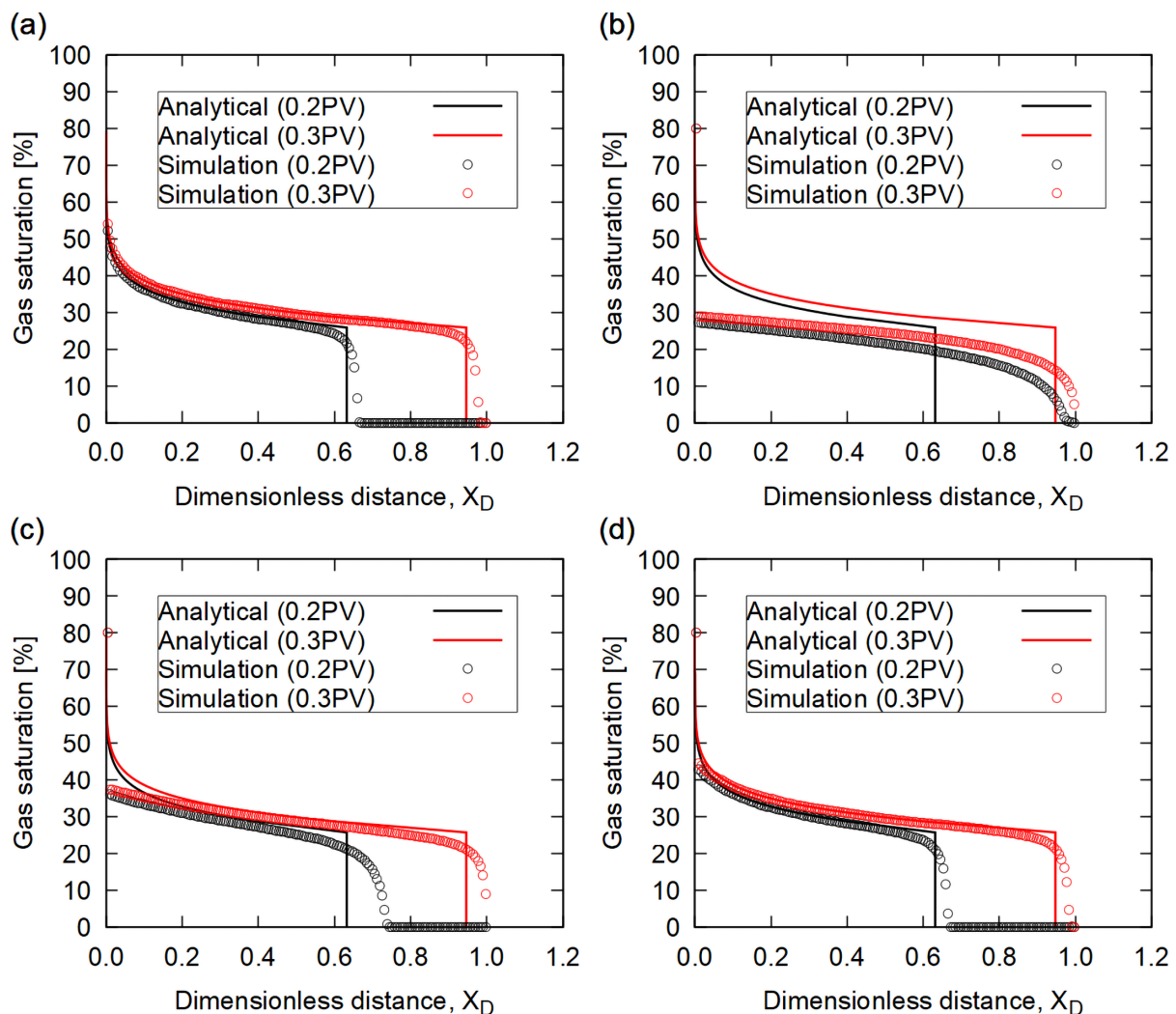


Fig. 3 Comparison of gas saturation as a function of dimensionless distance from the inlet between the simulations and analytical solution at 0.2 and 0.3 PVs of CO_2 injection. (a) case 1: $Q_g = 1$ cc/min with $P_c = 0$ and (b) case 2: $Q_g = 1$ cc/min, (c) case 3: $Q_g = 10$ cc/min, and (d) case 4: $Q_g = 100$ cc/min with P_c shown in Fig. 1 (b).

ションを実施し、Buckley-Leverett の解析解と比較した。ケース 1 では、コア内の毛細管圧力を考慮しない $P_c = 0$ とし、 CO_2 を 1 cc/min で圧入した。ケース 2～4 においては、Table 4 に示す境界条件 3 を適用し、ウェット CO_2 の圧入レートは、それぞれ、1 cc/min, 10 cc/min, 100 cc/min とした。

Fig. 3 に 0.2 PV および 0.3 PV 圧入時の x 軸に沿ったコア内の水飽和率の分布を示す。毛細管圧力を考慮しないケース 1 では、シミュレーション結果は解析解と良く一致した。毛細管圧力を考慮したケース 2～4 では、特に、1 cc/min と 10 cc/min とした低圧入レートのケース 2 と 3 で、シミュレーションによって得られたガス飽和は、毛細管圧力の影響を受け、解析解から乖離した。特に、1 cc/min の低レートで圧入したケース 2 では、解析解では 0.3 PV 圧入以降にガスブレイクスルーが見られるのに対して、シミュレーション結果では 0.2 PV 圧入時にすでにガスブレイクスルー

が見られる。これは毛細管圧力を考慮しない解析解ではコア上流側が高いガス飽和率となるのに対して、毛細管圧力を考慮したシミュレーション結果では、コア上下流に作用する差圧が小さいため、粘性力が作用せず、低いガス飽和率となり、その分、掃攻フロントが下流側へ前進したことによる。なお、コア内の毛細管圧力を考慮したケース 2～4 においても、圧入レートを高くするにつれて、粘性力の効果が高まり、相対的に毛細管力の影響が小さくなる。そのため、100 cc/min とした高圧入レートのケース (ケース 4) では、Buckley-Leverett の解析解によるガス飽和率分布と比較的に良く一致した。

3.3 非定常流法による相対浸透率測定

3.2 節で検討した 4 つのケースの drainage 過程のシミュレーションにおける上下流差圧および流体排出量から JBN 法により相対浸透率を評価した。

Fig. 4 にシミュレーションにおいて入力した相対浸透率

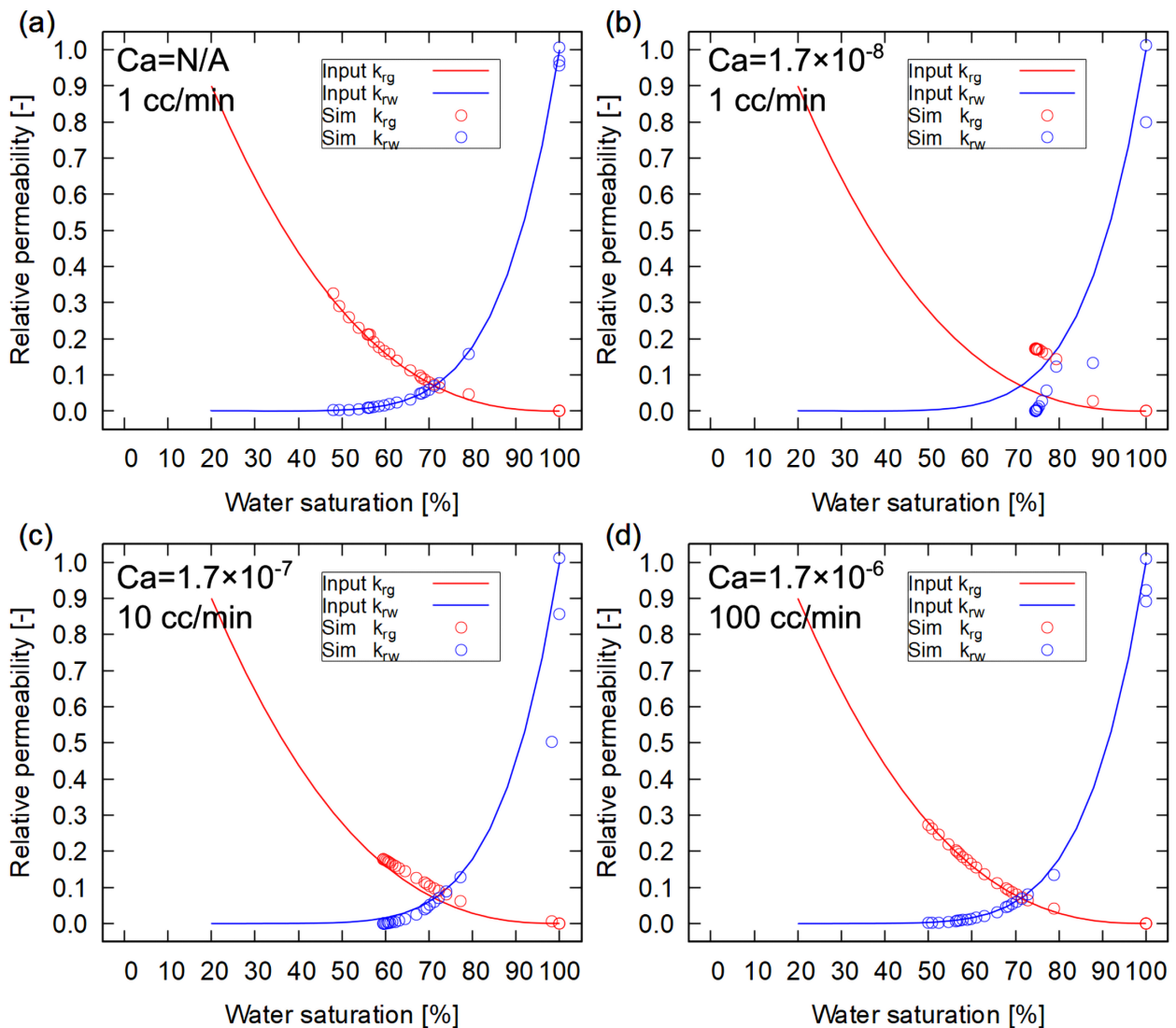


Fig. 4 Comparison of relative permeability between input (lines) and simulated results (circles) for the unsteady-state measurement. (a) case 1: $Q_g = 1$ cc/min with $P_c = 0$ and (b) case 2: $Q_g = 1$ cc/min, (c) case 3: $Q_g = 10$ cc/min, and (d) case 4: $Q_g = 100$ cc/min with P_c shown in Fig. 1 (b), where Q_g is the CO_2 injection rate.

(実線) とシミュレーション結果から決定した相対浸透率 (○印) の比較を示す。

ケース 1 は、2.1.1 節に示す①～⑥の条件を全て満足するため、入力値と JBN 法による評価結果が良く一致した。これは、3.2 においてシミュレーションによる掃攻過程が解析解のそれと良く一致したことと整合的である (Fig. 3a)。ケース 2 では、入力値と JBN 法による評価結果に大きな乖離が見られた。特に、JBN 法による評価結果では、水飽和率が高い領域において急激に水相対浸透率が低下し、ガス相対浸透率は入力値と比較してより線形に増加する特徴がみられる。これらの傾向は、圧入レートを上昇させたケース 3 や 4 においても見られるが、圧入レートの上昇に伴い、入力値と JBN 法による評価結果は近づいた。

3.4 定常流法による相対浸透率測定

3.2 節で検討した 4 つのケースに対して、drainage およ

び imbibition 過程のシミュレーションを実施し、シミュレーションにおいて入力した相対浸透率と、シミュレーションにおける上下流差圧および流体排出量から、式 (1)、(2) および (7) により決定した相対浸透率を比較した。

Fig. 5 にシミュレーションにおいて入力した相対浸透率 (実線) とシミュレーション結果から決定した相対浸透率 (○印) の比較を示す。

3.3 節と同様に、ケース 1 では、入力値とシミュレーション結果から得られた相対浸透率は良く一致した。毛細管圧力を考慮したケース 2～4 において、1 cc/min の低圧入レートのケース 2 では、水飽和率の高い領域において急激に水相対浸透率が低下し、ガス相対浸透率は 0.1 以下の低い値までしか測定できていない。ただし、同じ圧入レートを用いた非定常流法による評価結果 (Fig. 4b) と比較すると、より入力した相対浸透率に近い結果が得られている。

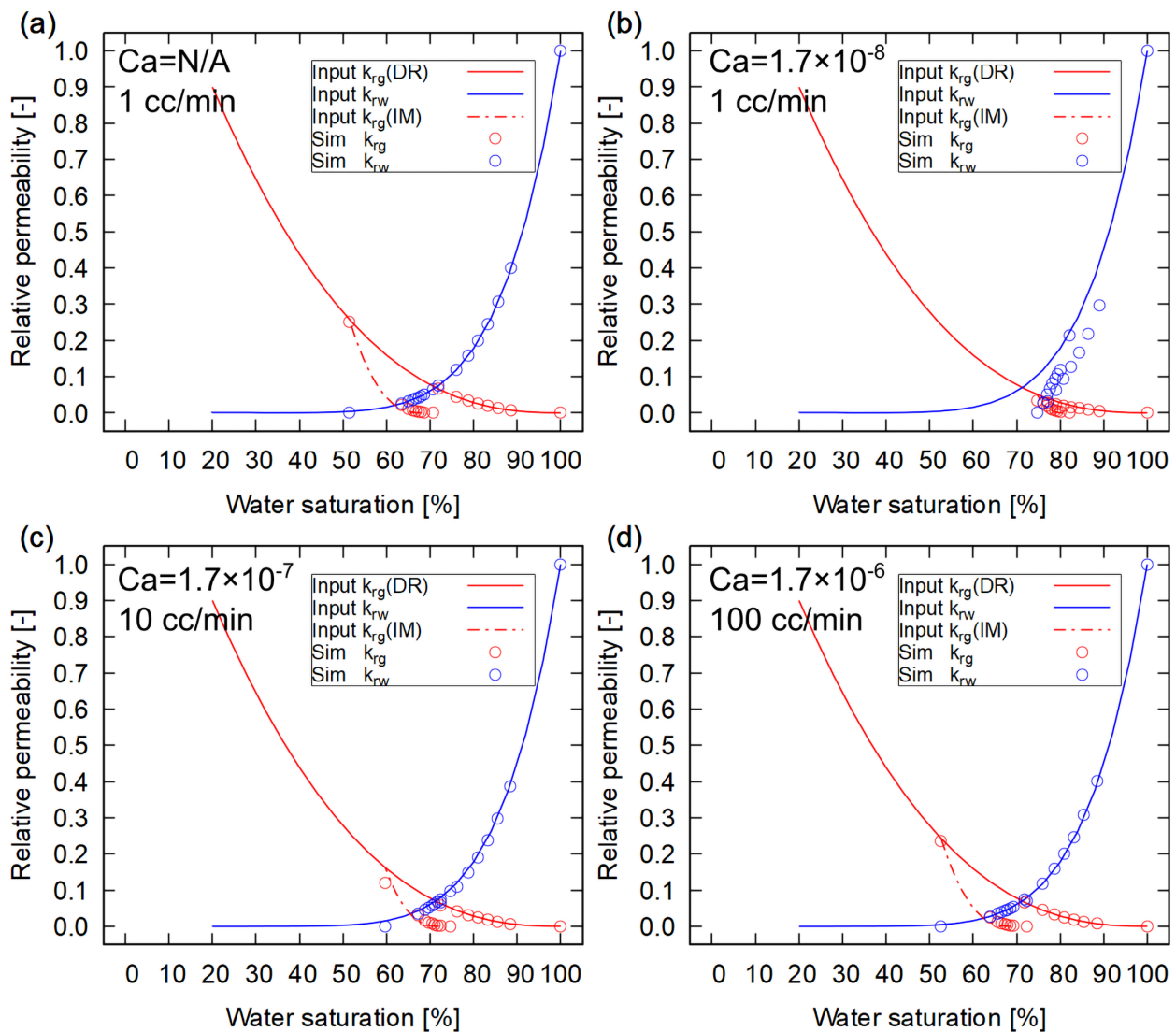


Fig. 5 Comparison of relative permeability between input (lines) and simulated results (circles) for the steady-state measurement. (a) case 1: $Q_T=1$ cc/min with $P_c=0$ and (b) case 2: $Q_T=1$ cc/min, (c) case 3: $Q_T=10$ cc/min, and (d) case 4: $Q_T=100$ cc/min with P_c shown in Fig. 1 (b), where Q_T is the total injection rate composed of CO_2 rate of Q_g and water rate of Q_w .

Table 5 Descriptions of the four cases having different fluid injection rates, resulting in a range of capillary numbers

Case	Boundary condition	Injection rate	Capillary number
Case 1	B.C.-1	1 cc/min	N/A
Case 2	B.C.-3	1 cc/min	1.7×10^{-8}
Case 3	B.C.-3	10 cc/min	1.7×10^{-7}
Case 4	B.C.-3	100 cc/min	1.7×10^{-6}

圧入レートを上昇させたケース 3 や 4 では、入力値とシミュレーション結果から得られた相対浸透率は、比較的良く一致した。

4. 考 察

4.1 毛細管圧力の影響の緩和

非定常流法と定常流法のいずれにおいてもキャピラリー

エンド効果によるコア内の不均一な水飽和率と毛細管圧力の分布は、相対浸透率測定精度に影響を及ぼす。その効果を緩和するため、3.3 節および 3.4 節で検討した 1 cc/min のケース（ケース 2）に対して、（ア）コア試料の絶対浸透率を 1/5 倍（約 100 mD）としたケース、（イ）コア長を 5 倍（約 30 cm）としたケースを検討した。

Fig. 6a および b に示す（ア）コア試料の絶対浸透率を 1/5 倍としたケースでは、非定常流法および定常流法いずれの場合も、もとのケース（Fig. 4b と Fig. 5b）と比較して、入力した相対浸透率との一致度は向上している。しかし、非定常流法における急激な水相対浸透率の低下や線形で低いガス相対浸透率の特徴は除去できていない。また、定常流法では、最後の測定点（ $f_g = 1$ ）における低い水相対浸透率は改善できていない。

Fig. 6c および d に示す（イ）コア長を 5 倍としたケースでは、非定常流法および定常流法いずれの場合においても、（ア）のコア試料の絶対浸透率を 1/5 倍としたケース

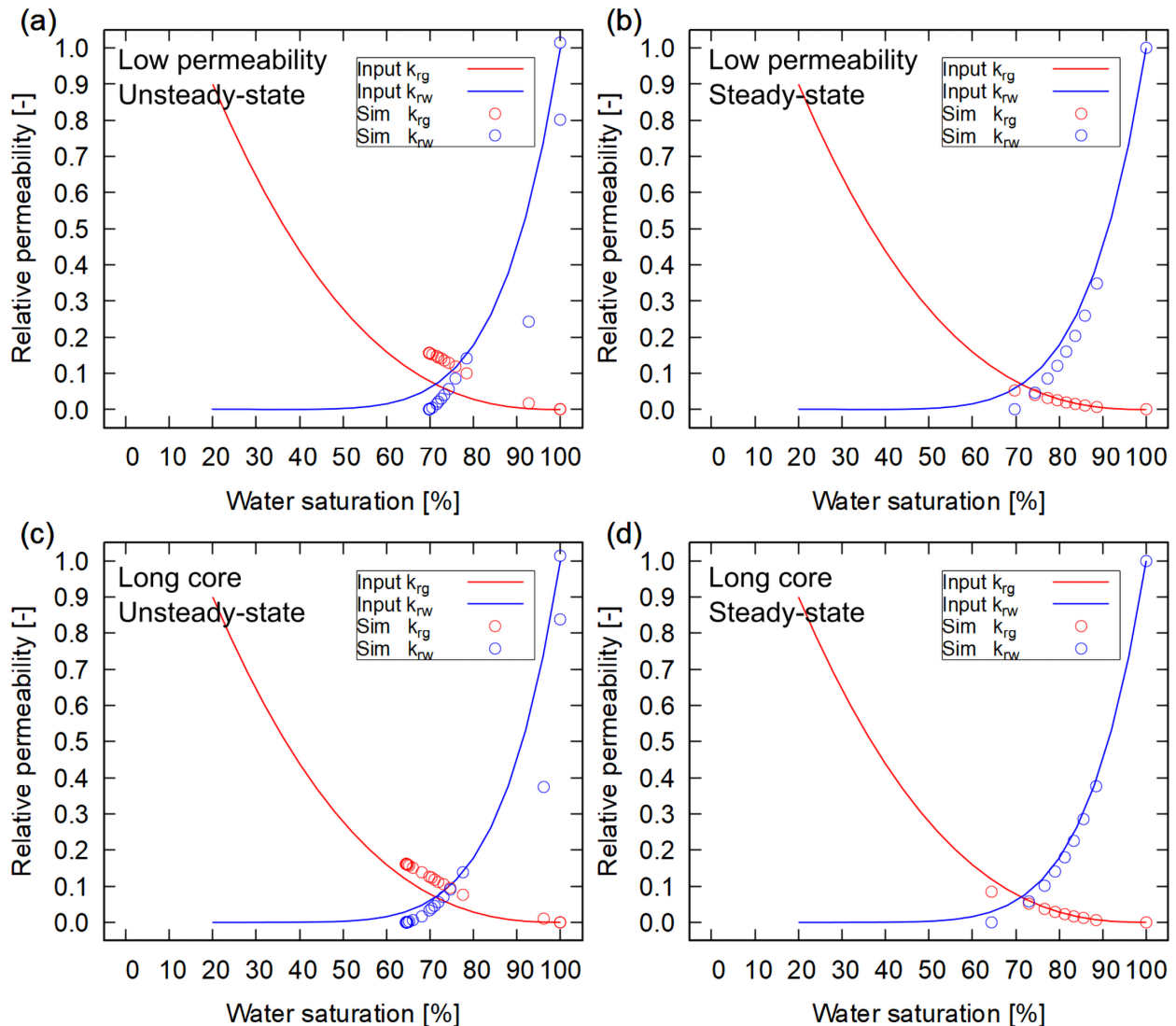


Fig. 6 Mitigation of capillary end effect at an injection rate of 1 cc/min. Lower absolute permeability cases measured with the unsteady-state method (a) and the steady-state method (b). Longer plug sample length cases measured with the unsteady-state method (c) and the steady-state method (d).

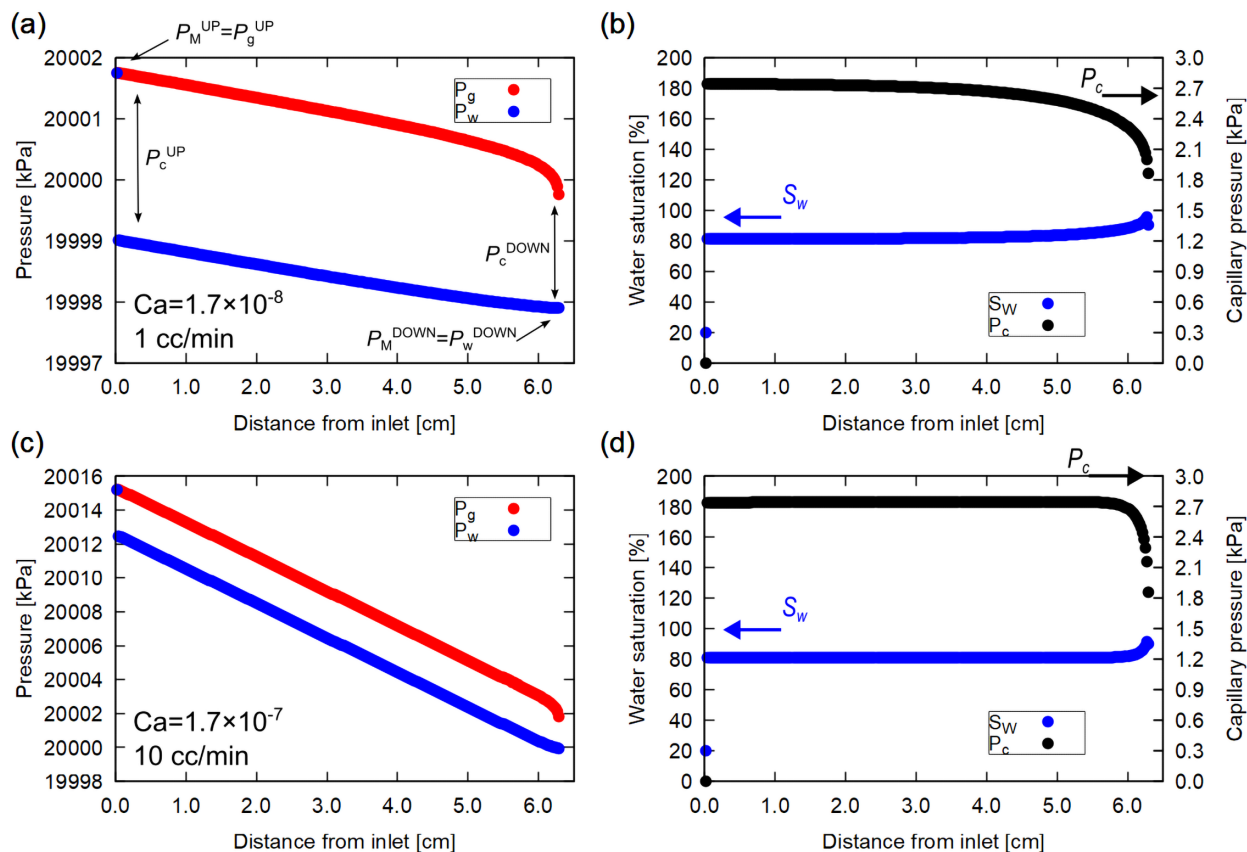


Fig. 7 Simulated profiles. (a) Gas and water phase pressure (P_g and P_w , respectively) at an injection rate of 1 cc/min. (b) Capillary pressure and water saturation (P_c and S_w , respectively) at an injection rate of 1 cc/min. (c) P_g and P_w at an injection rate of 10 cc/min. (d) P_c and S_w at an injection rate of 10 cc/min.

よりも、入力した相対浸透率との一致度が向上している。また、drainage 過程の最後では、 $S_w \sim 62\%$ となっており、(ア) のケースの $S_w \sim 70\%$ より高いガス飽和率が達成できている。

このように長いコア試料（直径 D と長さ L のアスペクト比 L/D が大きい）を利用することで、コア下流域のキャピラリーエンド効果の影響を受けている領域を相対的に小さくでき、また、上下流差圧がより高まることで、相対浸透率測定精度の向上が期待できる。

4.2 定常流法における測定誤差要因

定常流法における相対浸透率の測定誤差要因について考察する。3.4 節で見た 1 cc/min のケースと 10 cc/min のケースについて、drainage 過程の $f_g = 0.5$ の段階での定常状態のコア内のガス相および液相の圧力分布と飽和率分布を Fig. 7 に示す。

定常流法による室内試験では、2.1.2 節で示した①と②の条件を満たす必要がある。Fig. 7b および d に示すように、コア内部の水飽和率分布はキャピラリーエンド効果の影響を受けて不均一になっている。しかし、Fig. 7a および c より、各相の圧力降下の線形性は比較的保たれていることが分かる（条件①）。特に、低レート（1 cc/min）で定常流法試験を行った場合の主たる誤差要因は、条件②が満足されないことに起因する。Table 6 にシミュレ

Table 6 Comparison of measurable pressure difference between upstream and downstream (ΔP_M) with differential pressure of each phase (ΔP_w and ΔP_g) obtained from the simulations corresponding to case 2 to 4 shown in Fig. 5 (steady-state cases)

Case	Avg. P_c [kPa]	ΔP_M [kPa]	ΔP_w [kPa]	ΔP_g [kPa]
Case 2	2.6	3.9	1.1	2.0
Case 3	2.7	15.3	12.5	13.4
Case 4	2.7	129.6	126.8	127.7

ーションによって得られた各相の圧力降下 ΔP_g および ΔP_w と室内試験において測定可能な圧力降下 ΔP_M の比較を示す。このように低レートでの定常流法試験では、式(7)の仮定が成立しないことにより測定誤差が生じている。Fig. 8b に低レート（1 cc/min）の場合に、シミュレーションによって得られた各相の圧力降下 ΔP_g および ΔP_w を用いて相対浸透率を式(1)、(2)により求めた場合を示す。このように低レートの試験であっても、各相の圧力降下を評価することができれば、正しい相対浸透率を得ることができる。

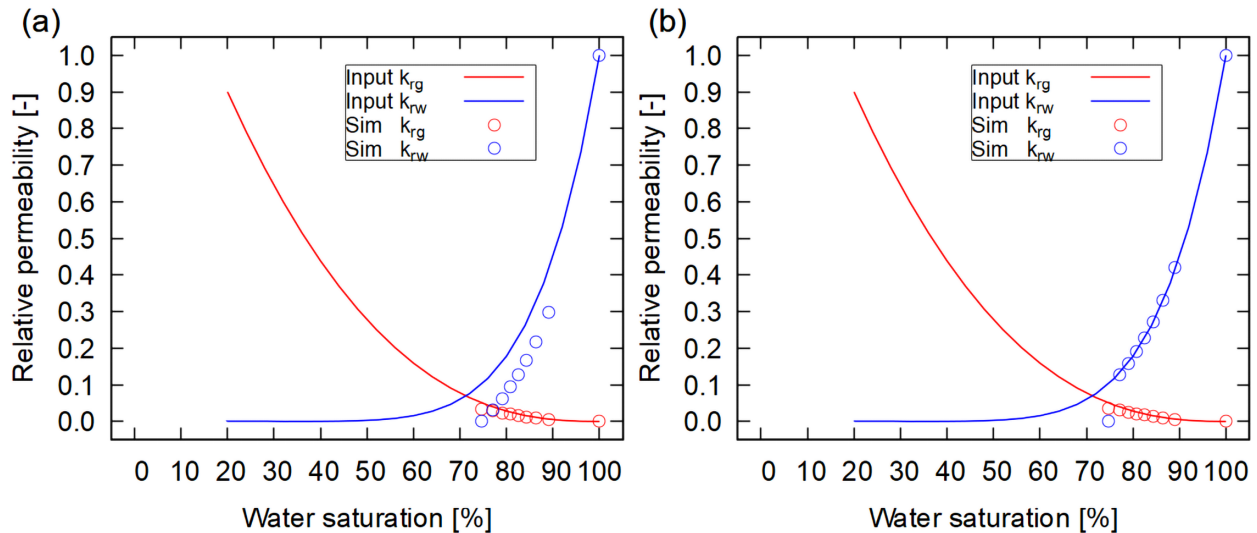


Fig. 8 Correction of differential pressure. (a) Result of an injection rate of 1 cc/min before correction. (b) After correction.

Table 7 Summary of experimentally measured relative permeabilities for a CO₂/water system found in literature. All the three measurements performed with stead-state method.

Sample	Press. [MPa]	Temp. [°C]	Viscosity [mPa·s]	Diameter [mm]	Qt [cc/min]	Ca [-]	Reference
Berea	9	50	2.3×10^{-5}	50.8	15	9×10^{-8}	Krevor <i>et al.</i> (2012)
Berea	10	40	4.8×10^{-5}	50	0.5	6×10^{-9}	Kogure <i>et al.</i> (2011)
Goyasu	10	40	4.8×10^{-5}	N/A	1	$1 \times 10^{-8*}$	JCCS (2021)

* Estimated capillary number assuming a core diameter of 50 mm.

4.3 既往研究における測定事例

本研究の3.3節や3.4節で示した相対浸透率測定値の圧入レート依存性は、多くの既往研究における室内試験結果にも見られる。特に、3.4節で示した定常流法に関して、既往研究における室内試験による相対浸透率測定結果を考察する（小暮ほか，2011；Krevor *et al.*, 2012；日本 CCS 調査株式会社，2022）。

Table 7 に 3 つの既往研究における相対浸透率測定条件を示す。Krevor らは、本研究の3節および4節において参考としたベレア砂岩における相対浸透率測定データであり、圧入レート 15 cc/min により $Ca = 0.9 \times 10^{-7}$ の条件で実施された。小暮らは、同様にベレア砂岩における測定結果であるが、圧入レート 0.5 cc/min により $Ca = 6 \times 10^{-9}$ の条件で実施された。日本 CCS 調査株式会社，2022（以下、JCCS 報告書とする）は、子安砂岩における測定結果であり、圧入レート 1.0 cc/min により $Ca = 1 \times 10^{-8}$ の条件で実施された。

Fig. 9 に測定結果を示す。低圧入レートで実施した小暮らおよび JCCS 報告書では、3.4 節の Fig. 5b に示すような、急激な水相対浸透率の低下と低いガス相対浸透率といった特徴的な測定傾向が見られる。一方、 $Ca = 0.9 \times 10^{-7}$ の条件で実施された Krevor らの結果では、水相およびガス相ともに下に凸な相対浸透率曲線の形状が得られているとともに比較的高いガス相対浸透率も測定されている（ k_{rg}

～0.4）。

4.4 測定誤差がフィールド規模の CO₂ プルーム移動評価に及ぼす影響

最後に相対浸透率の測定結果およびその解釈がフィールド規模の CO₂ プルーム移動評価に及ぼす影響を考察するため、フィールド規模の帯水層 CO₂ 圧入シミュレーションを実施した。

想定する貯留層条件を Table 8 に示す。さらに、相対浸透率の設定にあたっては、Table 9 に示す 3 つのケースを検討した。ケース 1 は、標準ケースとなる相対浸透率の入力値であり、3 節および 4 節で示したコアフラッドシミュレーションで用いた入力相対浸透率と同じである。この相対浸透率は、Krevor *et al.*, 2012 の定常流法によるベレア砂岩に対する測定結果に基づき、毛細管圧力の影響を考慮して $S_{wir} = 20\%$ まで相対浸透率曲線を外挿している。なお、 $k_{rg}^{MAX}|_{S_{wir}} = 0.9$ は、Krevor *et al.*, 2012 で用いられた仮定を踏襲した。ケース 2 は、同じく Krevor *et al.*, 2012 の定常流法によるベレア砂岩に対する測定結果に基づいて、測定によって得られている $S_w = 40\%$ を不動水飽和率状態としている。すなわち、 $S_{wir} = 40\%$ と解釈している。ケース 3 では、Fig. 4b のシミュレーション結果に基づいて、 $S_{wir} = 60\%$ および $k_{rg}^{MAX}|_{S_{wir}} = 0.9$ により作成した。なお、ケース 3 は、ケース 1 の入力相対浸透率に基づいて、低レートでの相対浸透率測定試験を模擬して得られた結果に基づいて

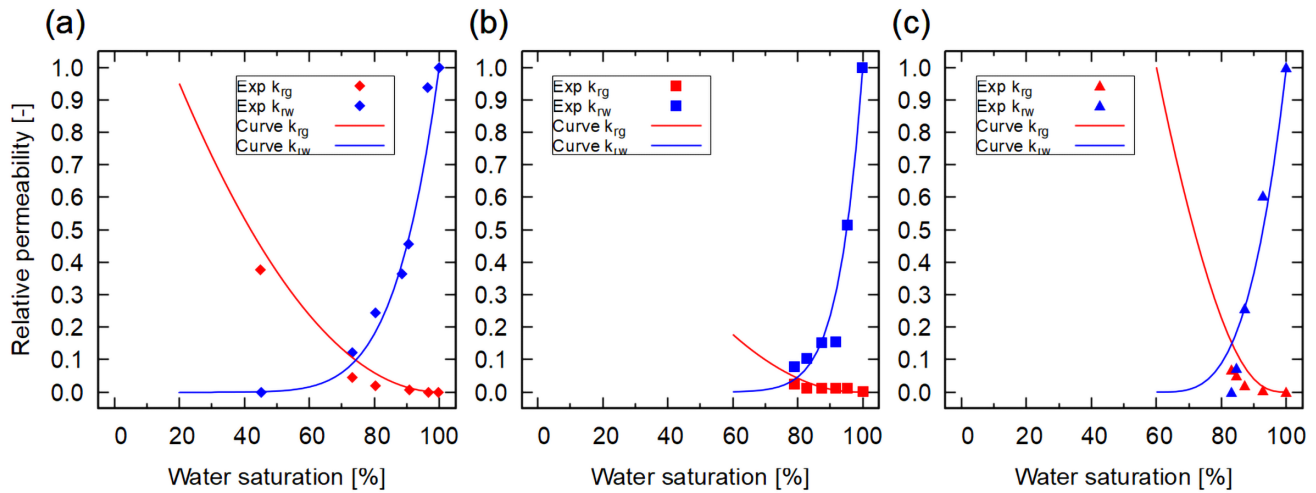


Fig. 9 Experimentally measured relative permeabilities for a CO₂/water system found in literature. The experimental conditions are provided in Table 7. The diamonds, squares, and triangles denote measured data points, while lines denote fitted Brooks and Corey curves presented in the respective literature.

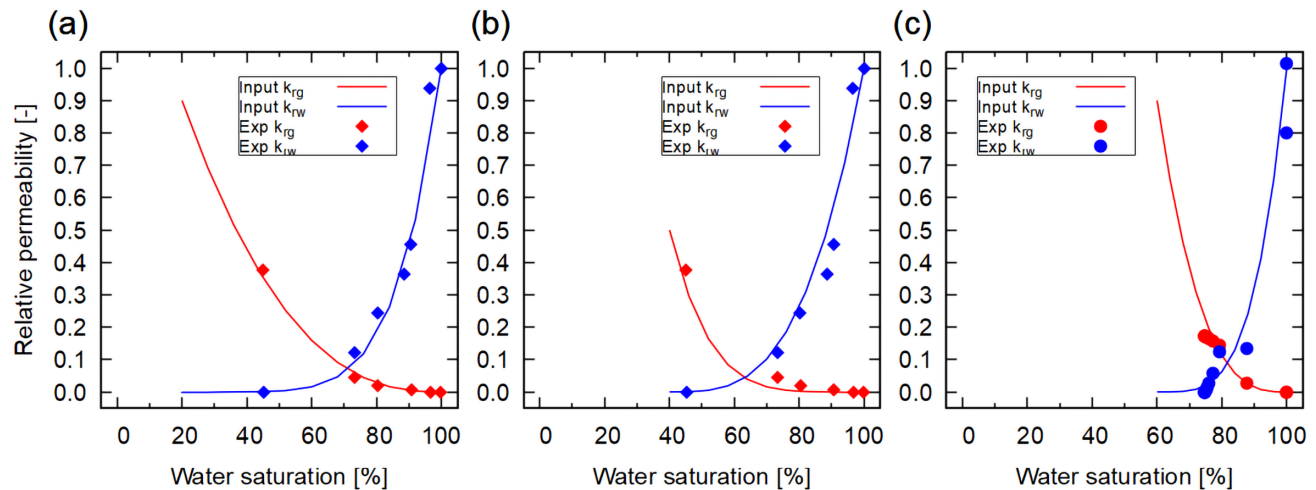


Fig. 10 Three cases of input relative permeability. (a) Curves based on Krevor *et al.* (2012) which was used in section 3. (b) Fitted curves based on Krevor *et al.* (2012) with the assumption of $S_{wir} = 40\%$. (c) Fitted curves with the results shown in Fig. 4 (b).

Table 8 Summary of parameters used for the field scale CO₂ plume migration simulation

Parameter	Value
Model dimension	101 × 101 × 50 grids
Model size	10.1 km × 10.1 km × 100 m
Depth	2000 m
Pressure	20 MPa
Temperature	100°C
Porosity	20%
Permeability	500 mD
Perforation	50 m (Lower half)
Injection rate	0.5 MTPA for 10 years

Table 9 Summary of relative permeability parameters used for field scale CO₂ plume migration simulation

Parameter		Case 1	Case 2	Case 3
<u>Relative permeability</u>				
Irreducible water saturation	S_{wir}	0.2	0.4	0.6
Critical gas saturation	S_{gcr}	0.0	0.0	0.0
Max. water relative permeability	k_{rw}^{MAX}	1.0	1.0	1.0
Max. gas relative permeability	k_{rg}^{MAX}	0.9	0.5	0.9
Water Corey exponent	N^w	6.0	3.3	4.0
Gas Corey exponent	N^g	2.5	5.0	1.5
Land coefficient	C	1.0	1.0	1.0

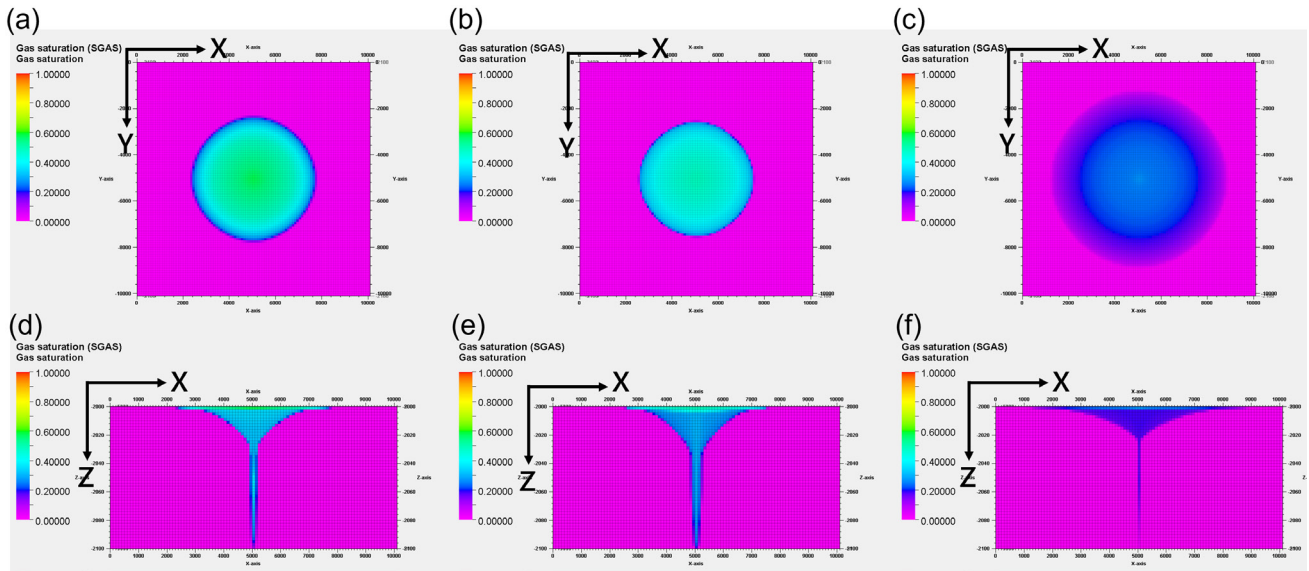


Fig. 11 Distribution of CO_2 plume after 100 years of cessation of CO_2 injection. Bard view of case 1 (a), case 2 (b), and case 3 (c). Cross-section view of case 1 (d), case 2 (e), and case 3 (f).

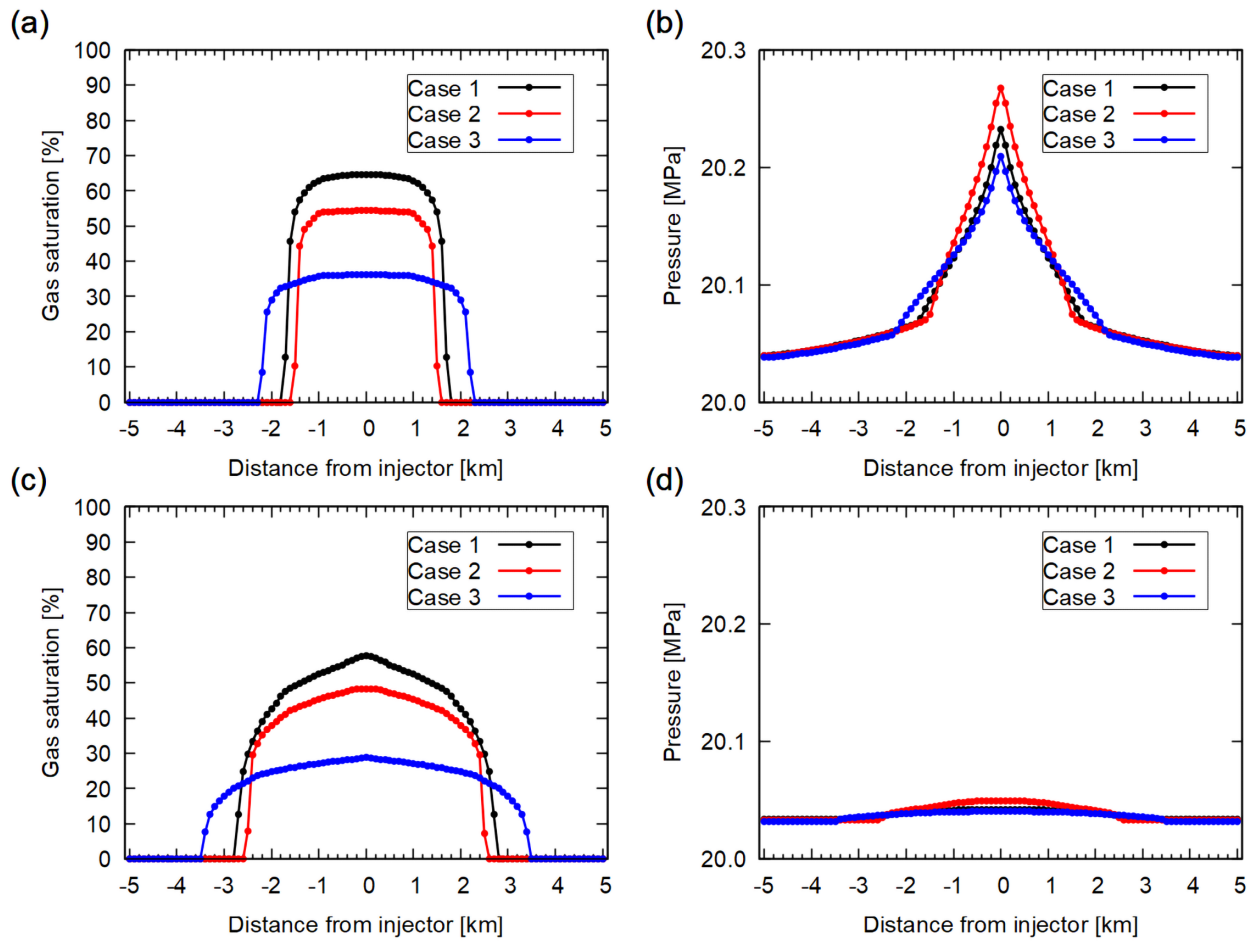


Fig. 12 Gas saturation (S_g) and pressure (P) distribution in the top layer as a function of distance from the injector. (a) S_g at 10 years of CO_2 injection. (b) P at 10 years of CO_2 injection. (c) S_g after 100 years of cessation of CO_2 injection. (d) P after 100 years of cessation of CO_2 injection.

おり、同じ岩石に対して不適切な実験条件によって得られた相対浸透率入力値といえる。

CO₂ 圧入を 10 年間継続し、さらに圧入停止後 100 年が経過した際の CO₂ プルームの分布を Fig. 11 に示す。上段図に示す貯留層最上位層のガス飽和率分布を比較すると、ケース 1 の標準ケースに比べて、ケース 2 ではより圧入井近傍に CO₂ プルームが分布している。一方、ケース 3 ではより遠方に CO₂ プルームが到達している。また、下段図からは、ケース 1 の標準ケースでは、遮蔽層直下の最上位層の下部 20 m あまりに $S_g \sim 40\%$ 程度の残留ガストラップが確認できる。一方、ケース 2 や 3 では残留ガスのガス飽和率はより低い値となっている。

10 年間の CO₂ 圧入終了時およびさらに圧入停止後 100 年が経過した時点でのトップレイヤーのガス飽和率分布および圧力分布を Fig. 12 に示す。10 年間の CO₂ 圧入終了時を見ると、ケース 2 ではより坑井近傍に CO₂ プルームが分布しているのが分かる (Fig. 12a)。これは、ケース 2 はその他のケースに比べてガスの易動度が低いため、Fig. 12b から分かるように坑井近傍の貯留層圧が高まり、より圧縮された CO₂ が貯留されているためである。また、Fig. 12c に示すように、圧入停止後 100 年経過したのち、ケース 1, 2, 3 のそれぞれで、圧入井からのプルーム移動距離は、約 2.7 km, 約 2.5 km, 約 3.4 km であった。また、Fig. 12d に示すように、圧入停止後 100 年間経過後もガスの易動度を低く評価したケース 2 ではプルーム内の貯留層圧力の逸散が遅れている。

5. 終わりに

5.1 本研究結果に基づき推奨される相対浸透率評価方法

室内試験における相対浸透率測定と同様のコアフラッドシミュレーションを実施し入力した相対浸透率とシミュレーション結果より得られた相対浸透率を比較し、室内試験における相対浸透率測定誤差評価とその要因を分析した。その結果、次の結論を得た。

- ・非定常流法と定常流法のいずれの場合においても、1 cc/min ($Ca \sim 10^{-8}$) 程度およびそれ以下の低圧入レートでは、毛細管圧力の影響により、drainage 後のコア内のガス飽和率は高々 30% 程度であった。圧入レートを 10 cc/min ($Ca \sim 10^{-7}$)、100 cc/min ($Ca \sim 10^{-6}$) と上昇させることで、コア内により高い粘性力を付与でき、その結果、コア内のガス飽和率は、それぞれ約 40%、50% と上昇した。
- ・非定常流法においては、JBN 解析法の前提となる Buckley-Leverett タイプの掃攻フロントが形成される必要があり、1 cc/min ($Ca \sim 10^{-8}$) の低圧入レートでは、掃攻フロントが毛細管圧力の影響を強く受け、精度良い相対浸透率は得られなかった (Fig. 4b)。
- ・定常流法においては、10 cc/min ($Ca \sim 10^{-7}$) の圧入レートとすることで、約 40% のガス飽和率を達成しつつ、精度良く相対浸透率を決定できた (Fig. 5c)。

- ・毛細管圧力の影響の緩和するために長尺コアを用いることは有益である。非定常流法と定常流法のいずれの場合においても、キャピラリーエンド効果の影響を受ける領域が相対的に小さくなるため、コア試料内の平均ガス飽和率を高めることができた。しかし、非定常流法において、急激な水相対浸透率の低下や線形で低いガス相対浸透率の特徴は除去されなかった (Fig. 6c)。これは、コア長によらず、掃攻フロントは、毛細管圧力の影響を強く受け、Buckley-Leverett タイプの置換挙動からの乖離が改善されなかったためと考えられる。

本研究における上記結論を踏まえると、CO₂ / 水系の相対浸透率測定にあたり、特に低圧入レートの条件では、Buckley-Leverett タイプの置換挙動を前提とする非定常流法ではなく、定常流法による測定が良好な結果を与えると考えられる。また、圧入レートの決定にあたっては、Ca 数を 10^{-7} 程度以上とすることを目安に、10 cc/min 程度の圧入レートで drainage を実施し、drainage の最終段階においては、コア内のガス飽和率を十分に高めるため、コアにダメージを与えない程度の高い圧入レートにて数段階の bump flood を実施することが望ましい。

ただし、本研究で得られた結論は、試験温度圧力や Table 1 に示したコア試料の物性によるところも大きい。たとえば、Table 1 に示す相対浸透率の Corey exponent をより低い値に変えて、線形に近い相対浸透率を用いて、Fig. 4 や Fig. 5 に示すのと同様の検討を実施した。その結果は、同じ圧入レートとした場合、コア内に付与できる粘性力が低下し、相対的に毛細管力の影響が高くなるため、より入力した相対浸透率からの乖離は大きくなる。

したがって、実質的には、対象となるコア試料ごとに事前に本研究で示したような簡便なコアフラッドシミュレーションを実施して、毛細管圧力の存在下にて達成可能なガス飽和率の評価、キャピラリーエンド効果の影響領域の評価、相対浸透率の決定精度の評価などを行ったうえで、実際の室内試験における最適な圧入レートを決定することが望ましい。その際には、事前に毛細管圧力曲線を評価しておくことが重要となる。室内試験による毛細管圧力曲線の測定も相対浸透率曲線の測定と同等程度に時間を要する難度の高い試験ではあるが、とくに drainage 過程の毛細管圧力曲線の評価にあたっては、水銀圧入法により簡便な方法で得られたデータを用いて代用することが可能である。

5.2 今後の研究課題

本節では、本研究で得られた結果をもとに、室内試験における CO₂ / 水系の相対浸透率測定精度向上のための今後の課題について論ずる。

室内試験において、毛細管圧力の影響を完全に除去することは困難であるので、その影響を加味した解釈手法の検討を進めるのが有益である。たとえば、Berg *et al.*, 2024 では、コアフラッドシミュレーションと室内試験結果の自動ヒストリーマッチングにより、相対浸透率および毛細管圧力曲線を同時に決定する手法が提案されている (Berg

et al., 2024)。同手法では、室内試験結果を再現する複数の相対浸透率曲線のセットが不確実性を踏まえて決定されている。また、Berg et al., 2024 においても、drainage 最終段階での数段階の bump flood が推奨されている。bump flood の適用により、複数の相対浸透率曲線のセットの不確実性の幅が大幅に低減されること示されている。

また、測定手法についても、毛細管圧力の影響を加味した解析手法の改善が期待される。たとえば、Krevor et al., 2012 では、drainage 最終段階での数段階の bump flood を用いて $k_{rg}^{MAX}|_{Swir}$ を精度良く決定する手法が論じられている (Krevor et al., 2012)。また、Pini et al., 2012 は、drainage 掃攻試験中に CO₂ 圧入レートを段階的に上昇させ、すなわち bump flood を行い、コア試料の医療用 CT 撮影データよりコア上流端面の飽和率と毛細管圧力を決定する手法を提案している (Pini et al., 2012) 本手法を参考に、試験中の医療用 CT 撮影データから掃攻試験中のコア試料上下流端面の飽和率を決定し、コア試料上下流端面における毛細管圧力 (P_c^{UP} および P_c^{DOWN}) を評価することが可能であろう。これにより、上流側の測定圧力 P_M^{UP} より各相の圧力が以下のように評価できる。

$$P_g^{UP} = P_M^{UP} \quad (15)$$

$$P_w^{UP} = P_M^{UP} - P_c^{UP} \quad (16)$$

また、下流側の測定圧力 P_M^{DOWN} より各相の圧力が以下のように評価できる。

$$P_g^{DOWN} = P_M^{DOWN} + P_c^{DOWN} \quad (17)$$

$$P_w^{UP} = P_M^{DOWN} \quad (18)$$

各相の差圧を評価することが可能になり、4.2 節で示したような測定精度の向上の可能性が期待できる。

謝 辞

本稿の執筆にあたり許可を頂いた (独) エネルギー金属・鉱物資源機構に感謝申し上げます。

SI 単位換算係数

インチ	×	2.54	E - 02	= m
cc	×	1	E - 06	= m ³
mD	×	9.86923	E - 16	= m ²

引 用 文 献

- Berg, Steffen, Harm Dijk, Evren Unsal, Ronny Hofmann, Bochao Zhao, and Vishal Raju Ahuja, 2024: Simultaneous Determination of Relative Permeability and Capillary Pressure from an Unsteady-State Core Flooding Experiment?. *Computers and Geotechnics*, **168** 106091, doi: 10.1016/j.compgeo.2024.106091.
- Blunt, Martin J., 2017: *Multiphase Flow in Permeable Media: A Pore-Scale Perspective*, Cambridge University Press.

- Johnson, E.F., D.P. Bossler, and V.O. Naumann Bossler, 1959: Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments. *Transactions of the AIME*, **216** (1), 370–72, doi: 10.2118/1023-G.
- Krause, Michael H., and Sally M. Benson, 2015: Accurate Determination of Characteristic Relative Permeability Curves. *Advances in Water Resources*, **83**, 376–388, doi: 10.1016/j.advwatres.2015.07.009.
- Krevor, Samuel C. M., Ronny Pini, Lin Zuo, and Sally M. Benson, 2012: Relative Permeability and Trapping of CO₂ and Water in Sandstone Rocks at Reservoir Conditions. *Water Resources Research*, **48** (2), doi: 10.1029/2011WR010859.
- McPhee, Colin, Jules Reed, and Izaskun Zubizarreta, 2015: *Core Analysis A Best Practice Guide*, Elsevier Science.
- Niu, Ben, Ali Al-Menhali, and Samuel C. Krevor, 2015: The Impact of Reservoir Conditions on the Residual Trapping of Carbon Dioxide in Berea Sandstone. *Water Resources Research*, **51** (4), 2009–2029, doi: 10.1002/2014WR016441.
- Pereira, Luís M. C., Antonin Chapoy, Rod Burgass, and Bahman Tohidi, 2017: Interfacial Tension of CO₂+ Brine Systems: Experiments and Predictive Modelling. *Advances in Water Resources*, **103**, 64–75, doi: 10.1016/j.advwatres.2017.02.015.
- Pini, Ronny, Samuel C. M. Krevor, and Sally M. Benson, 2012: Capillary Pressure and Heterogeneity for the CO₂/ Water System in Sandstone Rocks at Reservoir Conditions. *Advances in Water Resources*, **38**, 48–59, doi: 10.1016/j.advwatres.2011.12.007.
- Richardson, J.G., J.K. Kerver, J.A. Hafford, and J.S. Osoba, 1952: Laboratory Determination of Relative Permeability. *Journal of Petroleum Technology*, **4** (8), 187–196, doi: 10.2118/952187-G.
- Spycher, Nicolas, and Karsten Pruess, 2010: A Phase-Partitioning Model for CO₂-Brine Mixtures at Elevated Temperatures and Pressures: Application to CO₂-Enhanced Geothermal Systems. *Transport in Porous Media*, **82** (1), 173–196, doi: 10.1007/s11242-009-9425-y.
- Welge, Henry J, 1952: A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive. *Journal of Petroleum Technology*, **4** (4), 91–98, doi: 10.2118/124-G.
- 小暮哲也・北村圭吾・山田達也・西澤修・薛自求, 2011 : 多孔質砂岩中の定常流動状態における水 - 超臨界 CO₂ 系の相対浸透率. 地学雑誌, **120** (6), 944–59.
- 日本 CCS 調査株式会社, 2022 : 令和 2 年度二酸化炭素貯留適地調査事業委託業務 報告書 .
- 経済産業省, 2023 : CCS 長期ロードマップ検討会 最終とりまとめ.

論 文
Original Article

南阿賀油田での CO₂ 圧入試験前の DAS-VSP による 地下構造イメージング結果および全波形逆解析結果の評価

渡邊 勇介^{*,†}・毛利 拓治^{*}・仲山 祥太郎^{**}

(Received February, 14, 2025 ; accepted July 9, 2025)

Evaluation of Subsurface Imaging and Full Waveform Inversion with DAS-VSP Data Acquired at the Minami-Aga Onshore Oil Field before CO₂ Injection Test

Yusuke Watanabe, Takuji Mouri and Shotaro Nakayama

Abstract : To reduce monitoring cost and to improve the effectiveness of monitoring in CCUS projects, the acquisition of vertical seismic profile (VSP) using distributed acoustic sensor (DAS) can be one of the solutions. There are few examples that evaluate vertical resolution and imaging area of DAS-VSP in CCUS pilot projects. Furthermore, the imaging quality of DAS-VSP can be improved by applying full waveform inversion with elastic wave equations (e-FWI) to estimate the subsurface P- and S-wave velocities. In this study, we evaluate the imageable area and e-FWI results using DAS-VSP data acquired as a pre-injection survey in an onshore CCUS demonstration field in Japan. First, to evaluate the vertical resolution, we compared the DAS-VSP data with the synthetic and the surface seismic profile (SSP) data along the wells. We then compared the results of the horizon interpretations and the surface model generated from the well-tops data to evaluate the imageable area. The evaluation results showed that the DAS data had a higher vertical resolution than that of the SSP data, and that the imageable area was hundreds of meters from the DAS installed wellhead. Lastly, to evaluate the improvement in the accuracy with the application of e-FWI to the DAS-VSP data, we compared the estimated velocity data along the wells with the log velocity data. In addition, we also compared the estimated velocity data with the surface model generated from the well-tops data. As a result, the multi-well e-FWI result showed a better accuracy than the single-well one and its estimation range also showed hundreds of meters from the DAS installed wellhead.

Keywords : CCS, CCUS, Monitoring, DAS, VSP

1. 序文・研究背景

Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS) は我が国の 2050 年カーボンニュートラル達成において重要な役割を担う対策である。圧入した二酸化炭素のモニタリングは、安全かつ安定的な CCUS 事業のためには不可欠な技術である。圧入した二酸化炭素の地下での挙動をモニタリングする手段として、坑井内弾性波探査 (vertical seismic profile; VSP) が挙げられる。VSP を用いることで、地表面に受振器を展開する弾性波探査 (地表弾性波探査) よりもイメージング範囲は狭くなるが、坑井近傍の地下構造をより高分解能に把握できる (物理探査学会, 2016)。VSP データ収録には、坑内のジオフォンを用いる手法の他

に、光ファイバー受振センサ (distributed acoustic sensor; DAS) を用いた VSP (DAS-VSP) が提案されている。DAS-VSP は、ジオフォンを利用した VSP よりも安価かつ、光ファイバーをケーシングパイプ裏に常設することで高い再現性が期待できる (Willis, 2022)。これらの DAS-VSP の有効性を評価するためには、その地下構造のイメージング精度およびイメージング可能範囲の把握が必要となる。

2023 年に二酸化炭素の圧入試験が新潟県阿賀野市の南阿賀油田で実施され (Koga *et al.*, 2024), 圧入試験前の 2022 年末から 2023 年初にかけて DAS-VSP データが収録された。本稿ではこの DAS-VSP データを用いて、地下構造のイメージング精度およびイメージング可能範囲の定量的・定性的な評価を行った。具体的には、重合断面の中の、坑跡沿いの DAS-VSP データについて、重合断面から同様に抽出した地表弾性波探査データならびに検層データから作成した合成波形データと比較することでイメージングの精度や分解能について評価を行った。さらに、多数の周辺

* 独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構 JOGMEC

** 株式会社 INPEX INPEX Corporation

[†] Corresponding author : E-Mail : watanabe-yusuke@jogmec.go.jp

既存井の well-tops データから作成した各層準の境界面モデルと本 DAS-VSP の重合断面から解釈される各層準のホライゾン解釈結果の比較を行い、水平方向のイメージング可能範囲の把握を行った。

弾性波動方程式を拘束条件とした全波形逆解析 (elastic full waveform inversion; e-FWI; Tarantola, 1986) の適用により、従来の地下の速度モデル推定法よりも高い分解能での地下の速度モデルの推定ができ、さらなるイメージング精度の向上が期待される。DAS-VSP データを用いた e-FWI もいくつか提案はされているが (Podgornova, 2022; Innanen, 2017 など)、実際のフィールドデータを用いた事例はいまだ少ない。そこで、本 DAS-VSP データを用いた追加検討として e-FWI による P 波速度モデル (V_p)、S 波速度モデル (V_s) の推定を行った。実フィールドでの DAS-VSP データを用いた e-FWI の導入可能性検討として、まず音波検層で得られた P 波速度および S 波速度と坑跡沿いの e-FWI の推定結果について比較を行った。すなわち、深度方向の一次元での速度モデルの推定精度の評価を行った。また、上記のイメージング結果の評価と同様に、二次元速度断面と既存の well-tops データを基に構築した各層準の境界面モデルと比較を行った。すなわち、二次元速度断面上での速度モデルの推定可能範囲の評価を行った。

本稿では、重合断面上でのイメージング能力の評価ならびに e-FWI を通した地下の速度モデルの推定精度の両方についてそれぞれ評価を行い、国内 CCUS 陸上フィールドでの DAS-VSP のデータ取得から評価までの一連の運用事例の紹介を行う。

2. 前提・手法

2.1 地質的背景・前提

南阿賀油田は新潟県阿賀野市に所在し、1964 年の南阿賀 2 号井の掘削により発見され (武井, 1966) 原油生産は 2020 年に停止した。その貯留層は深度約 2200 m の椎谷層に含まれる凝灰質砂岩の層準 (2230 m 層) である (武井, 1966)。椎谷期では、それ以前の寺泊期に始まった堆積盆の分化が明瞭化し (阿部, 1978)、脊梁後背地から供給される堆積物により小規模な海底扇状地が南阿賀油田周辺を含む新潟の各地に形成された (小林・立石, 1992)。南阿賀油田周辺地域は Walker の海底扇状地モデル (Walker, 1978) の mid-fan 部分に相当し、Fig. 1 に示すとおり 2230 m 層となるタービダイトが現在の桑山ガス田を経由して現在の阿賀野川下流方向に流れて堆積した。また中期椎谷期には新津・南阿賀背斜構造の隆起が顕著になった (阿部, 1978)。西山期において、Fig. 2 に示すとおり南阿賀・新津・桑山地域は圧縮応力場となり (小松, 1990)、また差別沈降によって新津・南阿賀背斜構造が完成した。前期西山期において、トラフ型海底扇状地を形成する礫岩を伴う砂泥互層、半深海性の青緑色塊状泥岩層、大量の火砕岩が分布していたとされ (小林・立石, 1992)、本件坑井で実施したカッティングス分析においても礫や凝灰岩を含む砂泥互層が確認されている。

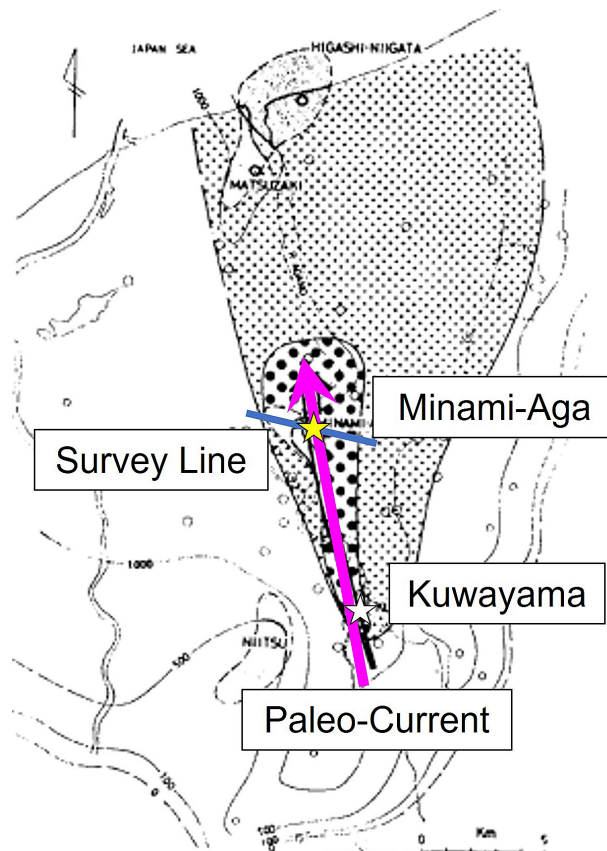


Fig. 1 Paleo-current direction of the turbidite (magenta arrow) around the Minami-Aga oil field (yellow star) and the Kuwayama gas field (white star) (Modified from Abe, 1978)

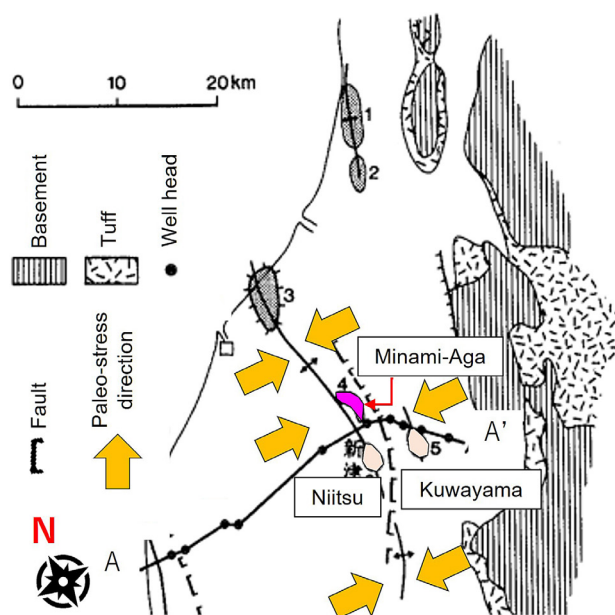


Fig. 2 Map of paleo-stress direction around the Minami-Aga oil field, Kuwayama gas field and Niitsu oil field including the facies and fault distribution (Modified from Komatsu, 1990)

Table 1 List of formations and abbreviations used for the analysis and the horizon interpretation

Formation	Horizon	Abbreviation
Minami-Aga Sand Gravel	Top Minami-Aga Sand Gravel	Top-SG
	Bottom Minami-Aga Sand Gravel	Bottom-SG
Siiya	Top Siiya	Top-Sy
Reservoir (2230 m Fm.)	Top Reservoir	Top-Res
	Bottom Reservoir	Bottom-Res

上記地質的背景ならびに既存坑井によるデータ、その他南阿賀油田に関する文献（武井，1966）から、本地域では南西側に構造的な高まりがあること、測線中点のやや西側で 2230 m 層がせん滅し層位トラップを形成していることが推定できる。

以上から本稿では、3.2.2 で述べる DAS-VSP データによるイメージング可能範囲の検討のため西山層、椎谷層、2230 m 層の境界をホライゾン解釈の対象とする。具体的には、Table 1 に示すとおり下位から、2230 m 層下限 (Bottom Reservoir ; Bottom-Res)，2230 m 層上限 (Top Reservoir ; Top-Res)，椎谷層上限 (Top Shiiya ; Top-Sy)，南阿賀砂礫層下限 (Bottom Minami-Aga Sand Gravel ; Bottom-SG)，南阿賀砂礫層上限 (Top Minami-Aga Sand Gravel ; Top-SG) をホライゾン解釈の対象層準とする。

2.2 収録諸元

本節では、DAS-VSP のデータ取得概要について述べる。Fig. 3 に発振測線位置を示す。測線展開長は約 7 km であり、発振間隔は 20 m である。測線は阿賀野川およびその河川敷をまたぐため、最大約 550 m 程度の発振欠測点がある。震源はパイプレータ震源を用い、測線西側では耕作地やあぜ道が多く路面を破壊してしまう懸念があり大型パイプ

**Fig. 3** Survey lines of sweeping points**Table 2** Sweeping parameters

Source Parameters	
Sweep Point Span [m]	20
Sweep Freq. Band [Hz]	6–80
Sweep Length [s]	43
Listening Time [s]	5

レータを用いた大出力の発振ができないため、測線の西側では中型パイプレータを、東側では大型パイプレータを主に利用した。発振に関わるパラメータは Table 2 に示す。

Fig. 4 に受振器として活用した DAS の設置模式図を示す。圧入試験のために新掘した 2 つの坑井（測線西側に

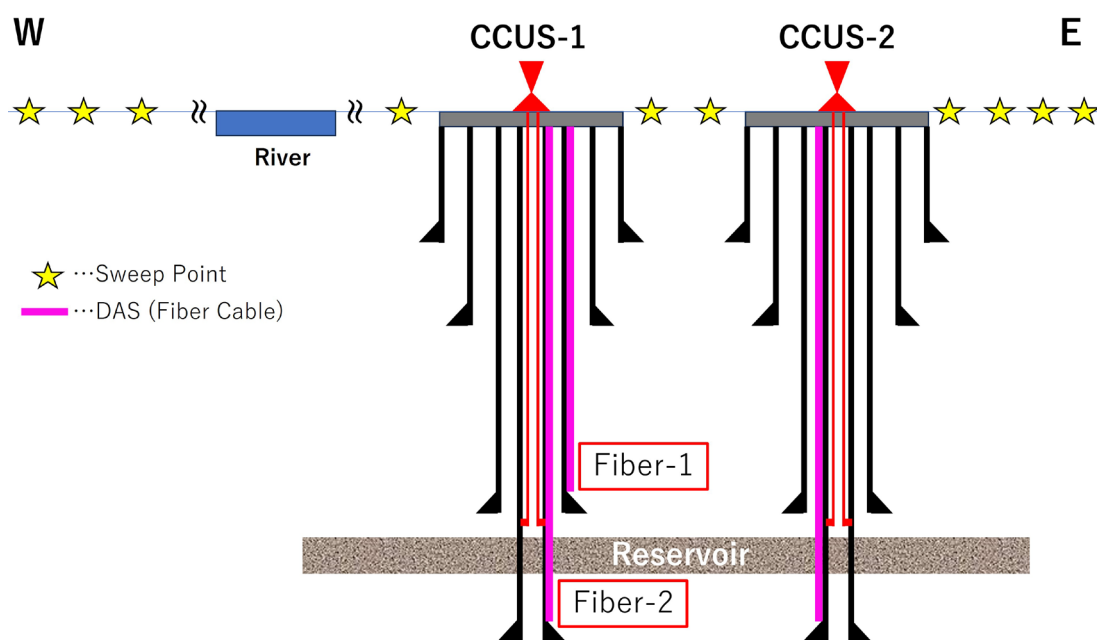
**Fig. 4** Schematics of DAS installation to CCUS-1 and CCUS-2

Table 3 DAS parameters

DAS Parameters	
Receiver Interval [m]	6.38
Gauge Length [m]	17.55
Sampling Rate [ms]	2

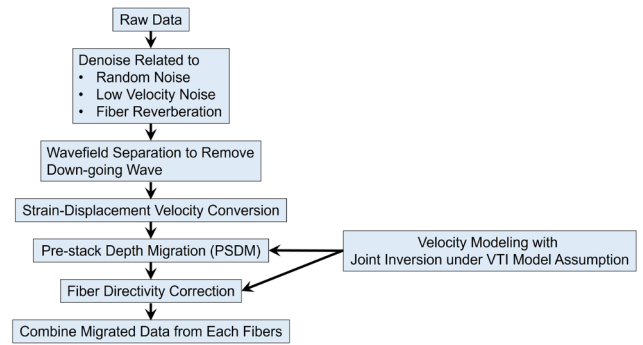
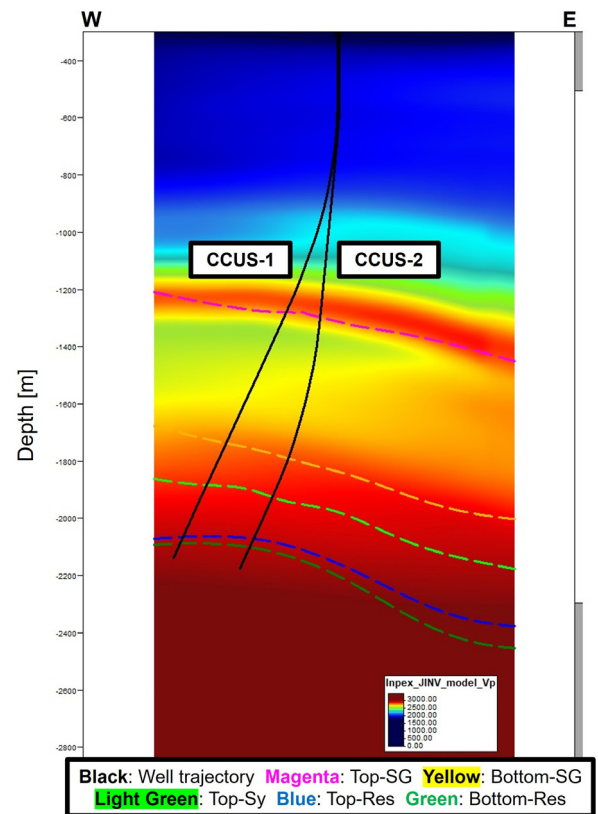
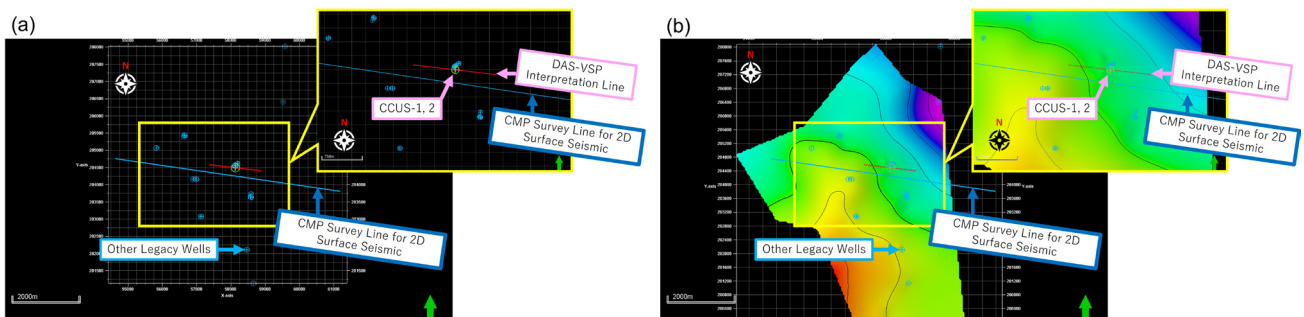
配置されているものを CCUS-1、東側に配置されているものを CCUS-2 と呼称する) のケーシングパイプの背面に光ファイバーケーブルを設置した。CCUS-1 には 9-5/8 インチのケーシングパイプの背面に 1 つ (Fiber-1)、7 インチのケーシングパイプの背面にもう 1 つ (Fiber-2) の計 2 つの DAS を設置した。また CCUS-2 には 7 インチのケーシングパイプの背面に 1 つ DAS を設置した。その他 DAS の詳細な設定ならびにインテロゲーターの設定については Table 3 に示す。

また Fig. 5(a) に示すとおり、DAS-VSP データの取得と並行して地表弾性波探査データの取得も行った。ただし、その重合断面位置は DAS-VSP のそれから南方に約 300 m 離れており、一致しない。そのため、地表弾性波探査の重合断面で解釈したホライズンを DAS-VSP のイメージング結果および FWI 解析結果の評価には直接利用することができない。そこで、Fig. 5(a) に示す CCUS-1、2 および南阿賀油田周辺の既存坑井の Well-tops データから作成した各層準の境界面のモデルを作成し (Fig. 5(b))、これらを 3.2.2 でのイメージング範囲の検討および 3.3.2 での推定された二次元速度断面図との比較対象とした。加えて、3.3.1 項で述べる e-FWI の CCUS-1、2 それぞれの坑跡沿いの推定結果の比較対象として、CCUS-1、2 それぞれの音波検層で計測した P 波速度、S 波速度を用いた。

2.3 データ処理・解析

2.3.1 重合断面の作成

重合断面を得るために実施した主要な処理を Fig. 6 に示す。まず、ランダムノイズ、極低速度 (数百 m/s–1 km/s 程度) を有するリニアノイズ (PS 変換波、S 波など)、DAS の光ファイバーケーブルのカップリングの状態によって発生するリバーバレーションノイズを除去する処

**Fig. 6** Data processing workflow of the DAS-VSP stack section**Fig. 7** P-wave velocity model obtained by joint inversion used for PSDM and fiber directivity correction. The warmer image color indicates higher velocity and each dashed line indicates the formation boundary.**Fig. 5** (a) Locations of DAS-VSP interpretation line (red line), the surface seismic survey line, and the well-head locations (green and blue points); (b) Example of the surface contour map

理を行った。次に、重合断面を作成する際にノイズとなる下方進行波を τ -p 領域における波動場分離によって除去した。DAS は弾性波の信号をひずみ場として収録するため、 τ -p 領域における波動場分離を行った後の後述の処理を行うためには、DAS-VSP データを変位速度場に変換する必要がある。そのため観測データのひずみ場から変位速度場への変換処理 (Daley *et al.*, 2016) を行った。また DAS は光ファイバーケーブルの展開方向を最大の感度方向として信号の入射角によって感度が変化する (Mateeva *et al.*, 2014)。そのため重合前深度マイグレーション処理 (pre-stack depth migration; PSDM) と同時にファイバーの感度補正処理を行った (Miller *et al.*, 1987)。なお、これらの処理に用いた P 波速度モデルは鉛直等方性 (vertical transverse isotropy ; VTI) モデルの異方性媒質の仮定のもと DAS-VSP データの P 波直達波を用いた走時トモグラフィの結果と地表弾性波探査データの P 波反射波を用いた走時トモグラフィの結果を統合したジョイントインバージョンにより求めた速度モデルを使った。最後に上記の処理により得られたギャザーを重合し、重合断面を得た。Fig. 7 にこのジョイントインバージョンによって最終的に求められた、PSDM 処理とファイバーの感度補正処理に用いた速度モデルを示す。ただし、各ファイバーから作成された重合断面に対して重みづけの上、重合することで 1 枚の重合断面とした。

2.3.2 FWI 解析

ここでは DAS-VSP データを用いた e-FWI のアルゴリズムとして、Podgornova *et al.* (2022) の式 (6), (8), (9) を用いた。このアルゴリズムを用いることで、偏曲した坑井に敷設した DAS で観測されたひずみ場を直接利用し、e-FWI における誤差関数および勾配を計算できる。まず e-FWI の演算の高速化および単純化のため、三次元空間で観測された DAS-VSP の観測データを、CCUS-1, 2 の坑跡と発振点位置の二次元軸対象近似 (Igel *et al.*, 1996) を用いて二次元断面に落とし込んで計算を行った。また e-FWI の P 波速度モデル (V_p) および S 波速度モデル (V_s) の安定的な更新のため、発振測線の西側と東側に分割して計算を行った。Fig. 8 に発振測線の西側および東側の発振点を用いた場合の前述の二次元軸対称近似による二次元断面の投影位置を示す。また、Multi-scale 法 (Bunks *et al.*, 1995) を周波数帯および CCUS-1, 2 の坑口から発振点までのオフセットに応じて適用した。すなわち、周波数帯については低い周波数のデータから、オフセットについては坑口からのオフセットの小さい発振点のデータから、順次、P 波速度モデルおよび S 波速度モデルの更新に用いた。e-FWI に用いた P 波速度モデル (V_p) および S 波速度モデル (V_s) の初期モデルおよび、異方性に関するパラメータ ε , δ (Thomsen, 1986) については VTI 異方性媒質の仮定の下、DAS-VSP データを用いた走時トモグラフィの結果に平滑化を掛けた一次元モデルを用いた。ただし、 ε , δ は e-FWI の繰り返し計算によって更新することはない。

本稿ではデータおよび紙面の都合上、発振測線西側で発

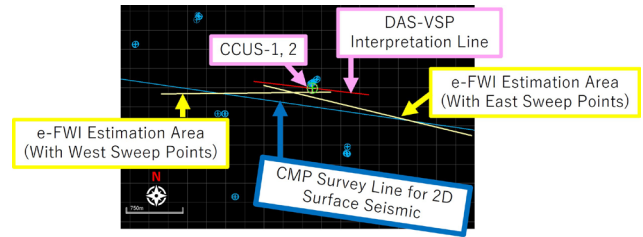


Fig. 8 Locations of e-FWI analysis line with west and east side of sweep points (yellow lines), DAS-VSP interpretation line (red line), the surface seismic's survey line, and the well-head (green and blue points)

振して CCUS-1 の Fiber-2 と CCUS-2 で受振したデータを用いるケース (Case 1)、発振測線東側で発振して CCUS-1 の Fiber-2 で受振したデータを用いるケース (Case 2)、発振測線東側で発振して CCUS-2 で受振したデータを用いるケース (Case 3) の 3 ケースについて比較と分析を行う。

3. 評価結果

3.1 データ品質評価

Fig. 9 に本 DAS-VSP データの一例として、深度 640 mMD での共通受振点記録を示す。2.2 項で触れたとおり阿賀野川流域およびその河川敷に当たる部分でデータ欠損が生じている。そのため CCUS-1, 2 の坑口から見て西側については、小さいオフセットのデータが欠損している一方、東側については小さいオフセットから大きなオフセットのデータまで大きな欠損なくデータが収録されている。

深度方向におけるデータ品質について、Fig. 10-(a), (b), (c) に CCUS-1 坑跡内浅部 (640 mMD), 中部 (1160 mMD), 深部 (1700 mMD) での共通受振点記録を、Fig. 10-(d), (e), (f) に当該の深度位置を示したゼロオフセット記録を示す。ただし、Fig. 10-(d), (e), (f) ではデータ処理により上方進行波のみが表示されている。Fig. 10-(a), (b), (c) について浅部・中部は比較的明瞭な反射イベントを確認できるが、深部については明瞭ではない。また、Fig. 10-(d), (e), (f) でも Top-SG の深度 (約 1370 m) 以深ではそれより浅い深度での記録と比較して同様の傾向が確認される。これは単純な幾何減衰に加え、DAS 感度の入射角依存性も影響の 1 つと考えられる。各深度での坑跡の傾きは、浅部では約 5 ~ 6 度、中部では約 24 度、深部では約 30 度となる (いずれも地表面に対して鉛直な方向を 0 度とする)。この場合、ゼロオフセット記録に対しては、地下構造を水平多層構造と考えたと浅部で最も DAS の感度が高く、深部で DAS の感度は最も低い。

上記のことから、3.2, 3.3 項では Top-SG 周辺の深度のデータを中心に着目して検討を行う。

3.2 DAS-VSP データによるイメージング精度・イメージング可能範囲

3.2.1 イメージング精度検証

Fig. 11-(a), (b) に CCUS-1, 2 それぞれについて、検層

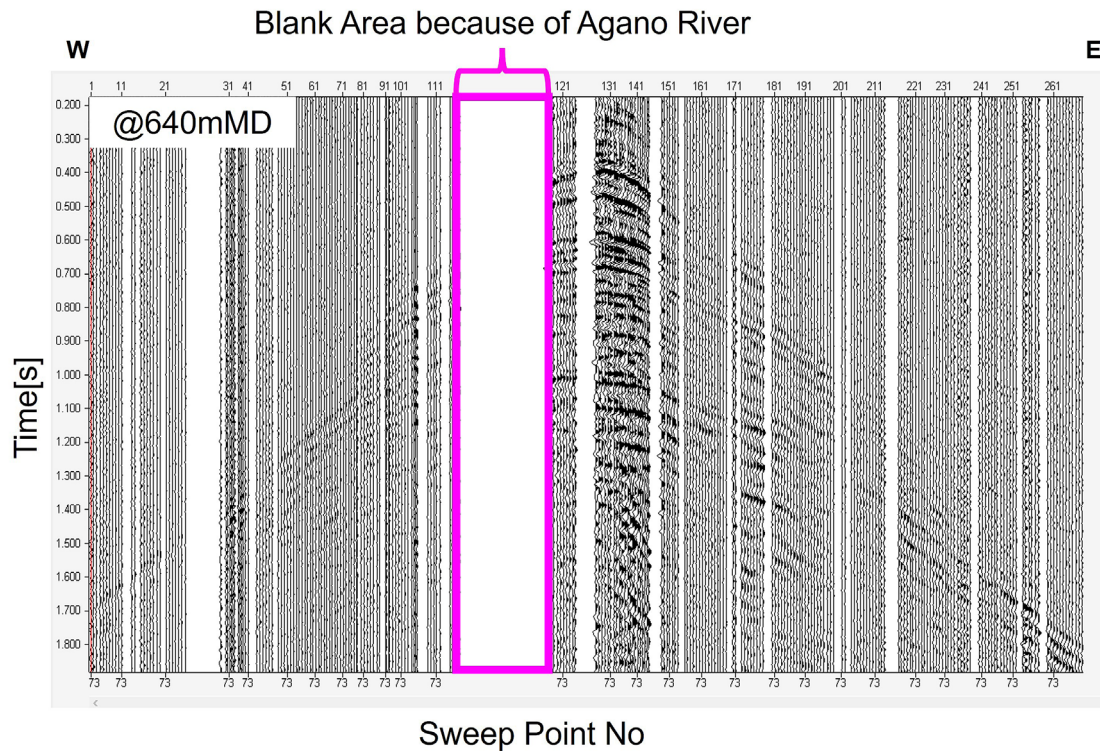


Fig. 9 Common receiver gather at 640 mMD

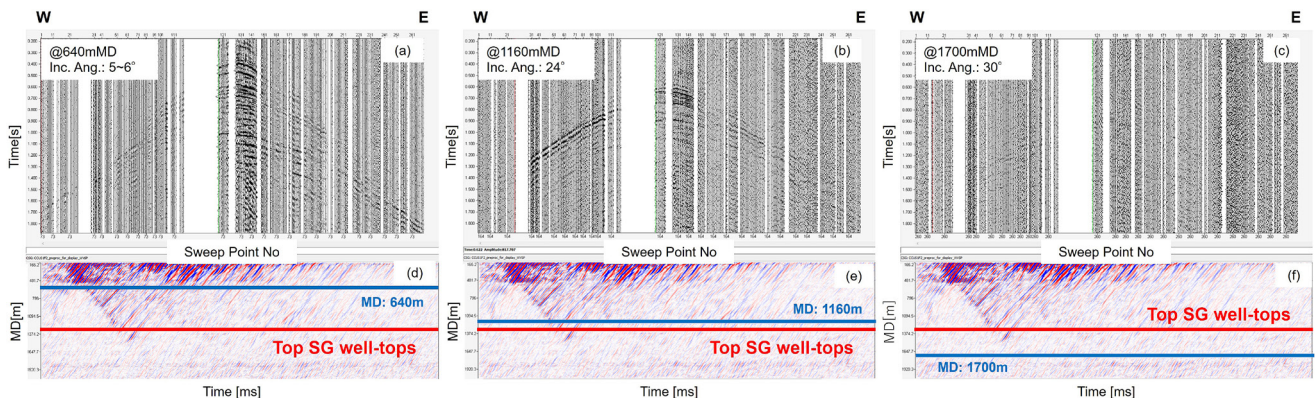


Fig. 10 (a, b, c) Common receiver gathers at 640 mMD (shallow), 1160 mMD (mid), and 1700 mMD (deep); (d, e, f) Zero-offset gather at sweep point No. 2001 with a line indicating the depth at 640 mMD (corresponding to (a)), 1160 mMD (corresponding to (b)), 1700 mMD (corresponding to (c)), and the well-tops Top-SG

データによる合成波形（図中黒波形），DAS-VSPと地表弾性波探査の重合記録から坑跡沿いのデータを抽出した記録（それぞれ図中赤文字，青文字）を示す。CCUS-1では，Top-SG周辺のTVD深度900～1400 mで比較的合成波形とDAS-VSPデータが一致している。またCCUS-2でも同様にTop-SG周辺のTVD深度900～1400 mの主要なイベントについて，合成波形とDAS-VSPデータの位相は一致している。これにより当該深度では，バックグラウンドノイズの影響が小さい高品質のデータが得られていることが分かる。またDAS-VSPデータと地表弾性波探査データを重ね合わせた図（第6列）では，振幅の大きな反射イベントは同様の傾向を見せているが，その個々のイベント

についてはDAS-VSPデータの方が細かい傾向が見て取れる。すなわち，定性的にDAS-VSPデータの方が地表弾性波探査データよりも分解能が高いことが分かる。

DAS-VSPデータの分解能について定量的に把握するため，DAS-VSPデータ，地表弾性波探査データの周波数スペクトルを計算した。Fig. 12-(a)，(b)にそれぞれCCUS-1, 2の坑跡沿いの各データの周波数スペクトルの計算結果を示す。CCUS-1, 2それぞれDAS-VSPデータの方がピーク周波数が高く，また広帯域なスペクトルを有する。すなわち，DAS-VSPデータの方が地表弾性波探査データよりも高分解能であることが分かる。当該区域の平均P波速度を2000 m/s，また，卓越周波数の周波数成分を持つ信

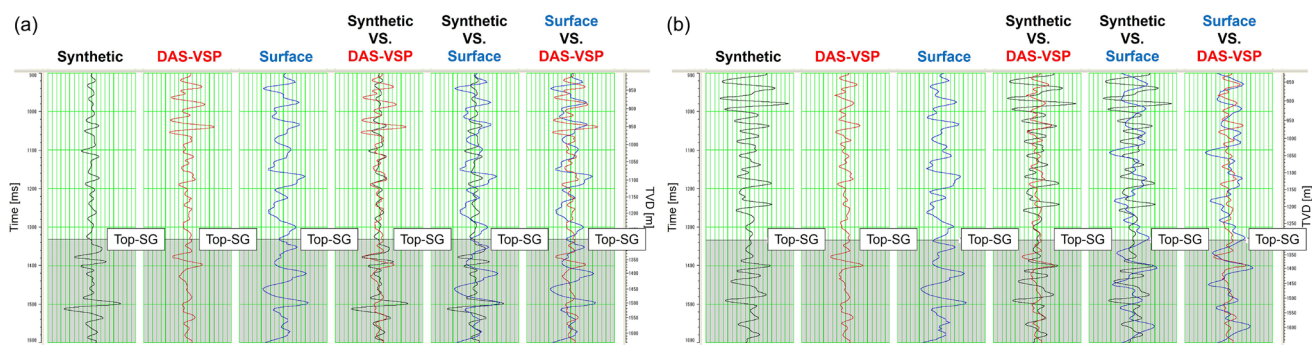


Fig. 11 Seismic traces along the well trajectory (black; synthetic trace, red; extracted trace from DAS-VSP stack section: blue; extracted trace from surface seismic stack section: Gray hatched area; the interval of Minami-Aga Sand Gravel Fm.): (a) CCUS-1; (b) CCUS-2

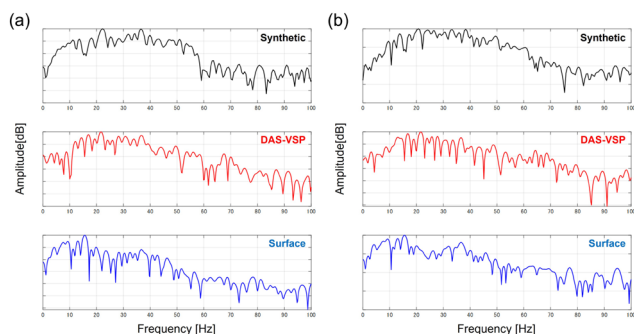


Fig. 12 Amplitude spectra of Fig. 11; (a) CCUS-1; (b) CCUS-2

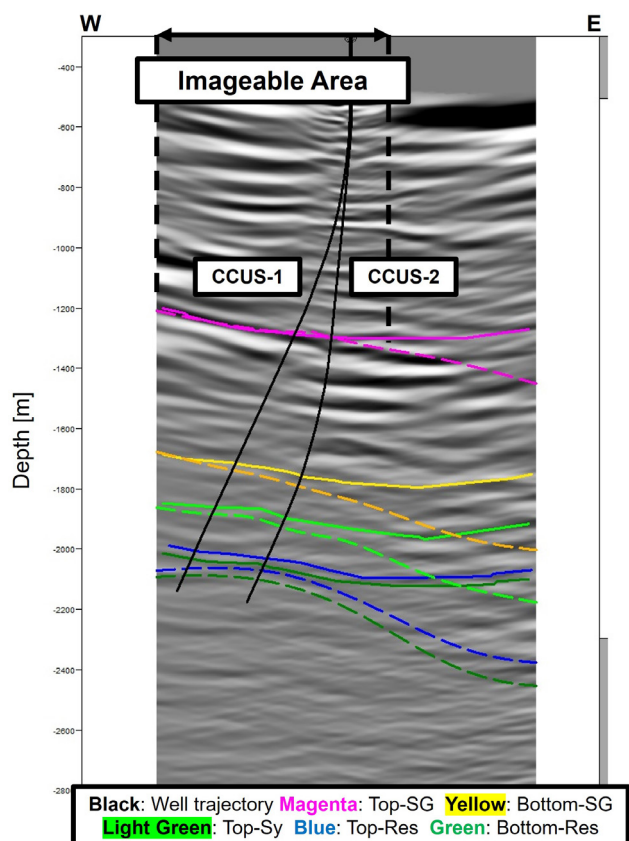


Fig. 13 Stack section with the interpreted horizons (solid lines) and the surface models (dashed lines)

号の4分の1波長をその弾性波探査データの垂直分解能であるとすると、Fig. 12-(a), (b)からDAS-VSPデータおよび地表弾性波探査データの卓越周波数（それぞれ約22 Hz, 約15 Hz）から、DAS-VSPデータの垂直分解能は約20 m, 地表弾性波探査データの垂直分解能は約30 mであり、定量的にもDAS-VSPデータの方が高い分解能を有することがフィールドでのデータにおいても実証された。

3.2.2 イメージング可能範囲検討

重合断面上でのDAS-VSPデータのイメージング可能範囲について評価を行った。Fig. 13に本DAS-VSPデータの深度重合断面図を示す。各色は解釈対象とした層準ごとに分けられ、点線が既存の坑井データを用いて別途作成した各層準の境界面モデルを、実線がDAS-VSPデータを用いた各層準のホライゾン解釈の結果を示す。Fig. 13から分かるとおり約1600 m以深のデータについては明瞭で連続的な信号が見られず、DAS-VSPデータおよびCCUS-1, 2の坑井データのみでは約1600 m以深の層準のホライゾン解釈は困難であることが分かる。これは地表弾性波探査データにおいても同様の傾向が見られた。そのため、Top-SGのホライゾンを評価対象とする。CCUS-1, 2の坑口から西に約600 m, 東に約200 mの範囲で、境界面モデルとホライゾン解釈結果がよく一致した。すなわち、本DAS-VSPデータのイメージング可能範囲も同程度の範囲と見積もられる。

3.3 FWIによる地下速度モデル推定精度・推定可能範囲

3.3.1 地下速度モデル推定精度検証

Fig. 14-(a), (b)にそれぞれ、CCUS-1, 2で取得した検層による速度データ、坑跡沿いのe-FWIの初期モデル、e-FWIの最終結果を示す。それぞれP波速度 (V_p) とS波速度 (V_s) 両方の結果を表している。ただし、紙面の都合上Fig. 14-(a)については、Case 1とCase 2, Fig. 14-(b)についてはCase 1とCase 3の結果のみを示している。

まず、CCUS-1の坑跡沿いの結果について議論を行う。Table 4にP波速度およびS波速度の各Caseにおけるe-FWIの最終結果と検層による速度データの間で計算した相関係数の一覧を示す。P波速度はCase 1が最も良好な

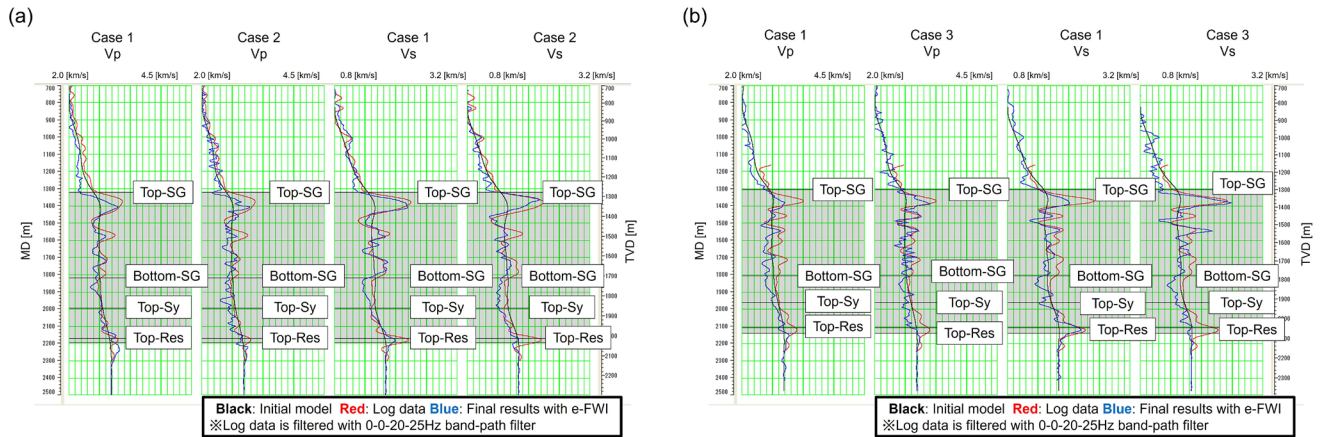


Fig. 14 Comparison between e-FWI results and sonic data along the well trajectory: (a) CCUS-1, (b) CCUS-2

Table 4 Summary of correlation coefficients between the e-FWI result and the sonic data at CCUS-1 for each case

Case	Case 1	Case 2	Case 3
V_p 's Correlation Coefficient	0.790	0.728	0.464
V_s 's Correlation Coefficient	0.891	0.895	0.718

結果であり、また、S波速度は Case 2 が最も良好な結果であった。また、P波速度およびS波速度のいずれも Case 3 が最も悪い結果となった。一方で、Case 1, 2 では、相関係数に大きな差異はなかった。また、Top-SG の高速度帯はいずれの Case でも良好に推定されているが、特に V_p の Bottom-SG から Top-Sy の間の緩やかな低速度方向への傾向や Top-Sy から Top-Res の間の V_p の細かい高速度の傾向については Case 1 以外ではよく推定できていない。

次に CCUS-2 の坑跡沿いの結果について議論を行う。Table 5 に P 波速度および S 波速度の各 Case における e-FWI の最終結果と検層による速度データの間で計算した相関係数の一覧を示す。P 波速度および S 波速度のいずれも Case 1 で相関が最も高く、Case 2 で最も低い。一方で CCUS-1 の坑跡沿いの結果と同様、Case 1 と Case 3 の間の相関係数に差異はない。また推定精度については CCUS-1 よりも劣るものの、推定結果の傾向は CCUS-2 の坑跡沿いの結果であっても、CCUS-1 と同様の傾向を見せた。

3.3.2 地下速度モデル推定可能範囲検討

まず、Case 1 の P 波速度 (V_p) の二次元速度断面を Fig. 15 に、S 波速度 (V_s) のものを Fig. 16 に示す。Fig. 15-(a) および Fig. 16-(a) はそれぞれの初期モデルを表し、Fig. 15-(b) および Fig. 16-(b) はそれぞれの e-FWI の最終結果を表す。e-FWI の最終結果における Top-SG の深度周辺の高速度帯は各坑井の坑跡周りについては Top-SG の境界面モデルと調和的な結果を見せていることが分かる。具体的には、CCUS-1 の坑口から見て西側に約 650 m 程度、東側に約 50 m 程度の範囲で調和的である。また、Top-SG 以深につい

Table 5 Summary of correlation coefficients between the e-FWI result and the sonic data at CCUS-2 for each case

Case	Case 1	Case 2	Case 3
V_p 's Correlation Coefficient	0.786	0.734	0.743
V_s 's Correlation Coefficient	0.883	0.762	0.801

ては二次元速度断面と各境界面モデルとが調和的な傾向を見せる範囲は狭くなることが分かった。

次に各 Case 間での二次元速度断面について比較を行う。Fig. 17 は各 Case における e-FWI の P 波速度 (V_p) の最終結果、Fig. 18 は e-FWI の S 波速度 (V_s) の最終結果の二次元速度断面を表す。Fig. 17-(b), (c) および Fig. 18-(b), (c) に示すとおり、発振測線東側での発振点を用いた e-FWI の結果（つまり Case 2, 3）は Case 1 と比較して CCUS-1, 2 の坑口から見て東側の速度構造についてより広範囲に境界面モデルと調和する結果を見せた。しかしながら、その具体的な範囲は CCUS-1, 2 の坑口から見て東側に約 350 m 前後と Case 1 における坑口から見て西側の e-FWI の最終結果と境界面モデルとが調和的な範囲より小さいことが分かった。

4. 考 察

重合断面上でのイメージング範囲および、e-FWI によって推定された二次元 P 波および S 波速度断面と Top-SG の境界面モデルが調和的な範囲について、いずれの結果も西側に広い範囲を持つ結果となった。この要因について考察を行う。Top-SG の Well-tops 深度に比較的近い深度 1160 mMD での共通受振点記録とその時の CCUS-1, 2 の坑跡のようすを Fig. 19 に示す。

Fig. 19-(a) に示すとおり発振測線の西側は極近距離のオフセットのデータは阿賀野川の影響で欠測しているが、特に中距離のオフセットのデータが比較的良好な品質で収録されている。加えて極遠距離のオフセットのデータも収録

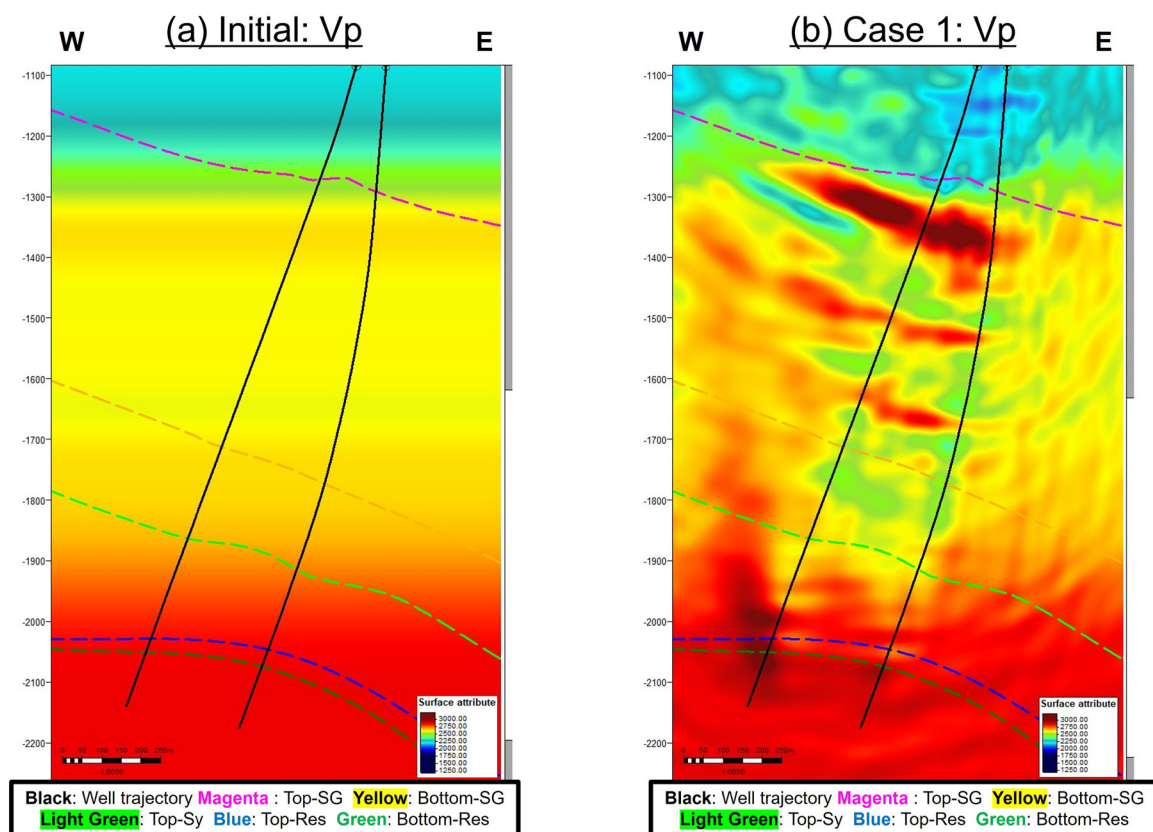


Fig. 15 2D P-wave velocity model for Case 1 with the surface models of the formation boundary (dashed lines): (a) Initial model of P-wave velocity; (b) Final e-FWI result of P-wave velocity. The warmer image color indicates higher velocity.

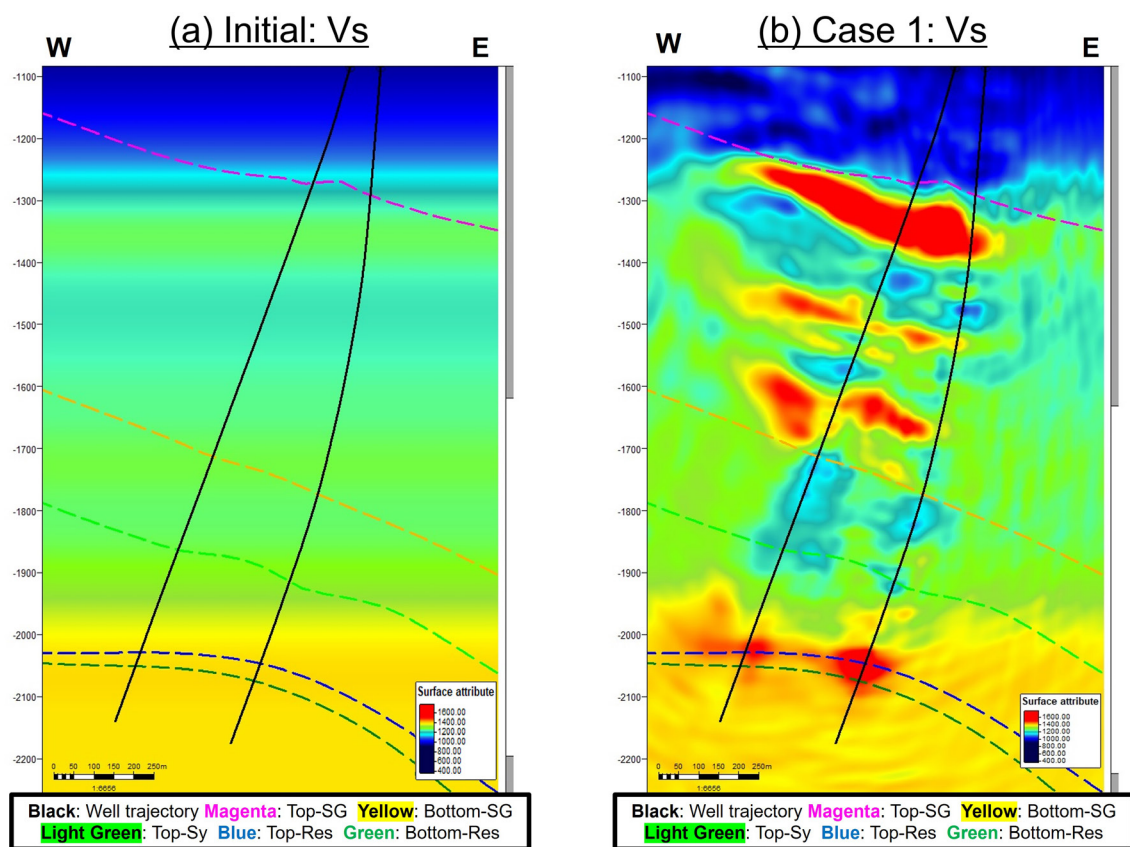


Fig. 16 2D S-wave velocity for Case 1 with the surface models of the formation boundary (dashed lines): (a) Initial model of S-wave velocity; (b) Final e-FWI result of S-wave velocity; the warmer image color indicates higher velocity

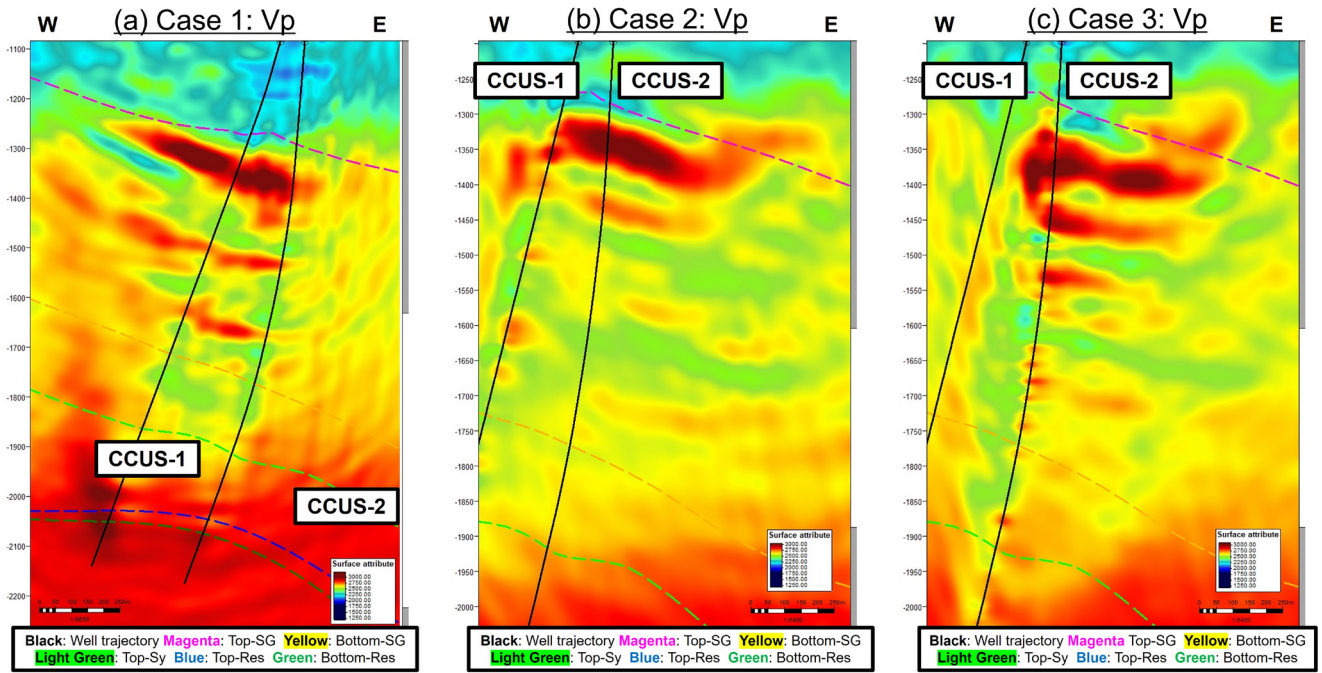


Fig. 17 2D P-wave velocity for each case with the surface models the formation boundary (dashed lines): (a) Case 1; (b) Case 2; (c) Case 3. The warmer image color indicates higher velocity.

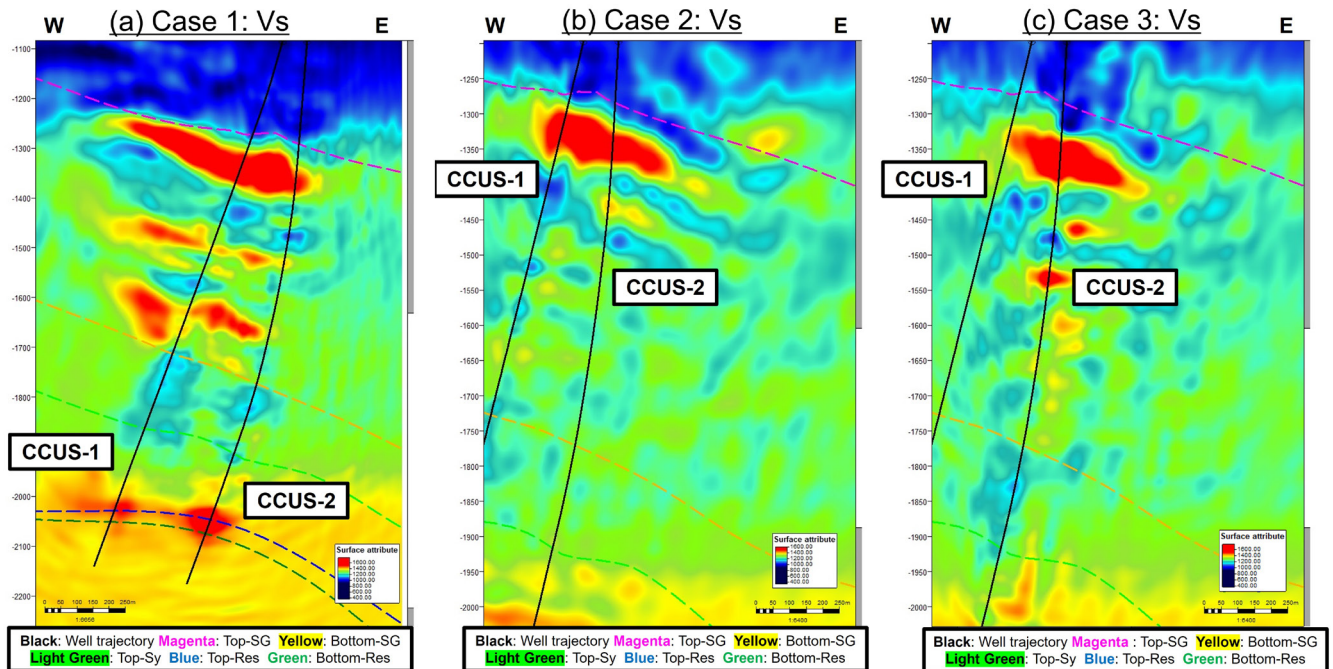


Fig. 18 2D S-wave velocity for each case with the surface models of the formation boundary (dashed lines): (a) Case 1; (b) Case 2; (c) Case 3. The warmer image color indicates higher velocity.

されている。一方発振測線の東側のデータは極近距離のオフセットのデータは良品質ではあるが、中距離および遠距離のオフセットのデータの品質が低下している。すなわち、発振測線西側は東側よりも品質が良好なデータが多い。つまり近距離のオフセットのデータだけではなく、品質の良好な中距離および遠距離のオフセットのデータも広いイ

メージング領域の確保のためには重要な要素を占めることを示している。また、Fig. 19-(b)に示すとおり Top-SG の深度周辺での坑跡の傾きは西に 24 度となっている（地表面に鉛直な方向を 0 度とする）。この場合水平な地下構造を仮定すると、発振測線西側から発振した方が東側から発振するよりも反射波に対して DAS の感度が良い。上記の

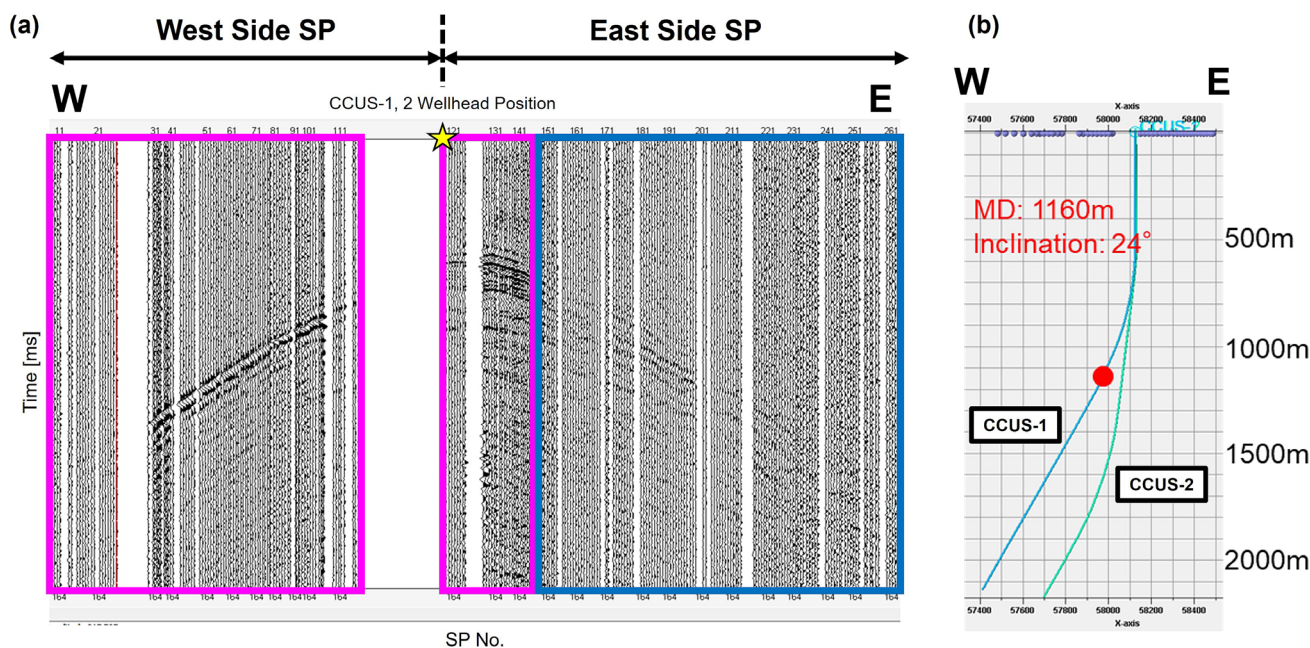


Fig. 19 Comparison of the data quality for each sweep point: (a) Example of common-receiver gather at 1160 mMD (each colored rectangle highlights the difference of the data quality); (b) Well trajectory of CCUS-1 and CCUS-2. The red circle is positioned at 1160 mMD

理由から発振測線西側の方が東側よりも品質が良好なデータ量が多くなり、発振測線の西側のイメージング範囲および e-FWI の推定結果について、西側に広い推定可能範囲を持つことの要因の 1 つと結論づけられる。

加えて武井 (1966) や本 DAS-VSP データが示すとおり Top-SG 以深の層準は数度ではあるがやや西上がりに傾斜しており、地下のイメージング範囲は定性的に西に広がることから、これが上記の西側の良好な結果をもたらした可能性も考えられる。

このことから良好な品質のデータ量および、発振測線直下の地質構造の傾向の 2 つの理由により、重合断面上でのイメージング範囲および、e-FWI の推定結果と境界面モデルが調和的な範囲は測線西側に広く広がる。

5. 結 言

本稿では南阿賀油田での CO₂ 圧入試験前の地下構造評価の一環として重合断面上でのイメージング能力の評価ならびに e-FWI を適用した地下速度モデルの推定について評価を行った。その結果、DAS-VSP データを用いることで発振測線展開方向には坑井の周り数百 m オーダーの範囲でイメージングおよび e-FWI による弾性波速度推定において高精度の結果が得られることおよび、地表弾性波探査よりも高い垂直分解能を有することがフィールドデータによって分かった。

参 考 文 献

- 阿部正名, 1978 : 南阿賀砂岩の堆積機構について. 石油技術協会誌, **43** (6), 34–42, doi: 10.3720/japt.43.398.
Bunks, C., Saleck, F.M., Zaleski, S., and Chavent, G., 1995:

Multiscale Seismic Waveform Inversion. *GEOPHYSICS*, **60** (5), 1457–1473. doi: 10.1190/1.1443880.

物理探査学会, 2016: 物理探査ハンドブック増補改訂版【13章 -18 章】, 814–815, 公益財団法人物理探査学会.

Daley, T., M., Millre, D., E., Dodds, K., Cook, P., Freifeld, B., M., 2016: Field testing of modular borehole monitoring with simultaneous distributed acoustic sensing and geophone vertical seismic profiles at Citronelle, Alabama. *Geophysical Prospecting*, **64**, 1318–1334, doi: 10.1111/1365-2478.12324.

Igel, H., Djikpéssé, H., and Tarantola, A., 1996, Waveform Inversion of Marine Reflection Seismograms for P Impedance and Poisson's Ratio. *Geophysical Journal International*, **124** (2), 363–371. doi: 10.1111/j.1365-246x.1996.tb07026.x.

Innanen, K., 2017: Determination of Seismic Tensor Strain From HWC-DAS Cable With Arbitrary and Nested-Helix Winds. SEG Technical Program Expanded Abstracts, SEG International Exposition and 87th Annual Meeting, Houston, Texas, USA, September 24–29, 926–930, doi: 10.1190/segam2017-17664060.1.

小林巖雄, 立石雅昭, 1992 : 新潟地域における新第三系の層序と新第三紀古地理. 地質学論集, **37**, 53–70.

Koga, H., Akai, T., Kayamoto, Y., Nakashima, T., 2024; Field Experiences: CO₂ Huffn Puff Test at the Minami-Aga Depleted Onshore Oil Field in Japan. ADIPEC, Abu Dhabi, UAE, November 4–7, SPE-222757-MS, doi:https://doi.org/10.2118/222757-MS.

小松直幹, 1990 : 新潟油田地域の褶曲 - 形態と形成過程. 地質学論集, **34**, 149–154.

- Mateeva, A., Lopez, J., Potters, H., Mestayer, J., Cox, B., Kiyashchenko, D., ... Detomo, R., 2014: Distributed Acoustic Sensing for Reservoir Monitoring with Vertical Seismic Profiling. *Geophysical Prospecting*, **62** (4), 679–692, doi: 10.1111/1365-2478.12116.
- Miller, D., Oristaglio, M., and Beylkin, G., 1987: A new slant on seismic imaging: Migration and integral geometry. *GEOPHYSICS*, **52** (7), 943-964.
- Podgornova, O., Bettinelli, P., Liang, L., Calvez, J., Leaney, S., Perez, M., and Soliman, A., 2022: Full-Waveform Inversion of Fiber-Optic VSP Data From Deviated Wells. *PETROPHYSICS*, **63** (6), 576-590, doi: 10.30632/PJV63N6-2022a1.
- 武井友也, 1966 : 南阿賀油田について. 石油技術協会誌, **31** (5), 1–11, doi: 10.3720/japt.31.206.
- Tarantola, A., 1986: A strategy for nonlinear elastic inversion of seismic reflection data. *GEOPHYSICS*, **51**, 1893–1903. doi: 10.1190/1.1442046.
- Thomsen, L., 1986, Weak elastic anisotropy. *GEOPHYSICS*, **51** (10), 1954-1966. doi: 10.1190/1.1442051.
- Walker, R., G., 1978: Deep Water sandstone facies and ancient submarine fans: models for exploration for stratigraphic traps. *AAPG Bulletin*, **62** (6), 932–966, doi: 10.1306/C1EA4F77-16C9-11D7-8645000102C1865D.
- Willis, M. E., 2022: Distributed Acoustic Sensing for Seismic Measurements – What Geophysicists and Engineers Need to Know. 2022 Distinguished Instructor Short Course, Society of Exploration Geophysicists.

報 告
Technical Report

毛細管圧力が水攻法および CO₂ 地中貯留の垂直掃攻に及ぼす影響について

難 波 隆 夫^{*†}

(Received March 14, 2025 ; accepted June 17, 2025)

Effects of capillary pressure on vertical sweep efficiencies in waterflooding and CO₂ geological storage

Takao Namba

Abstract : This paper summarizes the effects of capillary pressure on dynamic performance; especially vertical sweep efficiencies of water flooding and carbon dioxide (CO₂) geological storage based on published works including those by the author of this paper.

Capillary pressure can have a significant impact on a vertical sweep efficiency of waterflooding in a reservoir with a large vertical permeability contrast. The difference in capillary pressure among layers accelerates the crossflow between the layers in a water-wet reservoir resulting in good vertical sweep. On the other hand, it can prevent the crossflow in an oil-wet reservoir resulting in an early water-breakthrough and poor vertical sweep.

Gravity override of the injected CO₂ in a saline aquifer is inevitable due to its low density and high mobility. However, capillary threshold pressure of low permeability facies within a reservoir can mitigate vertical migration and gravity-override of the injected CO₂. Capillary pressure also has a large impact on CO₂ containment within a reservoir complex including CO₂ invasion into the confining formations as a result of dry-out.

This paper lastly demonstrates the importance of modelling capillary pressure and its hysteresis appropriately in dynamic reservoir modelling, without which key geological features that have been grasped and modeled by enormous efforts will not be reflected appropriately in production forecasts.

Keywords : vertical sweep efficiency, wettability, capillary pressure hysteresis, capillary threshold pressure, carbon dioxide geological storage, gravity override, storage efficiency, dry-out

1. はじめに

「毛細管圧力」は、「粘性力」、「重力」と並び、貯留層内に働く主要な3つの力の1つであり、キャップロックのシール性評価や初期流体飽和率分布の設定（モデルの初期化）など、貯留層の静的評価において重要なパラメータとして認識されている。しかしながら、動的挙動への影響については、その働きや重要性について認識が十分でなく、軽視時には無視されることもあるように思う。本稿では、特に、水攻法や二酸化炭素（以下、CO₂）地中貯留などの流体圧入時に課題となる垂直掃攻への毛細管圧力の影響について考察する。

2. 毛細管圧力と岩石濡れ性

毛細管圧力 (P_c) とは、非濡れ相の圧力と濡れ相の圧力の差である。多孔質体内の毛細管圧力は、相間の界面張力

(σ)、接触角 (θ)、孔隙径 (r) に依存し、単純化した円筒管モデルでは、以下の式で表わすことができる (Fig. 1)。

$$P_c = 2\sigma \cdot \cos\theta / r \quad (1)$$

σ : 相間の界面張力, θ : 管壁と流体との接触角,
 r : 孔隙径

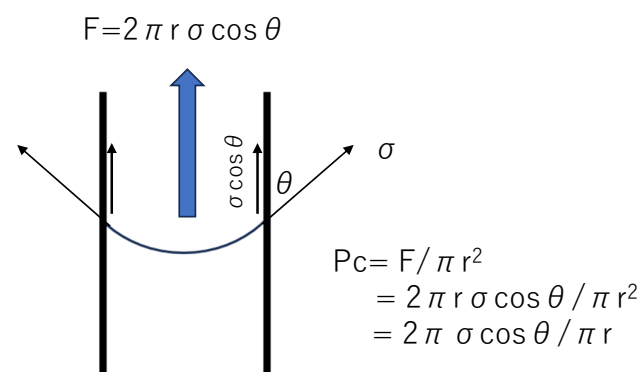


Fig. 1 Capillary pressure in a tube

* 株式会社 INPEX ソリューションズ INPEX Solutions, LTD.

† Corresponding author : E-Mail : takao.namba@inpeco.jp

上式(1)に示されるように、孔隙径 (r) が小さく浸透率が低い多孔質体 (貯留岩) ほど毛細管圧力の絶対値は大きい。また、Fig. 2 に示すように、接触角は飽和率変化の方向にも依存することから、通常、排出 (drainage) 過程と湿潤 (imbibition) 過程の毛細管圧力には差が生じる。生産開始前の初期状態の貯留層の多くは、炭化水素の移動集積の履歴を反映して、油層は式(2)、ガス層は式(3)で表現されるように、排出過程の毛細管圧力と流体の密度差に起因する重力が平衡した状態にある (Fig. 3)。

$$P_{c_{ow}} \equiv P_o - P_w = (\rho_w - \rho_o)gh_o = \Delta\rho_{wo}gh_o \quad (2)$$

$$P_{c_{gw}} \equiv P_g - P_w = (\rho_w - \rho_g)gh_g = \Delta\rho_{wg}gh_g \quad (3)$$

P : 圧力, o : 油, w : 水, g : ガス

ρ : 密度, g : 重力係数,

h : 自由水面 (FWL: free water level) からの高さ

なお、理学分野では、毛細管圧力は非濡れ相の圧力と濡れ相の圧力の差とされるが、本稿では、貯留岩の濡れ性の

いかんにかかわらず、油-水間とガス-水間の毛細管圧力 $P_{c_{ow}}$, $P_{c_{gw}}$ を、それぞれ式(2)、式(3)と定義し、また、水飽和率が増加する過程を湿潤、その逆の過程を排出と呼ぶこととする。

3. 水攻法に及ぼす影響

上述のように、多くの油層は、初期状態において、排出過程の毛細管圧力と水と油の密度差に起因する重力が平衡した状態にある。このような油層に、垂直井から水を圧入すると、坑井近傍では放射状のダルシー流動による強い水平方向の粘性力が働き、圧入水は水平方向に広がって油を掃攻していく。しかし、圧入井から遠方では流速の低下によって水平方向の粘性力が低下し、相対的に重力の影響が増すことから、等方均質な油層では、圧入水は下方に降下 (water slumping) して油層の下位を掃攻する。しかしながら、堆積シーケンスなどを反映して垂直方向にコントラストがある油層においては、レイヤー間の毛細管圧力の差が影響して、必ずしも上記のような掃攻は起きない。

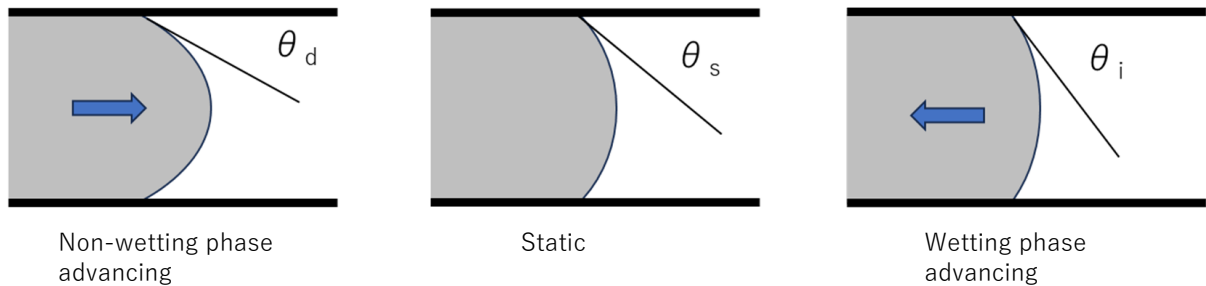


Fig. 2 Flow direction and contact angle

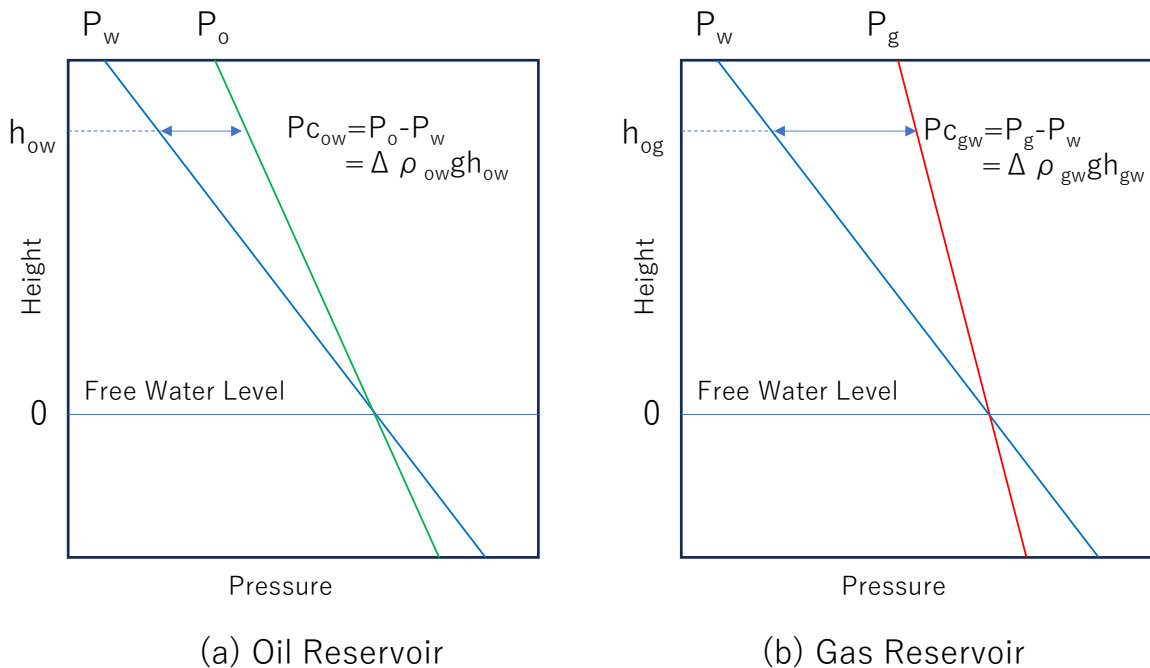


Fig. 3 Pressure profiles in oil and gas reservoirs

まず、湿潤過程と排出過程の毛細管圧力曲線が同一であるケース、すなわち、毛細管圧力に履歴現象(ヒステリシス)がないケースについて考える。初期状態において、高浸透率レイヤーと低浸透率レイヤーの接触面における水相および相の圧力は等しく、したがって、毛細管圧力は同一で平衡している (Fig. 4(a) 左)。しかし、水圧入が開始されると、高浸透率レイヤーには水が優先的に浸入して水飽和率が増加し、毛細管圧力が低下する (Fig. 4(a) 中)。この毛細管圧力の低下(水相圧力の上昇)は、高浸透率レイヤーから隣接する上下の低浸透率レイヤーへの水の移動(湿潤)を促し、低浸透率レイヤーの水飽和率の増加によって毛細管圧力が再び平衡に達するまで継続する (Fig. 4(a) 右)。すなわち、毛細管圧力に履歴現象がないケースでは、高浸透率レイヤー内の圧入水は上下レイヤーに湿潤して水圧入フロントを垂直方向に平滑化し、良好な垂直掃攻が進むと考えられる。

次に、毛細管圧力に履歴現象があるケース、まずは、水濡れ油層について考える。このケースを Fig. 4(b) に示すが、湿潤過程の毛細管圧力曲線は、水飽和率は 100% に戻らないものの、排出過程と同様に、低浸透率岩ほど大きな正の毛細管圧力値を持つ。したがって、水濡れ油層のケースにおいても、履歴現象のないケースと同様に、毛細管圧力が再平衡するために高浸透率レイヤーから隣接する上下の低浸透率レイヤーへの水の移動が起きて垂直方向のコントラストの影響が緩和され、良好な垂直掃攻が起きる (Fig. 5(a))。砂岩油層の多くは水濡れ性を持つことから、水攻法適用の際には、このような垂直方向の掃攻メカニズムが働くと考えられる。

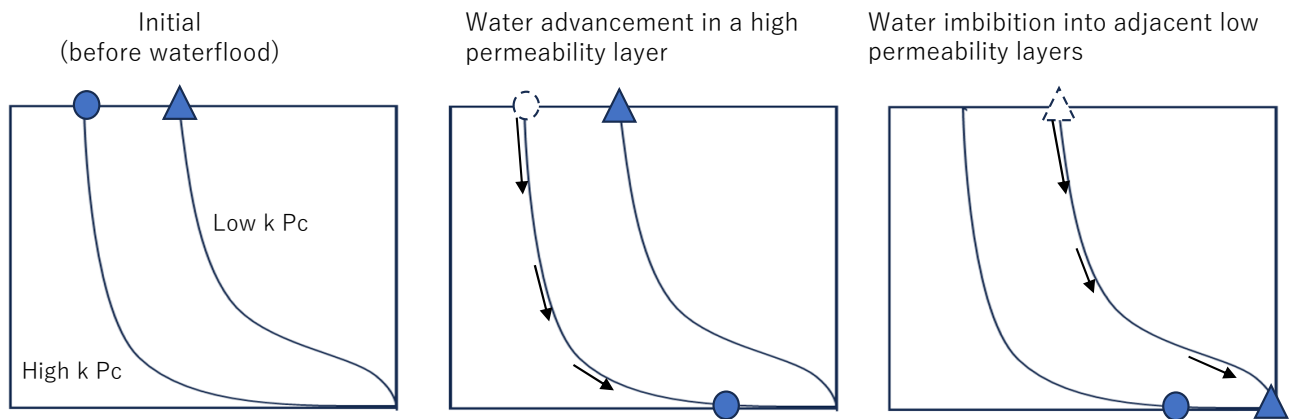
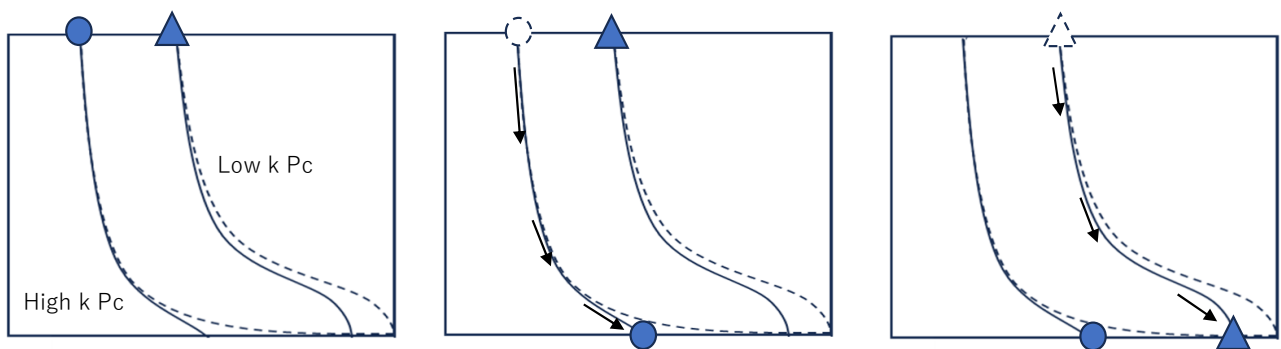
一方、多くの炭酸塩岩油層のように油濡れ性あるいは中間的濡れ性を持つ油層では、湿潤過程では接触角が 90° 以上 ($\cos \theta < 0$) となって毛細管圧力 ($P_o - P_w$) が負となり、低浸透率岩ほど毛細管圧力値が低くなる(曲線が下に来る)ことがある (Fig. 4(c) 左)。このような油層においては、圧入水の浸入によって高浸透率レイヤーの水飽和率が増加 (Fig. 4(c) 中) しても、隣接する上下の低浸透率レイヤーのわずかな水飽和率の増加によって、あるいは、上下レイヤーが一定程度の負のスレッシュホールド圧力 (threshold pressure: 初期水飽和率を増加させるために必要な最小限の毛細管圧力) を有するときには、低浸透率レイヤーの水飽和率が全く増加しなくとも毛細管圧力は再び平衡に達し、水の垂直移動は生じない (Fig. 4(c) 右)。このように、油濡れ性あるいは中間的濡れ性を持つ油層においては、高浸透率レイヤーから低浸透率レイヤーへの水の湿潤は起きにくく、圧入水は高浸透率レイヤー内をそのまま進行して早期に生産井に到達しやすいと考えられる (Fig. 5(b))。また、高浸透率レイヤー内で降下した水が、低浸透率レイヤーの負のスレッシュホールド圧力によって降下を抑制される可能性がある (Namba and Hiraoka, 1995, Fig. 6)。

Fig. 7 に油層の濡れ特性と浸透率コントラストが垂直掃攻に与える影響を調査した結果 (Namba *et al.*, 2018) を示す。上段の等方均質な油層では、濡れ性のいかにかわ

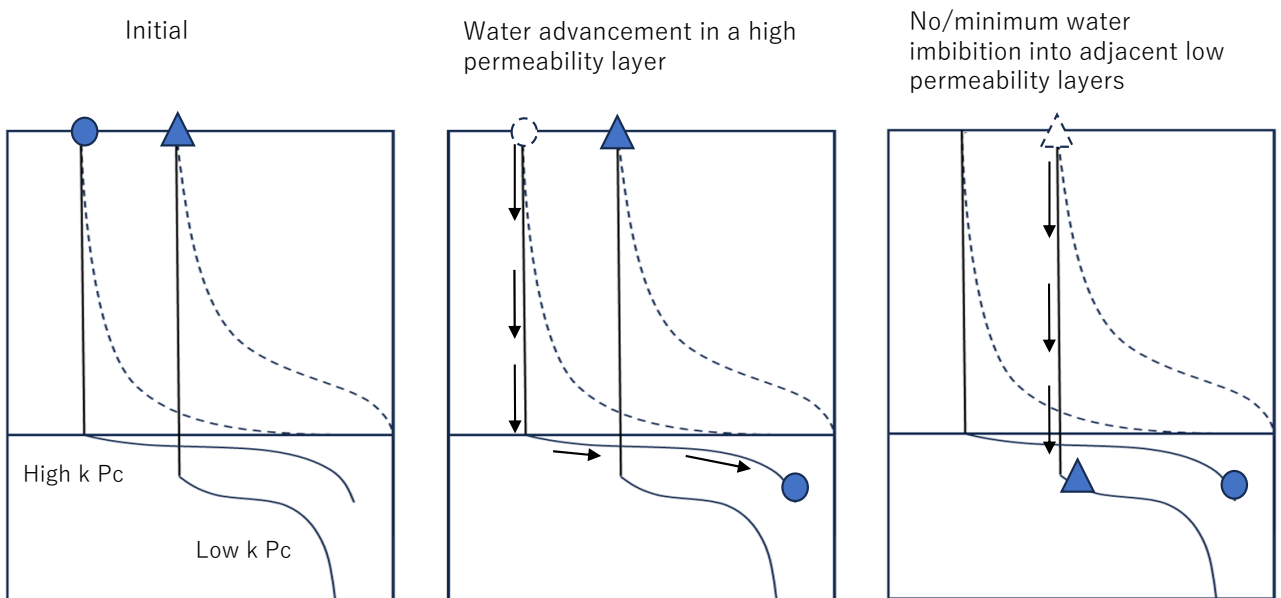
らず圧入水の降下が生じる (Fig. 7(a)-o, w)。これに対し、垂直方向に浸透率コントラストを持つ油層(中段は 10 倍、下段は 100 倍の高浸透率レイヤーを設定)の垂直掃攻の挙動は油層の濡れ性に大きく依存する。すなわち、左側の親油性油層では、水は高浸透率レイヤー内を進展し (Fig. 7(b)-o, (c)-o)、右側の親水性油層では、水は高浸透率レイヤーから上下に湿潤してフロントが垂直方向に平滑化され (Fig. 7(b)-w, (c)-w)、その傾向は浸透率コントラストが大きいほど顕著となる。

実際の炭酸塩岩層に観られる垂直方向のコントラストの例としては、溶解接触面であるスタイロライトが発達する数 10 cm から数 m の低孔隙率ゾーン(スタイロライトゾーン)が挙げられる。Muneta *et al.* (2005) が検討対象とした海上の炭酸塩岩油層においても、複数のスタイロライトゾーンが分布し、パターン圧入された水がこれらのゾーンの直上を掃攻していく状況が観察されている。当初、スタイロライトゾーンは不浸透性であり、圧入水の降下を阻止している可能性が考えられていたが、水平坑井の本格的な採用・展開に際してスタイロライトゾーンの特性把握が不可欠であるとの認識のもと、Fig. 8 に示す坑井間の圧力干渉テストなどが実施され、これらのゾーンが 10 md 以上の垂直浸透率を有していることが確認されている (Al-Ansari *et al.*, 2000)。Muneta *et al.* は、この成果を尊重し、スタイロライトゾーンの垂直浸透率を過度に下方修正することなく、炭酸塩岩の毛細管圧力の履歴現象の考慮によって、圧入水の保持および早期着水を油層シミュレーションで再現している (Fig. 9)。この際、コア試験およびヒストリーマッチされたモデル中のスタイロライトゾーンのスレッシュホールド圧力は -10 psi (約 -70 kPa) 程度以下であり、通常の油ガスのシール層が有するスレッシュホールド圧力と比べて 2 けた程度小さな値となっている。Ismail *et al.* (2015) の検討した陸上炭酸塩岩層においても、複数のスタイロライトゾーンが分布しており、同様な毛細管圧力の履歴現象の考慮によって、構造翼部から圧入された水の動きが再現されている (Fig. 10)。また、Ito and Hiraiwa (2025) は、岩相の垂直変化(上方細粒化)が顕著な炭酸塩岩油層に対して、各岩相の湿潤過程の毛細管圧力曲線を適切に設定することにより、構造翼部から圧入された水の進展と水産出挙動のヒストリーマッチが大きく改善したと報告している。この際も、岩相間のスレッシュホールド圧力の差は 5 psi 以下となっている。

上述のように、レイヤー間や岩相間のわずかな毛細管圧力の差は、水攻法や強い水押し油層の垂直掃攻挙動に大きな影響を及ぼし得る。特に、炭酸塩岩は毛細管圧力の履歴現象が顕著であり、これを考慮しないことによって水圧入フロントが過度に平滑化され、垂直掃攻および生産挙動予測が楽観的なものとなる恐れがある。湿潤過程の毛細管圧力データの取得と油層シミュレーションにおける使用をガイドラインで推奨している中東産油国の国営石油会社もあり、水攻法の挙動予測やヒストリーマッチに際しては十分な検討が必要である。

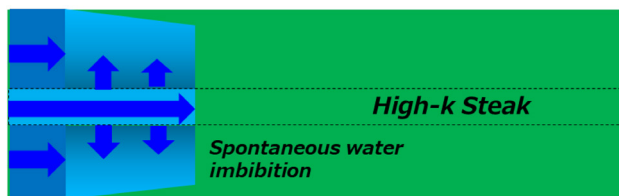
(a) No capillary pressure hysteresis – drainage P_c curve

(b) Water-wet reservoirs

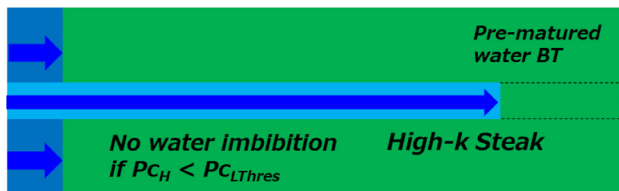


(c) Oil-wet reservoirs

----- Drainage P_c ———— Imbibition P_c **Fig. 4** Changes in water saturation (S_w) and capillary pressure (P_c) in a reservoir with a high permeability layer and adjacent low permeability layers during water injection



(a) water-wet reservoirs



(b) oil-wet reservoirs

Fig. 5 Impacts of reservoir wettability on vertical sweep in a reservoir with a high permeability streak

4. CO₂ 地中貯留およびガス攻法に及ぼす影響

帯水層（深部塩水層）への CO₂ 地中貯留において問題となる現象として、密度の小さな CO₂ が地層水の上に乗上げて先行して移動していく重力オーバーライド (gravity override) がある。著しい重力オーバーライドが生じると、帯水層の上位のみに CO₂ が貯留され、帯水層

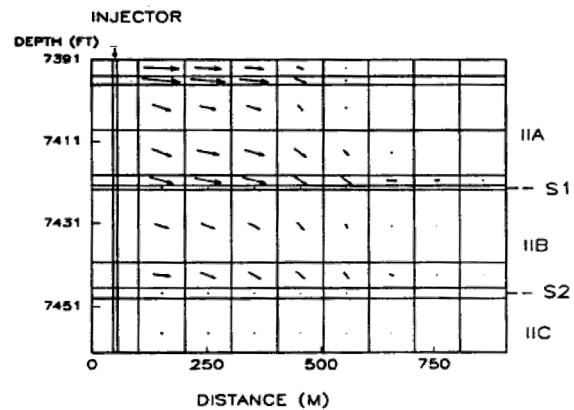


Fig. 6 Numerical simulation of injected water movement in an oil-wet reservoir (based on Namba and Hiraoka, 1995)

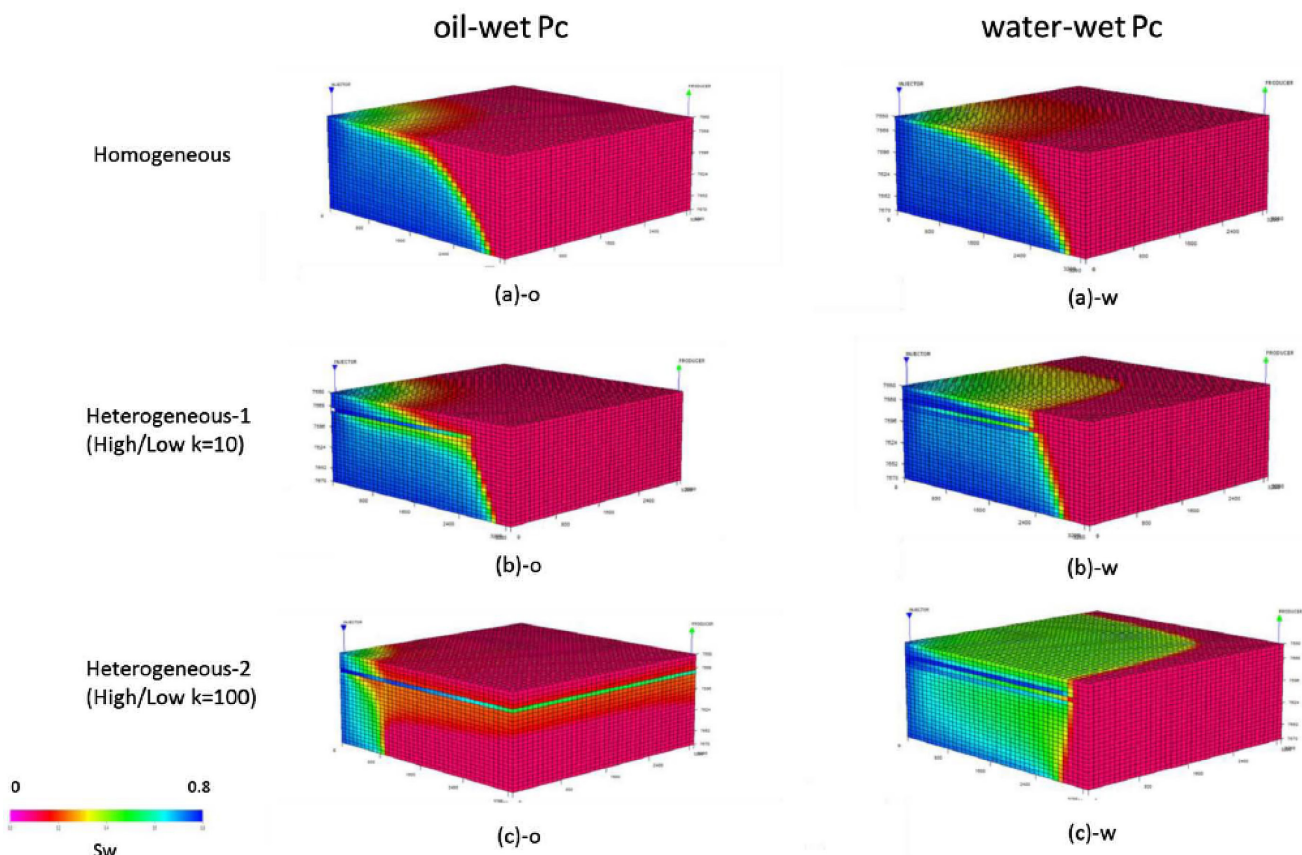


Fig. 7 Relationships among reservoir wettability, vertical permeability contrast and vertical sweep (Namba *et al.*, 2018)

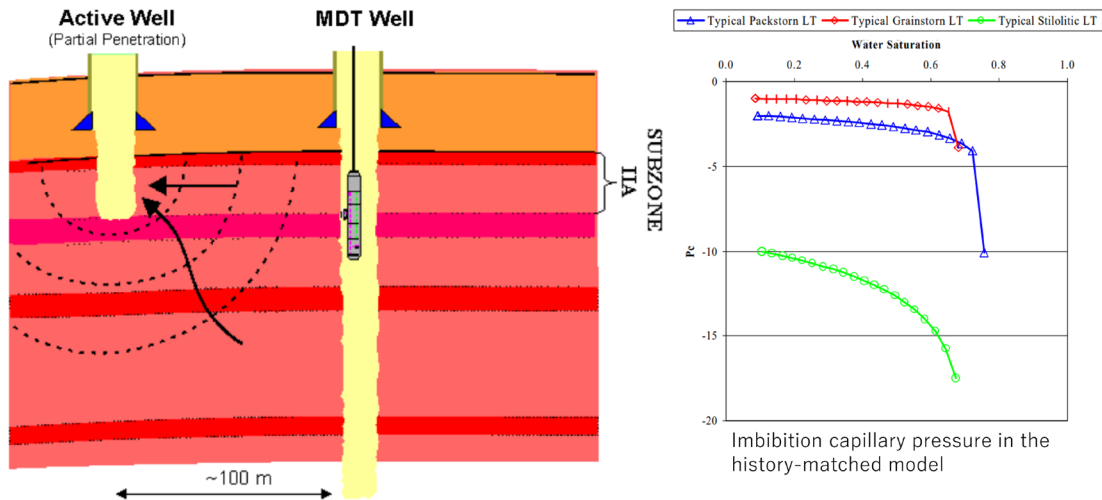


Fig. 8 Verification of capillary force barriers by dynamic interference well testing (Al-Ansari *et al.*, 2000)

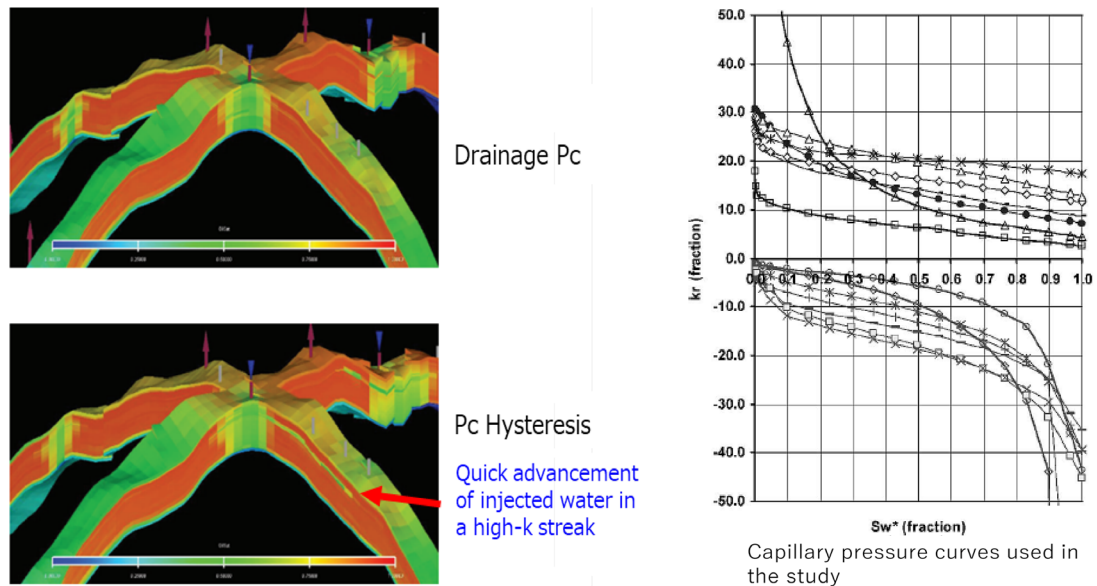


Fig. 9 Carbonate reservoir case study: an offshore field with pattern water injection (Muneta *et al.*, 2005)

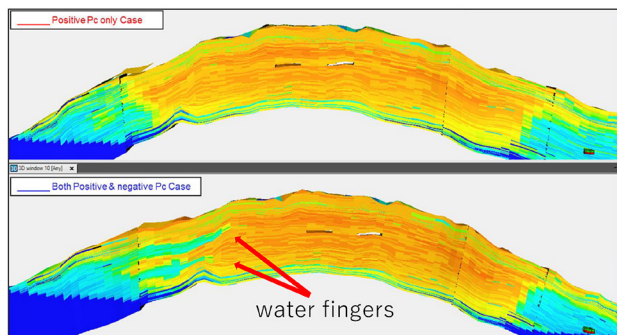


Fig. 10 Carbonate reservoir case study: an onshore field with peripheral water injection (Ismail *et al.*, 2015)

内の孔隙容積が有効活用されない。また、 CO_2 が帯水層上位のみを掃攻することにより水平方向の移動距離が増し、既存坑井や断層などの潜在的な漏洩リスク地点や鉱区境界に早期に到達して貯留可能性を制約する可能性がある。ガス攻法においても、同様に密度および粘度が小さい圧入ガスが油を乗り越えて油層の上位のみを掃攻して早期に生産井に到達することにより、油が油層の中下位に取り残されることとなる。本章では、 CO_2 地中貯留を中心として、圧入流体の重力オーバーライド現象と、毛細管圧力が与える影響について考える。

垂直井から圧入された CO_2 のプルームの形状は、水平方向の流動による「粘性力」と、密度差による「浮力」に支配される。Nordbotten and Celia (2006) は、粘性力に対する浮力の相対的な強さを以下の式(4)に示す無次元数 Γ (重力係数) で定義している。

$$\Gamma \equiv 2\pi(\rho_w - \rho_{\text{CO}_2})gk\lambda_w h_0^2 / Q_v \quad [\text{SI単位}] \quad (4)$$

$$= 1.94 \times 10^{-6} (\rho_w - \rho_{\text{CO}_2}) k (k_{rw} / \mu_w)$$

$$h_0^2 / (Q_d / \rho_{\text{CO}_2}) \quad [\text{実務単位}] \quad (4)'$$

$\rho_w, \rho_{\text{CO}_2}$: 地層水, CO₂の地中における密度 [g/cm³]

k : 浸透率 [md]

k_{rw} : 水相対浸透率(本稿では 1.0 と仮定) [-]

h_0 : 帯水層の厚さ [m]

μ_w : 地層水の粘度 [cP]

Q_d : CO₂ 圧入レート(重量レート) [Mtpa = 百万トン/年]

(Q_v は地中容積レートであり, SI 単位では m³/s)

また, Nordbotten and Celia は, Fig. 11 に示す概念にもとづき, 粘性力が優越するケース ($\Gamma < 1$) について, CO₂ プルームの高さ (h) を時間 (t) と圧入井からの距離 (r) の関数とする以下の解析解を導出している。

前提条件:

- ・ 上下境界は閉鎖し, 側方は無限大
- ・ 貯留層は等方均質
- ・ 定量圧入, 坑井半径は無限小, 垂直井で全区間仕上げ
- ・ 垂直方向に圧力平衡し, CO₂ プルームと水は重力分離
- ・ CO₂ プルーム内の飽和率は均一 = $1 - S_r$ (S_r : 残水飽和率)
- ・ 毛細管圧力, CO₂ の水への溶解, 水の CO₂ への蒸発は無視

解析解:

$$H(R, T) = 0, R \geq (2/M)^{1/2} T^{1/2} \quad (5)$$

$$H(R, T) = ((2M/(R^2/T))^{1/2} - 1) / (M - 1), \quad (2/M)^{1/2} T^{1/2} < R < (2M)^{1/2} T^{1/2} \quad (6)$$

$$H(R, T) = 1, R \leq (2M)^{1/2} T^{1/2} \quad (7)$$

ここで,

$$H \equiv h/h_0 \quad (8)$$

$$R \equiv r/h_0 \quad (9)$$

$$T \equiv t / (2\pi\Phi h_0^3 / Q_v) \quad (10)$$

$$M \equiv (k_{r\text{CO}_2} / \mu_{\text{CO}_2}) / (k_{rw} / \mu_w) \quad (11)$$

($k_{r\text{CO}_2}$: CO₂ 相対浸透率, μ_{CO_2} : CO₂ 粘度)

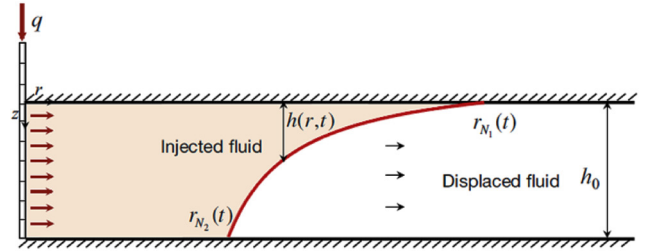


Fig. 11 Concept of CO₂ plume analytical model (Guo *et al.*, 2016)

Fig. 12 に上記の解析解を使った計算例を示すが, 粘性力が優勢な状況 ($\Gamma < 1$) においても, 易動度比 (M) が 1 以上の場合には重力オーバーライドが生じ, 易動度比が大きくなるほど顕著となって CO₂ プルームは帯水層の上位を優先的に掃攻することが分かる。

ここで, 貯留率係数 (ε) はプルーム最大到達半径 (r_{max} = leading edge) の領域内の全孔隙容積に占める CO₂ 容積の割合と定義されている。 ε は式 (12) に示すように, $0 \leq \Gamma < 0.5$ のとき, 易動度比の逆数に比例する。Okwen *et al.* (2010) は, 重力の影響がより大きなケース ($0.5 \leq \Gamma < 50$) について数値シミュレーションを行い, その結果の回帰分析によって, 貯留率係数 (ε) を易動度比 (M) と重力係数 (Γ) の関数とする式 (13) を提示している。すなわち, 貯留率係数 (ε) は, 以下の式で表すことができる。

$$\varepsilon \approx (1 - S_r) / M, 0 \leq \Gamma < 0.5 \quad (12)$$

$$\varepsilon \approx 2(1 - S_r) / ((0.0324M - 0.0952)\Gamma + (0.1778M + 5.9682)\Gamma^{1/2} + 1.6962M - 3.0472), \quad 0.5 \leq \Gamma < 50 \quad (13)$$

CO₂ は典型的な地中貯留条件下では超臨界流体となり, 密度は 0.5 ~ 0.8 g/cm³ と液体に近い値を持つが, 粘度は 0.03 ~ 0.08 cP と気体に近い流動性を示す。Ringrose (2020)

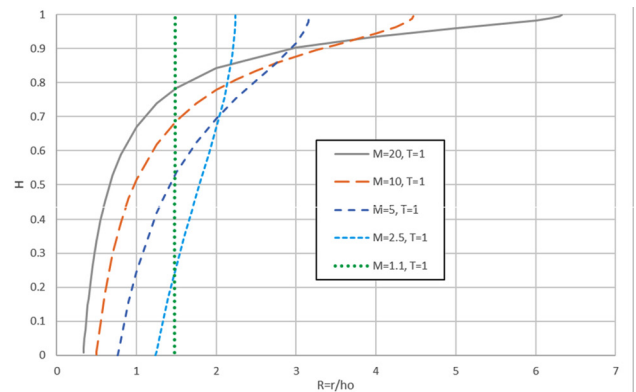


Fig. 12 Shapes of CO₂ plumes with different mobility ratios, calculated by the analytical solution by Nordbotten and Celia, 2006

によると、典型的な CO₂ 貯留サイトでは、易動度比 (M) = 5 ~ 20, 重力係数 (Γ) = 10 ~ 50 であり, Fig. 13 の赤枠で示すように, 貯留率係数 (ϵ) は 0.01 から 0.06 程度となる ($S_r = 0.15$ と仮定)。

なお, 前記のように, ここで定義されている貯留率係数 (ϵ) は, 流体プルームが到達した最大半径 ($r_{\max}$) 内の範囲のみを対象 (分母) としたものであり, 堆積盆全体や CO₂ 貯留鉱区全体を対象とした場合には, 分母が大きくなり, 貯留率係数はより小さな値となる。また, 貯留層は水平方向に無限に広がっていることを前提としており, 広がりが有限であるときは, 圧力上昇が起きて貯留量が大きく制約される可能性がある (難波, 2022)。

このように, 等方均質な帯水層への CO₂ 地中貯留においては, 重力オーバーライドの発生は不可避であり, 貯留率係数は最大で 6 % 程度となることが示唆される。しかし, 前章で記載したように, 多くの貯留層には堆積シーケンスを反映した垂直方向のコントラストが見られ, 泥岩

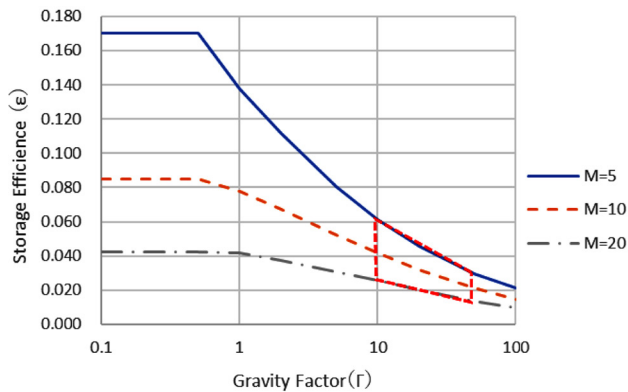


Fig. 13 Relationships among Gravity Factor (Γ), Mobility Force (M) and Storage Efficiency (ϵ)

などの細粒の低浸透率レイヤーが存在する。低浸透率レイヤーは CO₂ の上方移動速度を低下させ, また, 高浸透率レイヤーに比べて大きな毛細管スレッシュホールド圧力を有することから, 非濡れ性である CO₂ がこのレイヤーに浸入するためには, 接触面においてスレッシュホールド圧力を上回る浮力 (CO₂ と地層水の圧力差) が必要となる。すなわち, CO₂ が垂直上昇を継続するためには, 以下の式に示すように一定の厚さの CO₂ カラムが形成される必要がある。

$$(\rho_w - \rho_{\text{CO}_2}) \times g \times H_{\text{CO}_2} > P_{c_{th}} \quad (14)$$

ρ_w : 地層水密度

ρ_{CO_2} : CO₂ 密度

g : 重力定数

H_{CO_2} : 蓄積した CO₂ カラムの厚さ

$P_{c_{th}}$: 低浸透率レイヤーの毛細管スレッシュホールド圧力

上式は, CO₂ は低浸透率レイヤーに到達すると, 垂直上昇を停止することを示す一方で, CO₂ が蓄積して一定程度のカラム長に達すると, その地点から, 再上昇する可能性を示唆する。このような CO₂ の上昇メカニズムが働いていると考えられる例として, ノルウェー沖の Sleipner の CO₂ 地中貯留事業が挙げられる。同事業の貯留層である Utsira 層 (層厚約 200 m) には, 2 darcy 程度以上の高浸透性の砂層中に, 8 枚の薄い泥岩レイヤー (最上位が 5 m 程度, その他は 1m 以下) が挟在しており, 最深部のレイヤー 1 から CO₂ が圧入されている。四次元弾性波探査によると, 最深部に圧入された CO₂ は, 各泥岩レイヤーによって上方移動を制約されて側方移動しつつ, 一部は垂直上昇を続

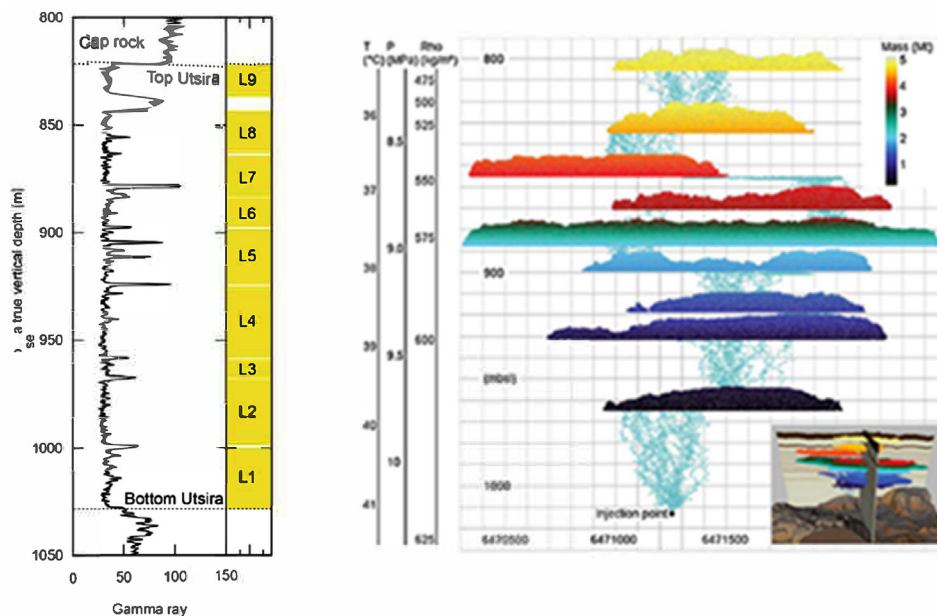


Fig. 14 CO₂ migration in the Utsira formation of Sleipner CCS project (Cavanagh and Haszeldine, 2014)

け、圧入開始後 3 年以内に、最上位のレイヤー 9 に到達している (Fig. 14)。

事業者の Equinor (旧 Statoil) からは地質モデルが公開されており、複数の組織が、貯留層シミュレーションによってこの CO₂ プルームの移動挙動の再現を試みている。代表的なスタディーとして、Williams and Chadwick (2021) と Akai *et al.* (2021) が挙げられる。Williams and Chadwick は、泥岩を 2 種類に分けてそれぞれに浸透率および毛細管スレッシュホールド圧力を与え、さらに、泥岩レイヤーの 3 地点に高浸透率・低毛細管圧力の煙突 (chimney) を設けることによって、CO₂ プルームの垂直移動をヒストリーマッチしている (Table 1)。一方、Akai *et al.* は、事業者の地質モデルを尊重し、泥岩の浸透率と毛細管スレッシュホールド圧力の影響について感度分析し、このうち、ケース 7 (垂直浸透率 1.225 md, 毛細管スレッシュホールド圧力 50 kPa) では、CO₂ が各泥岩レイヤーに達して側方移動し、一部は蓄積地点から泥岩レイヤーに浸入して垂直上昇する状況が再現されている (Fig. 15)。

Sleipner で観測されているように、圧入された CO₂ は貯留層内部を上昇し、一部は貯留層の上限に到達して、シール層と接触する。石油ガス探鉱では、地質時代に渡って炭化水素を封じ込める完璧なシールが求められるが、CO₂ の地中貯留においては、Fig.16 に示すように一定程度以上の毛細管スレッシュホールド圧力と広がりを持つ複数の細粒の低浸透率レイヤーが複合的に累積して流体を封じ込めている形態 (composite confinement) の成立が重要であり、単一の完璧な遮蔽層に依存するより、むしろ、確実に CO₂ の漏洩リスクを低減できるとの考え方もある (Bump *et al.*, 2023)。近年は、この composite confinement の概念を含め、単一あるいは複数の貯留層と複数の流動バリア (seal, baffle など) によって一定の層準区間において「貯留コンプレックス」が形成されていることが重要視されている。このような観点から、CO₂ 地中貯留の評価に際しては、貯

留対象層の内部だけではなく、封じ込めゾーンを含む貯留コンプレックス全体の岩相の性状、特に、浸透率と毛細管圧力を把握してモデル化することが重要と考えられる。

Table 1 Properties of intra-reservoir mudstones in the Sleipner studies

Authors	Mudstone	k , md	Chimney k , md	$P_{c_{th}}$, Pa
William and Chadwick (2021)	Md.1-4	100		1.55×10^5
	Md. 5-8	0.0001	100-1000	2×10^6
Arai <i>et al.</i> (2021)	Md.1-8	1.225		5×10^4

k : permeability, $P_{c_{th}}$: capillary threshold pressure

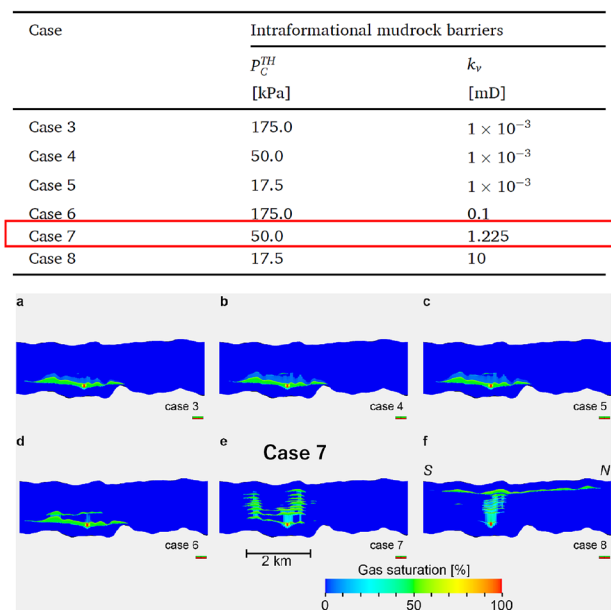


Fig. 15 Numerical simulation of CO₂ migration in the Utsira formation of Sleipner CCS project, 12 Mt injected (based on Akai *et al.*, 2021)

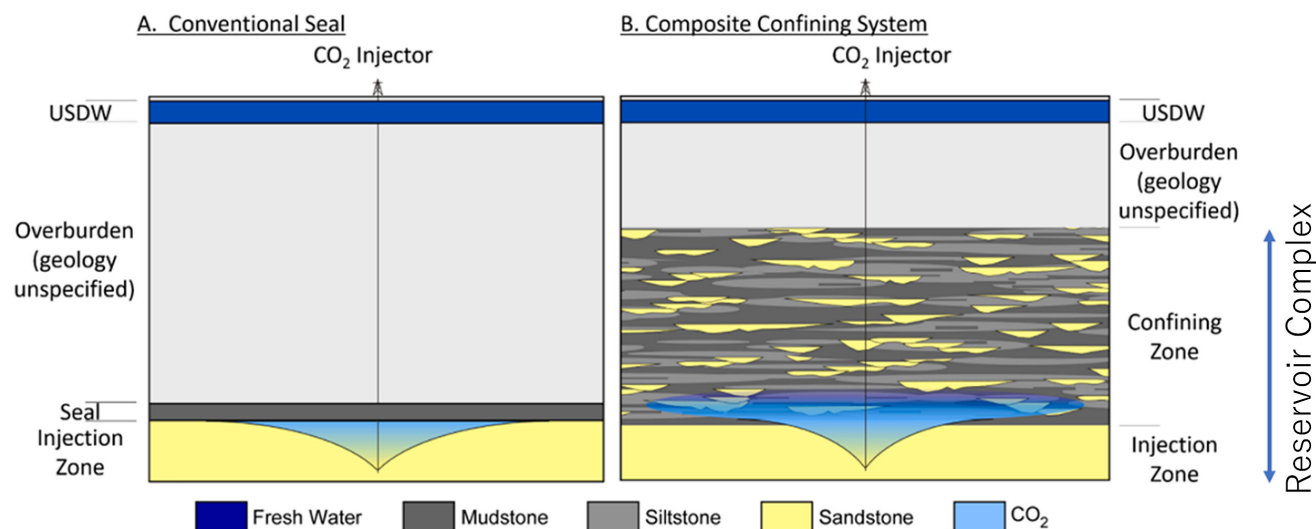


Fig. 16 Concept of Conventional Seal and Composite Confining System (based on Bump *et al.*, 2023)

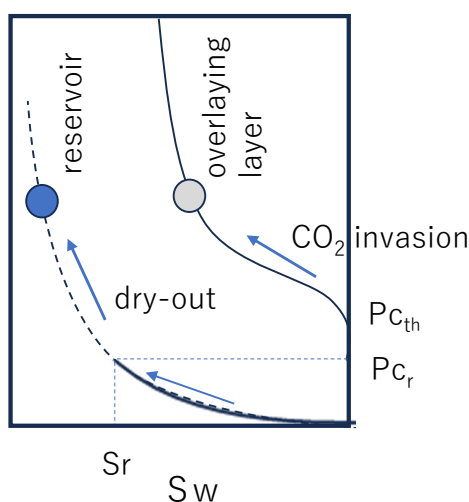


Fig. 17 Concept of dry-out and CO₂ invasion into an overlaying seal layer : $P_{c_{th}} \cong 30 \times (\Phi/k)$ [psi, md] based on published data

貯留層内の低浸透率レイヤーと同様に、シール層へのCO₂の侵入は、貯留層頂部の毛細管圧力が増加して、シール層底部の毛細管スレッシュホールド圧力を上回ったときに生じ、そのためには、通常、貯留層内に、ある程度以上の厚さのCO₂カラムの形成が必要である。しかし、圧入井の近傍では、地層水中の水分子がCO₂（CO₂を主成分とする超臨界相）内に蒸発して水飽和率が低下する現象（ドライアウト）が起き、毛細管圧力が増加してシール層底部の毛細管スレッシュホールド圧力を上回ることにより、CO₂がシール層に侵入する可能性があると言われる（Fig. 17）。Yamamura and Kobayashi（2025）は、ドライアウトに伴ってCO₂がシール層に侵入することがあり得るものの、シール層内の水に溶解し、最終的には安定的に貯留されるとの数値シミュレーション結果を報告している。しかし、ドライアウトに関する実データは乏しく、今後、さらなる調査・検証が必要である。

なお、シミュレーションの際、貯留層圧力の上昇（build-up）を、シール層の毛細管スレッシュホールド圧力に制約するケースが散見されるが、CO₂のシール層への侵入は、毛細管圧力の上昇に伴って生じるものであり、貯留層圧力の上昇とは直接関係はないことから、この設定は合理的ではなく、圧入流量を大きく制約する可能性があり、留意を要する。

5. ま と め

これまでの内容を以下にまとめる。

- 1) 貯留層内に働く主要な3つの力として、粘性力、重力、毛細管圧力がある。等方均質な貯留層に流体を圧入すると、坑井近傍では粘性力が優勢となり圧入流体は水平移動するが、坑井から離れて粘性力が低下する地点では、相対的に重力が優勢となり、圧入流体の密度が貯留層流体より大きいときには降下

し、小さい場合には浮力によって上昇する。

- 2) 多くの貯留層には堆積シーケンスを反映した垂直方向の性状（浸透率、毛細管圧力など）のコントラストがみられる。このような貯留層に流体を圧入すると、圧入流体は高浸透率レイヤーに優先的に浸入し進行するが、貯留岩が圧入流体に対して濡れ性を持つ場合には、圧入流体はレイヤー間の毛細管圧力の差によって隣接する上下の低浸透率レイヤーに移動（湿潤）する。このレイヤー間移動により、垂直方向の浸透率コントラストの影響は緩和され、圧入フロントは平滑化されて良好な垂直掃攻が行われる。親水性砂層油層の水攻法においては、このような掃攻メカニズムが働くと考えられる。
- 3) 一方、貯留岩が圧入流体に対して非濡れ性である場合には、レイヤー間の毛細管圧力の差は、圧入流体の垂直移動を抑制する方向に働く。圧入流体は上下レイヤーに移動することなく高浸透率レイヤー内を進行し、また、低透率レイヤーが存在する場合には水の降下が抑制される。一部の炭酸塩岩油層においては、このメカニズムが圧入水の早期ブレイクスルーの原因となっていると考えられる。この現象をシミュレーションで再現するためには、毛細管圧力の履歴現象の考慮が必要であり、未考慮の場合には、垂直方向の圧入フロントが過度に平滑化され、楽観的な挙動予想となる可能性がある。
- 4) CO₂や炭化水素ガスは、非濡れ相であることから、帯水層や油層に圧入すると、高浸透率レイヤーを経路として、遠方への進展や生産井への早期ブレイクスルーが起りやすい。加えて、多くの場合、これら圧入流体は、水や油などの貯留層流体より密度が小さいことから、等方均質な貯留層においては重力オーバーライドの発生が不可避であり、易動度比が大きくなると、さらに顕著となって垂直掃攻効率が低くなる。
- 5) 貯留層内の細粒な低浸透率岩相の分布と性状（浸透率、毛細管圧力など）は、CO₂や炭化水素ガスなどの圧入流体の移動に大きく影響する。低浸透率岩相は、その低垂直浸透率によって圧入流体の上昇速度を低減させ、また、大きな毛細管スレッシュホールド圧力は、圧入流体の上昇を停止、あるいは、遅延させる方向に働く。モデリングの際に低浸透率岩相が適切に考慮されないと、垂直掃攻効率、したがって、貯留率係数やブレイクスルー時の原油回収率が悲観的に予測される可能性がある。
- 6) CO₂地中貯留におけるシール性評価（CO₂漏洩）や圧力挙動予測のためには、貯留層内部だけではなく、封じ込めゾーンを含む貯留コンプレックス全体の岩相の性状を把握しモデル化することが重要である。毛細管圧力については、軽視、時には無視されることもあり、十分な考慮が必要である。
- 7) シール層へのCO₂の侵入は、貯留層頂部の毛細管

圧力がシール層底部の毛細管スレッシュホールド圧力を上回ったときに生じ、そのためには、通常、貯留層内に、ある程度以上の厚さの CO₂ カラムの形成が必要である。しかし、CO₂ 圧入井の近傍では、ドライアウトによる毛細管圧力の上昇によってシール層への CO₂ の浸入が生じる可能性があり、今後の調査・検証が必要である。

6. おわりに

毛細管圧力は、粘性力や重力に比べて動的挙動への影響を直感することが難しいが、垂直方向にコントラストを持つ不均質な貯留層内においては、粘性力や重力と同等、あるいは、それ以上の働きをし、圧入流体の垂直掃攻に大きく影響することがある。膨大な労力をかけて、地質的な特徴を適切に反映した静的モデルが構築できたとしても、毛細管圧力やその履歴現象を考慮しないことによって、地質的な特徴が動的挙動に反映されず、現実とは乖離した楽観的な、あるいは、悲観的な垂直掃攻が予測されてしまう可能性がある。水攻法、ガス攻法、CO₂ 地中貯留などの流体圧入の挙動を予測するに際しては、対象とするフィールドの岩石試料を用いた質の高い毛細管圧力データの取得に努め、また、データ取得が困難であるときには、類似条件の公開データを収集・活用することにより、毛細管圧力やその履歴現象を考慮することが重要である。

謝 辞

本稿の発表を許可頂いた株式会社 INPEX および株式会社 INPEX ソリューションズに感謝申し上げます。

SI 単位換算係数

psi	×	6.894757	E + 03	= Pa
md	×	9.86923	E - 16	= m ²
cP	×	1.0	E - 03	= Pa

引 用 文 献

- Akai, T., Kuriyama, T., Kato, S., Okabe, H., 2021: Numerical modelling of long-term CO₂ storage mechanisms in saline aquifers using the Sleipner benchmark dataset. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **10**, doi: 10.1016/j.ijggc.2021.103405.
- Al-Ansari, F., Konwar, L.S., Urasaki, D., Parker, A., Hiraoka, T., 2000: Vertical Transmissibility Assessment Across Stylolites in Stratified Carbonate Reservoir – A Field Experience. doi: 10.2118/87301-MS.
- Bump, A.P., Bakhshian, S., Ni, H., Hovorka, S.D., Olariu, M.I., Dunlap, D., ..., Meckel, T.A., 2023: Composite confining systems: Rethinking geologic seals for permanent CO₂ sequestration. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **126**, doi: 10.1016/j.ijggc.2023.103908.
- Cavanagh, A.J. and Haszeldine, R.S., 2014: The Sleipner storage site: Capillary flow modeling of a layered CO₂ plume requires fractured shale barriers within the Utsira Formation. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **21**, 101–112, doi: 10.1016/j.ijggc.2013.11.017.
- Guo, B., Zhong Z., Bandilla, K.W., Celia, M.A., Stone, H.A., 2016: Flow regime analysis for geologic CO₂ sequestration and other subsurface fluid injections. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **53** (9), 284–291, doi: 10.1016/j.ijggc.2016.08.007.
- Ismail A.M., Jasser, M.H., Hafez, H.H, Kalam, M.Z., 2015: SCAL with Full Hysteresis Significantly Impact Giant Carbonate Reservoir Performance and Improve the History Match Quality Case Study. doi: 10.2118/177419-MS.
- Ito, T., Hiraiwa, T., 2025: Water Flood Front Matching by Advanced Modelling Strategy of Imbibition Capillary Pressure Applied to Oil-Wet Carbonate Reservoir in Offshore Abu Dhabi. doi: 10.2118/225403-MS.
- Muneta Y., Mubarak, Alhassani, H., Arisaka, K., 2005: Formulation of Capillary Force Barriers in Moderately Oil-Wet Systems and Their Application to Reservoir Simulation. doi: 10.2118/88711-PA.
- Namba, T., Hiraoka, T., 1995: Capillary Force Barriers in a carbonate Reservoir Under Waterflooding. doi: 10.2118/29773-MS.
- Namba, T, Nakashima, T., Yonebayashi, H., Hiraiwa, T., 2018: Force Balance Analysis and Efficient Measures to Improve Vertical Sweep Efficiency in Oil-Wet Carbonate Reservoirs. doi: 10.2118/193099-MS.
- 難波隆夫, 2022 : 深部塩水層の二酸化炭素地中量評価における閉鎖・開放境界条件の影響について. 石油技術協会誌, **87** (1), 69–78, doi: 10.3720/japt.87.69.
- Nordbotten, J.M., Celia, M.A., 2006: Similarity solutions for fluid injection into confined aquifers. *J. Fluid Mech.*, **561**, 307–327, doi: 10.1017/S0022112006000802.
- Okwen, T., Stewart, M.T., Cunningham, J.A., 2010: Analytical solution for estimating storage efficiency of geologic sequestration of CO₂. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **4** (1), 102–107, doi: 10.1016/j.ijggc.2009.11.002.
- Ringrose, P., 2020: *How to Store CO₂ Underground: Insights from early-mover CCS Projects*. Springer Briefs in Earth Science.
- Williams, G.A., Chadwick R.A., 2021: Influence of reservoir-scale heterogeneities on the growth, evolution and migration of a CO₂ plume at the Sleipner Field. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **106**, doi: 10.1016/j.ijggc.2021.103260.
- Yamamura, K., Kobayashi, Y., 2025: CO₂ invasion into the confining formations as a result of dry-out in the storage formation: Insights from numerical simulations. *Internal Journal of Greenhouse Gas Control*, **141**, doi: 10.1016/j.ijggc.2025.104313.

総 説
Review

水素地下貯蔵の現状と課題

小 林 和 弥^{*,†}

(Received April 25, 2025 ; accepted June 18, 2025)

Current status and challenges of underground hydrogen storage

Kazuya Kobayashi

Abstract : Underground hydrogen storage (UHS) enables large-scale energy storage. In Japan, with the goal of achieving net-zero emissions by 2050, we must consider the development of an energy system that incorporates hydrogen as an energy carrier. However, underground storage of hydrogen in porous geological formations such as depleted oil and gas reservoirs or aquifers involves significant uncertainties. This paper points out that large uncertainties remain regarding relative permeability, contact angle, and geochemical reactions by summarizing recent findings related to UHS. In Japan, only one case study in Niigata Prefecture has been reported so far. This paper emphasizes the need for further research to consider the potential utilizing carbon dioxide (CO₂) geological sequestration sites to store hydrogen due to geological limitations in Japan. It is expected that most suitable locations for gas storage will already be in use for CO₂ sequestration in future. To integrate UHS into a future hydrogen-based energy system, we must also explore a range of approaches—such as using CO₂ as cushion gas or as a carbon source for methanation. It is particularly important for Japan to focus on understanding the interactions between hydrogen and CO₂.

Keywords : hydrogen, underground gas storage, reservoir engineering

1. 緒 言

2050 年までのネットゼロ目標を背景に世界的に再生可能エネルギーの導入が進んでいる。特に風力と太陽光発電の容量は指数関数的に伸びている。再生可能エネルギーは電力供給が変動しやすく、発電量の予測も難しいため、電力網に組み込むことが難しい。そのため、再生可能エネルギーを安定して電力網に組み込むためには、発電した余剰エネルギーを貯めて供給量を平準化する必要がある。水素は長期間のエネルギー貯蔵媒体として期待されている (Amirthan and Perera, 2022 ; Bagchi *et al.*, 2025 ; Brey, 2021 ; Elberry *et al.*, 2021 ; Hunt *et al.*, 2022 ; Ma *et al.*, 2024 ; Michalski, 2017 ; Oliveira *et al.*, 2021 ; Yue *et al.*, 2021)。水素を媒体としたエネルギー貯蔵量は水素貯蔵容器のサイズによって決まる。地下貯蔵は最も大容量であり、テラワットスケールのエネルギーを長期間貯蔵できるため、水素の地下貯蔵に注目が集まっている (Table 1)。Table 1 は水素の地下貯蔵に関連する総説をまとめたものである。2020 年以降多数の総説が出版されており、注目度の高さがうかが

える。地下貯蔵の利点として、安全な貯蔵、貯蔵容量に対して少ない地上設備、貯蔵容量に対して低コストである点が挙げられている (Tarkowski, 2019 ; Thiyagarajan *et al.*, 2022)。水素の地下貯蔵システムの概要を Fig 1 に示した。Fig. 1 では再生可能エネルギーの余剰電力を用いて水素を製造し、それを地下に圧入している様子を示している。

水素地下貯蔵の技術は、石油・ガス会社にとって、強みを生かすことのできる技術であると位置づけられる。なぜなら、ガスの地下貯蔵については古くから行われており、水素地下貯蔵の要素技術は、石油・ガス会社が持つ技術のアナログであると考えられている (Epelle *et al.*, 2022)。しかしながら、水素は天然ガス、二酸化炭素とは物理・化学的な性質が異なる。加えて、水素地下貯蔵技術は水素の引き出しを前提としているため、二酸化炭素の地下貯留とは異なる課題も挙げられる。このような背景から、本稿では、国際的な水素地下貯蔵の研究動向を分析・整理する。動向を踏まえて、特に我が国のエネルギートランジションを見据え、我が国が取り組むべき重点課題を示す。

2. 水素地下貯蔵の実施動向と経済性

水素地下貯蔵の候補地として、岩塩洞窟 (Caglayan *et al.*, 2020 ; Gabrielli *et al.*, 2020 ; Thoraval *et al.*, 2015)、帯水

*京都大学大学院工学研究科 Kyoto University Graduate School of Engineering

† Corresponding author : E-Mail : kobayashi.kazuya.6w@kyoto-u.ac.jp

Table 1 Summary of review on underground hydrogen storage (UHS)

References	Focus	Year
Amirthan and Perera (2022)	• Overview of hydrogen economy • Surface storage of hydrogen • Material-based hydrogen storage	2022
Bagchi <i>et al.</i> (2025)	• Overview of hydrogen economy • Comparison between hydrogen and other gases • Influencing parameters for UHS • Numerical simulations for UHS • Geochemical reactions in UHS	2025
Bin <i>et al.</i> (2023)	• Challenges in UHS • Economics of UHS	2023
Davoodi <i>et al.</i> (2025)	• Properties of hydrogen • Trapping mechanisms for UHS • Challenges in UHS	2025
Gbadamosi <i>et al.</i> (2023)	• Fluid-fluid interaction • Rock-fluid interaction	2023
Hassanpouryouzband <i>et al.</i> (2022)	• Offshore geological storage • Challenges in UHS	2021
Hematur <i>et al.</i> (2023)	• Fluid-fluid/rock-fluid interactions • Geochemical reactions in UHS • Challenges in UHS	2023
Jahanbakhsh <i>et al.</i> (2024)	• Overview of hydrogen economy in UK • UHS applications in UK • Economics of UHS	2024
Krevor <i>et al.</i> (2023)	• Comparison between underground carbon dioxide storage and UHS	2023
Kumar <i>et al.</i> (2023)	• Geomechanics in UHS • Wells and borehole integrity in UHS	2023
Lardhi <i>et al.</i> (2025)	• Publication trends of UHS • Trapping mechanisms for UHS • Geochemical reactions in UHS • Fluid-fluid/rock-fluid interactions • Selections of cushion gas	2025
Leng <i>et al.</i> (2025)	• Comparison between hydrogen and other gases • Fluid-fluid/rock-fluid interactions • Challenges in UHS	2025
Malki <i>et al.</i> (2024)	• Comparison between hydrogen and other gases • Fluid-fluid/rock-fluid interactions • Geochemical reactions in UHS • Geomechanics in UHS	2024
Muhammed <i>et al.</i> (2023a)	• Comparison between hydrogen and other gases • Trapping mechanisms for UHS • Geochemical reactions in UHS • Economics of UHS • Challenges in UHS	2023
Muhammed <i>et al.</i> (2022)	• Properties of hydrogen • Influencing parameters for UHS • Fluid-fluid/rock-fluid interactions • Numerical simulations for UHS • Challenges in UHS	2022
Pan <i>et al.</i> (2021a)	• Properties of hydrogen • Fluid-fluid/rock-fluid interactions • Geochemical reactions in UHS	2021
Perera (2023)	• Comparison between UHS and other underground gas storage • Comparison between hydrogen and other gases • Geochemical reactions in UHS • Fluid-rock interactions	2023
Raad <i>et al.</i> (2022)	• Challenges in UHS in saline aquifers	2022
Raza <i>et al.</i> (2022)	• Trapping mechanisms for UHS • Influencing parameters for UHS	2022
Sadkhan and Al-Mudhafar (2024)	• Influencing parameters for UHS • Challenges in UHS • Geochemical reactions in UHS	2024

Table 1 (continued)

Saeed and Jadhawar (2024a)	• Geochemical modeling in UHS	2024
Sekar <i>et al.</i> (2023)	• Numerical simulations for UHS	2023
	• Geochemical reactions in UHS	
	• Numerical simulations for UHS	
	• Publication trends of UHS	
Tarkowski (2019)	• Properties of hydrogen	2019
	• Economics of UHS	
Tarkowski and Uliasz-Misiak (2022)	• Overview of hydrogen economy	2022
	• Challenges in UHS	
Thiyagarajan <i>et al.</i> (2022)	• Publication trends of UHS	2022
	• Properties of hydrogen	
	• Challenges in UHS	
	• Economics of UHS	
Zeng <i>et al.</i> (2024)	• Petrophysics for UHS	2024
	• Trapping mechanisms for UHS	
	• Economics of UHS	
Zivar <i>et al.</i> (2021)	• Properties of hydrogen	2021
	• Comparison between UHS and other underground gas storage	
	• Numerical simulations for UHS	
	• Challenges in UHS	

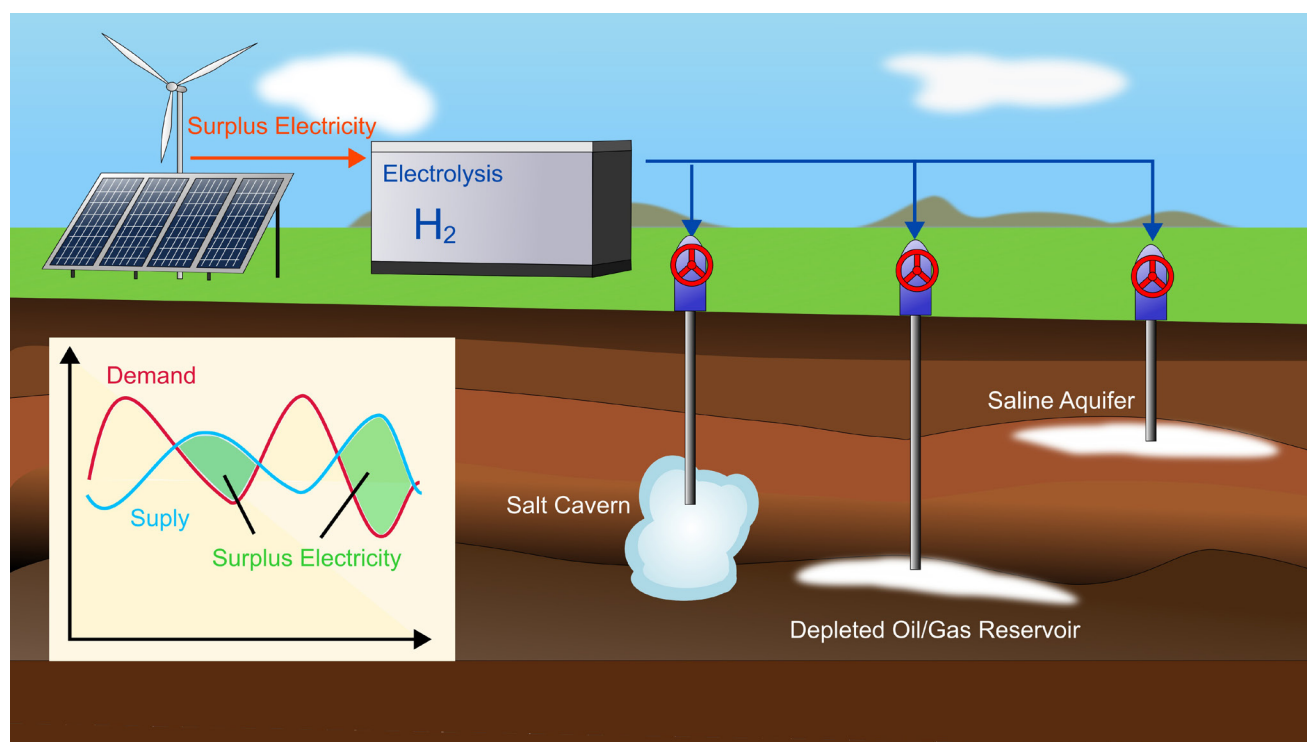


Fig. 1 Schematic diagram of underground hydrogen storage

層 (Raad *et al.*, 2022 ; Sadkhan and Al-Mudhafar, 2024), 枯 渴 油 ガ ス 田 (Muhammed *et al.*, 2023a ; Perera, 2023 ; Sadkhan and Al-Mudhafar, 2024 ; Sekar *et al.*, 2023 ; Zeng *et al.*, 2024), が主なものとして挙げられる。その中で、純粋な水素の地下貯蔵として実証されているのが岩塩洞窟への貯蔵である。岩塩洞窟は水素との反応性の低さと高塩分環境による微生物活動の抑制 (Dopffel *et al.*, 2025) という点で、他の候補地より有利である。岩塩洞窟においても水

素の漏えいに関する懸念はある (Zhu *et al.*, 2023)。帯水層や枯渴油ガス田といった多孔質な地質構造への貯蔵は限定的であり、水素を含む混合ガスの貯蔵にとどまっている (Davoodi *et al.*, 2025)。

水素地下貯蔵プロジェクトの経済性は、水素調達のコストが大部分を占める。再生可能エネルギーによる水の電気分解を水素源とした場合には、コストの 80% 以上が水の電気分解にかかるコストとなる (Le Duigou *et al.*, 2017)。

したがって、プロジェクトの経済性は、水の電気分解の低コスト化にかかっている (Le Duigou *et al.*, 2017)。Lord *et al.* (2014) によると水素地下貯蔵の候補地のうち、CAPEX は枯渇油ガス田が最も安いと報告されている。現段階では、経済的な選択肢とならないものの、各地でケーススタディ・フィージビリティスタディが行われている (Tapti ガス田 (Kiran *et al.*, 2023), カナダ (Lemieux *et al.*, 2020), 中国東部・北部・東北部 (Qiu *et al.*, 2020), スペイン (Sainz-Garcia *et al.*, 2017), 英国 (Wallace *et al.*, 2021), オランダ (Yousefi *et al.*, 2023), ヨーロッパ (Talukdar *et al.*, 2024), ブラジル (Ciotto *et al.*, 2023), オーストラリア (Amirthan and Perera, 2023), Naylor field (Tenthorey *et al.*, 2024))。我が国を対象としたものとしては, Safari *et al.* (2023) が新潟県を対象にケーススタディを実施した。Okere *et al.* (2024) は水素地下貯蔵に適した貯留層をスクリーニングするための定性的な基準を示している。

3. 水素地下貯蔵の研究動向

地下への圧入実績が豊富にある天然ガス・二酸化炭素と比べ、水素は貯留層条件下での特性についてデータ不足がある (Aftab *et al.*, 2022; Pan *et al.*, 2021a)。特に多孔質な地質構造への水素地下貯蔵でこの傾向は顕著である。安定した水素地下貯蔵を実現するためには、貯留層条件下での水素の振る舞いについての不確実性を解消しなければならない。そこで、本稿では枯渇油ガス田や帯水層への水素地下貯蔵を中心に研究動向を整理する。現在、水素—その他の流体 (水, 油, ガス)—鉱物の相互作用を中心として、多くの研究が報告されている。これらの研究成果は我が国においても研究開発が盛んとなっている天然水素開発とも重要な部分を共有している (Epelle *et al.*, 2022; Sun *et al.*, 2025)。

3.1 水素の流動

水素は低い粘性と高いガス・水間の界面張力を持つ。圧入時のキャピラリー数は小さく易動度比が大きいため、キャピラリーフィンガリングが優勢で掃攻フロントが安定しない (Mendez *et al.*, 2024)。水に対する相対浸透率についてその他のガス (メタン, 二酸化炭素, 窒素) と同様であるかは議論が残るところである。水素は極めて低い水に対する相対浸透率を持つことが報告されている (Bo *et al.*, 2023; Kim *et al.*, 2025)。Bo *et al.* (2023) は他ガスの相対浸透率との比較を実施し、他のガスで計測した相対浸透率は用いるべきではないとしている。Dehury *et al.* (2024) は水素・水と窒素・水の二相流を数値シミュレーションから比較し、ブレイクスルー時のガス飽和率の圧力に対する応答が窒素と水素で異なることを示し、窒素を水素のアナログとして用いることは避けた方が良くとしている。具体的には、水素は密度・粘性が圧力によって変化しづらく、高圧力条件でも窒素と比べて安定したフロントを形成しづらいことが示されている (Dehury *et al.*, 2024)。一方で, Higgs *et al.* (2023) は均質な砂岩の定常相対浸透率測定でメタンや窒素は水素のアナログとして利用できるとし

ている。Rezaei *et al.* (2022) は砂岩に対する相対浸透率測定から、窒素の水に対する相対浸透率は水素の水に対する相対浸透率のアナログとして利用できると報告している。1 MPa, 20°C の条件で行ったマイクロ流動装置による水の置換実験では、窒素、二酸化炭素と水素の振る舞いは類似していることが報告されている (Van Rooijen *et al.*, 2022)。現時点ではさまざまな岩石に対する相対浸透率測定データの豊富にあるとはいえない。

水素の地下貯蔵では圧入と引き出しを繰り返すことから、ヒステリシスの影響が重要である (Bahrami *et al.*, 2023; Bo *et al.*, 2023; Higgs *et al.*, 2024; Kim *et al.*, 2025; Lysy *et al.*, 2023)。ヒステリシスは引き出し時の水素回収率を低下させる (Bahrami *et al.*, 2023)。Bahrami *et al.* (2023) によるシミュレーションから引き出し時の水素の回収率はヒステリシスにより 16 ~ 25% 低下することが示されている。水素のヒステリシスを考える際には、水素圧入後の残留トラップの再分配が重要である (Boon *et al.*, 2024; Goodarzi *et al.*, 2024; Peng *et al.*, 2025)。残留トラップの再分配は水素の再圧入時や静置中のオストワルト成長により起こる (Boon *et al.*, 2024; Lysy *et al.*, 2023; Peng *et al.*, 2025)。Lysy *et al.* (2023) はマイクロ流動装置により、圧入・引き出しサイクルでの残留トラップの再分配を可視化した。Peng *et al.* (2025) は数値シミュレーションを用いて圧入・引き出しサイクルにおける Snap-off による残留トラップを解析し、ガス・塩水間の界面張力の低下 (15 mN/m 程度) は水素の回収率には影響を与えないことを示した。Boon *et al.* (2023) は X 線 CT 実験から水素が塩水への溶解を通して、オストワルト成長による残留トラップの再分配を引き起こすことを報告している。残留トラップの再分配は窒素を用いた場合には起こらない (Zhang *et al.*, 2023)。このような再分配は水素の相連結性を高めガスの引き出しに有利に働く (Goodarzi *et al.*, 2024)。濡れ性による残留トラップの形成とその後のオストワルト成長による水素滴の分布の変化が水素の地下貯蔵を考えるうえで特に重要である。

水素地下貯蔵において構造トラップのためには水素の浮力に対抗できるだけの毛細管圧力を発生させ、かつ水素の拡散による漏えいを防ぐ遮蔽層が必要である。Alafnan (2024a, b) では水素の拡散を防ぐ遮蔽層は有効孔隙径が 5 nm で tortuosity factor が 3.0 以上の組み合わせとしている。拡散による漏えいは温度が高ければ高いほど、圧力が低ければ低いほど顕著となる (Alafnan, 2024a, b)。Ghasemi *et al.* (2022) の分子シミュレーションによると、水素は粘土鉱物層間が 2 nm 以上で高い拡散性を持つことが報告されている。

このような不確実性の中でもさまざまなソフトウェアによる流動モデリングが行われている (Table 2)。Ben Rhouma *et al.*, (2024) は CMG-GEM を用いて、二酸化炭素をクッションガスとした場合の感度分析を行い、貯留層の不均質性が生産される水素ガスの純度に最も影響を与えることを示した。Kanaani *et al.* (2022) は CMG-

Table 2 Summary of numerical simulations

References	Objectives	Software
Bahrami <i>et al.</i> (2023)	Quantifying hydrogen recovery factors under hysteresis and mixing with cushion gas	CMG-GEM
Ershadnia <i>et al.</i> (2023)	Understanding the influence of vertical anisotropy ratio, temperature, injection and production period, relative permeability hysteresis, well perforation placement, and cushion gas type for UHS	CMG-GEM
Hashemi <i>et al.</i> (2025)	Investigating hydrogen leakage from caprock during UHS	Eclipse100
Heinemann <i>et al.</i> (2021)	Investigating the influence of cushion gas	CMG-GEM
Huang <i>et al.</i> (2024)	Quantifying hydrogen recovery with different pre-existing gases	TOUGH + V1.5
Jadhawar and Saeed (2024)	Quantifying performance of UHS in North Sea aquifer	CMG-GEM
Kanaani <i>et al.</i> (2022)	Investigating the influence of the type of cushion gases for UHS in a depleted oil reservoir	CMG-GEM
Lysy <i>et al.</i> (2021)	Investigating performance of UHS in Norway	Eclipse100
Mahdi <i>et al.</i> (2021)	Investigating the effect of caprock availability on UHS	TOUGH2
Mao <i>et al.</i> (2024)	Generating training data for neural network model	tNavigator
Pan <i>et al.</i> (2023)	Quantifying performance of UHS under different relative permeability, wettability, and production rate	IMEX
Pfeiffer and Bauer (2015)	Investigating the scenario of UHS in Germany	Eclipse300
Pfeiffer <i>et al.</i> (2016)	Investigating storage performance of UHS in Germany	Eclipse300
Pfeiffer <i>et al.</i> (2017)	Investigating storage performance of UHS with N ₂ as cushion gas in Germany	Eclipse300
Saeed and Jadhawar (2024b)	Investigating UHS performance under different cushion gas type	CMG-GEM
Safari <i>et al.</i> (2023)	Investigating critical parameters for H ₂ capacity for UHS in Niigata prefecture	CMG-GEM
Wang <i>et al.</i> (2022a)	Investigating the impact of CO ₂ solubility in water in performance of UHS	CMG-GEM
Wang <i>et al.</i> (2022b)	Investigating behavior of UHS with CO ₂ as a cushion gas with different flow regimes	CMG-GEM

GEM を用いて異なるクッションガス（メタン、二酸化炭素、窒素）を用いた場合の水素回収率をシミュレーションし、メタンが最も回収率が高い（それぞれ 89.7 %, 88.2 %, 89.1 %）と報告している。Saeed and Jadhawar (2024b) も異なるクッションガスの中でメタンが最も回収率が高いことを CMG-GEM から示している。Safari *et al.* (2023) は CMG-GEM で関原での水素地下貯蔵のケーススタディを実施し、引き出しサイクルごとに水素の回収率が 82.7%に向上することや、クッションガスは回収率に影響を与えないものの水の生産を抑制することを示した。Hashemi *et al.* (2025) は Eclipse100 を用いて水素の圧入・引き出しサイクルにおける、遮蔽層からの漏えいの感度分析を実施し、遮蔽層の浸透率と不均一性が最も漏えいに影響を与えると報告した。Huang *et al.* (2024) は TOUGH+V1.5 を用いて、帯水層に対する水素地下貯蔵のシミュレーションを実施し、クッションガスによる水素回収率を見積もった。Mahdi *et al.* (2021) は TOUGH2 を用いて、遮蔽層からの水素漏えいを見積もり、圧入レートが高ければ高いほど、引き出し時の水素回収率が低くなることを示した。Mao *et al.* (2024) は tNavigator を用いてクッションガスの影響について多数のシミュレーションを実施し、結果を再現する深層学習モデルを構築した。Zamehrian and Sedaee (2022a, b, 2024) は dual-porosity モデルによって、中東フラクチャ型貯留層に対する水素地下貯蔵のケーススタディを実施し、フラクチャ

は水素の生産性には有利に働くものの、水素の純度を早期に低下させることや、ドライガス貯留層よりもガスコンデンサート貯留層に対して水素地下貯蔵を実施する方が水素の回収率が高い点や、クッションガスとの混和過程を報告している。

3.2 界面張力・濡れ性

水素はメタンや二酸化炭素と比べて、低い密度や高い拡散性を持つ (Bagchi *et al.*, 2025; Fatah *et al.*, 2024a; Leng *et al.*, 2025; Malki *et al.*, 2024; Perera, 2023)。そのため、濡れ性や界面張力を通して、水に対する相対浸透率をはじめとした振る舞いが異なることが考えられる。水素・塩水間の界面張力は温度・圧力が高ければ高いほど線形に減少することが報告されている (Chow *et al.*, 2018; Chow *et al.*, 2020; Hosseini *et al.*, 2022a; Janjua *et al.*, 2024)。Chow *et al.* (2018; 2020) は幅広い温度・圧力 (298 ~ 448 K, 0.5 ~ 45 MPa) で水素・水間の界面張力を測定した。塩濃度の上昇に対して水素・塩水間の界面張力は線形に上昇する (Hosseini *et al.*, 2022a; Janjua *et al.*, 2024)。Janjua *et al.* (2024) によると、どのような塩構成でも濃度の上昇とともに水素・塩水間の界面張力は線形に上昇する。クッションガスとの混和が界面張力に与える影響についても実験結果が報告されている (Isfehiani *et al.*, 2023; Mirchi *et al.*, 2022; Muhammed *et al.*, 2023b; Muhammed *et al.*, 2023c)。Isfehiani *et al.* (2023) は二酸化炭素の混和により水素・水界面張力が減少することを示した。Mirchi *et*

al. (2022) によるとメタンとの混和も界面張力を減少させる。メタンと二酸化炭素では、二酸化炭素との混和の方が水素・塩水間の界面張力を減少させる (Isfehiani *et al.*, 2023; Mirchi *et al.*, 2022)。Muhammed *et al.* (2023b) は枯渇ガス田を念頭に、少量の二酸化炭素とメタン（それぞれ 5 mol%）に窒素（10～70 mol%）と水素の混合ガスと塩水間の界面張力を測定し、窒素の増加によって界面張力が減少することを報告している。水素・塩水間の界面張力は測定に時間・経済的なコストがかかることから機械学習や分子動力学シミュレーションによる予測も進んでいる (Alshammari *et al.*, 2024; Azadivash, 2025; Doan *et al.*, 2024; Medina *et al.*, 2024; Omrani *et al.*, 2023; Van Rooijen *et al.*, 2023)。Doan *et al.* (2024) は窒素の混和が水素・水界面張力に影響を与えないことを示唆している。Alshammari *et al.* (2024) は水素・塩水界面張力におけるクッションガスの混和の影響について、二酸化炭素の混和は水素・塩水界面張力を大きく下げ一方でメタンの混和は水素・塩水界面張力を大きく下げないことを分子動力学シミュレーションで示した。

水素・鉱物間の界面張力や吸着現象についても研究が進められている。Yekeen *et al.* (2022) は、水素・粘土鉱物間の界面張力は他ガスに比べて特別とはいえず、単にガス密度との相関関係から説明できるとしている。Hosseini *et al.* (2023) によると、水素・カルサイト間の界面張力は温度・圧力の上昇に伴い減少し、塩濃度に対する変化は少ない。カルサイト・石英表面に対するカルボン酸の吸着は水素・カルサイト間の界面張力を減少させる (Hosseini *et al.*, 2023; Pan *et al.*, 2021b)。Wolff-Boenisch *et al.* (2023) はモンモリロナイトに対する水素の吸着実験を行い、温度が高ければ高いほど吸着量が減少することから、深部の貯留層の方が、粘土鉱物への吸着による水素のロスが少ないとしている。

濡れ性に関してはさまざまな鉱物・岩石上の水素・塩水・鉱物の接触角測定結果があり、多くの水素・塩水・鉱物系では接触角は小さい（水濡れ性である）ことが報告されている (Abdel-Azeim *et al.*, 2023; Aghaei *et al.*, 2023; Al-Yaseri *et al.*, 2021; Ali *et al.*, 2022; Ali (M.) *et al.*, 2024; Aslannezhad *et al.*, 2023; Higgs *et al.*, 2022; Hosseini *et al.*, 2022b; Hosseini *et al.*, 2022c; Iglauer *et al.*, 2021; Villablanca-Ahues *et al.*, 2024)。Higgs *et al.* (2022) は砂岩上の captive drop による接触角測定結果と Micro-CT による水素圧入後の *in-situ* の接触角が整合することを示した。Aghaei *et al.* (2023) によると水素、塩水、炭酸塩岩間の接触角の圧力による変化は小さい。同様に、水素、塩水、砂岩間の接触角についても圧力に加えて温度や塩濃度による変化が小さいことが報告されている (Hashemi *et al.*, 2021)。これらは水素のガス密度が圧力によって大きく変わらないことから説明されている。一方で雲母表面・玄武岩表面・頁岩表面・蒸発残留岩表面・セメント表面では圧力の上昇に伴って接触角が大きくなり、ガス密度だけでは説明ができないような報告もある (Ali *et al.*, 2022;

Ali (M.) *et al.*, 2024; Hosseini *et al.*, 2022b; Hosseini *et al.*, 2022c; Villablanca-Ahues *et al.*, 2024)。石英についても水素とその他の混合ガス（二酸化炭素、窒素、メタン）のケースでは温度・圧力依存を見出せないことが示唆されている (Muhammed *et al.*, 2023c)。Zeng *et al.* (2022), Zeng *et al.* (2023a) は、カルサイト・石英の接触角の温度、塩濃度依存性を分離圧の温度・塩濃度依存性との対応から説明することを試みた。カルサイトでは、温度の低下と塩濃度の上昇は分離圧を減少させることから、接触角が増加し、石英では分離圧は温度や圧力に依存しない結果となった (Zeng *et al.*, 2022; Zeng *et al.*, 2023a)。したがって、水素、塩水、岩石の接触角の圧力、温度、塩濃度依存性については、現時点で異なる論文間で合意が得られていない。水素・塩水間の界面張力と同様に他ガスとの混和は、接触角の応答を変化させる (Isfehiani *et al.*, 2024; Muhammed *et al.*, 2023b; Muhammed *et al.*, 2023c)。Isfehiani *et al.* (2024) によると二酸化炭素が混和することで、砂岩に対しては接触角が圧力の上昇に伴って大きくなる。Muhammed *et al.* (2023b) によると、窒素の混和は石英表面に対して接触角を大きくする。メタンに関しては、混和によって接触角が変化しないという実験結果 (Hashemi *et al.*, 2022) と、接触角が変化するという分子動力学シミュレーション結果 (Ali (A.) *et al.*, 2024) が報告されている。ガス混和の影響については、鉱物種や条件に依存する点は注意が必要である。接触角は流動シミュレーションのインプットパラメータとなり、各種条件に対する依存性の解明が望まれる (Safari *et al.*, 2024)。分子動力学シミュレーションや機械学習は、接触角に関する分子スケールでの振る舞いやモデルによる予測が可能であり、岩石の水素に対する濡れ性について残る議論を解消できることが期待される (Abdel-Azeim *et al.*, 2023; Ali (A.) *et al.*, 2024; Ghafari *et al.*, 2024; Kohzadvand *et al.*, 2023; Lee *et al.*, 2025; Meng *et al.*, 2024; Nassabeh *et al.*, 2025; Phan *et al.*, 2025; Yao *et al.*, 2025; Zhang *et al.*, 2025)。

水素の地下貯蔵を対象とした場合、濡れ性については遮蔽層か貯留層かにより議論を分けなければならない。遮蔽層は浮力に対抗できるだけの毛細管圧力が必要であるため、水濡れ性が望ましい。一方で、貯留層では引き出し時に残留トラップされる水素の割合を少なくするため、強い水濡れ性は好ましくない (Al-Yaseri *et al.*, 2023a; Al-Yaseri *et al.*, 2023b; Al-Yaseri *et al.*, 2024a; Boon and Hajibeygi, 2022; Pan *et al.*, 2023; Wang *et al.*, 2023; Wang (Y.) *et al.*, 2024)。この点は、残留トラップが好ましい二酸化炭素の地中貯留と前提が異なる (Zhong *et al.*, 2024)。水素圧入による排水時には岩石の水濡れ性に起因する水膜が形成していることが報告されている (Thaysen *et al.*, 2023)。その後の吸水過程で水素は残留ガストラップを形成する (Thaysen *et al.*, 2023)。Al-Yaseri *et al.* (2023b) は粘土鉱物は貯留岩の水濡れ性を卓越させ残留トラップを増やすと報告している。Al-Yaseri *et al.* (2023a) は砂岩コアを用いて、フミン酸が孔隙表面に吸着することで、疎水性が増加

する結果として残留トラップ量が減少することを確認した。その他のカルボン酸についても鉱物・岩石表面への吸着により疎水性が増加することが確認されている (Ali *et al.*, 2021; Ali *et al.*, 2022; Ali (M.) *et al.*, 2024; Esfandiyari *et al.*, 2022; Hosseini *et al.*, 2022b; Hosseini *et al.*, 2022c)。Esfandiyari *et al.* (2022) はさまざまな鉱物・岩石 (カルサイト, ドロマイト, 石英, 硬石膏, 頁岩, 石膏, 花崗岩, 玄武岩) をステアリン酸でエイジングし, 水素・塩水・鉱物 (岩石) 間の接触角測定を行った。エイジングは鉱物・岩石表面を疎水性方向に変化させ, エイジングによる疎水性方向への変化は接触角については, カルサイト, ドロマイト, 頁岩, 硬石膏で顕著であった (Esfandiyari *et al.*, 2022)。Thaysen *et al.* (2024) は Clashach 砂岩で濡れ性が変化していない条件でも, 孔隙内の圧力の変化に応じて残留ガス飽和率が変化することを示し, 残留ガス飽和率に対しては濡れ性だけでなく塩水に対する溶解やチャネリングも重要であることを示唆している。二酸化炭素の地下貯留と異なり, 引き出しが前提となるため, 水素の Snap-off メカニズムの解明と制御は重要な課題である (Al-Yaseri *et al.*, 2024a; Wang *et al.*, 2023; Wang (Y.) *et al.*, 2024)。

3.3 地化学反応

水素の地下貯蔵では地化学反応によって水素が消費されるほか, 貯留層や遮蔽層の特性を変化させる (Dilshan *et al.*, 2024)。微生物による反応および微生物によらない反応が広く研究されている。微生物による反応では硫黄・鉄・二酸化炭素還元反応によって水素が消費される (Aftab *et al.*, 2022; Dopffel *et al.*, 2023; Haddad *et al.*, 2022; Shojaee *et al.*, 2024)。特に硫黄の還元は水素ロスを引き起こし, 引き出しガスの毒性を強める (Shojaee *et al.*, 2024)。水素圧入後は長期間にわたり微生物の活動が変化し, 水素の消費のされ方も変化する (Haddad *et al.*, 2022)。しかしながら, 水素地下貯蔵時にどの反応が卓越するかは, 貯留層の条件によって異なる。水素の圧入後走化性による微生物分布の変化は水素の分布にも影響を与えることが示唆されている (Toleukhanov *et al.*, 2015)。Muller *et al.* (2024) は微生物による還元に関連する鉱物が影響することを示唆している。周辺鉱物の影響としてはカルサイトの溶解は微生物が代謝するための二酸化炭素源となり得る (Haddad *et al.*, 2022)。微生物による水素の消費は岩石内の表面積や孔隙体積に比例することが報告されている (Khajooie *et al.*, 2024a; Khajooie *et al.*, 2024b)。

微生物を介さない反応では主に岩石の孔隙率の変化を中心に研究がされている。Hassanpouryouzband *et al.* (2022) は複数の砂岩に対して, 塩水存在下での水素との反応実験を行い, 水素による鉱物の溶解や析出は確認できないことを示した。水素・二酸化炭素・窒素・メタンの混合ガスの場合は砂岩の孔隙率の増加が報告されている (Muhammed *et al.*, 2024a)。水素と一部の鉱物の反応性については議論が残るところである。Bensing *et al.* (2022) はカルサイトの溶解による岩石の孔隙率の増加を報告している。一方で, Al-Yaseri *et al.* (2024b) は水

素による炭酸塩岩表面の形態変化や塩水構成の変化は確認できずカルサイトは溶解しないと報告している。Vialle and Wolff-Boenisch (2024) は地化学モデルから, 炭酸塩岩は水素との単純な接触では反応性がなく微生物や触媒が必要であるとしている。Ebere and Jabbari (2024) は Red River Formation からの炭酸塩岩試料は水素と地化学反応を起こさなかったと報告している。岩石試料の場合は周辺の鉱物の影響を受けるため, 鉱物の溶解条件についてはさらなる検討が必要である。水素による溶解が示唆されている鉱物としては, 黄鉄鉱 (Aldhuoori *et al.*, 2025; Dodangoda and Ranjith, 2024; Gholami, 2023; Hassannayebi *et al.*, 2019; Truche *et al.*, 2010; Truche *et al.*, 2013) やカルサイト (Bensing *et al.*, 2022; Bo *et al.*, 2021; Dodangoda and Ranjith, 2024), 硬石膏 (Flesch *et al.*, 2018), ドロマイト (Shojaee *et al.*, 2024) が挙げられており, 遮蔽層にはこれらの鉱物を含めないことが望ましいとされる。Al-Yaseri *et al.* (2023c) によるとカルサイトは溶解と同時に膨潤し, 大理石サンプルでは孔隙率の低下を引き起こしている。黄鉄鉱の反応は水素を消費させ, 硫化水素を発生させる (Aftab *et al.*, 2022)。水素と鉱物の反応については地化学モデルにより, 幅広い塩構成や pH, 温度・圧力での安定性が研究されている (Aldhuoori *et al.*, 2025; Amid *et al.*, 2016; Bo *et al.*, 2021; Gholami, 2023; Hassannayebi *et al.*, 2019; Saeed and Jadhawar, 2024a; Vialle and Wolff-Boenisch, 2024; Zeng *et al.*, 2023b)。Aldhuoori *et al.* (2025) は石英が幅広い条件で水素に対して安定な鉱物であり, 黄鉄鉱が最も不安定であることを示唆している。黄鉄鉱の溶解は塩構成よりも pH に感度があり, 低い pH で溶解が進む (Aldhuoori *et al.*, 2025)。Zeng *et al.* (2023b) は calcite-rich シェール, quartz-rich シェール, illite-rich シェールを対象とした水素・塩水・岩石間の地化学モデリングを実施し, 鉱物の溶解は 30 年間で最大で 1 vol% 程度であり, 検討した岩石が遮蔽層として機能することを示した。

セメントと水素についても坑井の健全性を背景に, 地化学反応が研究されている (Fatah *et al.*, 2024a; Fatah *et al.*, 2024b; Fernandez *et al.*, 2024; Rooney *et al.*, 2024; Ugarte and Salehi, 2022; Uliasz-Bochenczyk and Wisniewski, 2025)。枯渇油ガス田を水素地下貯蔵に利用する場合には, 既存の坑井と水素の相互作用はより重要となる (Madrisha and Ikotun, 2024)。Aftab *et al.* (2023) によると水素がセメントに与える影響は少ない。Aftab *et al.* (2023) は, ポートランドセメントサンプルを貯留層条件で水素, 塩水と接触させた。30 日後のサンプルでも優位な変化を見いだすことはなかった (Aftab *et al.*, 2023)。Fatah *et al.* (2024b) は, ポラスプレート法によるセメント試料の水素に対する毛細管圧測定を行い, セメント試料が強い親水性を示すことから, セメントは水素に対するシール性能が高いとしている。水素が直接的にセメントに影響を与えない場合にも, 硫黄の還元による硫化水素の発生は課題となることが指摘されている (Fatah *et al.*, 2024a; Ugarte and Salehi, 2022)。Hubao *et al.* (2024) はセメント中の水素の拡散について

分子動力学シミュレーションを実施し、セメント内のナノ孔隙内での水素の自己拡散係数を見積もった。水素の自己拡散係数は5～20 nmを境界として減少する (Hubao *et al.*, 2024)。セメントナノ孔隙内の水素の自己拡散係数の計算結果は5 nmのシルト孔隙 (300 K, 20 MPa) で $0.5 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ (Hubao *et al.*, 2024) であり, Liu *et al.* (2022) の分子シミュレーションによる, モンモリロナイトシルト孔隙 (5 nm) の水素の自己拡散係数 (333 K, 20 MPa) の計算結果 ($\sim 7 \times 10^{-8} \text{ m}^2/\text{s}$) に比べて高拡散であると予想されている。

3.4 他の流体への溶解・混和

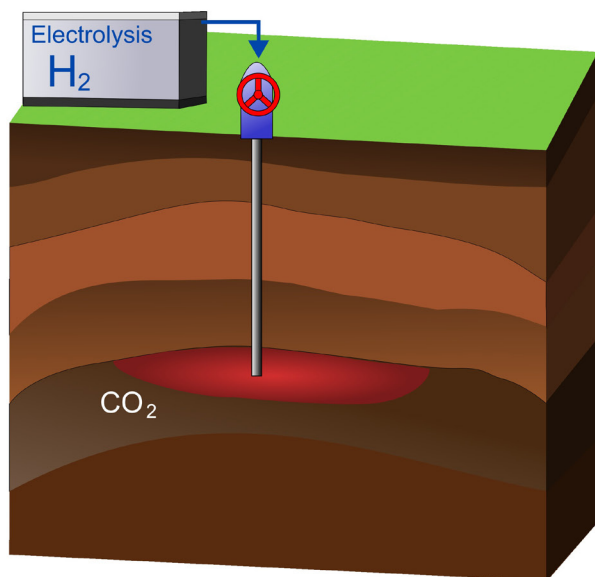
水素を含む相挙動も水素地下貯蔵を考えるうえで重要な要素である。水素は炭化水素や水に溶解することで、ロスにつながる。また、もともと存在する天然ガスとの混和も引き出し水素の純度に影響する (Bo *et al.*, 2025)。水素-炭化水素については、*n*-アルカンを中心に高温・高圧実験の結果が存在するが、*n*-ヘキサデカンより分子量の大きいアルカンの実験結果は限られている (Florusse *et al.*, 2003; Lin *et al.*, 1980)。*n*-アルカンの構造異性体については *n*-ブタンと *n*-オクタンの構造異性体について実験のみが報告されている (Cook *et al.*, 1957; Dean and Tooke, 1946; Prausnitz and Benson, 1959)。水素は塩水へ溶解し、残留ガス飽和率を低下させることが砂岩を用いた X 線 CT 実験から示されている (Jangda *et al.*, 2023)。水素の塩水への溶解はオストワルト成長による残留ガスの再分配や、溶解による水素のロスから重要と考えられるが、高圧条件での塩水に対する溶解度の測定データが不足している。そのため、状態方程式による予測が試みられている (Chabab *et al.*, 2020)。温度勾配は熱拡散による残留ガスの再分配を

引き起こすことが知られており、水素は温度勾配が小さければ上方に拡散し、温度勾配が大きければ下方に拡散することが示されている (Herring *et al.*, 2024)。クッションガスとして水素以外のガスを用いる場合には、他のガス中での水素の濃度勾配や拡散が重要となる (Doan *et al.*, 2025; Kobeissi *et al.*, 2024; Wang *et al.*, 2025; Zhou *et al.*, 2024)。Wang *et al.* (2025) は二酸化炭素・水素混合ガス中の水素の拡散係数を計測し、拡散過程は Fick の第二法則で記述できることを示した。Doan *et al.* (2025) は分子シミュレーションを用いて、クッションガス中や水中での水素拡散係数を予測した。Wang (Z.) *et al.* (2024) は温度勾配によって生じる二酸化炭素混和ガス中の水素の濃度勾配を実験的に測定した。温度勾配は引き出し時のジュールトムソン効果によって坑井周りに発生し、温度勾配による水素の濃度変化としては最大で 8 % pt 程度と見積もられている (Wang (Z.) *et al.*, 2024)。Muhammed *et al.* (2024b) によるとクッションガスの種類は水素回収率にも影響することが示唆されている。

4. 我が国における課題

我が国は国土が狭く、地質学的な条件から水素地下貯蔵に適した地質構造は少ないと考えられる。Safari *et al.* (2023) は新潟県での水素地下貯蔵ポテンシャルの分析を行い、関原は適した候補地であるとしている。水素地下貯蔵が現実的になった将来を想定すると、ガス貯蔵の適地のほとんどは二酸化炭素地下貯留に利用されていることが予想されるため、我が国では特に用地確保が難しい。我が国は、二酸化炭素地下貯留サイトを水素地下貯蔵サイトとして利用することを特に考えなければならないだろう。

水素地下貯蔵のクッションガスに転用 圧力エネルギーを利用



水素圧入によるメタネーション メタン生成反応の炭素源として利用

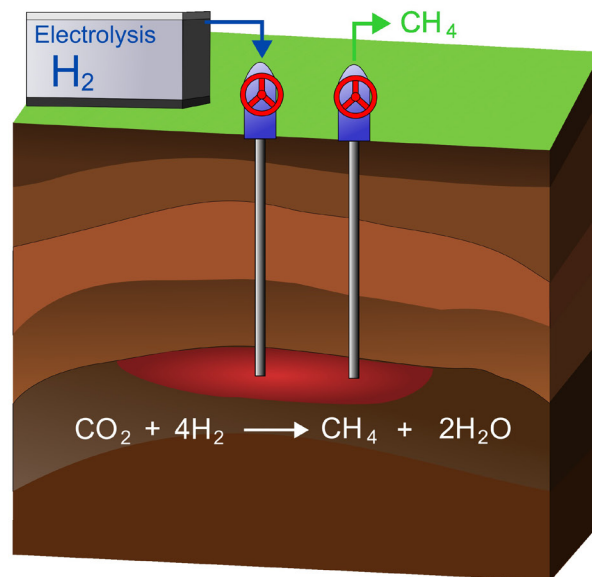


Fig. 2 Schematic diagram of utilization of carbon dioxide underground storage sites to UHS

二酸化炭素地下貯留サイトの利活用としては2つの方向性が考えられる (Fig. 2)。1つ目は二酸化炭素をクッションガスとして利用する方向性である (Fig. 2 左)。水素地下貯蔵において圧入ガスの30%程度はクッションガスとなり引き出し不可であるため、二酸化炭素をクッションガスとして利用できれば、二酸化炭素地中貯留によって貯められた圧力エネルギーを水素引き出しに有効利用できる。Deng *et al.* (2025) によると、枯渇ガス田を水素地下貯蔵に転用する場合に比べて、他のガス地下貯蔵施設を水素地下貯蔵に転用する場合の方が、追加コストが少なく経済的に有利であることが試算されている。課題としては水素地下貯蔵に共通する水素漏えいや地化学反応に加えて、重点課題として貯留層内での二酸化炭素と水素の相互作用について研究を進める必要がある。Ghafari *et al.* (2024) は分子シミュレーションから、水素は二酸化炭素との混和によってガス・水・石英間の接触角の温度・圧力に対する応答が純粋な水素から変化することを示しており、混和による貯留層の振る舞いの変化は無視できない。貯留層の不均質性や温度勾配が混和に影響を与えることが報告されている。温度勾配の存在下では、二酸化炭素は温度が低い領域に集まることが報告されている。他ガスをクッションガスに用いた場合は引き出し水素中へクッションガスが混入する (Huang *et al.*, 2024)。そのため、引き出し時の混合ガスから効率的に二酸化炭素と水素を分離する技術も必要である (Abid *et al.*, 2022)。

もう1つの方向性は圧入した水素により地下で二酸化炭素を還元しメタンとして生産するメタネーションの方向性である (Molíková *et al.*, 2022; Panfilov, 2010; Smigan *et al.*, 1990) (Fig. 2 右)。この分野についても技術的なハードルは高いものの輸送や消費に既存インフラをそのまま利用できることから、研究が進められている。Juez-Larré *et al.* (2023) によると、同じ貯留層圧力で貯蔵した際には水素よりも天然ガスの方がエネルギー貯蔵量が4倍程度大きくなると試算されている。水素は単位体積当たりのエネルギー量が少ないことに起因する。そのため、メタネーションはエネルギー貯蔵量を向上し得る。今後の研究によって、より効率的なプロセスを開発していくことが望ましい。以上のことから、我が国においては特に水素と二酸化炭素の相互作用の解明が重要である。

5. 結 論

水素の地下貯蔵は大容量のエネルギー貯蔵を可能にする。我が国においても2050年までのネットゼロ目標を念頭にエネルギーキャリアとしての水素を組み込んだエネルギーシステムの構築を考えなければならない。枯渇油ガス田や帯水層といった多孔質な地質構造への水素の地下貯蔵については、相対浸透率、接触角、地化学反応に大きな不確実性がある。他流体との混和とそれに伴う水素の振る舞いの変化も解消しなければならない不確実性である。2020年代よりこのような不確実性を解消するため理論・実験論文の報告が急増している。我が国では、新潟県のケースス

タディのみが報告されており、今後我が国を対象としたケーススタディの報告が望まれる。

本稿では、今後の研究の方向性として、二酸化炭素地下貯留サイトを水素地下貯蔵サイトとして利用することを念頭に研究を行う必要があると指摘した。地質学的な制約が大きい我が国においては、ガス貯蔵の適地のほとんどは二酸化炭素地下貯留に利用されていることが予想される。将来的なエネルギーシステムに水素地下貯蔵を組み込むためには、二酸化炭素のクッションガスとしての利用や、二酸化炭素を炭素源としたメタネーションといった多様な方向性を見据えなければならない。今後も世界各地から水素地下貯蔵を背景とした研究報告が盛んになることが予想される。我が国においては特に水素と二酸化炭素の相互作用の解明を重点課題とすることが望ましい。

引 用 文 献

- Abdel-Azeim, S., Al-Yaseri, A., Norrman, K., Patil, P., Qasim, A., Yousef, A., 2023: Wettability of Caprock-H₂-Water: Insights from Molecular Dynamic Simulations and Sessile-Drop Experiment. *Energy Fuels*, **37** (23), 19348–19356, doi:10.1021/acs.energyfuels.3c02042.
- Abid, H., Keshavarz, A., Lercher, J., Iglauer, S., 2022: Promising material for large-scale H₂ storage and efficient H₂-CO₂ separation. *Sep. Purif. Technol.*, **298**, 121542 doi:10.1016/j.seppur.2022.121542.
- Aftab, A., Hassanpouryouzbande, A., Martin, A., Kendrick, J. E., Thaysen, E. M., Heinemann, N.,...Edlmann, K., 2023: Geochemical Integrity of Wellbore Cements during Geological Hydrogen Storage. *Environ. Sci. Technol. Lett.*, **10** (7), 551–556, doi:10.1021/acs.estlett.3c00303.
- Aftab, A., Hassanpouryouzbande, A., Xie, Q., Machuca, L., Sarmadivaleh, M., 2022: Toward a Fundamental Understanding of Geological Hydrogen Storage. *Ind. Eng. Chem. Res.*, **61** (9), 3233–3253, doi:10.1021/acs.iecr.1c04380.
- Aghaei, H., Al-Yaseri, A., Toorajipour, A., Shahsavani, B., Yekeen, N., Edlmann, K., 2023: Host-rock and caprock wettability during hydrogen drainage: Implications of hydrogen subsurface storage. *Fuel*, **351**, 129048, doi:10.1016/j.fuel.2023.129048.
- Al-Yaseri, A., Esteban, L., Giwelli, A., Abdel-Azeim, S., Sarout, J., Sarmadivaleh, M., 2023a: Impact of wettability on storage and recovery of hydrogen gas in the Lesueur Sandstone Formation (Southwest Hub Project, Western Australia). *Int. J. Hydrogen Energy*, **48** (61), 23581–23593, doi:10.1016/j.ijhydene.2023.03.131.
- Al-Yaseri, A., Esteban, L., Yekeen, N., Giwelli, A., Sarout, J., Sarmadivaleh, M., 2023b: The effect of clay on initial and residual saturation of hydrogen in clay-rich sandstone formation: Implications for underground hydrogen storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **48** (13), 5175–5185, doi:10.1016/

- j.ijhydene.2022.11.059.
- Al-Yaseri, A., Al-Mukainah, H., Yekeen, N., Al-Qasim, A., 2023c: Experimental investigation of hydrogen-carbonate reactions via computerized tomography: Implications for underground hydrogen storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **48** (9), 3583–3592, doi:10.1016/j.ijhydene.2022.10.148.
- Al-Yaseri, A., Yekeen, N., Al-Mukainah, H., Sarmadivaleh, M., Lebedev, M., 2024a: Snap-Off Effects and High Hydrogen Residual Trapping: Implications for Underground Hydrogen Storage in Sandstone Aquifer. *Energy Fuels*, **38** (4), 2983–2991, doi:10.1021/acs.energyfuels.3c04261.
- Al-Yaseri, A., Fatah, A., Alsaif, B., Sakthivel, S., Amao, A., Al-Qasim, A., Yousef, A., 2024b: Subsurface Hydrogen Storage in Limestone Rocks: Evaluation of Geochemical Reactions and Gas Generation Potential. *Energy Fuels*, **38** (11), 9923–9932, doi:10.1021/acs.energyfuels.4c00742.
- Al-Yaseri, A., Wolff-Boenisch, D., Fauziah, C., Iglauer, S., 2021: Hydrogen wettability of clays: Implications for underground hydrogen storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **46** (69), 34356–34361, doi:10.1016/j.ijhydene.2021.07.226.
- Alafnan, S., 2024a: Assessing Leakage Risks of Hydrogen through Aquifers and Caprocks. *Energy Fuels*, **38** (20), 19739–19747, doi:10.1021/acs.energyfuels.4c03228.
- Alafnan, S., 2024b: Factors influencing hydrogen migration in cap rocks: Establishing new screening criteria for the selection of underground hydrogen storage locations. *Int. J. Hydrogen Energy*, **83**, 1099–1106, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.08.179.
- Alduhuoori, M., Belhaj, H., Alhameli, F., Aljaberi, F., 2025: Abiotic evaluation of geochemical reactions of sandstone minerals and their impact on underground hydrogen storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **109**, 927–944, doi:10.1016/j.ijhydene.2025.02.106.
- Ali, A., Cole, D., Striolo, A., 2024: Cushion gas effects on clay–hydrogen–brine wettability at conditions relevant to underground gas storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **58**, 668–677, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.01.151.
- Ali, M., Jha, N., Al-Yaseri, A., Zhang, Y., Iglauer, S., Sarmadivaleh, M., 2021: Hydrogen wettability of quartz substrates exposed to organic acids; Implications for hydrogen geo-storage in sandstone reservoirs. *J. Petrol. Sci. Eng.*, **207**, 109081, doi:10.1016/j.petrol.2021.109081.
- Ali, M., Pan, B., Yekeen, N., Al-Ansari, S., Al-Anazi, A., Keshavarz, A., Hoteit, H., 2022: Assessment of wettability and rock–fluid interfacial tension of caprock: Implications for hydrogen and carbon dioxide geo-storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **47** (30), 14104–14120, doi:10.1016/j.ijhydene.2022.02.149.
- Ali, M., Yekeen, N., Ali, M., Alanazi, A., Kamal, M., Keshavarz, A., Hoteit, H., 2024: Hydrogen wettability of Saudi Arabian Basalt: Implications for H₂ geo-storage. *Fuel*, **371**, 132045 doi:10.1016/j.fuel.2024.132045.
- Alshammari, S., Abdel-Azeim, S., Al-Yaseri, A., Qasim, A., 2024: The Influence of CH₄ and CO₂ on the Interfacial Tension of H₂–Brine, Water–H₂–Rock Wettability, and Their Implications on Geological Hydrogen Storage. *Energy & Fuels*, **38** (16), 15834–15847, doi:10.1021/acs.energyfuels.4c02234.
- Amid, A., Mignard, D., Wilkinson, M., 2016: Seasonal storage of hydrogen in a depleted natural gas reservoir. *Int. J. Hydrogen Energy*, **41** (12), 5549–5558, doi:10.1016/j.ijhydene.2016.02.036.
- Amirthan, T., Perera, M. S. A., 2022: The role of storage systems in hydrogen economy: A review. *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, **108**, 104843, doi:10.1016/j.jngse.2022.104843.
- Amirthan, T., Perera, M. S. A., 2023: Underground hydrogen storage in Australia: A review on the feasibility of geological sites. *Int. J. Hydrogen Energy*, **48** (11), 4300–4328, doi:10.1016/j.ijhydene.2022.10.218.
- Aslanneshad, M., Ali, M., KalantariAsl, A., Sayyafzadeh, M., You, Z. J., Iglauer, S., Keshavarz, A., 2023: A review of hydrogen/rock/brine interaction: Implications for Hydrogen Geo-storage. *Prog. Energy Combust. Sci.*, **95**, 101066 doi:10.1016/j.pecs.2022.101066.
- Azadivash, A., 2025: Modeling interfacial tension in hydrogen–water/brine systems for optimizing underground hydrogen storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **100**, 1385–1401, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.12.283.
- Bagchi, C., Patwardhan, S., Iglauer, S., Ben Mahmud, H., Ali, M. F. J., 2025: A Critical Review on Parameters Affecting the Feasibility of Underground Hydrogen Storage. *ACS Omega*, **10** (12), 11658–11696, doi:10.1021/acsomega.4c10442.
- Bahrami, M., Amiri, E., Zivar, D., Ayatollahi, S., Mahani, H., 2023: Challenges in the simulation of underground hydrogen storage: A review of relative permeability and hysteresis in hydrogen–water system. *J. Energy Storage*, **73**, 108886, doi:10.1016/j.est.2023.108886.
- Ben Rhouma, S., Dos Santos, A., Veloso, F., Smai, F., Chiquet, P., Masson, R., Broseta, D., 2024: H₂ storage with CO₂ cushion gas in aquifers: Numerical simulations and performance influences in a realistic reservoir model. *Int. J. Hydrogen Energy*, **110**, 101–114, doi:10.1016/j.ijhydene.2025.01.423.
- Bensing, J., Misch, D., Skerbisch, L., Sachsenhofer, R., 2022: Hydrogen-induced calcite dissolution in Amaltheenton Formation claystones: Implications for underground hydrogen storage caprock integrity. *Int. J. Hydrogen Energy*, **47** (71), 30621–30626, doi:10.1016/j.ijhydene.2022.07.023.
- Bin Navaid, H., Emadi, H., Watson, M., 2023: A comprehensive literature review on the challenges associated with underground hydrogen storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **48** (28), 10603–10635, doi:10.1016/j.ijhydene.2022.11.225.

- Bo, Z., Boon, M., Hajibeygi, H., Hurter, S., 2023: Impact of experimentally measured relative permeability hysteresis on reservoir-scale performance of underground hydrogen storage (UHS). *Int. J. Hydrogen Energy*, **48** (36), 13527–13542, doi:10.1016/j.ijhydene.2022.12.270.
- Bo, Z., Hörning, S., Tang, K., Underschultz, J., Hurter, S., 2025: Insights into site evaluation for underground hydrogen storage (UHS) on gas mixing—the effects of meter-scale heterogeneity and associated reservoir characterization parameters. *Fuel*, **391**, 134677, doi:10.1016/j.fuel.2025.134677.
- Bo, Z., Zeng, L., Chen, Y., Xie, Q., 2021: Geochemical reactions-induced hydrogen loss during underground hydrogen storage in sandstone reservoirs. *Int. J. Hydrogen Energy*, **46** (38), 19998–20009, doi:10.1016/j.ijhydene.2021.03.116.
- Boon, M., Hajibeygi, H., 2022: Experimental characterization of H_2 /water multiphase flow in heterogeneous sandstone rock at the core scale relevant for underground hydrogen storage (UHS). *Sci. Rep.*, **12** (1), 14604, doi:10.1038/s41598-022-18759-8.
- Boon, M., Rademaker, T., Winardhi, C., Hajibeygi, H., 2024: Multiscale experimental study of H_2 /brine multiphase flow in porous rock characterizing relative permeability hysteresis, hydrogen dissolution, and Ostwald ripening. *Sci. Rep.*, **14** (1), 30170, doi:10.1038/s41598-024-81720-4.
- Brey, J., 2021: Use of hydrogen as a seasonal energy storage system to manage renewable power deployment in Spain by 2030. *Int. J. Hydrogen Energy*, **46** (33), 17447–17457, doi:10.1016/j.ijhydene.2020.04.089.
- Caglayan, D., Weber, N., Heinrichs, H., Linssen, J., Robinus, M., Kukla, P. A., Stolten, D., 2020: Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *Int. J. Hydrogen Energy*, **45** (11), 6793–6805, doi:10.1016/j.ijhydene.2019.12.161.
- Chabab, S., Théveneau, P., Coquelet, C., Corvisier, J., Paricaud, P., 2020: Measurements and predictive models of high-pressure H_2 solubility in brine ($H_2O + NaCl$) for underground hydrogen storage application. *Int. J. Hydrogen Energy*, **45** (56), 32206–32220, doi:10.1016/j.ijhydene.2020.08.192.
- Chow, Y., Maitland, G., Trusler, J., 2018: Interfacial tensions of ($H_2O + H_2$) and ($H_2O + CO_2 + H_2$) systems at temperatures of (298–448) K and pressures up to 45 MPa. *Fluid Phase Equilib.*, **475**, 37–44, doi:10.1016/j.fluid.2018.07.022.
- Chow, Y., Maitland, G., Trusler, J., 2020: Interfacial tensions of ($H_2O + H_2$) and ($H_2O + CO_2 + H_2$) systems at temperatures of (298 to 448) K and pressures up to 45 MPa (vol **475**, pg 37, 2018). *Fluid Phase Equilib.*, **503**, 112315, doi:10.1016/j.fluid.2019.112315.
- Ciotta, M., Tassinari, C., Zacharias, L., van der Zwaan, B., Peyerl, D., 2023: Hydrogen storage in depleted offshore gas fields in Brazil: Potential and implications for energy security. *Int. J. Hydrogen Energy*, **48** (100), 39967–39980, doi:10.1016/j.ijhydene.2023.08.209.
- Cook, M., Hanson, D., Alder, B., 1957: Solubility of hydrogen and deuterium in nonpolar solvents. *J. Chem. Phys.*, **26** (4), 748–751, doi:10.1063/1.1743398.
- Davoodi, S., Al-Shargabi, M., Wood, D., Longe, P., Mehrad, M., Rukavishnikov, V. S., 2025: Underground hydrogen storage: A review of technological developments, challenges, and opportunities. *Appl. Energy*, **381**, 125172 doi:10.1016/j.apenergy.2024.125172.
- Dean, M., Tooke, J., 1946: Vapor-liquid equilibria in 3 hydrogen-paraffin systems. *Ind. Eng. Chem.*, **38** (4), 389–393, doi:10.1021/ie50436a014.
- Dehury, R., Chowdhury, S., Sangwai, J., 2024: Dynamics of hydrogen storage in subsurface saline aquifers: A computational and experimental pore-scale displacement study. *Int. J. Hydrogen Energy*, **69**, 817–836, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.05.009.
- Deng, P., Chen, Z., Peng, X., Zhu, S., Liu, B., Lei, X., Di, C., 2025: Converting underground natural gas storage for hydrogen: A review of advantages, challenges and economics. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **213**, 115438, doi:10.1016/j.rser.2025.115438.
- Dilshan, R., Perera, M., Matthai, S., 2024: Effect of mechanical weakening and crack formation on caprock integrity during underground hydrogen storage in depleted gas reservoirs – A comprehensive review. *Fuel*, **371**, 131893, doi:10.1016/j.fuel.2024.131893.
- Doan, Q., Keshavarz, A., Behrenbruch, P., Iglauder, S., 2025: Hydrogen diffusion into water and cushion gases – Relevance for hydrogen geo-storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **98**, 1099–1106, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.12.147.
- Doan, Q., Keshavarz, A., Miranda, C., Behrenbruch, P., Iglauder, S., 2024: A prediction of interfacial tension by using molecular dynamics simulation: A study on effects of cushion gas (CO_2 , N_2 and CH_4) for Underground Hydrogen Storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **50**, 1607–1615, doi:10.1016/j.ijhydene.2023.10.156.
- Dodangoda, C., Ranjith, P., 2024: Quantification of hydrogen depletion and mineral reactivity in underground hydrogen storage reservoirs. *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, **126**, 205318, doi:10.1016/j.jngse.2024.205318.
- Dopffel, N., Mayers, K., Kedir, A., Alagic, E., An-Stepec, B., Djurhuus, K.,...Hoth, S., 2023: Microbial hydrogen consumption leads to a significant pH increase under high-saline-conditions: Implications for hydrogen storage in salt caverns. *Sci. Rep.*, **13** (1), 10564, doi:10.1038/s41598-023-37630-y.
- Dopffel, N., Mayers, K., Kedir, A., An-Stepec, B., Beeder, J.,

- Hoth, S., 2025: Exploring microbiological dynamics in a salt cavern for potential hydrogen storage use. *Environ. Microbiol. Rep.*, **17** (2), e70064, doi:10.1111/1758-2229.70064.
- Ebere, F., Jabbari, H., 2024: Unlocking underground hydrogen storage potential: Geochemical characterization of North Dakota' s geological formation. *Int. J. Hydrogen Energy*, **93**, 250–272, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.10.330.
- Elberry, A., Thakur, J., Veysey, J., 2021: Seasonal hydrogen storage for sustainable renewable energy integration in the electricity sector: A case study of Finland. *J. Energy Storage*, **44**, 103474, doi:10.1016/j.est.2021.103474.
- Epelle, E., Obande, W., Udourioh, G., Afolabi, I., Desongu, K., Orivri, U.,...Okolie, J., 2022: Perspectives and prospects of underground hydrogen storage and natural hydrogen. *Sustain. Energy Fuels*, **6** (14), 3324–3343, doi:10.1039/d2se00618a.
- Ershadnia, R., Singh, M., Mahmoodpour, S., Meyal, A., Moeini, F., Hosseini, S.,...Soltanian, M., 2023: Impact of geological and operational conditions on underground hydrogen storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **48** (4), doi:10.1016/j.ijhydene.2022.09.208.
- Esfandyari, H., Sarmaadivaleh, M., Esmaeilzadeh, F., Ali, M., Iglauer, S., Keshavarz, A., 2022: Experimental evaluation of rock mineralogy on hydrogen-wettability: Implications for hydrogen geo-storage. *J. Energy Storage*, **52**, 104866 doi:10.1016/j.est.2022.104866.
- Fatah, A., Al Ramadan, M., Al-Yaseri, A., 2024a: Hydrogen impact on cement integrity during underground hydrogen storage: A minireview and future outlook. *Energy Fuels*, **38** (3), 1713–1728, doi:10.1021/acs.energyfuels.3c04364.
- Fatah, A., Mahmoud, A., Al-Yaseri, A., 2024b: Impact of cement additives on capillary pressure and petrophysical properties in oil well cementation for geological hydrogen storage. *Energy Fuels*, **38** (22), 22402–22411, doi: 10.1021/acs.energyfuels.4c04269.
- Fernandez, D., Emadi, H., Hussain, A., Thiyagarajan, S., Herd, B., 2024: A holistic review on wellbore integrity challenges associated with underground hydrogen storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **57**, 240–262, doi:10.1016/j.ijhydene.2023.12.230.
- Flesch, S., Pudlo, D., Albrecht, D., Jacob, A., Enzmann, F., 2018: Hydrogen underground storage – Petrographic and petrophysical variations in reservoir sandstones from laboratory experiments under simulated reservoir conditions. *Int. J. Hydrogen Energy*, **43** (45), 20822–20835, doi:10.1016/j.ijhydene.2018.09.112.
- Florusse, L. J., Peters, C. J., Pàmies, J. C., Vega, L. F., Meijer, H., 2003: Solubility of hydrogen in heavy n-alkanes: Experiments and saft modeling. *AIChE J.*, **49** (12), 3260–3269, doi: 10.1002/aic.690491225.
- Gabrielli, P., Poluzzi, A., Kramer, G., Spiers, C., Mazzotti, M., Gazzani, M., 2020: Seasonal energy storage for zero-emissions multi-energy systems via underground hydrogen storage. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **121**, 109629, doi:10.1016/j.rser.2019.109629.
- Gbadamosi, A., Muhammed, N., Patil, S., Al Shehri, D., Haq, M., Epelle, E.,...Kamal, M., 2023: Underground hydrogen storage: A critical assessment of fluid-fluid and fluid-rock interactions. *J. Energy Storage*, **72**, 108473, doi:10.1016/j.est.2023.108473.
- Ghafari, M., Ghasemi, M., Niasar, V., Babaei, M., 2024: Wetting preference of silica surfaces in the context of underground hydrogen storage: A molecular dynamics perspective. *Langmuir*, **40** (39), 20559–20575, doi:10.1021/acs.langmuir.4c02311.
- Ghasemi, M., Omrani, S., Mahmoodpour, S., Zhou, T., 2022: Molecular dynamics simulation of hydrogen diffusion in water-saturated clay minerals: Implications for underground hydrogen storage (UHS). *Int. J. Hydrogen Energy*, **47** (59), 24871–24885, doi:10.1016/j.ijhydene.2022.05.246.
- Gholami, R., 2023: Hydrogen storage in geological porous media: Solubility, mineral trapping, H₂S generation and salt precipitation. *J. Energy Storage*, **59**, 106576, doi:10.1016/j.est.2022.106576.
- Goodarzi, S., Zhang, Y., Foroughi, S., Bijeljic, B., Blunt, M., 2024: Trapping, hysteresis and Ostwald ripening in hydrogen storage: A pore-scale imaging study. *Int. J. Hydrogen Energy*, **56**, 1139–1151, doi:10.1016/j.ijhydene.2023.12.029.
- Haddad, P., Ranchou-Peyruse, M., Guignard, M., Mura, J., Casteran, F., Ronjon-Magand, L.,...Ranchou-Peyruse, A., 2022: Geological storage of hydrogen in deep aquifers – An experimental multidisciplinary study. *Energy Environ. Sci.*, **15** (8), 3400–3415, doi:10.1039/d2ee00765g.
- Hashemi, L., Boon, M., Glerum, W., Farajzadeh, R., Hajibeygi, H., 2022: A comparative study for H₂–CH₄ mixture wettability in sandstone porous rocks relevant to underground hydrogen storage. *Adv. Water Resour.*, **163**, 104165, doi:10.1016/j.advwatres.2022.104165.
- Hashemi, L., Glerum, W., Farajzadeh, R., Hajibeygi, H., 2021: Contact angle measurement for hydrogen/brine/sandstone system using captive-bubble method relevant for underground hydrogen storage. *Adv. Water Resour.*, **154**, 103964 doi:10.1016/j.advwatres.2021.103964.
- Hashemi, M., Sedaee, B., Fathi, Y., 2025: Assessing hydrogen leakage in underground hydrogen storage: Insights from parametric analysis. *Energy Fuels*, **39** (7), 3668–3682, doi:10.1021/acs.energyfuels.4c05518.
- Hassannayebi, N., Azizmohammadi, S., De Lucia, M., Ott, H., 2019: Underground hydrogen storage: Application of geochemical modelling in a case study in the Molasse

- Basin, Upper Austria. *Environ. Earth Sci.*, **78** (5), 177, doi:10.1007/s12665-019-8184-5.
- Hassanpouryouzband, A., Adie, K., Cowen, T., Thaysen, E. *et al.*, 2022: Geological hydrogen storage: Geochemical reactivity of hydrogen with sandstone reservoirs. *ACS Energy Lett.*, **7** (7), 2203–2210, doi:10.1021/acsenerylett.2c01024.
- Heinemann, N., Scafidi, J., Pickup, G., Thaysen, E., Hassanpouryouzband, A., Wilkinson, M.,...Haszeldine, R., 2021: Hydrogen storage in saline aquifers: The role of cushion gas for injection and production. *Int. J. Hydrogen Energy*, **46** (79), 39284–39296, doi:10.1016/j.ijhydene.2021.09.174.
- Hematpur, H., Abdollahi, R., Rostami, S., Haghighi, M., Blunt, M., 2023: Review of underground hydrogen storage: Concepts and challenges. *Adv. Geo-Energy Res.*, **7** (2), 111–131, doi:10.46690/ager.2023.02.05.
- Herring, A., Huang, R., Sheppard, A., 2024: Directionality of gravitational and thermal diffusive transport in geologic fluid storage. *Phys. Rev. E*, **110** (1), 015106, doi:10.1103/PhysRevE.110.015106.
- Higgs, S., Da Wang, Y., Sun, C., Ennis-King, J., Jackson, S., Armstrong, R., Mostaghimi, P., 2022: *In-situ* hydrogen wettability characterisation for underground hydrogen storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **47** (26), 13062–13075, doi:10.1016/j.ijhydene.2022.02.022.
- Higgs, S., Da Wang, Y., Sun, C., Ennis-King, J., Jackson, S., Armstrong, R., Mostaghimi, P., 2023: Comparative analysis of hydrogen, methane, and nitrogen relative permeability: Implications for underground hydrogen storage. *J. Energy Storage*, **73**, 108827, doi:10.1016/j.est.2023.108827.
- Higgs, S., Da Wang, Y., Sun, C., Ennis-King, J., Jackson, S., Armstrong, R., Mostaghimi, P., 2024: Direct measurement of hydrogen relative permeability hysteresis for underground hydrogen storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **50**, 524–541, doi:10.1016/j.ijhydene.2023.07.270.
- Hosseini, M., Fahimpour, J., Ali, M., Keshavarz, A., Iglauer, S., 2022a: H₂-brine interfacial tension as a function of salinity, temperature, and pressure; implications for hydrogen geo-storage. *J. Petrol. Sci. Eng.*, **213**, 110441, doi:10.1016/j.petrol.2022.110441.
- Hosseini, M., Ali, M., Fahimpour, J., Keshavarz, A., Iglauer, S., 2022b: Basalt-H₂-brine wettability at geo-storage conditions: Implication for hydrogen storage in basaltic formations. *J. Energy Storage*, **52**, 104745, doi:10.1016/j.est.2022.104745.
- Hosseini, M., Fahimpour, J., Ali, M., Keshavarz, A., Iglauer, S., 2022c: Capillary sealing efficiency analysis of caprocks: Implication for hydrogen geological storage. *Energy Fuels*, **36** (7), 4065–4075, doi:10.1021/acs.energyfuels.2c00281.
- Hosseini, M., Ali, M., Fahimpour, J., Keshavarz, A., Iglauer, S., 2023: Calcite-fluid interfacial tension: H₂ and CO₂ geological storage in carbonates. *Energy Fuels*, **37** (8), 5986–5994, doi:10.1021/acs.energyfuels.3c00399.
- Huang, T., Moridis, G., Blasingame, T., 2024: Numerical simulation of seasonal underground hydrogen storage: Role of the initial gas amount on the round-trip hydrogen recovery efficiency. *Int. J. Hydrogen Energy*, **88**, 289–312, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.09.182.
- Hubao, A., Yang, Z., Chen, Y., Hu, R., Wood, C., Kang, Q., Chen, Y., 2024: H₂ diffusion in cement nanopores and its implication for underground hydrogen storage. *J. Energy Storage*, **102**, 113926, doi:10.1016/j.est.2024.113926.
- Hunt, J., Nascimento, A., Nascimento, N., Vieira, L., Romero, O., 2022: Possible pathways for oil and gas companies in a sustainable future: From the perspective of a hydrogen economy. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **160**, 112291, doi:10.1016/j.rser.2021.112291.
- Iglauer, S., Ali, M., Keshavarz, A., 2021: Hydrogen wettability of sandstone reservoirs: Implications for hydrogen geo-storage. *Geophys. Res. Lett.*, **48** (3), 5, doi:10.1029/2020gl090814.
- Isfahani, Z., Jafari, A., Fahimpour, J., Hosseini, M., Iglauer, S., Keshavarz, A., 2024: Sandstone wettability and mixed gas composition: Unraveling the impact of CO₂ in hydrogen geo-storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **59**, 1352–1366, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.02.120.
- Isfahani, Z., Sheidaie, A., Hosseini, M., Fahimpour, J., Iglauer, S., Keshavarz, A., 2023: Interfacial tensions of (brine + H₂ + CO₂) systems at gas geo-storage conditions. *J. Mol. Liq.*, **374**, 121279, doi:10.1016/j.molliq.2023.121279.
- Jadhawar, P., Saeed, M., 2024: Mechanistic evaluation of the reservoir engineering performance for the underground hydrogen storage in a deep North Sea aquifer. *Int. J. Hydrogen Energy*, **50**, 558–574, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.07.272.
- Jahanbakhsh, A., Potapov-Crighton, A., Mosallanezhad, A., Kaloorazi, N., Maroto-Valer, M., 2024: Underground hydrogen storage: A UK perspective. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **189**, doi:10.1016/j.rser.2023.114001.
- Jangda, Z., Menke, H., Busch, A., Geiger, S., Bultreys, T., Lewis, H., Singh, K., 2023: Pore-scale visualization of hydrogen storage in a sandstone at subsurface pressure and temperature conditions: Trapping, dissolution and wettability. *J. Colloid Interface Sci.*, **629**, 316–325, doi:10.1016/j.jcis.2022.09.082.
- Janjua, A., Ali, M., Murtaza, M., Patil, S., Kamal, M., 2024: Effects of salinity, temperature, and pressure on H₂-brine interfacial tension: Implications for underground hydrogen storage. *J. Energy Storage*, **95**, 112510, doi:10.1016/j.est.2024.112510.
- Juez-Larré, J., Machado, C., Groenenberg, R., Belfroid, S., Yousefi, S., 2023: A detailed comparative performance study

- of underground storage of natural gas and hydrogen in the Netherlands. *Int. J. Hydrogen Energy*, **48** (74), 28843–28868, doi:10.1016/j.ijhydene.2023.03.347.
- Kanaani, M., Sedaee, B., Asadian-Pakfar, M., 2022: Role of cushion gas on underground hydrogen storage in depleted oil reservoirs. *J. Energy Storage*, **45**, 103783, doi:10.1016/j.est.2021.103783.
- Khajooie, S., Gaus, G., Dohrmann, A., Krüger, M., Littke, R., 2024a: Methanogenic conversion of hydrogen to methane in reservoir rocks: An experimental study of microbial activity in water-filled pore space. *Int. J. Hydrogen Energy*, **50**, 272–290, doi:10.1016/j.ijhydene.2023.07.065.
- Khajooie, S., Gaus, G., Seemann, T., Claes, H., Nehler, M.,...Littke, R., 2024b: Methanogenic activity in water-saturated reservoir analogues for underground hydrogen storage: The role of surface area. *Int. J. Hydrogen Energy*, **90**, 171–190, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.09.395.
- Kim, H., Ding, S., Bondarenko, N., Willette, D., Salahshoor, S., Makhnenko, R., 2025: Experimental approaches for characterization of water-hydrogen flow in reservoir rock. *J. Energy Storage*, **114**, 115785, doi:10.1016/j.est.2025.115785.
- Kiran, R., Upadhyay, R., Rajak, V., Gupta, S., Pama, H., 2023: Comprehensive study of the underground hydrogen storage potential in the depleted offshore Tapti-gas field. *Int. J. Hydrogen Energy*, **48** (33), 12396–12409, doi:10.1016/j.ijhydene.2022.12.172.
- Kobeissi, S., Ling, N., Yang, K., May, E., Johns, M., 2024: Dispersion of hydrogen in different potential cushion gases. *Int. J. Hydrogen Energy*, **60**, 940–948, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.02.151.
- Kohzadvand, K., Kouhi, M., Barati, A., Omrani, S., Ghasemi, M., 2023: Prediction of interfacial wetting behavior of H₂/mineral/brine; implications for H₂ geo-storage. *J. Energy Storage*, **72**, 108567, doi:10.1016/j.est.2023.108567.
- Krevor, S., De Coninck, H., Gasda, S., Ghaleigh, N., de Gooyert, V., Hajibeygi, H.,...Swennenhuis, F., 2023: Subsurface carbon dioxide and hydrogen storage for a sustainable energy future. *Nat. Rev. Earth Environ.*, **4** (2), 102–118, doi:10.1038/s43017-022-00376-8.
- Kumar, K., Honorio, H., Chandra, D., Lesueur, M., Hajibeygi, H., 2023: Comprehensive review of geomechanics of underground hydrogen storage in depleted reservoirs and salt caverns. *J. Energy Storage*, **73**, 108912, doi:10.1016/j.est.2023.108912.
- Lardhi, M., Haq, B., Al Shehri, D., Muhammed, N., 2025: Hydrogen storage in depleted oil reservoirs: Insight into bibliometric analysis, influencing factors, selection of cushion gas and potential sites. *Int. J. Hydrogen Energy*, **101**, 1329–1361, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.12.483.
- Le Duigou, A., Bader, A., Lanoix, J., Nadau, L., 2017: Relevance and costs of large scale underground hydrogen storage in France. *Int. J. Hydrogen Energy*, **42** (36), 22987–23003, doi:10.1016/j.ijhydene.2017.06.239.
- Lee, H., Germann, T., Gross, M., Mehana, M., 2025: Molecular simulation of hydrogen adsorption in subsurface systems with implications for underground storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **114**, 71–80, doi:10.1016/j.ijhydene.2025.02.451.
- Lemieux, A., Shkarupin, A., Sharp, K., 2020: Geologic feasibility of underground hydrogen storage in Canada. *Int. J. Hydrogen Energy*, **45** (56), 32243–32259, doi:10.1016/j.ijhydene.2020.08.244.
- Leng, G., Yan, W., Chen, Z., Li, Z., Liu, B., Deng, P.,...Qi, H., 2025: Technical challenges and opportunities of hydrogen storage: A comprehensive review on different types of underground storage. *J. Energy Storage*, **114**, 115900, doi:10.1016/j.est.2025.115900.
- Lin, H., Sebastian, H., Chao, K., 1980: Gas-liquid equilibrium in hydrogen + normal-hexadecane and methane + normal-hexadecane at elevated temperatures and pressures. *J. Chem. Eng. Data*, **25** (3), 252–254, doi:10.1021/je60086a012.
- Liu, J., Wang, S., Javadpour, F., Feng, Q., Cha, L., 2022: Hydrogen diffusion in clay slit: Implications for the geological storage. *Energy Fuels*, **36** (14), 7651–7660, doi:10.1021/acs.energyfuels.2c01189.
- Lord, A., Kobos, P., Borns, D., 2014: Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands. *Int. J. Hydrogen Energy*, **39** (28), 15570–15582, doi:10.1016/j.ijhydene.2014.07.121.
- Lysy, M., Ferno, M., Ersland, G., 2021: Seasonal hydrogen storage in a depleted oil and gas field. *Int. J. Hydrogen Energy*, **46** (49), 25160–25174, doi:10.1016/j.ijhydene.2021.05.030.
- Lysy, M., Liu, N., Solstad, C., Ferno, M., *et al.*, 2023: Microfluidic hydrogen storage capacity and residual trapping during cyclic injections: Implications for underground storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **48** (80), 31294–31304, doi:10.1016/j.ijhydene.2023.04.253.
- Ma, N., Zhao, W., Wang, W., Li, X., Zhou, H., 2024: Large scale of green hydrogen storage: Opportunities and challenges. *Int. J. Hydrogen Energy*, **50**, 379–396, doi:10.1016/j.ijhydene.2023.09.021.
- Madirisha, M., Ikotun, B., 2024: Hydrogen storage in depleted geological hydrocarbon reservoirs: Enhancing wellbore integrity and sustainability with geopolymer cement - Review. *J. Energy Storage*, **84**, 110834, doi:10.1016/j.est.2024.110834.
- Mahdi, D., Al-Khdheawi, E., Yuan, Y., Zhang, Y., Iglauer, S., 2021: Hydrogen underground storage efficiency in a heterogeneous sandstone reservoir. *Adv. Geo-Energy Res.*, **5** (4), 437–443, doi:10.26804/ager.2021.04.08.
- Malki, M., Chellal, H., Mao, S., Rasouli, V., Mehana, M., 2024:

- A critical review of underground hydrogen storage: From fundamentals to applications, unveiling future frontiers in energy storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **79**, 1365–1394, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.07.076.
- Mao, S., Chen, B., Morales, M., Malki, M., Mehana, M., 2024: Cushion gas effects on hydrogen storage in porous rocks: Insights from reservoir simulation and deep learning. *Int. J. Hydrogen Energy*, **68**, 1033–1047, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.04.288.
- Medina, O., Gallego, J., Moncayo-Riascos, I., Lysyy, M., Benjumea, P., Cortés, F., Franco, C., 2024: Salinity influence on underground hydrogen storage: Insights from molecular dynamics and pore-scale analysis. *Int. J. Hydrogen Energy*, **60**, 959–975, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.02.073.
- Mendez, I., El-Sayed, W., Menefee, A., Karpyn, Z., 2024: Insights into underground hydrogen storage challenges: A review on hydrodynamic and biogeochemical experiments in porous media. *Energy Fuels*, **38** (21), 20015–20032, doi:10.1021/acs.energyfuels.4c03142.
- Meng, J., Li, C., Zhang, S., Hellevang, H., Xiang, L., 2024: New computational method for calculating water droplet-clay contact angles: Based on molecular dynamics. *Appl. Clay Sci.*, **252**, 107343, doi:10.1016/j.clay.2024.107343.
- Michalski, J., 2017: Investment decisions in imperfect power markets with hydrogen storage and large share of intermittent electricity. *Int. J. Hydrogen Energy*, **42** (19), 13368–13381, doi:10.1016/j.ijhydene.2017.01.141.
- Mirchi, V., Dejam, M., Alvarado, V., 2022: Interfacial tension and contact angle measurements for hydrogen-methane mixtures/brine/oil-wet rocks at reservoir conditions. *Int. J. Hydrogen Energy*, **47** (82), 34963–34975, doi:10.1016/j.ijhydene.2022.08.056.
- Molíková, A., Vitezová, M., Vitez, T., Buriánková, I., Huber, H., Dengler, L.,...Urbanová, N., 2022: Underground gas storage as a promising natural methane bioreactor and reservoir? *J. Energy Storage*, **47**, 103631, doi:10.1016/j.est.2021.103631.
- Muhammed, N. S., Haq, M. B., Al Shehri, D. A., Al-Ahmed, A., Rahman, M., Zaman, E., 2023a: Hydrogen storage in depleted gas reservoirs: A comprehensive review. *Fuel*, **337**, 127032, doi:10.1016/j.fuel.2022.127032.
- Muhammed, N., Haq, B., Al Shehri, D., 2023b: Hydrogen storage in depleted gas reservoirs using nitrogen cushion gas: A contact angle and surface tension study. *Int. J. Hydrogen Energy*, **48** (98), 38782–38807, doi:10.1016/j.ijhydene.2023.06.208.
- Muhammed, N., Haq, B., Al Shehri, D., 2023c: Role of methane as a cushion gas for hydrogen storage in depleted gas reservoirs. *Int. J. Hydrogen Energy*, **48** (76), 29663–29681, doi:10.1016/j.ijhydene.2023.04.173.
- Muhammed, N., Haq, B., Al Shehri, D., Amao, A., 2024a: Geochemical influences of hydrogen storage in depleted gas reservoirs with N₂ cushion gas. *Int. J. Hydrogen Energy*, **87**, 782–792, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.09.061.
- Muhammed, N., Haq, B., Al Shehri, D., Badmus, S., Adebayo, A., Mahmoud, M., 2024b: Hydrogen injection and withdrawal performance in depleted gas reservoirs. *Int. J. Hydrogen Energy*, **96**, 427–442, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.11.229.
- Muhammed, N. S., Haq, B., Al Shehri, D., Al-Ahmed, A., Rahman, M., Zaman, E., 2022: A review on underground hydrogen storage: Insight into geological sites, influencing factors, and future outlook. *Energy Rep.*, **8**, 461–499, doi:10.1016/j.egy.2021.12.002.
- Muller, E., Guélard, J., Sissmann, O., Tafit, A., Poirier, S., 2024: Evidencing the influence of temperature and mineralogy on microbial competition for hydrogen consumption: Implications for underground hydrogen storage (UHS). *Int. J. Hydrogen Energy*, **82**, 1101–1113, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.08.024.
- Nassabeh, M., You, Z., Keshavarz, A., Iglauer, S., 2025: Data-driven strategy for contact angle prediction in underground hydrogen storage using machine learning. *J. Energy Storage*, **114**, 115908, doi:10.1016/j.est.2025.115908.
- Okere, C., Sheng, J., Ejike, C., 2024: Evaluating reservoir suitability for large-scale hydrogen storage: A preliminary assessment considering reservoir properties. *Energy Geoscience*, **5** (4), 100318, doi:10.1016/j.egys.2024.100318.
- Oliveira, A., Beswick, R., Yan, Y., 2021: A green hydrogen economy for a renewable energy society. *Curr. Opin. Chem. Eng.*, **33**, 100701, doi:10.1016/j.coche.2021.100701.
- Omrani, S., Ghasemi, M., Singh, M., Mahmoodpour, S., Zhou, T., Babaei, M., Niasar, V., 2023: Interfacial Tension-Temperature-Pressure-Salinity Relationship for the Hydrogen-Brine System under Reservoir Conditions: Integration of Molecular Dynamics and Machine Learning. *Langmuir*, **39** (36), 12680–12691, doi: 10.1021/acs.langmuir.3c01424.
- Pan, B., Liu, K., Ren, B., Zhang, M., Ju, Y., Gu, J.,...Iglauer, S., 2023: Impacts of relative permeability hysteresis, wettability, and injection/withdrawal schemes on underground hydrogen storage in saline aquifers. *Fuel*, **333**, 126516, doi:10.1016/j.fuel.2023.126516.
- Pan, B., Yin, X., Ju, Y., Iglauer, S., 2021a: Underground hydrogen storage: Influencing parameters and future outlook. *Adv. Colloid Interface Sci.*, **294**, 102473, doi:10.1016/j.cis.2021.102473.
- Pan, B., Yin, X., Iglauer, S., 2021b: Rock-fluid interfacial tension at subsurface conditions: Implications for H₂, CO₂, and natural gas geo-storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **46** (50), 25578–25585, doi:10.1016/j.ijhydene.2021.05.067.
- Panfilov, M., 2010: Underground Storage of Hydrogen: In Situ Self-Organisation and Methane Generation. *Transp. Porous*

- Media*, **85** (3), 841–865, doi:10.1007/s11242-010-9595-7.
- Peng, J., Xia, B., Lu, Y., Wang, L., Song, R., 2025: Pore-scale numerical investigation on the capillary trapping of hydrogen in natural sandstone under *in-situ* wettability condition: Implications for underground hydrogen storage in aquifers. *Int. J. Hydrogen Energy*, **113**, 509–522, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.02.480.
- Perera, M., 2023: A review of underground hydrogen storage in depleted gas reservoirs: Insights into various rock-fluid interaction mechanisms and their impact on the process integrity. *Fuel*, **334**, 126677, doi:10.1016/j.fuel.2022.126677.
- Pfeiffer, W., Al Hagrey, S., Köhn, D., Rabbel, W., Bauer, S., 2016: Porous media hydrogen storage at a synthetic, heterogeneous field site: numerical simulation of storage operation and geophysical monitoring. *Environ. Earth Sci.*, **75** (16), doi:10.1007/s12665-016-5958-x.
- Pfeiffer, W., Bauer, S., 2015: Subsurface porous media hydrogen storage - scenario development and simulation. *Energy Procedia*, **76**, 565–572, doi:10.1016/j.egypro.2015.07.872.
- Pfeiffer, W., Beyer, C., Bauer, S., 2017: Hydrogen storage in a heterogeneous sandstone formation: dimensioning and induced hydraulic effects. *Petrol. Geosci.*, **23** (3), 315–326, doi:10.1144/petgeo2016-050.
- Phan, A., Barker, V., Hassanpouryouzband, A., Ho, T., 2025: Simulation insights into wetting properties of hydrogen-brine-clay for hydrogen geo-storage. *J. Energy Storage*, **112**, 115477, doi:10.1016/j.est.2025.115477.
- Prausnitz, J., Benson, P., 1959: Solubility of liquids in compressed hydrogen, nitrogen, and carbon dioxide. *AIChE J.*, **5** (2), 161–164, doi:10.1002/aic.690050208.
- Qiu, Y., Zhou, S., Wang, J., Chou, J., Fang, Y., Pan, G., Gu, W., 2020: Feasibility analysis of utilising underground hydrogen storage facilities in integrated energy system: Case studies in China. *Appl. Energy*, **269**, 115140, doi:10.1016/j.apenergy.2020.115140.
- Raad, S., Leonenko, Y., Hassanzadeh, H., 2022: Hydrogen storage in saline aquifers: Opportunities and challenges. *Renew. Sustainable Energy Rev.*, **168**, 112846, doi:10.1016/j.rser.2022.112846.
- Raza, A., Arif, M., Glatz, G., Mahmoud, M., Al Kobaisi, M., Alafnan, S., Iglauer, S., 2022: A holistic overview of underground hydrogen storage: Influencing factors, current understanding, and outlook. *Fuel*, **330**, 125636, doi:10.1016/j.fuel.2022.125636.
- Rezaei, A., Hassanzadeh, A., Molnar, I., Derikvand, Z., Haszeldine, R., Edlmann, K., 2022: Relative Permeability of Hydrogen and Aqueous Brines in Sandstones and Carbonates at Reservoir Conditions. *Geophys. Res. Lett.*, **49** (12), e2022GL099433, doi:10.1029/2022GL099433.
- Rooney, C., Tappero, R., Nicholas, S., Li, Q., 2024: Wellbore cement alteration and roles of CO₂ and shale during underground hydrogen storage. *Appl. Geochem.*, **170**, 106088, doi:10.1016/j.apgeochem.2024.106088.
- Sadkhan, R., Al-Mudhafar, W., 2024: Key aspects of underground hydrogen storage in depleted hydrocarbon reservoirs and saline aquifers: A review and understanding. *Energy Geosci.*, **5** (4), 100339, doi:10.1016/j.egas.2024.100339.
- Saeed, M., Jadhawar, P., 2024a: Modelling underground hydrogen storage: A state-of-the-art review of fundamental approaches and findings. *Gas Sci. Eng.*, **121**, 205196, doi:10.1016/j.gse.2023.205196.
- Saeed, M., Jadhawar, P., 2024b: Optimizing underground hydrogen storage in aquifers: The impact of cushion gas type. *Int. J. Hydrogen Energy*, **52**, 1537–1549, doi:10.1016/j.ijhydene.2023.08.352.
- Safari, A., Esfandyari, H., Sugai, Y., Haghighi, M., Zeinijahromi, A., Sarmadivaleh, M., Masoumi, H., 2024: Computational fluid dynamics modeling of rock-liquid-H₂ contact angles: Implications for underground hydrogen storage. *J. Energy Storage*, **81**, 110475, doi:10.1016/j.est.2024.110475.
- Safari, A., Zeng, L., Nguete, R., Sugai, Y., Sarmadivaleh, M., 2023: Review on using the depleted gas reservoirs for the underground H₂ storage: A case study in Niigata prefecture, Japan. *Int. J. Hydrogen Energy*, **48** (28), 10579–10602, doi:10.1016/j.ijhydene.2022.12.108.
- Sainz-Garcia, A., Abarca, E., Rubi, V., Grandia, F., 2017: Assessment of feasible strategies for seasonal underground hydrogen storage in a saline aquifer. *Int. J. Hydrogen Energy*, **42** (26), 16657–16666, doi:10.1016/j.ijhydene.2017.05.076.
- Sekar, L., Kiran, R., Okoroafor, E., Wood, D., 2023: Review of reservoir challenges associated with subsurface hydrogen storage and recovery in depleted oil and gas reservoirs. *J. Energy Storage*, **72**, 108605, doi:10.1016/j.est.2023.108605.
- Shojaee, A., Ghanbari, S., Wang, G., Mackay, E., 2024: Interplay between microbial activity and geochemical reactions during underground hydrogen storage in a seawater-rich formation. *Int. J. Hydrogen Energy*, **50**, 1529–1541, doi:10.1016/j.ijhydene.2023.10.061.
- Šmigán, P., Greksák, M., Kozánková, J., Buzek, F., Onderka, V., Wolf, I., 1990: Methanogenic bacteria as a key factor involved in changes of town gas stored in an underground reservoir. *FEMS Microbiol. Ecol.*, **73** (3), 221–224, doi:10.1016/0378-1097(90)90733-7.
- Sun, B., Zhang, M., Sun, Q., Zhong, J., Shao, G., 2025: Review on natural hydrogen wells safety. *Nat. Commun.*, **16** (1), doi:10.1038/s41467-024-55773-y.
- Talukdar, M., Blum, P., Heinemann, N., Miocic, J., 2024: Techno-economic analysis of underground hydrogen

- storage in Europe. *iScience*, **27** (1), 108771, doi:10.1016/j.isci.2023.108771.
- Tarkowski, R., 2019: Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects. *Renew. Sustainable Energy Rev.*, **105**, 86–94, doi:10.1016/j.rser.2019.01.051.
- Tarkowski, R., Uliasz-Misiak, B., 2022: Towards underground hydrogen storage: A review of barriers. *Renew. Sustainable Energy Rev.*, **162**, 112451, doi:10.1016/j.rser.2022.112451.
- Tenthorey, E., Hsiao, W., Puspitasari, R., Giddins, M., Pallikathakathil, Z., Dandekar, R.,...Feitz, A., 2024: Geomechanics of hydrogen storage in a depleted gas field. *Int. J. Hydrogen Energy*, **60**, 636–649, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.02.189.
- Thaysen, E., Butler, I., Hassanpouryouzband, A., Freitas, D., Alvarez-Borges, F., Krevor, S.,...Edlmann, K., 2023: Pore-scale imaging of hydrogen displacement and trapping in porous media. *Int. J. Hydrogen Energy*, **48** (8), 3091–3106, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.10.153.
- Thaysen, E., Jangda, Z., Hassanpouryouzband, A., Menke, H., Singh, K., Butler, I.,...Edlmann, K., 2024: Hydrogen wettability and capillary pressure in Clashach sandstone for underground hydrogen storage. *J. Energy Storage*, **97**, 112916, doi:10.1016/j.est.2024.112916.
- Thiyagarajan, S., Emadi, H., Hussain, A., Patange, P., Watson, M., 2022: A comprehensive review of the mechanisms and efficiency of underground hydrogen storage. *J. Energy Storage*, **51**, 104490, doi:10.1016/j.est.2022.114490.
- Thoraval, A., Lahaie, F., Brouard, B., Berest, P., 2015: A generic model for predicting long-term behavior of storage salt caverns after their abandonment as an aid to risk assessment. *Int. J. Rock Mech. Mining Sci.*, **77**, 44–59, doi:10.1016/j.ijrmms.2014.10.014.
- Toleukhanov, A., Panfilov, M., Kaltayev, A., 2015: Storage of hydrogenous gas mixture in geological formations: Self-organisation in presence of chemotaxis. *Int. J. Hydrogen Energy*, **40** (46), 15952–15962, doi:10.1016/j.ijhydene.2015.10.033.
- Truche, L., Berger, G., Destigneville, C., Guillaume, D., Giffaut, E., 2010: Kinetics of pyrite to pyrrhotite reduction by hydrogen in calcite buffered solutions between 90 and 180 ° C: Implications for nuclear waste disposal. *Geochim. Cosmochim. Acta*, **74** (10), 2894–2914, doi:10.1016/j.gca.2010.02.027.
- Truche, L., Jodin-Caumon, M., Lerouge, C., Berger, G., *et al.*, 2013: Sulphide mineral reactions in clay-rich rock induced by high hydrogen pressure. Application to disturbed or natural settings up to 250 °C and 30 bar. *Chem. Geol.*, **351**, 217–228, doi:10.1016/j.chemgeo.2013.05.025.
- Ugarte, E., Salehi, S., 2022: A review on well integrity issues for underground hydrogen storage. *J. Energy Res. Technol.*, **144** (4), doi:10.1115/1.4052626.
- Uliasz-Bochenczyk, A., Wisniowski, R., 2025: Impact of hydrogen on cement slurry: A review. *Renew. Sust. Energy Rev.*, **214**, 115541, doi:10.1016/j.rser.2025.115541.
- Van Rooijen, W., Habibi, P., Xu, K., Dey, P., Vlugt, T., Hajibeygi, H., Moulton, O., 2023: Interfacial tensions, solubilities, and transport properties of the H₂/H₂O/NaCl system: A molecular simulation study. *J. Chem. Eng. Data*, **69** (2), 307–319, doi:10.1021/acs.jced.2c00707.
- Van Rooijen, W., Hashemi, L., Boon, M., Farajzadeh, R., Hajibeygi, H., 2022: Microfluidics-based analysis of dynamic contact angles relevant for underground hydrogen storage. *Adv. Water Resour.*, **164**, 104221, doi:10.1016/j.advwatres.2022.104221.
- Vialle, S., Wolff-Boenisch, D., 2024: Thermodynamic and kinetic considerations of the link between underground hydrogen storage and reductive carbonate dissolution and methane production. Are limestone reservoirs unsuitable for UHS? *Chem. Geol.*, **665**, 122304, doi:10.1016/j.chemgeo.2024.122304.
- Villablanca-Ahues, R., Nagl, N., Zeiner, T., Jaeger, P., 2024: Interactions at the interfaces of the H₂-brine-cement systems at elevated pressures for H₂ storage. *Colloid Surf. A: Physicochem. Eng. Asp.*, **694**, 134091, doi:10.1016/j.colsurfa.2024.134091.
- Wallace, R., Cai, Z., Zhang, H., Zhang, K., Guo, C., 2021: Utility-scale subsurface hydrogen storage: UK perspectives and technology. *Int. J. Hydrogen Energy*, **46** (49), 25137–25159, doi:10.1016/j.ijhydene.2021.05.034.
- Wang, G., Pickup, G., Sorbie, K., Mackay, E., 2022a: Numerical modelling of H₂ storage with cushion gas of CO₂ in subsurface porous media: Filter effects of CO₂ solubility. *Int. J. Hydrogen Energy*, **47** (67), 28956–28968, doi:10.1016/j.ijhydene.2022.06.201.
- Wang, G., Pickup, G., Sorbie, K., Mackay, E., 2022b: Scaling analysis of hydrogen flow with carbon dioxide cushion gas in subsurface heterogeneous porous media. *Int. J. Hydrogen Energy*, **47** (3), 1752–1764, doi:10.1016/j.ijhydene.2021.10.224.
- Wang, J., Yang, Y., Cai, S., Yao, J., Xie, Q., 2023: Pore-scale modelling on hydrogen transport in porous media: Implications for hydrogen storage in saline aquifers. *Int. J. Hydrogen Energy*, **48** (37), 13922–13933, doi:10.1016/j.ijhydene.2022.11.299.
- Wang, Y., Chakrapani, T., Wen, Z., Hajibeygi, H., 2024: Pore-scale simulation of H₂-brine system relevant for underground hydrogen storage: A lattice Boltzmann investigation. *Adv. Water Resour.*, **190**, 104756, doi:10.1016/j.advwatres.2024.104756.
- Wang, Z., Wang, Y., Guo, H., Lu, W., 2025: Diffusive mixing between hydrogen and carbon dioxide: Implications for underground hydrogen storage. *Gas Sci. Eng.*, **138**, 205590,

- doi:10.1016/j.gse.2025.205590.
- Wang, Z., Zhang, L., Lu, W., Guo, H., *et al.*, 2024: Soret effect on the mixing of H₂ and CO₂ cushion gas: Implication for underground hydrogen storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **83**, 1331–1337, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.08.200.
- Wolff-Boenisch, D., Abid, H., Tucek, J., Keshavarz, A., Iglauer, S., 2023: Importance of clay-H₂ interactions for large-scale underground hydrogen storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **48** (37), 13934–13942, doi:10.1016/j.ijhydene.2022.12.324.
- Yao, X., Nair, A., Ruslan, M., Sun, S., Yan, B., 2025: Interfacial properties of the hydrogen plus brine system in the presence of hydrophilic silica. *Int. J. Hydrogen Energy*, **101**, 741–749, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.12.417.
- Yekeen, N., Al-Yaseri, A., Negash, B., Ali, M., Giwelli, A., Esteban, L., Sarout, J., 2022: Clay-hydrogen and clay-cushion gas interfacial tensions: Implications for hydrogen storage. *Int. J. Hydrogen Energy*, **47** (44), 19155–19167, doi:10.1016/j.ijhydene.2022.04.103.
- Yousefi, S., Groenenberg, R., Koornneef, J., Juez-Larré, J., Shahi, M., 2023: Techno-economic analysis of developing an underground hydrogen storage facility in depleted gas field: A Dutch case study. *Int. J. Hydrogen Energy*, **48** (74), 28824–28842, doi:10.1016/j.ijhydene.2023.04.090.
- Yue, M., Lambert, H., Pahon, E., Roche, R., Jemei, S., Hissel, D., 2021: Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges. *Renew. Sust. Energ. Rev.*, **146**, 111180, doi:10.1016/j.rser.2021.111180.
- Zamehrian, M., Sedaee, B., 2022a: Underground hydrogen storage in a naturally fractured gas reservoir: The role of fracture. *Int. J. Hydrogen Energy*, **47** (93), 39606–39618, doi:10.1016/j.ijhydene.2022.09.116.
- Zamehrian, M., Sedaee, B., 2022b: Underground hydrogen storage in a partially depleted gas condensate reservoir: Influence of cushion gas. *J. Pet. Sci. Eng.*, **212**, 110304, doi:10.1016/j.petrol.2022.110304.
- Zamehrian, M., Sedaee, B., 2024: A comparative analysis of gas mixing during the underground hydrogen storage in a conventional and fractured reservoir. *Gas Sci. Eng.*, **122**, 205217, doi:10.1016/j.gse.2024.205217.
- Zeng, L., Hosseini, M., Keshavarz, A., Iglauer, S., Lu, Y., Xie, Q., 2022: Hydrogen wettability in carbonate reservoirs: Implication for underground hydrogen storage from geochemical perspective. *Int. J. Hydrogen Energy*, **47** (60), 25357–25366, doi:10.1016/j.ijhydene.2022.05.289.
- Zeng, L., Keshavarz, A., Jha, N., Al-Yaseri, A., Sarmadivaleh, M., Xie, Q., Iglauer, S., 2023: Geochemical modelling of hydrogen wettability on quartz: Implications for underground hydrogen storage in sandstone reservoirs. *J. Mol. Liq.*, **371**, 121076, doi:10.1016/j.molliq.2022.121076.
- Zeng, L., Sander, R., Chen, Y., Xie, Q., 2024: Hydrogen storage performance during underground hydrogen storage in depleted gas reservoirs: A review. *Eng.*, **40**, 211–225, doi:10.1016/j.eng.2024.03.011.
- Zeng, L., Vialle, S., Ennis-King, J., Esteban, L., Sarmadivaleh, M., Sarout, J.,...Xie, Q., 2023: Role of geochemical reactions on caprock integrity during underground hydrogen storage. *J. Energy Storage*, **65**, 107414, doi:10.1016/j.est.2023.107414.
- Zhang, S., Tan, D., Zhu, H., Zhang, W., 2025: Molecular dynamic simulations on the hydrogen wettability of caprock: Considering effects of mineralogy, pressure, temperature and salinity. *Int. J. Hydrogen Energy*, **109**, 367–382, doi:10.1016/j.ijhydene.2024.01.467.
- Zhang, Y., Bijeljic, B., Gao, Y., Goodarzi, S., Foroughi, S., Blunt, M., 2023: Pore-scale observations of hydrogen trapping and migration in porous rock: Demonstrating the effect of Ostwald ripening. *Geophys. Res. Lett.*, **50** (7), e2022GL102383, doi:10.1029/2022GL102383.
- Zhong, H., Wang, Z., Zhang, Y., Suo, S., Hong, Y., Wang, L., Gan, Y., 2024: Gas storage in geological formations: A comparative review on carbon dioxide and hydrogen storage. *Mater. Today Sustain.*, **26**, 100720, doi:10.1016/j.mtsust.2024.100720.
- Zhou, J., Jessen, K., Kovscek, A., 2024: The role of gravity and temperature on hydrogen-containing mixtures in the subsurface. *J. Energy Storage*, **85**, 111025, doi:10.1016/j.est.2024.111025.
- Zhu, S., Shi, X., Yang, C., Li, Y., Li, H., Yang, K.,...Liu, X., 2023: Hydrogen loss of salt cavern hydrogen storage. *Renewable Energy*, **218**, 119267, doi:10.1016/j.renene.2023.119267.
- Zivar, D., Kumar, S., Foroozesh, J., 2021: Underground hydrogen storage: A comprehensive review. *Int. J. Hydrogen Energy*, **46** (4523436–23462), doi:10.1016/j.ijhydene.2020.08.138.

資 料
 Note

SPE/JAPT 共催の CCUS and Low Carbon Fuels に 関するワークショップ開催報告

赤井 崇嗣^{*,†}・宮田 和明^{*}・渡邊 勇介^{*}・三浦 美理^{*}
 村木 茂^{**}・島本 辰夫^{***}・市川 真^{*}

(Received April 9, 2025 ; accepted July 3, 2025)

Report on SPE/JAPT workshop on CCUS and Low Carbon Fuels

Takashi Akai, Kazuaki Miyata, Yusuke Watanabe, Misato Miura
 Shigeru Muraki, Tatsuo Shimamoto and Makoto Ichikawa

Abstract : The SPE/JAPT Workshop: CCUS and Low Carbon Fuels, co-hosted by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and the Japanese Association for Petroleum Technology (JAPT), was held for two days at The Westin Tokyo on March 11 and 12, 2025. This workshop dealt with CCUS (Carbon Capture, Utilization, and Storage) and low-carbon fuels, which play a crucial role in the energy transition toward a sustainable society.

During the two-day workshop, we had more than 90 attendees from 40 organizations in 11 countries. The attendees' organizations covered a wide range of sectors, including power sectors, engineering companies, trading companies, law firms, and E&P companies, which made it possible to discuss an entire part of new clean energy value-chains.

Day 1 of the workshop started with the keynote speeches by distinguished speakers representing key business and governmental organizations relevant to CCUS and Low Carbon Fuels. Following the keynote speeches, the attendees discussed three technical sessions: CO₂ storage, CO₂ utilisation and CO₂-EOR, and CO₂ transport. Day 2 covered four technical sessions: lowering emissions from hydrocarbon operations, clean hydrogen/ammonia supply, hydrogen carrier, and clean synthetic fuels. Then, the two-day workshop was completed with the closing remarks by Makoto Ichikawa of JOGMEC, a co-chair of the workshop. Furthermore, optional site visit tours to research facilities in Japan were also conducted.

The workshop attempted to cover an entire part of new energy value-chains. A total of 24 technical presentations comprising key elements of new energy value-chains encouraged intensive discussion between the participants with diverse expertise, which led to the successful completion of the workshop.

Keywords : SPE workshop; carbon capture, utilization, and storage (CCUS); low carbon fuels

1. はじめに

世界的な exploration & production (E&P) の技術者の団体である Society of Petroleum Engineers (SPE) と石油技術協会 (JAPT : Japanese Association for Petroleum Technology) が共催するワークショップが、2025 年 3 月 11 日、12 日の 2 日間にわたり、ウェスティンホテル東京

で開催された。

SPE は、参加者の発表および意見交換の場として、Conferences, Forums, Workshops などのさまざまなイベントを開催している。Conferences は、学会形式のイベントであり、発表者がこれまでに得た成果を参加者とともに議論する。主だったものとしては、SPE 年次総会 (ATCE : Annual Technical Conference and Exhibition) があげられ、これは展示会なども伴い参加者は数百名以上と大規模に開催される。一方、Workshops は、定めたテーマに対して、100 名程度の参加者で、議論・意見交換を行う。SPE が示すガイドラインによると、Workshops の開催目的は、「参加者に、業界におけるケーススタディや事例を紹介しながら、関連技術の最新の応用に関する実用的な情報

* 独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構 Japan Organization for Metals and Energy Security

** 一般社団法人クリーン燃料アンモニア協会 Clean Fuel Ammonia Association

*** 石油技術協会 The Japan Association for Petroleum Technology

† Corresponding author : E-Mail : akai-takashi@jogmec.go.jp

を提供すること。」とされており、双方向の質疑が行いやすい環境で、対象テーマに詳しい参加者間で情報を共有することに重点が置かれているのが特徴である。

これまでに、Table 1 に示すように、SPE, JAPT, Japan Organization for Metals and Energy Security (JOGMEC) は、共催のイベントを日本において開催しており、本ワークショップは第7回目の日本国内での開催となる（岡野ほか、2020）。

本ワークショップの開催にあたっては、CCUS and Low Carbon Fuels がテーマとして選ばれた。地球温暖化対策における重要な節目である 2030 年が迫りつつある中、持続可能な脱炭素化社会へのエネルギー転換は、環境と社会的課題に取り組む使命と機会を持つあらゆる組織の中核的な事業戦略に織り込まれている。これらの事業戦略において、「CCUS」や「Low Carbon Fuels」は重要な要素技術といえる。本ワークショップでは、これらにおける最新の技術開発や事業の進展に関わる意見交換を通じ参加者の知見を深めることを目的として開催された。

2. 本ワークショップの概要

2.1 経緯

Table 1 に示すように、これまでに 2～5 年の間隔で、日本において SPE ワークショップが開催されている。前回の 2019 年開催から約 5 年が経過したこともあり、2023 年に SPE 側から JAPT 国際委員会を通じて、イベント開催の打診を受けた。これを踏まえて、2023 年 4 月の JAPT 理事会にて SPE/JAPT 共催ワークショップの受け入れを決定した。

2.2 運営体制

SPE/JAPT 共催の受け入れを決定し、ワークショップ全体を取り仕切る座長（co-chair）、ワークショップの構

成を検討する運営委員（Program Committee）、SPE 事務局と連携し運営委員の支援を行う実行委員（Planning Committee）の組成が行われた。

本ワークショップが対象とする CCUS and Low Carbon Fuels を網羅すべく、座長は、（独）エネルギー・金属鉱物資源機構（JOGMEC）の市川真特命参与、石油技術協会（JAPT）の島本辰夫副会長、一般社団法人クリーン燃料アンモニア協会（CFAA）の村木茂会長の 3 名が就任した。

3 名の座長のもと、運営委員および実行委員の選出が進んだ。当初は、日本国内から運営委員の選出が進んだが、最終的には海外の組織からの参加も含む運営委員が構成された。Table 2 に座長、運営委員、実行委員を示す。なお、ワークショップの開催当日は、早稲田大学の学生 3 名が支援メンバー（無料参加枠を利用）として会の設営を支援した。

また、本ワークショップの開催にあたっては、ENEOS Xplora 株式会社、株式会社 INPEX、石油資源開発株式会社（JAPEX）の 3 社が Principal Sponsor として参画するとともに、マレーシアの石油およびガス事業を担う国営企業である PETRONAS が Strategic Partner として参画した。

2.3 プログラム

座長と運営委員を中心として本ワークショップで取り扱うテーマやセッションの構成に関する検討が進んだ。一般に、SPE は石油天然ガスを主体とする E&P 技術者の団体であるため、他の SPE ワークショップでは、地下技術関連のトピックスが大半を占めることが多い。しかし、本ワークショップでは、「CCUS and Low Carbon Fuels」を広くカバーすべく、E&P や CCS といったトピックスのみならず、水素やクレジットといったテーマを含むセッションを構成し、需要家、エンジニアリング会社、制度設計者など、E&P 業界以外からの幅広い参加を目指すセッション構成とした。

Table 1 SPE events that were held in Japan in the past

Type	Date	Location	Co-host	Theme
ATW ^{*1}	April 1998	Chiba	JAPT	Field Development – Planning Multidisciplinary Team Approach
Conference	April 2000	Yokohama	JAPT JNOC ^{*2}	Integrated Modelling for Asset Management
ATW	February 2002	Chiba	JAPT JNOC	Application of Probabilistic Methods to Reserves and Project Evaluations
ATW	October 2007	Kyoto	JAPT JOGMEC ^{*3}	Second Stage Field Development
ATW	July 2011	Sapporo	JAPT JOGMEC	Challenges in Conventional & Unconventional Gas Development
ATW	March 2014	Kyoto	JAPT JOGMEC	Nanotechnology and Nano-Geoscience in Oil and Gas Industry
ATW	June 2019	Tokyo	JAPT	Innovations in Natural Gas – Development, Storage, Transportation and Utilisation
Workshops	March 2025	Tokyo	JAPT	CCUS and Low Carbon Fuels

*1: ATW stands for Applied Technology Workshop, which corresponds to “Workshops” of the current SPE’s definition.

*2: JNOC stands for Japan National Oil Co.

*3: JOGMEC stands for Japan Organization for Metals and Energy Security, formerly Japan, Oil, Gas and Metals National Corporation.

Table 2 Member list of the co-chairs, Program Committee, and Planning Committee**Co-chair**

Name	Organization
Makoto Ichikawa	Japan Organization for Metals and Energy Security
Tatsuo Shimamoto	Japanese Association for Petroleum Technology
Shigeru Muraki	Clean Fuel Ammonia Association

Program Committee

Name	Organization	Name	Organization
Satoru Otatsume	ENEOS Corporation	James Sinclair	AWT International
Hiroshi Tanaka	Idemitsu	Feng Gui	Baker Hughes
Yosuke Sano	INPEX CORPORATION	Sean Imai	Computer Modelling Group Ltd.
Takashi Akai	Japan Organization for Metals and Energy Security	Linda Stalker	CSIRO
Kazuaki Miyata	Japan Organization for Metals and Energy Security	Sarah Hardman	Global CCS Institute
Sho Hirose	Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.	Mojtaba Seyyedi	Global CCS Institute
Fumitoshi Sato	ENEOS Xplora Inc.	Mohamad Zaini Md Noor	PETRONAS Research Sdn Bhd
Nobuaki Ebisaka	Kansai Electric Power	Debby Halinda Utaminindiah	PT Pertamina (Persero)
Fumito Hashimoto	Marubeni Corporation	Ruhut Batara Hutabarat	PT PertaminaHulu Energi
Kikuko Shinchu	Mitsubishi Research Institute, Inc.	Teddy Eka Putra	PT PertaminaHulu Energi
Tomohiro Kakiuchi	MITSUI & CO.	Grace Stephani Titaley	PT PertaminaHulu Energi
		Stephen Stokes	Wood Consulting

Planning Committee

Name	Organization	Name	Organization
Misato Miura	Japan Organization for Metals and Energy Security	Kotaro Anno	ENEOS Xplora Inc.
Yusuke Watanabe	Japan Organization for Metals and Energy Security	Kei Kukuu	Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.

2 日間のワークショップの期間内において、基調講演とワークショップのまとめのセッション以外に、合計 7 つのセッションが構成された。また、セッションの間に e-Poster セッションが計画された。さらに、2 日間のワークショップが終了した翌日（3 月 13 日）には、オプション参加が可能なサイト見学が計画された。各セッションおよびサイト見学については、3. に詳述する。

2.4 参加者

SPE 事務局の集計によると 2 日間の開催期間において、11 か国、40 組織から合計 92 名が参加した。参加者の所属地域は、オーストラリア、インド、インドネシア、日本、韓国、マレーシア、シンガポール、ノルウェー、イギリス、アメリカ、サウジアラビアと多様であった。また、参加者の所属組織や専門性を見ると、前述のとおり、需要家、エンジニアリング会社、制度設計者など、E&P 業界以外の多様な組織からの参加が見られた（Fig. 1）。

3. 各セッションの紹介

2025 年 3 月 11 日、12 日の 2 日間にわたり開催されたワークショップの話題提供リストを Table 3 に示す。また、3 月 13 日に開催されたサイト見学の概要について Table 4 に示す。

3.1 基調講演 (Welcome Remarks and Keynote Address)

市川座長による開会のあいさつに続いて、4 名の招待講演者による基調講演が行われた。

初めに、株式会社 JERA の大滝雅人氏より “Realizing Hydrogen/Ammonia Use Case in the Power Sector and

**Fig. 1** Group photo of the attendees from 40 organizations in 11 countries

Building the LCF value chain” と題して、JERA の脱炭素戦略とともに同社が進める JERA 碧南火力発電所における燃料アンモニア転換実証試験の紹介が行われた。同氏からは、日本の水素導入に係る支援制度は、世界的に見ても充実しているとのことであった。

次に、Petronas の Emry Hisham Yusoff 氏より “ESTABLISHING CCS HUB IN ASIA PACIFIC REGION-What does it take to be successful?” と題して、Petronas がマレーシアで進める 3 つの CCS Hub 構想について紹介が行われた。同氏からは、マレーシアにおける CCS Hub 構想を進めるうえで、1) 法規制、2) 政府支援、3) 炭素価格、4) 可燃性ガスではない CO₂ に見合ったガス取り扱い基準、5) テクノロジーや AI 技術の進展、6) 資金調達、7) パートナiership、8) 社会受容性の 8 つが重要な要素である

Table 3 List of presentations for each technical session

Presentation title	Speaker	Organization	Presentation title	Speaker	Organization
Welcome Remarks and Keynote Address Shigeru Muraki, CFAA; Tatsuo Shimamoto, JAPT; Makoto Ichikawa, JOGMEC			Session 4: Lowering Emissions from Hydrocarbon Operations Session Managers: Kazuaki Miyata, JOGMEC; Fumitoshi Sato, ENEOS Xplora Inc.; Mohamed Zaini Md Noor, PETRONAS		
Realizing Hydrogen/Ammonia Use Case in the Power Sector and Building the LCF value chain	Masato Otaki	JERA	Decarbonising Indonesia's Upstream: Zero Routine Flaring Initiative	Hanto Yananto & Awan Pinosola	PT. Pertamina Hulu Energi
ESTABLISHING CCS HUB IN ASIA PACIFIC REGION - What does it take to be successful?	Emry Hisham Yusoff	PETRONAS	Overcoming Challenges in GHG Emission Reduction for Mature Oil/Gas Fields, Offshore Vietnam	Shimeno Aoi	ENEOS Xplora Inc.
A Contractor's Perspective on Energy Security, Project Development, and Geopolitical Energy Security	Izumi Messina	Wood Plc	Methane Emission Management for Reduction of Carbon Intensity of Natural Gas/LNG	Kenji Kawabata	JGC Corporation
Japan's CCUS Policy	Keino Yoshinori	Ministry of Economy, Trade and Industry (METI)	Novel Technology Solutions for CO ₂ Capture in hard-to-abate Post-Combustion Operations	Khairul Rostani	PETRONAS Research Sdn. Bhd.
Session 1: CO ₂ Storage; Session Managers: Sho Hirose, JAPEx, JAPEx, Mohammad Zaini Md Noor, PETRONAS			Session 5: Clean Hydrogen / Ammonia Supply Session Managers: Takashi Akai, JOGMEC; Sean Inai, Computer Modelling Group Ltd		
Unlocking Saline Aquifers : Innovative Solutions to Data Challenges for CO ₂ storage	Farhana Jaafar Azuddin	PETRONAS Research Sdn. Bhd.	ENEOS's Strategic Approach to Hydrogen Society	Yoshinori Negishi	ENEOS Corporation
CO ₂ Storage Capacity Assessment and Selection of Depleted Oil and Gas Fields for Carbon Sequestration: A Case Study	Ikram Rahim	Ad Terra	Establishment of a Liquid Hydrogen Supply Chain	Nobuaki Ebisaka	Kansai Electric Power
Temperature-Dependent Effects of CO ₂ Injection States on Reservoir Properties Using a Field-Scale Coupled Flow-Geomechanics-Geochemistry Simulator	Miki Mura	The University of Texas at Austin	Creating Global Ammonia Supply Chain from Abu Dhabi	Koji Amano	Mitsui & Co., Ltd.
Study of Ultrafine Bubble (UFB) Technology to Enhance CO ₂ Geological Sequestration by Supersaturated Carbonated Water	Ryo Ueda	Japan Petroleum Exploration Co., Ltd (JAPEx)	Unlocking the Decarbonisation Potential of Hydrogen	Kon Wai Seng	ExxonMobil Asia Pacific Pte Ltd
Leveraging Learnings from Northern Lights and the Wider Value Chain	Jonathan Minnitt	Aker Solutions	Practical Design and Commercial Requirements for a Underground Hydrogen Storage Facility	Basker Murugappan	Taqi Inc
Session 2: CO ₂ Utilisation and CO ₂ -EOR; Session Managers: Feng Gui, Baker Hughes; Tomohiro Kakiuchi, MITSUI & CO.; Grace Stephani Titaley, PT Pertamina Hulu Energi			Session 6: Hydrogen Carrier Session Managers: Fumito Hashimoto, Marubeni Corporation; Shigeru Muraki, Clean Fuel Ammonia Association		
IRHPOC: New Instrumentation and Method For CO ₂ -driven EOR Study	Jerry Yeoh	PES Enterprise Australia Pty Ltd	International Hydrogen Supply Chain Project	Takashi Yoshiyama	Kawasaki Heavy Industries, Ltd.
Investigation of CO ₂ Storage Potential in the Pores of Reservoir at Different Injection Conditions: A Pore-scale CFD Simulation Perspective	Anit Kumar	Rajiv Gandhi Institute of Petroleum Technology	Clean Ammonia Production and Ammonia Cracking Technology and Activities	Mototaka Kai	JGC Corporation
Design, Commercial and Operational Review of 4 Major CCUS Projects	Basker Murugappan	Taqi Inc	Recent Advances of Ammonia Combustion Technology	Tatsuya Yamashita	IHI Corporation
Session 3: CO ₂ Transport – Technical and Regulatory Considerations Session Managers: Yosuke Sano, INPEX; Kikuko Shindoh, Mitsubishi Research Institute, Inc.; Stephen Stokes, Wood Plc			Session 7: Clean Synthetic Fuels (SAF, e-Fuels, e-Methane, and Beyond) Session Managers: Satoru Otatsume, ENEOS Corporation; Hiroshi Tanaka, Idemitsu		
Regional CCS Enabler? - Direct Injection of CO ₂ from Vessels into Offshore Reservoirs	Stephen Stokes	Wood Plc	Synthetic Fuel Production and Refining Process for Carbon Neutral Society Realization	Kazuaki Hayasaka	ENEOS Corporation
KNCC's view on marine transportation of Liquefied CO ₂	Tomoki Inoue	Knutsen NYK Carbon Carriers AS	Development of a Synthetic Fuel Supply Chain Starting from e-Methanol	Kensuke Kobayashi	Idemitsu Kosan
Development of Australia's National Action List for Offshore CCS	Andrew Ross	CSIRO	Development of a Synthetic Fuel Value Chain from a Shipping Perspective	Azusa Nakajima	Mitsui O.S.K. Lines, Ltd.
Legal framework regarding Cross Border CCS	Hiroyasu Konno	Nishimura & Asahi (Gaikokuho Kyodo Jigyo)	Synergy between CN-Fuel and Multi-Pathway Solution toward Carbon Neutrality	Satoshi Kobayakawa	Toyota Motor Corporation
			Knowledge Sharing ePoster Session Session Managers: Sean Inai, Computer Modelling Group Ltd		
			GHG Emission Reduction by Converting Venting System To Flaring At Central Processing Platform (CPP)	Dzulnarain Bin Mulamad	ENEOS Xplora Malaysia Limited
			A Novel Protocol to Predict Asphaltene Deposition Risk in CO ₂ -Enhanced Oil Recovery Using Hansen Solubility Parameters with Digital Oil	Yunshi Huang	University of Tokyo's Tsuji Lab

との指摘があった。

エネルギー開発関連サービスを提供する Wood 社の Izzi Messina 氏からは、“A Contractor’s Perspective on Energy Security, Project Development, and Geopolitical Energy Security” と題する講演があった。同氏からは、CCS 事業を中心とした新しい業態に対して、コントラクター視点での講演が行われた。

最後に、経済産業省 資源エネルギー庁の慶野吉則 氏より、“Japan’s CCUS Policy” と題して講演が行われた。日本が掲げる 2050 年にカーボンニュートラル達成の目標に向けて、CCUS が担う役割についての紹介が行われるとともに、現在、CCS に対する支援制度の検討の取り組みについて紹介が行われた。

3.2 セッション 1：CO₂ 地中貯留 (CO₂ Storage)

CO₂ 地中貯留に係る 5 件の話題提供が行われた。初めの 2 件は、貯留候補地の選定に関するケーススタディが紹介された。3 件目は、CO₂ 圧入時の貯留層モデリングに関する発表であり、CO₂ の流動に加えて、圧入時の温度変化と岩石力学応答が考慮された練成モデルを用いた発表であった。続いて、4 件目は、CO₂ をファインバブル状にして水と同時に圧入する手法についてモデリングスタディが発表された。5 件目は、先行する Northern Lights CCS プロジェクトからの lessons and learnt に関する発表であった。

3.3 セッション 2：CO₂ 利用および CO₂-EOR (CO₂ Utilisation and CO₂-EOR)

本セッションでは 3 件の話題提供が行われた。1 件目は、高温・高圧下のキャピラリーチューブ内での原油 /CO₂ 界面の可視化が可能な実験設備に関する発表であった。2 件目は、空隙スケールでの地層水 / 原油 /CO₂ の三相流動挙動シミュレーションに関する発表であった。3 件目は、先行する各国の CCS や CCUS (CO₂-EOR) の事例紹介および lessons and learnt に関する発表であった。

3.4 セッション 3：CO₂ 輸送—技術および規制の観点から (CO₂ Transport – Technical and Regulatory Considerations)

本セッションでは 4 件の話題提供が行われた。1 件目は洋上 CO₂ 地中貯留プロジェクトにおいて洋上施設を配置せず洋上の船舶から直接坑井により CO₂ 圧入を行うことが可能な船舶の実現可能性調査に関する発表であった。2 件目は、船舶会社より液化 CO₂ 輸送船による CO₂ の船舶輸送に関する発表が行われた。3 件目は、豪州における CO₂ 地中貯留時の海洋環境保護を目的としたアクションリストの検討に関する発表が行われた。4 件目は、多国間をまたぐ越境 CCS に関して、ロンドン議定書や各国における法制度面からの発表が行われた。

3.5 セッション 4：炭化水素開発における排出削減 (Lowering Emissions from Hydrocarbon Operations)

本セッションでは 4 件の話題提供が行われた。1 件目は、インドネシアの石油開発におけるゼロフレアを中心とした上流開発における greenhouse gas (GHG) 排出削減の取

り組みが紹介された。2 件目は、ベトナム洋上油田開発における GHG 排出削減の取り組みが紹介された。3 件目は、低炭素な LNG 生産のためのメタン排出管理に関する発表が行われた。4 件目は、hard-to-abate 産業の燃焼排ガスからの CO₂ 回収技術の開発に関する発表が行われた。

3.6 セッション 5：クリーン水素 / アンモニア燃料の供給 (Clean Hydrogen / Ammonia Supply)

本セッションでは 5 件のクリーン水素 / アンモニア燃料のバリューチェーンに関する話題提供が行われた。1 件目は、水素をトルエンと結合させることで効率的な輸送を可能にするメチルシクロヘキサン (MCH) 方式による水素供給に関する発表であった。2 件目は、水素を液化水素として輸送する水素供給に関する発表であった。3 件目と 4 件目は、水素キャリアとしてアンモニアを活用するバリューチェーンに関する話題提供であり、前者はアブダビ陸上における、後者は米国陸上におけるアンモニア生産を構想する。5 件目は、枯渇油ガス田などの地下地層を用いた水素貯蔵に関する技術検討に関する発表であった。

3.7 セッション 6：水素キャリア (Hydrogen Carrier)

本セッションでは 3 件の水素輸送方法について発表が行われた。1 件目は水素を深冷液化し、長距離輸送する技術実証の取り組みとして、豪州から実際に日本へ海上輸送した例が紹介された。2 件目はアンモニアを水素輸送媒体として利用する取り組みが説明された。再生エネルギーを用いてアンモニアを製造する方法および、その課題、受け入れ側で水素を取り出すためのアンモニアクラッキング技術が紹介された。3 件目はアンモニアを燃料として利用する技術として、数百 MW 級のガスタービンに 100% のアンモニア燃料で運転できるようにする改造の取り組みやアンモニア燃料船が試験運行されていることが紹介された。

3.8 セッション 7：クリーン合成燃料 (Clean Synthetic Fuels (SAF, e-Fuels, e-Methane, and Beyond))

本セッションでは 4 件のクリーン合成燃料に関する発表が行われた。1 件目は、ENEOS 株式会社より日本国内における合成燃料製造実証試験の成果について発表が行われた。2 件目は、出光興産株式会社より E-methanol に関する発表が行われた。3 件目は、株式会社商船三井より船舶会社の視点からクリーン合成燃料バリューチェーン構築に向けた取り組みが紹介された。4 件目は、トヨタ自動車株式会社より多様な合成燃料とさまざまな EV 車両とのシナジーに関する発表が行われた。

3.9 e-Poster セッション

本セッションはコーヒープレイクの間に小型のモニターを用いて、関連する取り組みを発表したもので、2 件の取り組みが紹介された。1 件はマレーシアの海上ガス田生産現場における、漏えい HG の特定と削減やゼロフレアリングといった GHG を最小化する取り組みであった。もう 1 件は、CO₂ EOR 時に油層流体の組成によって CO₂ がアスファルテンの生成を促進する場合と抑制させる場合があり、その挙動を再現するモデルの検討が報告された。

Table 4 Summary of the site visit held on 13th March 2025

Company	Tokyo Gas	Chiyoda Corporation	ENEOS Corporation
Site	Yokohama Techno Station	Koyasu Office & Research Park	Central Technical Research Laboratory
Facility	• e-methane Demonstration Site: Tour of green gas production • Water Electrolysis Cells Lab: Hydrogen production via water electrolysis • Wind Power Initiatives: Exploring wind power plant business feasibility	• LOHC-MCH Technology: Hydrogen storage and transportation • Ammonia Synthesis: Low-carbon ammonia production • p-Xylene Synthesis: CO₂ utilisation and carbon cycle technologies	• Synthetic Fuels Demonstration Plant including DAC, Synthetic fuels, bench/pilot plant, Direct-MCH

3.10 ワークショップのまとめ (Workshop Summary and Closing Remarks)

合計 7 の技術セッションとポスター発表セッションからなる 2 日間にわたるワークショップは、本ワークショップの座長の 1 人である市川座長が議論を総括し、閉会の辞を述べて終了した。

3.11 サイト見学

2 日間のワークショップが完了した翌日の 3 月 13 日には、Table 4 に示す横浜市内の 4 サイトを訪問するサイト見学が行われた。サイト側の受け入れ人数を考慮して参加者は、グループ A とグループ B の 2 班に分かれて見学を行った。

グループ A は 12 名からなり、午前には東京ガス株式会社の「横浜テクノステーション」のメタネーションデモ施設見学を、午後には千代田化工建設株式会社の「子安オフィス・リサーチパーク」にて水素輸送媒体の 1 つであるメチルシクロヘキサン (MCH) の製造・再ガス化施設見学を行った。グループ B は 18 名からなり、午前には ENEOS 株式会社の「中央技術研究所」にて合成燃料デモ施設見学 (Fig. 2) を、午後には東京ガス株式会社の「横浜テクノステーション」の施設見学を行った。

4. おわりに

本ワークショップは、持続可能な脱炭素化社会へのエネルギー転換を達成するうえで重要な役割を担う CCUS and Low Carbon Fuels をワークショップテーマとして定めた。これらを組み合わせた持続可能な新しいエネルギーバリューチェーン構築にあたっては、各技術要素の最新技術動向のみならず、バリューチェーン全体の理解も重要となる。本ワークショップにおいては、E&P 業界の従事者のみならず、需要家、エンジニアリング会社、制度設計者など広範な専門分野からの参加者が見られ、相互理解を深める意見交換ができたことは非常に有意義であり、本ワークショップを成功裏に終えることができた。

ワークショップの開催までは、特に、座長、運営委員、実行委員、SPE 事務局のメンバーを中心として、活発な



Fig. 2 Example of the site tour. The photo shows the group photo taken at ENEOS Corporation's Central Technical Research Laboratory

議論を行いながら準備を進めてきた。初回の委員会合は、ワークショップ開催の約 1 年半前の 2023 年 9 月にさかのぼる。そこから、月に 1 回程度の委員会会合を開催し、セッションの構成などの議論を行ってきた。ご尽力頂いた関係各位に深謝の意を表する。

また、石油技術協会、スポンサー企業各社、ワークショップの設営を支援頂いた早稲田大学の学生の皆様、サイト見学を受け入れてくださった企業各社にも改めて深謝の意を表する。

末筆になるが、2019 年 6 月に東京で開催された前回ワークショップに関する詳細な記録を残してくださった栗原正典氏にも深謝の意を表する。当時の記録は、本ワークショップを開催するにあたり、大変有益な資料として活用させて頂いた。

引用文献

岡野裕史・吉田宣生・野々上綾子・浜田康史・栗原正典, 2020: SPE/JAPT ワークショップ開催報告～Innovations in Natural Gas – Development, Storage, Transportation and Utilisation～. 石技誌, 85(3), 176–182.

資 料
 Note

主に 2024 年におけるメジャー各社の確認埋蔵量と 埋蔵量補填率ほかについて

鍋 谷 淳[†]

(Received May 25, 2025 ; accepted July 9, 2025)

**Industrial trend of the major oil companies: especially for the tendency of their proved reserves
and reserve replacement ratio mainly in 2024**

Atsushi Nabetani

Abstract : ExxonMobil, Shell, BP, Chevron, Total, and ConocoPhillips, are usually referred to as major oil companies. Based on the annual reports of these companies downloaded through the Internet, the author summarized the reserves, production volumes, reserve replacement ratio, *etc.* of each company mainly in 2024. Based on the results, I summarized the recent trends of the majors.

As a result, in 2024, ExxonMobil reached approximately 20 billion boe in proved reserves mainly due to the acquisition of Pioneer and the steady expansion of Extensions/discoveries in offshore Guyana, recording RRR of 187%. Other than ExxonMobil, ConocoPhillips which acquired Marathon Oil has recorded RRR of over 100% in 2024. Marathon Oil had upstream assets mainly in US Lower 48 and Equatorial Guinea. ConocoPhillips also performed well in Extensions/discoveries, with RRR of 144%.

The RRR of Shell, BP, Chevron, and Total in 2024 was less than 100%, and the shrinking reserves did not stop.

Keywords : proved reserves, R/P ratio, reserve addition, reserve replacement ratio (RRR), average daily production, major oil companies

1. はじめに

国営石油会社を除く石油会社の中で埋蔵量（以下に記す埋蔵量は確認残存可採埋蔵量を意味する）と生産量など比較的大きな会社のうち、米系 ExxonMobil、英蘭（らん）系 Shell、英系 BP、米系 Chevron、仏系 Total、米系 ConocoPhillips の 6 社は通常、メジャー（国際石油資本）と呼ばれる。筆者は昨年、インターネットを通じてダウンロードしたこれら各社の年報（annual reports）に基づいて、2019 年から 2023 年までの各社の埋蔵量、生産量および埋蔵量補填率（RRR）などについてまとめ、その結果に基づいてメジャー各社の石油上流部門の動向を概観することを試み、その結果を鍋谷（2024）として公表した。

今般、さらに最新の各社年報に基づいて 2024 年の埋蔵量、生産量および埋蔵量補填率に関するデータを追加し、メジャー各社の上流部門の動向をアップデートすることを試みた。なお、拙著で示す埋蔵量は、各社とも米国証券取

引委員会（SEC : Securities and Exchange Commission）が 2009 年に制定した基準（US SEC, 2009）で示されたものである。

2. メジャー各社の現状

直近 6 年間のメジャー各社の埋蔵量と生産量および埋蔵量補填率の推移は、それぞれ図 1, 2, 3 のとおりで、特に 2020 年の ExxonMobil の埋蔵量の減少と 2022 年の BP の埋蔵量の減少および 2024 年の ExxonMobil の埋蔵量と生産量の増加、そして ConocoPhillips の生産量の増加傾向が目立つ。その要因については、それぞれ以下の章で議論したい。そして、これら各社の現状と日本最大の埋蔵量と生産量を有する INPEX の現状との比較を行う目的で、2023 年末および 2024 年末時点の埋蔵量と 2023 年および 2024 年の平均生産量および可採年数、原油精製能力、税引後純利益、総資産、従業員数について表 1 および表 2 のとおりまとめた。INPEX の現状については、インターネットを通じてダウンロードした同社の有価証券報告書に基づいている。

石油関連事業は探鉱・開発・生産を行う「上流部門」

[†] Corresponding author : E-Mail : maryline.honshupref7561ok@s8.dion.ne.jp

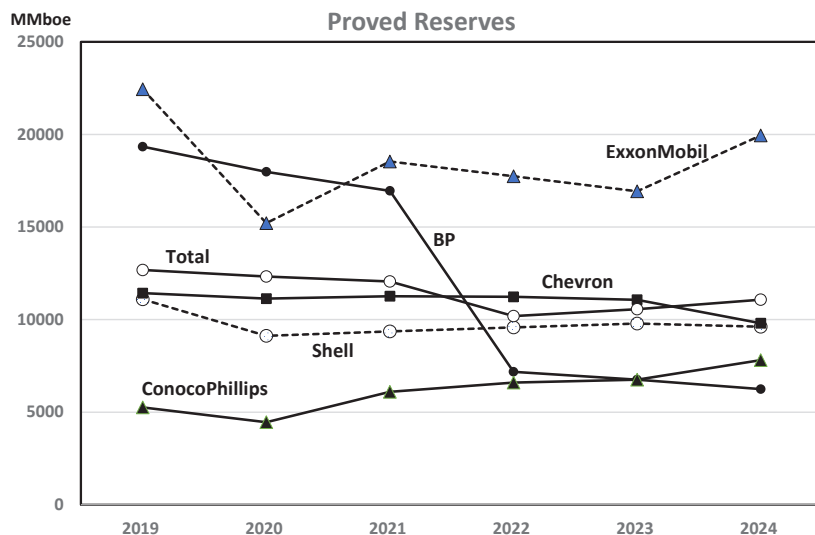


図 1 直近 6 年間ににおけるメジャー各社の確認埋蔵量の推移（各社の年報に基づく）

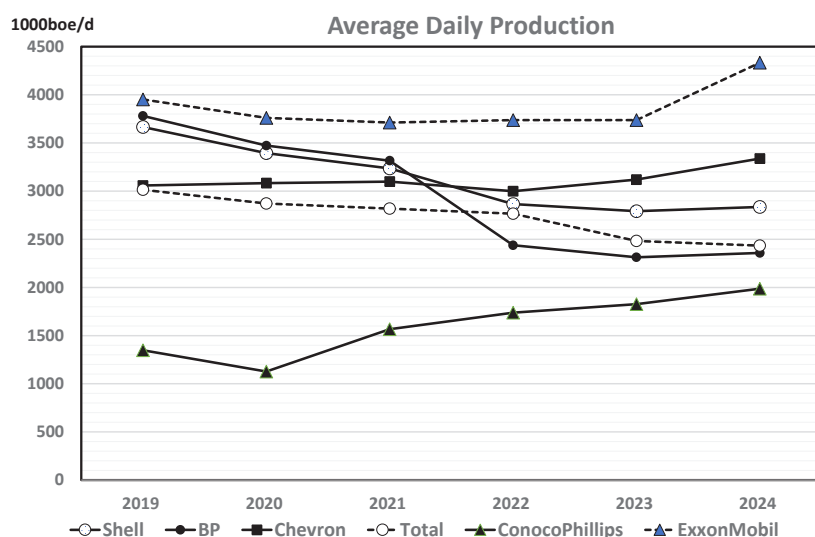


図 2 直近 6 年間ににおけるメジャー各社の平均生産量の推移（各社の年報に基づく）

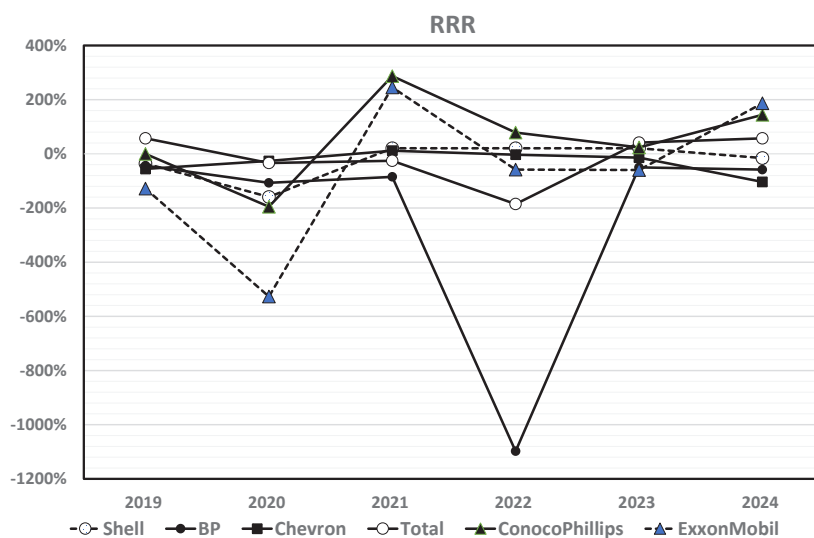


図 3 直近 6 年間ににおけるメジャー各社の埋蔵量補填率の推移（各社の年報に基づく）

(upstream sector) と精製・元売りを行う「下流部門」(downstream sector) に分けられる。ConocoPhillips は 2012 年に下流部門を別会社 Phillips66 として設立して分離独立させたので、原油精製施設を持っていない。

ここで、埋蔵量と生産量は、産油国やプロジェクトのパートナーに配分すべき量を除きたいわゆる取り分（ネット）であり総量（グロス）ではない。INPEX の税引き後利益と総資産については、US\$1.0 = ¥140 のレートで換算して

いる。

本文で示した可採年数（R/P 比）は「ある年の年末時点での埋蔵量÷当該年の年間生産量」で定義される。ここでいう埋蔵量（proved reserves）とは確認残存可採埋蔵量であり、boe は barrel oil equivalent の略、すなわち天然ガスを含めた原油換算合計である。天然ガスは通常、エネルギーベースで 6000 立方フィート¹⁾ の天然ガスを 1 バレル²⁾ の原油と換算して計算されるが、例えば Shell は 5800

表 1 メジャーズと INPEX の主要経営資源に関する現状比較（2023 年）

主要会社名	2023 年末時点 の確認埋蔵量 Million boe	2023 年の平均 生産量 1000 boe/d	可採年数 (R/P) Years	原油精製能力 (1000 b/d)	税引き後利益 US\$ Million	総資産 US\$ Million	従業員数 1000
ExxonMobil	16928	3738	12	4463	36010	376317	62
Shell	9787	2792	9	1349	19359	406270	103
BP	6759	2313	8	1557	15880	280294	88
Chevron	11069	3120	10	1560	21369	261632	40
Total	10564	2483	12	1792	23176	283654	103
ConocoPhillips	6758	1826	10	0	10957	96000	10
INPEX	3572	656	15	0	2376	48139	3.5

各社の年報による；鍋谷（2024）の表 1 を一部修正（石油技術協会編集委員会 2025 にて修正報告）

INPEX の税引き後利益と総資産については、US\$1.0 = ¥140 のレートで換算

表 2 メジャーズと INPEX の主要経営資源に関する現状比較（2024 年）

主要会社名	2024 年末時点 の確認埋蔵量 Million boe	2024 年の平均 生産量 1000 boe/d	可採年数 (R/P) Years	原油精製能力 (1000 b/d)	税引き後利益 US\$ Million	総資産 US\$ Million	従業員数 1000
ExxonMobil	19949	4333	12	4342	33680	453475	61
Shell	9620	2836	9	1344	16094	387609	96
BP	6248	2358	7	1557	1229	282228	101
Chevron	9804	3338	8	1779	17661	256938	45
Total	11073	2434	12	1792	15758	285487	103
ConocoPhillips	7812	1987	11	0	9245	122780	12
INPEX	3343	655	14	0	3102	52720	3.7

各社の年報による。INPEX の税引き後利益と総資産については、US\$1.0 = ¥140 のレートで換算

表 3 メジャーズの埋蔵量追加量および埋蔵量補填率ほか（2024 年）

	ExxonMobil	Shell	BP	Chevron	Total	ConocoPhillips
Proved Reserves (MMboe)	19949	9620	6248	9804	11073	7812
Reserves Addition (MMboe)	3021	−167	−514	−1266	509	1054
Extensions/Discoveries (MMboe)	1915	420	236	551	512	316
IOR (MMboe)	0	49	3	11	830	0
Revisions (MMboe)	567	402	200	−12		584
Production (MMboe/y)	1619	1084	881	1221	891	732
Purchases (MMboe)	2281	46	57	143	116	891
Sales (MMboe)	123		129	737	58	5
R/P (years)	12.3	8.9	7.1	8.0	12.4	10.7
RRR	187%	−15%	−58%	−104%	57%	144%

各社の年報による。

1) ft = 0.3048 m

2) 1 barrel = 0.1589874 m³

立方フィートの天然ガスを 1 バレルの原油と換算しているように、換算係数は各社によって若干異なる。

ある年の埋蔵量追加量 (reserves addition) は、当該年の埋蔵量を増加または減少させる要因によって以下の式で求められる：

$$\begin{aligned} \text{Reserves Addition} = \\ \text{Extensions/discoveries} + \text{IOR} + \text{Revisions-Production} \\ + \text{Purchases-Sales} \end{aligned} \quad (1)$$

ここで、Extensions/discoveries は既存フィールドの拡張および新規フィールドの発見による埋蔵量の追加分を意味し、improved oil recovery (IOR) は二次回収または三次回収による埋蔵量の追加分を意味する。Revisions は技術的・経済的修正による埋蔵量の増減分であり、Production は当該年の生産量、Purchases (Acquisitions) は資産買収による埋蔵量の追加分、Sales は資産売却による埋蔵量の減少分を意味している。次章以下で示す各社の上流資産の動向については、埋蔵量の増減に比較的大きな影響を与えた要因のみについて論じている。

また、ある年の埋蔵量補填率 (RRR) は、「ある年の埋蔵量追加量÷当該年の年間生産量」で定義される。つまり、年間生産量以上の埋蔵量追加量が達成された場合、RRR は 100% 以上となり保有埋蔵量が増加。達成されなかった場合は 100% 未満となり保有埋蔵量は減少する。なお、以下の議論では、MM は百万の略、BCF は十億立方フィート、TCF は兆立方フィートの略を意味している。

結論的には 2024 年の式(1)に示した各要因による各社の埋蔵量、埋蔵量補填率などについては、表 3 のとおりまとめられる。

3. ExxonMobil の主に 2024 年の動向

2024 年 5 月にテキサス州とニューメキシコ州にまたがる Permian 盆地のシェール資源の開発を進める Pioneer Natural Resources (以下、Pioneer 社と記す) の買収手続きを完了。買収総額は US\$595 億 (負債額を含めると US\$645 億) で、2023 年の Pioneer 社の年報によると、2023 年末時点の同社の埋蔵量は 2471 MMboe、2023 年の生産量は日産 715 千 boe であった。主として、この Purchase によって ExxonMobil は 2024 年、埋蔵量と生産量を大きく増やした。2024 年に Extensions/discoveries として記録した 1915 MMboe のうち約 1400 MMboe は米国とガイアナにおいて達成したものであった。また、2024 年に Revisions として記録した 567 MMboe は主に UAE、米国、カナダ、ガイアナにおけるものであった。

ガイアナ沖の Stabroek 鉱区は ExxonMobil にとって重要な資産となっており、2015 年に大型油田を発見したのを手始めに 2019 年に生産を開始。2019 年以後、比較的大きな Extensions/discoveries を記録している。

しかしながら、図 3 のとおり、直近 6 年間で 100% 以上の RRR を達成したのは 2021 年と 2024 年のみで、他の年は 100% 未満であり、埋蔵量追加はおおむね低迷している。

ただし、2024 年の平均生産量は Pioneer 社の買収によって大きく増加した (図 2)。

4. Shell の主に 2024 年の動向

2024 年に達成した 420 MMboe の Extensions/discoveries の大部分は 1.983 TCF の天然ガスの寄与分であり、それは主に南米のトリニダード・トバコ (1.664 TCF) からもたらされたものであった。

Revisions は Extensions/discoveries に次いで、この年に達成した埋蔵量追加の要因として最大のものである。天然ガスについてはカナダでは 1.329 TCF のガスの減があったものの、ヨーロッパとアジアで計 0.770 TCF の増があった。その他の Revisions はアジア、米国、南米における液相炭化水素の増加分である。

図 3 のとおり、直近 6 年間で 100% 以上の RRR を達成した年はなく、埋蔵量追加は低迷している。なお、Shell は Purchase と Sales を区分せず併せて公表している。

5. BP の主に 2024 年の動向

2022 年、BP はロシアのウクライナ侵攻に反対する立場からロシアの Rosneft 社に有する 19.75% の株式を売却したことを主な要因として 9548 MMboe もの埋蔵量を Sales として失った。2020 年は、Prudhoe Bay 油田の権益を含むアラスカの資産を US\$56 億で米 Hilcorp 社に売却するなどして 2023 MMboe の埋蔵量を Sales として失っている。

これらの要因以外にも埋蔵量の増減要因はあるものの、いずれもマイナーであり、上記の Sales が BP の埋蔵量の大幅減の最大要因であった。特に 2022 年は -1073% もの RRR を記録している。

2024 年には目立った埋蔵量の増減要因はなかったが、最大の要因は Extensions/discoveries (236 MMboe) であり、そのかなりの部分 (147 MMboe) は米国における液相炭化水素と南米と豪州における天然ガス (363 BCF) であった。次いで大きな増減要因は Revisions (200 MMboe) であり、その大部分が米国とアジアであった。

図 3 のとおり、直近 6 年間で 100% 以上の RRR を達成した年はなく、埋蔵量追加は極めて低迷している。

6. Chevron の主に 2024 年の動向

2024 年に記録した 551 MMboe の Extensions/discoveries は、主として米国の Midland 盆地と Delaware 盆地および DJ 盆地における 316 MMboe とアルゼンチンにおける 58 MMboe より成る。これらの大部分はシェール・タイト資産である。

また、2024 年に Sales として 737 MMboe を記録しているが、その大部分 (593 MMboe) はカナダのアサバスカにおけるオイルサンドに由来する合成石油 (synthetic oil) の資産売却によるものであった。

図 3 のとおり、直近 6 年間で 100% 以上の RRR を達成した年はなく、埋蔵量追加は低迷している。ただし、2024 年の平均生産量は微増している (図 2)。

7. Total の主に 2024 年の動向

2024 年に Total は Extensions/discoveries によって記録した 512 MMboe の埋蔵量増のうち 100 MMboe は北アフリカを除くアフリカによるものであり、352 MMboe は米州（南北アメリカ）によるものであった。ただし、それぞれの具体的な国名や地域名については年報で明らかにしていない。

図 3 のとおり、直近 6 年間で 100% 以上の RRR を達成した年はなく、埋蔵量追加は低迷している。なお、Total は埋蔵量の増減要因として IOR の項目を設けておらず、Revisions に含ませて報告している。

8. ConocoPhillips の主に 2024 年の動向

ConocoPhillips (COP) は 2024 年 11 月に US\$ 225 億相当の株式交換方式によって 1320 MMboe の埋蔵量（2023 年末時点）を持つ Marathon Oil³⁾ の買収を完了。COP の年報によると、2024 年に COP が Purchases によって獲得した埋蔵量は 891 MMboe であり、1320 MMboe より少ないことから COP が Marathon Oil が保有していた埋蔵量を下方修正したものと推定される。それらは大部分、米国の Lower 48（アラスカとハワイを除く米 48 州を意味する）と赤道ギニアに分布するものであった。Lower 48 の資産は Bakken, Eagle Ford, Permian の各盆地に分布するシェール・タイト資産である。

COP は 2024 年、584 MMboe の Revisions を記録している。そのうち 367 MMboe は Lower 48、127 MMboe はカナダにおけるものであった。また、この年に記録した 316 MMboe の Extensions/discoveries のうち大部分（220 MMboe）はアジア太平洋および中東における持分法適用会社（equity affiliates）によるものであった。

図 3 のとおり、直近 6 年間で 100% 以上の RRR を達成した年は 2021 年と 24 年であり、埋蔵量追加は比較的堅調であるといえる。また、平均生産量は 2020 年以降、増加傾向である（図 2）。

9. ま と め

ExxonMobil, Shell, BP, Chevron, Total, COP の 6 社は通常、メジャーと呼ばれる。これら各社の年報に基づいて、主として 2024 年の各社の埋蔵量と生産量および埋蔵量補填率ほかについてまとめ、その結果に基づいてメジャーの最近の動向を概観した。

その結果、2024 年に ExxonMobil は Pioneer の買収と Extensions/discoveries としてガイアナ沖での順調な拡大などによって埋蔵量追加が 3021 MMboe に達し、187% もの RRR を記録した。

この年、ExxonMobil 以外で 100% 超の RRR を記録

したのは、Lower 48 と赤道ギニアに上流資産を有する Marathon を買収した COP である。COP は Extensions/discoveries でも堅調で、それらの結果、144% の RRR を記録した。

2024 年の Shell, BP, Chevron, Total の RRR は 100% 未満であり、埋蔵量の縮小が止まらない。

謝 辞

筆者の INPEX 在籍期間（1981～2021 年）中、資源論全般と年報を読むにあたって指導を仰いだ元参与の本田博巳博士に感謝の意を表する。

引 用 文 献

BP, 2020: BP Annual Report and Form 20-F for 2019, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2019.pdf> (accessed 2024/04/15).

BP, 2021: BP Annual Report and Form 20-F for 2020, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2020.pdf> (accessed 2024/04/15).

BP, 2022: BP Annual Report and Form 20-F for 2021, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2021.pdf> (accessed 2024/04/15).

BP, 2023: BP Annual Report and Form 20-F for 2022, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2022.pdf> (accessed 2024/04/15).

BP, 2024: BP Annual Report and Form 20-F for 2023, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2023.pdf> (accessed 2024/04/15).

BP, 2025: BP Annual Report and Form 20-F for 2024, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2024.pdf> (accessed 2025/04/25).

Chevron Corporation, 2020: Chevron Corporation 2019 Annual Report, <https://www.chevron.com/-/media/chevron/annual-report/2019/documents/2019-Annual-Report.pdf> (accessed 2024/04/15).

Chevron Corporation, 2021: Chevron Corporation 2020 Annual Report, <https://www.chevron.com/-/media/chevron/annual-report/2020/documents/2020-Annual-Report.pdf> (accessed 2024/04/15).

Chevron Corporation, 2022: Chevron Corporation 2021 Annual Report, <https://www.chevron.com/-/media/chevron/annual-report/2021/documents/2021-Annual-Report.pdf> (accessed 2024/04/15).

Chevron Corporation, 2023: Chevron Corporation 2022 Annual Report, <https://www.chevron.com/-/media/>

³⁾ 2011 年に Marathon Oil から分離独立した Marathon Petroleum とは別会社。Marathon Petroleum は下流部門に特化した会社である。

- chevron/annual-report/2022/documents/2022-Annual-Report.pdf (accessed 2024/04/15).
- Chevron Corporation, 2024: Chevron Corporation 2023 Annual Report, <https://www.chevron.com/-/media/chevron/annual-report/2023/documents/2023-Annual-Report.pdf> (accessed 2024/04/15).
- Chevron Corporation, 2025: Chevron Corporation 2024 Annual Report, <https://www.chevron.com/newsroom/media/publications/annual-report> (accessed 2025/04/26).
- ConocoPhillips, 2020: ConocoPhillips 2019 Annual Report, <https://static.conocophillips.com/files/resources/2019-conocophillips-annual-report-19-0895.pdf> (accessed 2024/04/18).
- ConocoPhillips, 2021: ConocoPhillips 2020 Annual Report, <https://static.conocophillips.com/files/resources/conocophillips-2020-annual-report.pdf> (accessed 2024/04/18).
- ConocoPhillips, 2022: ConocoPhillips 2021 Annual Report, <https://static.conocophillips.com/files/resources/conocophillips-2021-annual-report.pdf> (accessed 2024/04/18).
- ConocoPhillips, 2023: ConocoPhillips 2022 Annual Report, <https://static.conocophillips.com/files/resources/conocophillips-2022-annual-report.pdf> (accessed 2024/04/18).
- ConocoPhillips, 2024: ConocoPhillips 2023 Annual Report, <https://static.conocophillips.com/files/resources/conocophillips-2023-annual-report.pdf> (accessed 2024/04/18).
- ConocoPhillips, 2025: ConocoPhillips 2024 Annual Report, <https://static.conocophillips.com/files/resources/2024-annual-report.pdf> (accessed 2025/05/01).
- Exxon Mobil Corporation, 2020: Exxon Mobil Corporation Form 10-K for the fiscal year ended December 31, 2019, <https://investor.exxonmobil.com/sec-filings/annual-reports/content/0000034088-20-000016/0000034088-20-000016.pdf> (accessed 2024/04/18).
- Exxon Mobil Corporation, 2021: Exxon Mobil Corporation Form 10-K for the fiscal year ended December 31, 2020, <https://investor.exxonmobil.com/sec-filings/annual-reports/content/0000034088-21-000012/0000034088-21-000012.pdf> (accessed 2024/04/18).
- Exxon Mobil Corporation, 2022: Exxon Mobil Corporation Form 10-K for the fiscal year ended December 31, 2021, <https://investor.exxonmobil.com/sec-filings/annual-reports/content/0000034088-22-000011/0000034088-22-000011.pdf> (accessed 2024/04/18).
- Exxon Mobil Corporation, 2023: Exxon Mobil Corporation Form 10-K for the fiscal year ended December 31, 2022, <https://investor.exxonmobil.com/sec-filings/annual-reports/content/0000034088-23-000020/0000034088-23-000020.pdf> (accessed 2024/04/18).
- Exxon Mobil Corporation, 2024: Exxon Mobil Corporation Form 10-K for the fiscal year ended December 31, 2023, <https://investor.exxonmobil.com/sec-filings/annual-reports/content/0000034088-24-000018/0000034088-24-000018.pdf> (accessed 2024/04/18).
- Exxon Mobil Corporation, 2025: Exxon Mobil Corporation Form 10-K for the fiscal year ended December 31, 2024, <https://investor.exxonmobil.com/sec-filings/annual-reports/document-5101-0000034088-25-000010-1> (accessed 2025/04/28).
- 株式会社 INPEX, 2024: 第 18 期有価証券報告書, <https://www.inpex.co.jp/ir/library/pdf/securities/securities20240327.pdf> (accessed 2024/04/18).
- 株式会社 INPEX, 2025: 第 19 期有価証券報告書, <https://www.inpex.com/ir/library/upload/securities20250331.pdf> (accessed 2025/04/29).
- Marathon Oil Corporation, 2024: Marathon Oil Corporation 2023 Annual Report. https://www.annualreports.com/HostedData/AnnualReports/PDF/NYSE_MRO_2023.PDF (accessed 2025/04/30).
- 鍋谷 淳, 2024: 直近 5 年間ににおける主要石油会社の確認埋蔵量と埋蔵量補填率ほかについて. 石技誌, **89**(4), 223-230.
- 石油技術協会編集委員会, 2025: Erratum (訂正記事). 石技誌, **90**(4), 277-278.
- Pioneer Natural Resources Company, 2024: Pioneer Natural Resources 2023 Annual Report. https://reports.quarterlytics.com/ylvLO5a7EeuiHuoQPIVqX2hx/PXD_2023.pdf (accessed 2025/04/20).
- Shell, 2020: Shell Annual Report and Accounts for the year ended December 31, 2019, https://reports.shell.com/annual-report/2019/servicepages/downloads/files/shell_annual_report_2019.pdf (accessed 2024/04/19).
- Shell, 2021: Shell Annual Report and Accounts for the year ended December 31, 2020, https://reports.shell.com/annual-report/2020/servicepages/downloads/files/shell_annual_report_2020.pdf (accessed 2024/04/19).
- Shell, 2022: Shell Annual Report and Accounts for the year ended December 31, 2021, https://reports.shell.com/annual-report/2021/servicepages/downloads/files/shell_annual_report_2021.pdf (accessed 2024/04/19).
- Shell, 2023: Shell Annual Report and Accounts for the year ended December 31, 2022, https://reports.shell.com/annual-report/2022/servicepages/downloads/files/shell_annual_report_2022.pdf (accessed 2024/04/19).
- Shell, 2024: Shell Annual Report and Accounts for the year ended December 31, 2023, https://reports.shell.com/annual-report/2023/servicepages/downloads/files/shell_annual_report_2023.pdf (accessed 2024/04/19).

- Shell, 2025: Shell Annual Report and Accounts for the year ended December 31, 2024, https://www.shell.com/investors/results-and-reporting/annual-report-archive/_jcr_content/root/main/section_812377294/tabs/tab_copy/text.multi.stream/1742988017021/d5daa476b8223254579f4e923716f113f675a83c/shell-form-20-f-2024.pdf (accessed 2025/04/15).
- TotalEnergies, 2020: Total Form 20-F Annual Report for the fiscal year ended December 31, 2019, <https://totalenergies.com/sites/g/files/nytnzq121/files/atoms/files/2019-total-form-20-f.pdf> (accessed 2024/04/20).
- TotalEnergies, 2021: Total Form 20-F Annual Report for the fiscal year ended December 31, 2020, <https://totalenergies.com/system/files/documents/2021-03/2020-total-form-20-f.pdf> (accessed 2024/04/20).
- TotalEnergies, 2022: Total Form 20-F Annual Report for the fiscal year ended December 31, 2021, https://totalenergies.com/system/files/documents/2022-03/Form_20-F_2021.pdf (accessed 2024/04/20).
- TotalEnergies, 2023: Total Form 20-F Annual Report for the fiscal year ended December 31, 2022, https://totalenergies.com/sites/g/files/nytnzq121/files/documents/2023-03/TotalEnergies_Form_20-F_2022.pdf (accessed 2024/04/20).
- TotalEnergies, 2024: Total Form 20-F Annual Report for the fiscal year ended December 31, 2023, https://totalenergies.com/system/files/documents/2024-03/totalenergies_form-20-f-2023_2023_en.pdf.pdf (accessed 2024/04/20).
- TotalEnergies, 2025: Total Form 20-F Annual Report for the fiscal year ended December 31, 2024, https://totalenergies.com/system/files/documents/totalenergies_form-20-f-2024_2025_en.pdf (accessed 2025/04/18).
- US SEC, 2009: Modernization of Oil and Gas Reporting: Final Rules, <https://www.sec.gov/files/rules/final/2008/33-8995.pdf> (accessed 2024/02/19).

石油技術協会第 90 回定時総会記事

I 定 時 総 会

石油技術協会第 90 回定時総会は、令和 7 年 6 月 10 日（火）に、新潟県新潟市の朱鷺メッセコンベンションセンター 4 階国際会議室にて開催。当日の正会員および特別会員の会場出席者は 108 名、一括承認 125 名、議長一任 50 名、合計 283 名をもって、会則第 27 条に定める特別会員および正会員 1,349 名の 1/10 の 135 名の定足数を満たし総会は成立。

次 第

1. 開 会
2. 議長選出
3. 議 事

【決議事項】

- 第 1 号議案 令和 6 年度事業報告
 第 2 号議案 令和 6 年度決算報告
 第 3 号議案 令和 7 年度事業計画（案）および予算（案）の承認の件
 第 4 号議案 名誉会員承認の件

【報告事項】

1. 法人化に向けた検討について
2. 第 69 回石油技術協会賞結果報告

【表彰式】

3. 会長挨拶
4. 閉 会

1. 開 会（10:00）

2. 議長選出

古良副会長の司会進行により、避難経路の説明の後、議長選出に入り司会一任により高橋会長を議長に選出。

3. 議 事

【決議事項】

第 1 号議案 令和 6 年度事業報告

令和 6 年度事業概要、委員会活動状況および会員の異動について議案報告があり、以下の質疑応答がなされた後、会場およびオンラインから質問がないことを確認し、本件承認された。

（質疑応答）

Q：以下の 4 点質問がある。昨年度の決算資料の金額の誤りの件、昨年の 6 月理事会議事録では、総会質問者へその旨説明、また総会でも説明するとあったが、質問者への説明がなかった。総会で改めて承認を得たいとあったが、誤ったことを承認しろとの



第 90 回定時総会



議長高橋会長による議案説明

ことか？それから昨年の事業計画に 90 周年記念パーティが記載されているが今回の報告にはなかった。開催しなかったのか？また、秋田大会で会則を変更して協会外にも働きかけて会員増加を目指したはずだが、結果として増えていない。会員を増やす活動をしていなかったのか？最後に協会賞の件、ここ 5 年で 1 件程しか論文賞が出ていない。推薦があっても選ばれないのであれば選考の仕組みに問題がある

のではないかと？

A：以下に回答する。まず、昨年 89 回総会でお示した決算資料のうち、見学会参加費、特別見学会参加費、講演会参加費の金額に誤りがあり質問者へ報告すべく準備したが、結果的に説明できなかった。なお、内訳の修正であり、総額に変更はない。よって、本総会にて改めて各科目の修正額を示し承認願うものである（図 1）。次に 90 周年記念パーティについては本報告への記載はないが、昨年総会後に東大の伊藤国際学術センターで実施した。また、会員増加に関しては、CCS 委員会を立ち上げて他の委員会とのシンポジウムを共催することにより、各方面への働きかけも行ったが、会員の増加までには至っていない。それから協会賞の件では、論文賞が出ていない理由は、選考方法よりも投稿論文数が減少していることにあると考えている。これについては引き続き検討を進めたい。

C：国際委員長より次のコメントがあった。事業報告には記載されていないが、会員の減少対策のひとつとして、今年 2 月に独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構と国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構と石油技術協会との共同主催による天然水素ワークショップを開催し、天然水素に関わる会員外の方たちにも発信を行った。なお、会員勧誘アピールの点ではまだ弱かったように思われる。

A：補足、感謝する。今後も会員外を含めて積極的な働きかけを行っていききたい。

Q：特別見学会（物理探査編）について、現在はオンライン開催で実開催ではない。これは何故か？

A：かつては実開催していたがコロナを経てオンラインが定着した。また、学生を対象としたことで多くの学生にも簡単に参加できるようにオンライン開催が継承されている。質問の意図は実開催の要望ととらえて良いか？

Q：実開催の要望ではないが物理探査に係る現場を直接体感するのも意義があろう。

A：確かにパイプロサイズ等を体感するのはよい経験になる。今後の開催方法について引き続き検討願う。

第 2 号議案 令和 6 年度決算報告

議長より一般会計の決算、90 周年記念事業、協会賞基金、協会基金について報告。その後、監事 3 名を代表して市川監事より監査結果について正確である旨の報告がなされた。以下の質疑応答がなされた後、会場およびオンラインから質問がないことを確認し、本件承認された。

（質疑応答）

Q：以下 3 点の質問がある。まず懇親会費収入について、理事会報告の数字と異なっているが、この報

告の数字は正しいか？それから 90 周年記念パーティの費用は 90 周年事業にあたらないのか？理事会での会計項目は詳細版も併用し説明するとあった。この後の予算（案）はそうになっているが、今回の決算報告ではそうになってない。特に総会・春季講演会費の収支が見えないため、細分は必要と考える。

A：以下回答する。懇親会費収入に関して数字の確認を行っていることから、この数字は正しいものである。それから 90 周年記念事業費は賛助会員の寄付によって賄われており、それを有効活用するために、記念出版やその出版披露パーティに充当するものとし、昨年の 90 周年記念パーティは通常の総会後の懇親会に相当するものとして一般会計から充当した。それから収支に係る勘定科目の細分が必要とのご意見、確かにイベント毎の収支状況が見え難いところがあることから今後幹事会・理事会で検討する。

第 3 号議案 令和 7 年度事業計画（案）ならびに予算（案）承認の件

議長より令和 7 年度の事業計画と予算（案）について説明。また議長より、協会事情で事務所を移転するに際し、長きにわたり多大なるご支援・ご協力を賜ったエネルギー資源開発連盟様に感謝するとともに、今後も引き続きご指導頂けるよう表明があった。以下の質疑応答がなされた後、会場およびオンラインから質問がないことを確認し、本件承認された。

（質疑応答）

Q：以下 2 点について質問する。まず、資料の誤植が多いのは、オンライン開催により、パワーポイント等に頼り紙で見えていないからではないのか？次に、委員会予算が探鉱技術委員会、CCS 委員会が減っている。委員会活動を委縮させないために予算を超えても良いように配慮されたい。

A：以下回答する。すべての理事会・幹事会をオンラインではなく対面に戻すのは現実的でない。また資料のペーパーレス化を進める中で、紙での配布はこれに逆行するものであり推奨していない。なお、理事会・幹事会の開催前に必ず事前にファイルを配布している。これを出席者が印刷しているかどうかは不明であるが、オンライン開催でもできるだけ会長・副会長・事務局は対面で集まり、資料を確認し誤植を減らすように努めている。次に探鉱技術委員会と CCS 委員会予算の減額については、実績に応じた調整したものであり、探鉱技術委員会は、外部講師を依頼するのではなく、内部講師にお願いしたためかと思われる。また、CCS 委員会は、ほかの技術委員会との共催等を行ったため、実績が少なくなったと思われる。

C：探鉱技術委員長よりコメント。ご指摘の通り実績が少なかったのは内部講師が多かったためであ

修正前

第 89 回総会

第 2 号議案 令和 5 年度決算報告

【No.1】令和 5 年度 一般会計 (円)

科 目	予 算	実 績	実績－予算
会 員 費	20,400,000	20,249,000	△ 151,000
個 人 会 員	8,500,000	8,088,000	△ 412,000
賛 助 会 員	10,900,000	11,040,000	140,000
過 年 度 滞 納 分	1,000,000	1,104,000	104,000
来 年 度 以 降 分	0	17,000	17,000
事 業 収 入	4,065,500	5,470,502	1,405,002
購 読 費	260,000	409,870	149,870
出 版 物 頒 布	120,000	109,560	△ 10,440
見 学 会 参 加 費	330,000	115,500	△ 214,500
特別見学会参加費	140,000	6,000	△ 134,000
講 演 会 参 加 費	2,200,500	3,757,532	1,557,032
講 演 会 協 賛 金	0	300,000	300,000
懇 親 会 参 加 費	800,000	608,000	△ 192,000
雑 収 入	215,000	164,040	△ 50,960
そ の 他	1,640,000	1,709,000	69,000
地 方 総 会 分 担 金	1,110,000	1,060,000	△ 50,000
補 助 金	530,000	649,000	119,000
収 入 計 A	26,105,500	27,428,502	1,323,002
会 誌 費	4,910,000	5,418,094	508,094
印 刷 費	4,050,000	4,564,202	514,202
発 送 費	10,000	16,096	6,096
編 集 費	850,000	837,796	△ 12,204
事 業 費	7,110,600	5,870,345	△ 1,240,255
総会・春季講演会費	4,300,000	3,962,118	△ 337,882
秋 季 講 演 会 費	180,000	494,815	314,815
見 学 会 費	370,600	355,275	△ 15,325
特 別 見 学 会 費	300,000	95,204	△ 204,796
HP 活 動 費	380,000	344,300	△ 35,700
探鉱技術委員会費	300,000	77,219	△ 222,781
作井技術委員会費	300,000	284,906	△ 15,094
生産技術委員会費	300,000	237,740	△ 62,260
CCS 委 員 会	300,000	18,769	△ 281,231
HSE 委 員 会 費	250,000	-1	△ 250,001
国 際 委 員 会 費	10,000	0	△ 10,000
資源経済委員会費	50,000	0	△ 50,000
HP 委 員 会 費	50,000	0	△ 50,000
会誌編集委員会費	20,000	0	△ 20,000
事 務 費	13,240,000	12,698,571	△ 541,429
会 議 費	150,000	0	△ 150,000
通 信 交 通 費	60,000	54,086	△ 5,914
消 耗 品 費	10,000	27,674	17,674
事務業務委託費	10,020,000	9,902,400	△ 117,600
会員管理外部委託費	2,200,000	1,982,638	△ 217,362
旅 費	200,000	186,508	△ 13,492
雑 費	600,000	545,265	△ 54,735
支 出 計 B	25,260,600	23,987,010	△ 1,273,590
当期収支差額 (A - B) C	844,900	3,441,492	△ 1,273,590
前期繰越金 D	22,518,582	22,518,582	0
次期繰越金 (C + D)	23,363,482	25,960,074	△ 1,273,590

実績
3,879,032 円

修正後

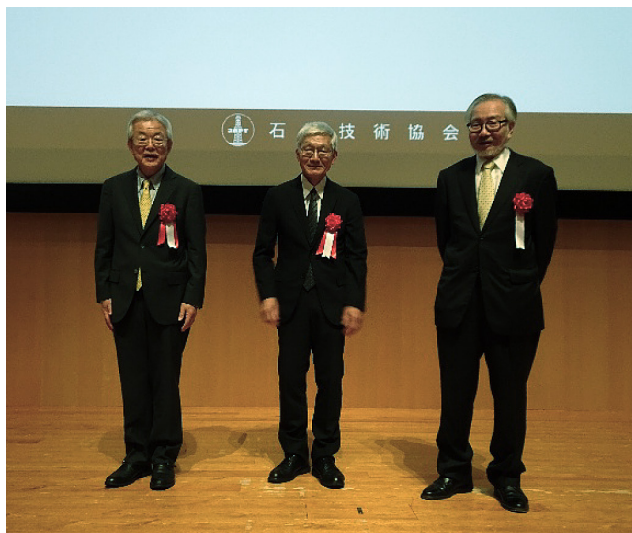
第 90 回総会

第 1 号議案 令和 6 年度決算報告

【No.1】令和 5 年度 一般会計 (修正版) (円)

科 目	予 算	実 績	実績－予算
会 員 費	20,400,000	20,249,000	△ 151,000
個 人 会 員	8,500,000	8,088,000	△ 412,000
賛 助 会 員	10,900,000	11,040,000	140,000
過 年 度 滞 納 分	1,000,000	1,104,000	104,000
来 年 度 以 降 分	0	17,000	17,000
事 業 収 入	4,065,500	5,470,502	1,405,002
購 読 費	260,000	409,870	149,870
出 版 物 頒 布	120,000	109,560	△ 10,440
見 学 会 参 加 費	330,000	355,500	25,500
特別見学会参加費	140,000	51,000	△ 89,000
春 季 講 演 会 参 加 費	2,200,500	2,888,532	688,032
秋 季 講 演 会 参 加 費	0	584,000	584,000
講 演 会 協 賛 金	0	300,000	300,000
懇 親 会 参 加 費	800,000	608,000	△ 192,000
雑 収 入	215,000	164,040	△ 50,960
そ の 他	1,640,000	1,709,000	69,000
地 方 総 会 分 担 金	1,110,000	1,060,000	△ 50,000
補 助 金	530,000	649,000	119,000
収 入 計 A	26,105,500	27,428,502	1,323,002
会 誌 費	4,910,000	5,418,094	508,094
印 刷 費	4,050,000	4,564,202	514,202
発 送 費	10,000	16,096	6,096
編 集 費	850,000	837,796	△ 12,204
事 業 費	7,110,600	5,870,345	△ 1,240,255
総会・特別講演会	4,300,000	135,050	
春 季 講 演 会 費		3,827,068	△ 472,932
秋 季 講 演 会 費	180,000	494,815	314,815
見 学 会 費	370,600	355,275	△ 15,325
特 別 見 学 会 費	300,000	95,204	△ 204,796
HP 活 動 費	380,000	344,300	△ 35,700
探鉱技術委員会費	300,000	77,219	△ 222,781
作井技術委員会費	300,000	284,906	△ 15,094
生産技術委員会費	300,000	237,740	△ 62,260
CCS 委 員 会	300,000	18,769	△ 281,231
HSE 委 員 会 費	250,000	-1	△ 250,001
国 際 委 員 会 費	10,000	0	△ 10,000
資源経済委員会費	50,000	0	△ 50,000
HP 委 員 会 費	50,000	0	△ 50,000
会誌編集委員会費	20,000	0	△ 20,000
事 務 費	13,240,000	12,698,571	△ 541,429
会 議 費	150,000	0	△ 150,000
通 信 交 通 費	60,000	54,086	△ 5,914
消 耗 品 費	10,000	27,674	17,674
事務業務委託費	10,020,000	9,902,400	△ 117,600
会員管理外部委託費	2,200,000	1,982,638	△ 217,362
旅 費	200,000	186,508	△ 13,492
雑 費	600,000	545,265	△ 54,735
支 出 計 B	25,260,600	23,987,010	△ 1,273,590
当期収支差額 (A - B) C	844,900	3,441,492	△ 1,273,590
前期繰越金 D	22,518,582	22,518,582	0
次期繰越金 (C + D)	23,363,482	25,960,074	△ 1,273,590

図 1 令和 5 年度決算報告一般会計修正案



来場の新名誉会委員：山本様、小鷹様、栗原様

る。今年度予算策定時に事務局より相談があった際、必要な場合は予算枠を超えてもかまわないと言質を得たので了承した。

C：CCS 委員長よりコメント。CCS 委員会もリモート開催が多く、また活動内容・方法等について模索中であったことから予算実績は少なかった。今年度も検討継続中のため本年度予算は 30 万円に固執する必要はないと判断した。

第 4 号議案 名誉会員承認の件

議長より名誉会員として、山本一雄氏、小鷹長氏、栗原正典氏、美谷島克美氏、立石雅昭氏、山下恵司氏、松本良氏、飯田信康氏、三田寺久男氏、松岡俊文氏、井上正澄氏の 11 名の推薦がなされ、会場およびオンラインからの質問がないことを確認後、異議なく承認された。来場の新名誉会員 3 名（山本一雄氏、小鷹長氏、栗原正典氏）は、演壇にて会員へ紹介された。

【報告事項】

1. 法人化に向けた検討について

議長より、令和 6 年度に検討を進めた法人化検討内容を報告。令和 7 年度は更なる検討を進めた上で、会員へのヒアリングを行い。その結果をもって法人化の是非を次回総会に諮りたい旨、説明があった。なお、以下の質疑応答がなされた。

（質疑応答）

C：国際委員長よりコメント。もし可能ならこの場で法人化の方向性について承認を得てはどうか？また、先ほどの説明の補足として、法人形態の中で、公益社団法人は認可官庁による審査があるため、なりたくてもなれるものではないこと。それから社員総会を全社員とするか代議員とするかとあったが、社員の定義は議決権を有するもので、株主に近いも



業績賞受賞者 早稲田大学名誉教授 栗原正典氏と高橋会長

のである。これらの文言についても明確に説明したうえで、ヒアリングを行われることを望む。

A：ご助言に感謝する。方向性について決められるならこの場で採決してはどうかとの提案は、現時点までの検討は、法人化すべきかどうかを明確にするための検討でもあるため、方向性を定めたものではない。また文言の定義等をご指摘も踏まえ、会員へのヒアリングでは拙速を避け、十分な検討・準備を踏まえた上で行うこととしたい。

2. 第 69 回石油技術協会賞結果報告

石油技術協会賞選考委員長の山田氏より協会賞選考について報告。協会賞選考委員会で栗原氏を業績賞に該当するものとし、4 月の理事会に報告して承認を得て、本総会にて事象の報告があった。

尚、山田氏からは、第 1 号議案の質疑において、論文賞が出ていないことについて会場からご指摘があったが、やはり推薦応募数が少ないことを感じており、その改善に向けて今後関係する方々とも協議し検討を進めたい旨、発言があった。

会場およびオンラインから質問がないことを確認後、2 件の報告についての承認を諮り、異議なく承認された。

以上をもって、本総会の議案がすべて終了後、高橋会長は議長を退任した。

【表彰式】

高橋会長より、業績賞受賞者の早稲田大学名誉教授 栗原正典氏へ賞状および楯を授与し、記念撮影の後、栗原氏より受賞の挨拶が行われた。

3. 会長挨拶

本総会では、長時間にわたりご審議をいただき審議事項 4 件のご承認をいただき感謝申し上げます。本総

会ならびにこの後の特別講演会、明日から開催する春季講演会を支えていただいた準備委員会の皆様を始めとする多くの方々に感謝申し上げます。さて、本年創立 91 年を迎える伝統ある石油技術協会ですが、この 10 年間、2016 年には 1,996 名であった会員数が、本年は 1,630 名と 300 名以上減少した。その一方で学生会員数は、96 名から 142 名に増加している。これもひとえに大学関係者の後押しがあればこそであり、心より感謝申し上げます。

さて、当協会の直近の課題は 90 周年記念事業を確実に実行し、また脆弱な事務局体制の健全化すること、このような取り組みは地道なものではありますが、当協会にとっての大切な礎となるものである。その上で協会員の交流を通じて長い歴史の中で培われた技術をさらに発展させ、協会内外に発信していくように様々な取り組みを行いたい。よって皆様方からの益々のご指導ご鞭撻をお願いするものである。

4. 閉 会 (15:00)

以上をもって総会を終了。

議 事 資 料

【決議事項】

第 1 号議案 令和 6 年度事業報告

1. 定時総会

令和 6 年 6 月 3 日 (月)、東京大学本郷キャンパス伊藤国際学術センターにおいて開催し、またオンライン配信を行った。採決は会場参加者 50 名、電子委任状・議決権行使 144 名、会長一任 83 名を合わせた 277 名により、会則 26 条に定める定足数を満たし成立、また付議事項はすべて承認可決された。なお、一部の質疑に対する応答に課題があった。具体的には、見学会および特別見学会の実績数値について質疑があり、応答に一部誤りがあった。クレジット決済された講演会費と見学会費が一括して報告納付されるため、本来は講演会費から見学会費を分離し配布すべきであった。

2. 理事会

令和 6 年度は理事会を 6 回開催 (ハイブリット開催) し、会務を処理した。

3. 評議員会

令和 6 年度中は、評議員会を令和 7 年 3 月 19 日 (水) に石油資源開発㈱にて評議員 19 名の参加を得て開催し、学会の現状報告、会員動向、法人化、オフィス移転などの課題について活発な質疑が行われた。

4. 幹事会

令和 6 年度は幹事会を 12 回開催 (ハイブリット開催) し、理事会審議事項ならびに協会の一般庶務事項を処理した。

5. 講演会

1) 令和 6 年度春季講演会 (個人講演・シンポジウム) は、令和 6 年 6 月 4 日 (火)、5 日 (水) の 2 日間、東京大学本郷キャンパス 伊藤国際学術センター、山上会館、小柴ホール、工学部 3 号館にて実開催し、シンポジウムについてはオンライン配信とともに大会後オンデマンド配信を行った。

2) 90 周年記念講演会は、6 月 3 日 (月) の総会后、伊藤国際学術センターにて 3 名の講師を招いて開催した。

3) 秋季講演会は、令和 6 年 11 月 12 日 (火) 東京大学小柴ホールにて、会場参加者 45 名、オンライン参加者 54 名を集め、「低炭素エネルギーシステムの社会実装に向けて ~水素・アンモニア~」をテーマに開催した。

6. 見学会・特別見学会

1) 令和 6 年度春季講演会の見学会は、令和 6 年 6 月 6 日 (木) に 38 名の参加者を得て開催し、南極観測船 SHIRASE5002 および JFE スチール東日本製鉄所において実施した。

2) 特別見学会 (地質編) は、令和 6 年 9 月 12 日 (木) に開催し、学生 18 名を含む 45 名の参加者を得て「千葉県の水溶性天然ガス・ヨウ素の生産施設と上総層群の地層見学会」として実施した。特別見学会 (物探編) は、令和 7 年 2 月 26 日 (水) に 11 名の学生の参加を得てオンラインで実施した。

7. 委員会の活動

1) 会誌編集委員会 (小林肇委員長)

令和 6 年度は会誌編集委員会を計 6 回リモート開催した。第 89 巻第 1 ~ 6 号、全 6 冊の石油技術協会誌をスケジュール通りに発刊した。90 周年出版事業に協力するとともに、各部門のシンポジウムの順番や時期について検討を行った。

2) 国際委員会 (山本晃司委員長)

JFES Chapter Meeting を 3 回、SPE Distinguished Lecture を 3 回開催した。SPWLA-JAPAN の The 29th Formation Evaluation Symposium of Japan を JOGMEC-TRC にて令和 6 年 9 月 12-13 日に開催。JAPT/JOGMEC/NEDO 共催で天然水素ワークショップを東京大学 HASEKOH-KUMA HALL にて令和 7 年 2 月 14 日に開催した。SPE/JPAT 共催で Workshop 「CCUS and Low Carbon Fuels」を令和 7 年 3 月 11-12 日に開催した。11 か国、40 組織、92 名の参加を得て、2 日間で

34の報告があった。本 Workshop に続いて、3月13日の見学会では ENEOS、東京ガス、千代田化工の施設見学を実施した。

3) HSE 委員会（吉田剛委員長）

6月の春季講演会にて8講演実施した。「CCS事業に係る政策、及び社会受容性について」をテーマに、(一財)電力中央研究所によるHSE講話を3月19日に実施した。教育訓練分科会活動として、計5回のHSE教育訓練プログラムとVR体験会を実施した。教育訓練プログラムの平均登録者数は54人/回であった。

4) 探鉱技術委員会（佐藤雅紀委員長）

令和6年6月4日～5日に春季講演会地質・探鉱部門シンポジウム「岩石物理学－E&P事業における成果と脱炭素社会へ向けた新展開－」をテーマに7件（ハイブリッド）、また個人講演口頭発表33件、ポスター発表5件を実施した。探鉱技術委員会を6回開催、砂岩・炭酸塩岩・物探・新技術の4分科会活動を行った。また、特別見学会（地質編）を9月12日に「千葉県の水溶性天然ガス・ヨウ素の生産施設と上総層群の地層見学会」のテーマで開催。また、特別見学会（物理探査編）を令和7年2月26日にオンライン開催した。

地球惑星科学連合2024年連合大会が、令和6年5月26日から31日にかけて幕張メッセにて開催され、「地球温暖化防止と地学」（CO₂地中貯留・有効利用、地球工学）に石油技術協会として共同参加した。石油技術協会からの講演は計10件（要素技術5件、CCS事業等に係る紹介5件）となった。

5) 作井技術委員会（北村龍太委員長）

令和6年度作井技術委員会活動は、作井技術委員会を2回、また運営幹事会を4回開催した。また特別講演は2回開催し、「気候変動リスクと適応」との演題で(株)ウェザーニューズ社による講演と「深海域における環境調査」との演題で(株)日本海洋生物研究所社による講演を実施した。令和6年度の春季講演会では、作井部門シンポジウム「坑井技術者の挑戦－多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けて」をテーマに、シンポジウム講演が7件、個人講演口頭発表25件、ポスター発表5件を実施した。

6) 生産技術委員会（村上貴浩委員長）

令和6年度生産技術委員会活動は、生産技術委員会を7回開催。JOGMEC、INPEX、ENEOS Xplora、JOE、東北大学、秋田大学に

てハイブリッド開催した。各委員会では、幹事会・理事会・将来像検討会議の動きについての情報共有・議論、シンポジウムの企画・準備に加え、技術情報共有を目的とした技術話題提供を持ち回りで実施した。また、産学の交流を目的の一つとして例年秋～冬に実施している大学での委員会開催・学生との交流会についても前述の2大学で実施した。また、令和6年度春季講演会では、開発生産部門シンポジウムとして「トランジションエネルギーとしての上流開発とカーボンニュートラルへの展望」をテーマに講演を7件、パネルディスカッション1件を実施した。また個人講演では口頭発表を40件、ポスター発表を15件実施した。

7) CCS 委員会（長縄成実委員長）

令和6年度のCCS委員会活動は、CCS委員会を2回、運営幹事会を4回開催した。各委員会では、幹事会・理事会・将来像検討会議の動きについての情報共有・議論、シンポジウムの企画・準備に加え、技術情報共有を目的とした技術話題提供を持ち回りで実施した。令和6年度春季講演会では、シンポジウムを開発生産部門と共催し、「トランジションエネルギーとしての上流開発とカーボンニュートラルへの展望」をテーマに講演7件、パネルディスカッション1件を実施した。

8. 令和6年度会員異動状況

	名誉会員	特別会員	正会員	学生会員	賛助会員	合 計
令和6年4月1日	73	158	1,205	122	61	1,619
令和7年4月1日	77	170	1,179	142	62	1,630
増 ・ 減	4	12	-26	20	1	11

物故者：

名誉会員 平井喜郎様

特別会員 辻 隆司様

正会員 伊藤喜則様

がご逝去されました。

謹んでご冥福をお祈りいたします

第2号議案 令和6年度決算報告

令和6年度 一般会計 (円)				
科 目		予 算	実 績	実 績-予 算
収入の部	会 員 費	20,300,000	19,678,500	△ 621,500
	個 人 会 員	8,200,000	7,748,500	△ 451,500
	賛 助 会 員	11,000,000	10,950,000	△ 50,000
	過年度滞納分	1,100,000	970,500	△ 129,500
	来年度以降分	0	9,500	9,500
	事業収入	8,090,000	18,113,967	10,023,967
	購 読 費	400,000	167,600	△ 232,400
	出版物頒布	110,000	23,070	△ 86,930
	要 旨 集 頒 布	0	0	0
	見学会参加費	180,000	175,000	△ 5,000
	特 別 見 学 会 参 加 費	10,000	98,285	88,285
	講演会参加費	4,790,000	4,494,000	△ 296,000
	講演会協賛金	0	12,200,000	12,200,000
	懇親会参加費	2,400,000	852,000	△ 1,548,000
	雑 収 入	200,000	104,012	△ 95,988
	そ の 他	0	0	0
	地方総会分担金	0	0	0
	補 助 金	0	0	0
	収 入 計 A	28,390,000	37,792,467	9,402,467
支出の部	会 誌 費	5,345,000	4,932,589	△ 412,411
	印 刷 費	4,500,000	4,062,041	△ 437,959
	発 送 費	15,000	6,664	△ 8,336
	編 集 費	830,000	863,884	33,884
	事業費	8,444,900	8,680,134	235,234
	総会・春季講演会費	5,730,000	6,825,449	1,095,449
	秋季講演会費	500,000	371,235	△ 128,765
	見 学 会 費	184,900	140,480	△ 44,420
	特 別 見 学 会 費	100,000	120,354	20,354
	HP 活 動 費	350,000	342,100	△ 7,900
	探鉱技術委員会費	300,000	85,774	△ 214,226
	作井技術委員会費	300,000	235,312	△ 64,688
	生産技術委員会費	300,000	269,572	△ 30,428
	CCS 委 員 会	300,000	40,026	△ 259,974
	HSE 委 員 会 費	250,000	249,889	△ 111
	国際委員会費	10,000	-4	△ 10,004
	資源経済委員会費	50,000	-22	△ 50,022
	HP 委 員 会 費	50,000	-22	△ 50,022
	会誌編集委員会費	20,000	-9	△ 20,009
	事務費	13,390,200	12,072,494	△ 1,317,706
	会 議 費	0	10,840	10,840
	通 信 交 通 費	60,000	249,382	189,382
	消 耗 品 費	10,000	78,819	68,819
	事務業務委託費	10,710,200	9,239,483	△ 1,470,717
	会員管理外部委託費	2,000,000	2,044,223	44,223
	旅 費	50,000	0	△ 50,000
	雑 費	560,000	449,747	△ 110,253
	支 出 計 B	27,180,100	25,685,217	△ 1,494,883
当期収支差額 (A - B) C		1,209,900	12,107,250	10,897,350
前期繰越金 D		25,960,074	25,960,074	0
次期繰越金 (C + D)		27,169,974	38,067,324	10,897,350

令和6年度 一般会計 (除く 90 周年記念) (円)				
科 目		予 算	実 績	実 績-予 算
収入の部	会 員 費	20,300,000	19,678,500	△ 621,500
	個 人 会 員	8,200,000	7,748,500	△ 451,500
	賛 助 会 員	11,000,000	10,950,000	△ 50,000
	過年度滞納分	1,100,000	970,500	△ 129,500
	来年度以降分	0	9,500	9,500
	事業収入	8,090,000	5,909,495	△ 2,180,505
	購 読 費	400,000	167,600	△ 232,400
	出版物頒布	110,000	23,070	△ 86,930
	要 旨 集 頒 布	0	0	0
	見学会参加費	180,000	175,000	△ 5,000
	特別見学会参加費	10,000	98,285	88,285
	講演会参加費	4,790,000	4,494,000	△ 296,000
	講演会協賛金	0	0	0
	懇親会参加費	2,400,000	852,000	△ 1,548,000
	雑 収 入	200,000	99,540	△ 100,460
	そ の 他	0	0	0
	地方総会分担金	0	0	0
	補 助 金	0	0	0
	収 入 計 A	28,390,000	25,587,995	△ 2,802,005
支出の部	会 誌 費	5,345,000	4,922,319	△ 422,681
	印 刷 費	4,500,000	4,062,041	△ 437,959
	発 送 費	15,000	6,664	△ 8,336
	編 集 費	830,000	853,614	23,614
	事業費	8,444,900	8,680,134	235,234
	総会・春季講演会費	5,730,000	6,825,449	1,095,449
	秋季講演会費	500,000	371,235	△ 128,765
	見 学 会 費	184,900	140,480	△ 44,420
	特 別 見 学 会 費	100,000	120,354	20,354
	HP 活 動 費	350,000	342,100	△ 7,900
	探鉱技術委員会費	300,000	85,774	△ 214,226
	作井技術委員会費	300,000	235,312	△ 64,688
	生産技術委員会費	300,000	269,572	△ 30,428
	CCS 委 員 会	300,000	40,026	△ 259,974
	HSE 委 員 会 費	250,000	249,889	△ 111
	国際委員会費	10,000	-4	△ 10,004
	資源経済委員会費	50,000	-22	△ 50,022
	HP 委 員 会 費	50,000	-22	△ 50,022
	会誌編集委員会費	20,000	-9	△ 20,009
	事務費	13,390,200	11,976,051	△ 1,414,149
	会 議 費	0	10,840	10,840
	通 信 交 通 費	60,000	152,939	92,939
	消 耗 品 費	10,000	78,819	68,819
	事務業務委託費	10,710,200	9,239,483	△ 1,470,717
	会員管理外部委託費	2,000,000	2,044,223	44,223
	旅 費	50,000	0	△ 50,000
	雑 費	560,000	449,747	△ 110,253
	支 出 計 B	27,180,100	25,578,504	△ 1,601,596
当期収支差額 (A - B) C		1,209,900	9,491	△ 1,200,409
前期繰越金 D		25,960,074	25,960,074	0
次期繰越金 (C + D)		27,169,974	25,969,565	△ 1,200,409

令和 6 年度石油技術協会賞基金 (単位：円)

科 目		金 額
収入の部	雑 収 入	45
	雑 収 入	232
	当期収入計 A	277
支出の部	協会賞盾・振込手数料	14,410
	学生優秀賞 5 名図書カード	70,000
	当 期 支 出 計 B	84,410
当 期 収 支 差 額 (A − B)		C △ 84,133
前 期 繰 越 金 D		669,154
次 期 繰 越 金 (C + D)		585,021

令和 6 年度石油技術協会基金 (単位：円)

科 目		金 額
収入の部	雑 収 入	438
	雑 収 入	2,453
	当 期 収 入 計 A	2,891
支出の部		
	当 期 支 出 計 B	0
当 期 収 支 差 額 (A − B)		C 2,891
前 期 繰 越 金 D		6,190,264
次 期 繰 越 金 (C + D)		6,193,155

令和 6 年度 90 周年記念事業 (単位：円)

科 目		金 額
収入の部	90 周年記念事業寄付	11,250,000
	みずほ一般から入金	950,000
	雑 収 入	369
	雑 収 入	4,103
	当期収入計 A	12,204,472
支出の部	記念出版巻頭言執筆代・振込手数料	10,270
	記念出版用ポータルサイト使用料	96,443
	当期支出計 B	106,713
当期収支差額 (A − B)		C 12,097,759
前期繰越金 D		0
次期繰越金 (C + D)		12,097,759

以上の各項目を監査した結果、それが正確であることを
認めます。

令和 7 年 4 月 14 日

監 事 市 川 真
監 事 樋 口 朋 之
監 事 横 井 悟
(捺印省略)

第3号議案 令和7年度事業計画（案）ならびに予算（案）承認の件

1. 定時総会・特別講演会・懇親会

令和7年6月10日（火）新潟市朱鷺メッセ4階の国際会議室を会場として、現地参加の賛否、事前の電子投票による議決権行使、議長一任により議案審議を行う。総会は例年通りオンライン配信を行う予定である。

特別講演会は、新潟大学フェローの栗田裕司氏、新潟県産業労働部 創業・イノベーション推進課 課長 川島俊哉氏、新潟大学日本酒学センター副センター長で経済学部 教授 岸保行氏の3名を招待して開催する。また懇親会は、朱鷺メッセ隣接のホテル日航新潟において、県、市、新潟大学の来賓のほか、石油天然ガス業界の企業および各地の大学からの参加者を予定している。

2. 理事会

令和7年度は6回の開催（ハイブリット開催）を予定。

3. 評議員会

令和8年1～3月に開催し、評議員との現状および課題の共有と意見交換を予定。

4. 幹事会

令和7年度は12回開催（ハイブリット開催または実開催）し、理事会審議事項ならびに協会の一般庶務事項への対応を行う予定。

5. 講演会

令和7年度春季講演会（個人講演・シンポジウム）は、6月11日（水）、12日（木）の2日間、朱鷺メッセ3階および4階において下記の要領で開催する予定。

講演会では、シンポジウム25件、個人講演（口頭発表：96件、ポスター発表38件）を実施予定。シンポジウムはオンライン・オンデマンド配信とする。また、賛助会員からの地方分担金とスポンサーシップにより、春季講演会でのコーヒー等の提供、11日夕方のアイスブレイキング（参加登録不要、無料）によるネットワーキングの促進の場を提供するほか、企業ブースの出展を予定。

6月13日の見学会では地質巡検1コース、施設見学2コースを計画し、国内の石油天然ガスとして拠点である新潟各地のエネルギー資源に係る地層、施設の巡検を予定。

6. 秋季講演会

令和7年10月下旬～11月上旬に東京大学を会場として開催予定。90周年記念出版披露との連携も考慮する。

7. 見学会・特別見学会

- 1) 新潟大会では、地質巡検を1コース、施設見学を2コースについて実施予定。
- 2) 特別見学会（地質編）は、昨年同様に学生の参加しやすい9月開催を予定。「千葉県の水溶性天然ガス・ヨウ素の生産施設と上総層群の地層見学会」として実開催を予定。

特別見学会（物探編）は、対象を学生として開催（リモート開催）を予定。

8. 委員会の活動

昨年度と同様に各委員会活動を実施する予定。

9. 他団体との連携

SPE、SPWLAとの連携、また日本地下水学会とは共同WSを通じて連携を予定。

階	会場	令和7年6月11日（水）	令和7年6月12日（木）	配信	
4	国際会議室	9:20～17:00 地質・探鉱部門シンポジウム テーマ「ダイバーシティ～次世代ジオサイエンティストを惹きつける領域の多様化」	9:00～17:00 開発生産部門シンポジウム テーマ「石油・天然ガス開発のこれから～資源・技術・人材の安定確保と深化」	6/11	6/12
3	301A	9:10～17:30 生産部門 個人講演口頭発表（1）	9:30～17:10 地質探鉱部門 個人講演口頭発表（1）	—	—
	301B	9:10～17:30 同 個人講演口頭発表（2） 日本地下水学会共催（P01, P36, P38）	9:30～17:00 同 個人講演口頭発表（2）	—	—
	ハワイエ	同 ポスター発表	同 ポスター発表	—	—
	302	9:00～17:10 作井・CCS部門シンポジウム 「カーボンニュートラルに向けた坑井技術者の人材育成と新たな取り組み」	9:00～17:00 作井部門 個人講演口頭発表	6/11	—
	ハワイエ	—	同 ポスター発表	—	—
	303 + 304	HSE部門 個人講演口頭発表	—	—	—

10. 90 周年記念事業

記念出版物ならびに出版披露会について継続検討を行う。出版物は「CCS 特集号」とし、当協会で発表された CCS に係る代表的な論文を選定し、あらたに数編の基調論文を加え、5 章構成 / 約 500 ページの出版とする予定。

11. 事務所移転について

これまで石油技術協会は、エネルギー資源開発連盟（旧石油鉱業連盟）にて事務所を間借りし、連盟に業務委託費（人件費・事務所管理費）を支払うことで事務局業務の対応を実施してきたところである。ここ数年、連盟からは業務委託費について配慮を頂いてきたところであるが、昨年 7 月に事務局員 1 名の退職後、協議の結果、その人的補填は当協会が行うこと、また連盟による事務局長雇用も 3 月末での解除することで合意に至った。また、物価の高騰等

により、事務共通費についても 216 万円から 400 万円とする値上げ要請があった。

以上のような状況から、当協会の事務局に係る人件費を含む事務所管理費を適正化する目的で、事務局長を含む全事務局員（3 名）については業務委託契約で対応することとし、事務所費は理事会承認を得て、シェアオフィスの天翔オフィス日本橋茅場町（2,233,000 円）と契約し、6 月末に連盟事務所から下記に移転する予定である。

移転先の連絡先住所：
石油技術協会 事務局
〒104-0033 東京都中央区新川 1 丁目 7-1
天翔オフィス日本橋茅場町 702 号室
電話番号：050-8894-3830
メール：office@japt.org

令和 7 年度 会議・行事開催予定（案）

会 議	開 催 日	開 催 会 場（予定）	備 考
理 事 会	15:30 ～ 17:00	ハイブリットを基本とする	
第 1 回	令和 7 年 4 月 17 日（木）		
第 2 回	令和 7 年 6 月 19 日（木）		
第 3 回	令和 7 年 8 月 21 日（木）		
第 4 回	令和 7 年 10 月 16 日（木）		
第 5 回	令和 7 年 12 月 17 日（水）		
第 6 回	令和 8 年 2 月 19 日（木）		
幹 事 会	15:30 ～ 17:00	ハイブリットを基本とする	
第 1 回	令和 7 年 4 月 10 日（木）		
第 2 回	令和 7 年 5 月 15 日（木）		
第 3 回	令和 7 年 6 月 5 日（木）		
第 4 回	令和 7 年 7 月 10 日（木）		
第 5 回	令和 7 年 8 月 7 日（木）		
第 6 回	令和 7 年 9 月 11 日（木）		
第 7 回	令和 7 年 10 月 9 日（木）		
第 8 回	令和 7 年 11 月 12 日（水）		
第 9 回	令和 7 年 12 月 10 日（水）		
第 10 回	令和 8 年 1 月 14 日（水）		
第 11 回	令和 8 年 2 月 12 日（木）		
第 12 回	令和 8 年 3 月 11 日（水）		
評 議 員 会	令和 8 年 1 月～3 月		
行 事	開 催 日	会 場	
第 90 回定時総会	令和 7 年 6 月 10 日（火）	新潟市朱鷺メッセ 4 階	
特別講演会		ホテル日航新潟 30 階	
懇 親 会			
春季講演会	令和 7 年 6 月 11 日（水）、12 日（木）	新潟市朱鷺メッセ 3 ～ 4 階	
見 学 会	令和 7 年 6 月 13（金）	地質巡検 1 コース， 施設見学会 2 コース	
秋季講演会	令和 7 年 11 月上旬	東京大学小柴ホール	
特別見学会（地質編）	令和 7 年 9 月上旬	千葉県茂原市，いすみ市，長生村	
特別見学会（物探編）	令和 8 年 2 月下旬	オンライン開催	

令和7年度一般会計予算(案)

(円)

科 目		2024 年度 (除 90 周年)			2025 年度	予 実 差 額
		予 算	決 算	予 実 差 額	予算 (案)	
収入の部	会 員 費	20,300,000	19,678,500	△ 621,500	19,500,000	
	個 人 会 員	8,200,000	7,748,500	△ 451,500	8,000,000	
	賛 助 会 員	11,000,000	10,950,000	△ 50,000	10,500,000	
	過 年 度 滞 納 分	1,100,000	970,500	△ 129,500	1,000,000	
	来 年 度 以 降 分	0	9,500	9,500	0	
	事業収入	8,090,000	5,909,495	△ 2,180,505	5,696,000	
	購 読 費	400,000	167,600	△ 232,400	160,000	
	出 版 物 頒 布	110,000	23,070	△ 86,930	20,000	
	見 学 会 参 加 費	180,000	175,000	△ 5,000	476,000	新潟見学3コース
	特別見学会参加費	10,000	98,285	88,285	90,000	千葉水溶性ガスコース
	講 演 会 参 加 費	4,790,000	4,494,000	△ 296,000	2,650,000	
	(春 季 講 演 会)	4,040,000	4,159,000	119,000	2,150,000	5,000円×350名+7,000円×50名+1,000円×50名
	(秋 季 講 演 会)	750,000	335,000	△ 415,000	500,000	
	講 演 会 協 賛 金	0	0	0	250,000	企業スポンサー5社×5万円
	懇 親 会 参 加 費	2,400,000	852,000	△ 1,548,000	1,050,000	
	雑 収 入	200,000	99,540	△ 100,460	1,000,000	企業ブース代:90万円, 他
	そ の 他	0	0	0	3,350,000	
	地 方 総 会 分 担 金	0	0	0	1,750,000	賛助会員からの助成
	補 助 金	0	0	0	1,600,000	
	収 入 計 A	28,390,000	25,587,995	△ 2,802,005	28,546,000	
支出の部	会 誌 費	5,345,000	4,922,319	△ 422,681	4,890,000	
	印 刷 費	4,500,000	4,062,041	△ 437,959	4,050,000	
	発 送 費	15,000	6,664	△ 8,336	10,000	
	編 集 費	830,000	853,614	23,614	830,000	
	事 業 費	8,444,900	8,680,134	235,234	8,927,000	
	総会・春季講演会費	5,730,000	6,825,449	1,095,449	6,070,000	
	(春 季 講 演 会 費)	3,770,000	5,295,449	1,525,449	3,670,000	
	(懇 親 会 費)	1,960,000	1,530,000	△ 430,000	2,400,000	
	秋 季 講 演 会 費	500,000	371,235	△ 128,765	400,000	
	見 学 会 費	184,900	140,480	△ 44,420	607,000	新潟見学3コース
	特 別 見 学 会 費	100,000	120,354	20,354	120,000	千葉水溶性ガスコース
	H P 活 動 費	350,000	342,100	△ 7,900	350,000	
	探鉱技術委員会費	300,000	85,774	△ 214,226	200,000	
	作井技術委員会費	300,000	235,312	△ 64,688	300,000	
	生産技術委員会費	300,000	269,572	△ 30,428	300,000	
	C C S 委 員 会	300,000	40,026	△ 259,974	200,000	
	HSE 委 員 会 費	250,000	249,889	△ 111	250,000	
	国 際 委 員 会 費	10,000	-4	△ 10,004	10,000	
	資源経済委員会費	50,000	-22	△ 50,022	50,000	
	HP 委 員 会 費	50,000	-22	△ 50,022	50,000	
	会誌編集委員会費	20,000	-9	△ 20,009	20,000	
	事 務 費	13,390,200	11,976,051	△ 1,414,149	14,663,000	
	会 議 費	0	10,840	10,840	10,000	
	通 信 交 通 費	60,000	152,939	92,939	20,000	
	事 務 所 費			0	2,233,000	天翔オフィス賃借料
	消 耗 品 費	10,000	78,819	68,819	50,000	
	事務業務委託費	10,710,200	9,239,483	△ 1,470,717	9,700,000	
	会員管理外部委託費	2,000,000	2,044,223	44,223	2,100,000	
	旅 費	50,000	0	△ 50,000	250,000	
	雑 費	560,000	449,747	△ 110,253	300,000	
	支 出 計 B	27,180,100	25,578,504	△ 1,601,596	28,480,000	
当 期 収 支 差 額 C=A-B		1,209,900	9,491	△ 1,200,409	66,000	

令和 7 年度石油技術協会賞基金（予算 / 実績）（単位：円）

科 目		金 額
収入の部	雑 収 入	280
	当期収入計	A 280
支出の部	協会賞盾・振込手数料	14,410
	学生優秀賞 8 名図書カード	112,000
	当期支出計	B 126,410
当 期 収 支 差 額 (A - B)		C △ 126,130
前 期 繰 越 金		D 585,021
次 期 繰 越 金 (C + D)		458,891

令和 7 年度石油技術協会基金（予算 / 実績）（単位：円）

科 目		金 額
収入の部	雑 収 入	2,900
	当 期 収 入 計	A 2,900
支出の部	4 ～ 6 月の連盟事務所費	1,000,000
	連盟看板撤去および引越し費用	1,200,000
	システム関係整備構築費	500,000
	当 期 支 出 計	B 2,700,000
当 期 収 支 差 額 (A - B)		C △ 2,697,100
前 期 繰 越 金		D 6,193,155
次 期 繰 越 金 E (C + D)		3,496,055

令和 7 年度 基金関係予算（案）

事務所移転に伴う費用等は、下記の協会基金内規に基づき、支出することとしたい。

協会基金運用内規

昭和 62 年 10 月 24 日 施 行

1. 目 的

当協会が発行する不定期出版図書の会員への負担軽減や、事務処理の円滑化を計るなど、協会運営上一般会計では運用できない部分を本基金で運用する。

2. 原 資

本基金の原資は、寄付および臨時事業時の残余金をもってこれに当てる。

ただし、本基金の利息は協会賞基金に繰り入れる。

3. 適用範囲

1) 不定期に刊行する図書に対し、発行にかかる諸経費の一部を負担する。

2) 事務 OA 化に対し、かかる諸経費の一部を負担する。

3) その他、必要に応じ協議の上決定する。

4. 基金運用提案と決定

幹事会で協議提案し、理事会で決定する。

5. 収支決算

年 1 回事務局がまとめ、幹事会並びに理事会に報告し、総会で承認を得て会誌で発表する。

6. 内規の改廃、更新

この内規の改廃、更新は幹事会で起案し、理事会で決定する。

令和 7 年度 90 周年記念事業予算（案）

令和 7 年度 90 周年記念事業（予算）（単位：円）

科 目		金 額
収入の部	寄付入金	900,000
	雑収入	4,500
	当 期 収 入 計	904,500
支出の部	印刷製本（500 頁 500 部）	4,000,000
	DVD1,000 枚作成	800,000
	送料	1,000,000
	完成披露パーティ	1,800,000
	クラウドストレージ	200,000
	当 期 支 出 計	B 7,800,000
当 期 収 支 差 額 (A - B)		C △ 6,895,500
前 期 繰 越 金		D 12,097,759
次 期 繰 越 金 (C + D)		5,202,259

第 4 号議案 名誉会員承認の件

会則第 6 条イ項および名誉会員推薦内規に基づき、2024 年度名誉会員に以下の者を推薦し、承認について定時総会に付議する。

○会則第 6 条・会員資格（イ）名誉会員

石油・天然ガス鉱業の発展および本会の運営に顕著な功績のあった特別会員および正会員中から理事会が推薦し総会の承認を得た者

○名誉会員推薦内規第 5 条（推薦基準）

- ・会長を歴任した者で 70 才以上の者
- ・75 才以上の者で以下の者
 - ① 副会長を歴任した者
 - ② 役員（理事・監事）を 4 年以上歴任した
 - ③ 評議員を 10 年以上歴任した者
- ・30 年以上会員であったもので 80 才以上の者

対象者は以下の 11 名となる。

氏名 (敬称略)	会員種別	経験役員	年令要件	在職期間 自	至	任期
山本 一雄	特別会員	会長	○	2012/6/5	2014/6/3	2 年
小鷹 長	特別会員	会長	○	2014/6/3	2016/6/7	2 年
栗原 正典	特別会員	会長	○	2016/6/7	2018/6/12	2 年
美谷島克美	特別会員	副会長	○	2006/5/29	2010/6/8	4 年
立石 雅昭	特別会員	理事	○	1998/6/1	2006/5/29	8 年
山下 恵司	特別会員	理事	○	2002/6/1	2006/5/29	4 年
松本 良	特別会員	理事	○	1992/6/1	2010/6/8	18 年
飯田 信康	特別会員	理事	○	2006/5/29	2010/6/8	14 年
三田寺久男	特別会員	理事	○	2002/6/1	2008/6/10	6 年
松岡 俊文	特別会員	理事	○	2004/6/15	2012/6/5	8 年
井上 正澄	特別会員	理事	○	2002/6/1	2006/5/29	4 年

【報告事項】

1. 法人化に向けた検討について

1) 経 緯

令和 5 年度に開催した理事会・幹事会において現在任意団体である石油技術協会を非営利型の一般社団法人化について検討し令和 6 年度総会において以下のように報告した。

① 組織運営の正式化と信用の向上

組織としての正式な地位が確立され、外部からの信用が向上する。これにより、協会活動への資金提供者や協力機関との関係構築が容易となり、より広範な活動展開が可能となる。

② 資金調達能力の向上

助成金、寄付金、及び公的補助金の申請資格が

得られ、寄付金の募集、助成金の申請、企業とのパートナーシップの構築等を行いやすくなる。法人化により開かれる新たな資金調達の道を最大限に活用し、協会の諸活動及び組織運営のための安定した財政基盤を構築できる。また、法人化により、これまで当協会が長年続いてきた個人の銀行口座による協会資金の管理、業者と事務局員個人の契約等、本来協会の責任であるべきものを個人に負わせていた状況は解消する。

③ 協会活動が生み出した知識・技術の社会還元
法人化により、協会活動の成果の社会への還元の可能性が広がる。これには公開講座やセミナーの開催、活動成果の出版物等が含まれ、協会の活動によって生み出された知識・技術が、社会の発展と人々の生活の質の向上により一層貢献できるようになる。

上記の効果が期待できるが、当協会として法人化を決定するには、法人化に関わる具体的な項目の検討に十分な時間とリソースを掛ける必要がある。

そこで、本年度は法人化検討チームを設置し、同チーム内で諸事項（暫定案を下掲）の検討を行い、その検討結果について会員へのヒアリングも併せて行うこととする。

任意団体	62%
一般社団	23%
公益社団	13%
法人種別不明	1 %
NPO	1 %

任意団体	62%
法 人	38%

会員数（名）	任意団体	一般社団	公益社団	NPO	法人化率
0 ～ 500	46	13	0	0	22%
501 ～ 1000	15	8	4	0	44%
1001 ～ 1500	3	2	2	1	63%
1501 ～ 2000	3	1	2	0	50%
2001 ～ 2500	0	1	1	0	100%
2501 ～ 3000	1	0	1	0	50%
3001 ～ 3500	0	1	2	0	100%
8501 ～ 9000	0	0	1	0	100%
10501 ～ 11000	0	0	1	0	100%

そうした過程を経て、法人化が適切と判断された場合は、令和 8 年度総会で法人化の承認を求めることとし、検討の途中経過については、幹事会、理事会に報告する予定。

なお、検討項目は今後立ち上がる法人化検討チーム内で整理し、決めていくことになるが、概ね以下の内容を含むものと考えられる。

- ☆法人形態の選択
- ☆会員へのヒアリング
- ☆法人の目的・事業内容：
- ☆ガバナンス・管理体制
- ☆資金調達と財務管理：
- ☆法人設立手続、遵守すべき法制、スケジュール
- ☆リスク管理
- ☆法人化のメリット・デメリットのまとめと提言

2) 検討状況

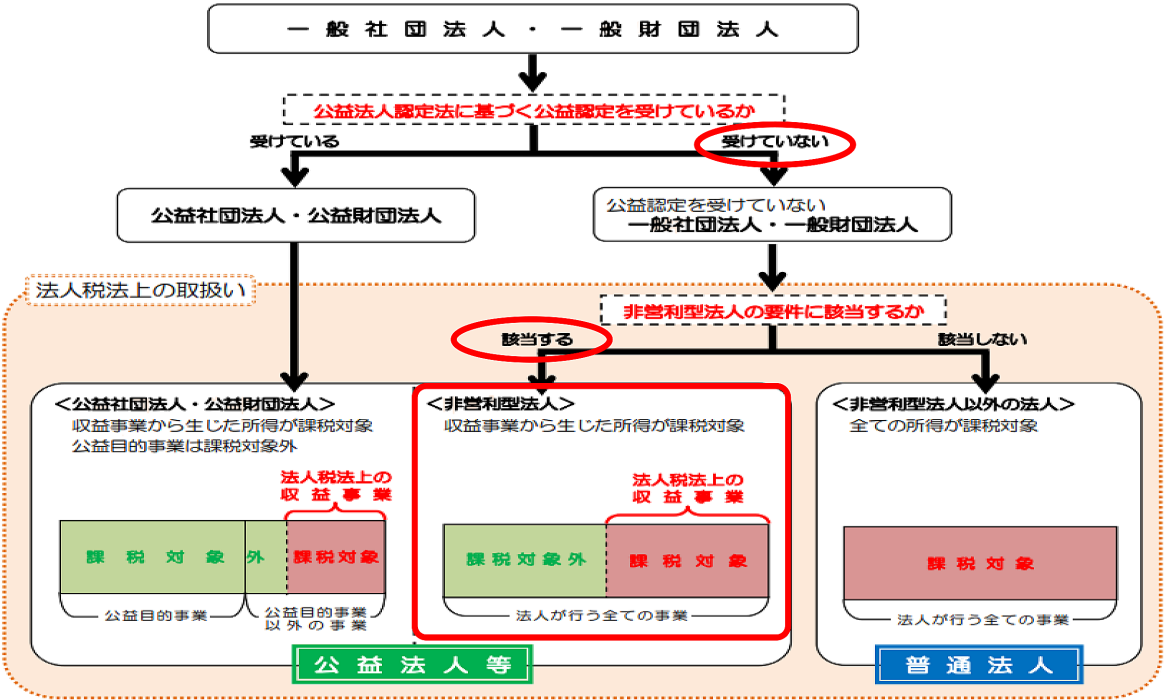
上記に基づき令和 6 年度は、法人化検討チーム（高

橋会長、吉良副会長、島本副会長、松島理事、内山幹事、知識幹事、山口事務局）により検討を開始。11 月 8 日 第 1 回法人化検討会議において、奥井氏（出光興産）を招聘して日本有機地球化学会が 2019 年 11 月に一般社団法人に移行した経緯等についてヒアリングを実施した。また 11 月 14 日に行政書士と今後の進め方について打合せ実施した。

- ① 地球惑星科学所属学会の法人化状況
法人化の規模を地球惑星科学所属学会の団体種別より分析を行った。会員数が概ね 1,000 名以上で法人化率が増加傾向にあり、1,000 ～ 1,500 名前後が法人化するか否かの境界領域と考えられる。
- ② 法人化のメリット / デメリット
法人化のメリット / デメリット（案）を以下の

法人化のメリットとしては、社会的信頼性の向上によって、預金名義やネット配信業者等との契約を法人名（『法人契約』）で行うことが可能になり、協会運営上のガバナンスを強化することで、コンプライアンス上の問題を予防する効果が期待できる。なお、任意団体では、契約上の責任（例えば当方過失時の責任・対応）を個人に負わせることとなり、コンプライアンス上の問題が生じる可能性があり、さらに名義人の死亡時など、任意団体のままでは問題が複雑化することが考えられる。

一方、法人化のデメリットとしては、法人化の手続きは、会員の意見集約・定款などを含め手続き等を含め、多大なる労力と時間を要することが予想される。また法人への移管時には、脱会する会員が出る可能性もある。法人化後も、総会の時期や代表者の選出など、協会活動に対して制約も課される。また他の団体の例を見る限り、法人化による会員数の増加という効果はあまり望めないと考えられる。



ように集約した；

③ 目指す法人形態（案）

石油技術協会は、利益目的ではなく公益的活動を行っているが、公益認定を受けていないこと、公益社団法人は法人化後の事務作業量・制約が多いため、右図中央の非営利型一般社団法人が妥当と判断される。

④ 定款（案）の検討

定款策定のため、司法書士／行政書士より情報を入手し、各学協会とのグランドデザインの比較を実施し、以下の通りまとめた。

⑤ 法人化の組織形態の骨子となる代議員制および理事数について

前回までの幹事会・理事会での協議の結果、総会定足数を確保しやすい代議員制をとることに意見集約。定款については引き続き検討予定。

3) 今後の進め方

法人化検討の中、事務所を置くエネルギー資源連盟から人件費、事務所費の段階的値上げの要請があり、また事務員の退職等が重なったため、法人化することで事務業務の増加が懸念されることから、まずは事務局体制の見直しによる経済的安定を先行し、また 90 周年記念事業も重なったために、具体的な法人化（案）の検討が遅延した。拙速な会員へのヒアリングは避け、十分な準備が整った段階でこれを行い、丁寧に進めることとしたい。よって、令和 7 年度は法人化（案）の具体的な検討を進める期間とし、整った段階でヒアリングを行うこととし、令和 8 年度の総会に法人化の是非について報告を行い、進めることとしたい。

学会名	石油技術協会 (案)	日本有機地球化学会	日本地質学会	日本応用地質学会	日本地下水学会
社員総会の形態	代議員制	全社員総会	代議員制	代議員制	代議員制
代議員選出方法	特別会員、正会員 50 人から 1 名の割合で代議員選挙により選出	—	正会員から 100 名～220 名を選挙により選出	正会員 20 名の中から 1 名選挙により選出し、70 名～120 名で構成	正会員 30 名の中から 1 名選挙により選出し、70 名～120 名で構成
理事・監事	理事：25 名～35 名以内、監事：3 名以内	理 15 名以内監 2 名以内	理 40 名～60 名以内、監事 1 名以内	理 15～25 名以内、監事 2 名以内	理 10～15 名以内、監事 1～4 名以内
任期：代議員、理事、監事	代 4 年、理 2 年、監 4 年	理 2 年、監 2 年	代 2 年、理 2 年、監 4 年	代 2 年、理 2 年、監 4 年	代 2 年、理 2 年、監 2 年

	現 行	一般社団法人
構成	総会、理事会、監事	総会、理事会、監事
定足数	会則 26 条：特別会員＋正会員（実参加者＋議決権行使数＋委任数）の 1/10 以上で成立	一般法人法第 49 条第 1 項：総社員（特別会員＋正会員）の議決権の過半数を有する社員が出席。 一般法人法の第 51 条第 2 項・第 52 条第 3 項：書面や電磁的方法による議決権行使を行えば、「出席した社員の議決権の数」に含めることができる。 【普通決議の場合】定款で別段の定めがある場合を除き、総社員の議決権の過半数を有する者が出席 【特別決議の場合】総社員の半数以上が出席
役員数	理事：30～35 名 会 長：1 名（理事の内数） 副会長：2 名（理事の内数） 監 事：3 名	代議員：30 名（会員 50 名に 1 名の代議員の場合） 理事数：20 名程度（職務執行にあたり善管注意義務や忠実義務が課せられるため出席の可能な理事数が必要か？） 会 長：1 名 副会長：2 名 監 事：3 名

【報告事項】

2. 第69回 石油技術協会賞結果報告

石油技術協会 理事会

石油技術協会賞選考委員会

第69回 石油技術協会賞の決定について

石油技術協会賞選考委員会規定第8条に基づき選考した結果について、2025年4月17日に開催の第90期第1回理事会に報告し、理事会にて石油技術協会賞が承認されましたので、下記のとおりご報告申し上げます。

記

石油技術協会賞について業績賞1件の推薦があり、会員からの推薦をもとに審議した結果、委員会は以下を表彰に該当とするものと決定致しました。

[賞 名]

業績賞

[受賞者名]

栗原 正典 氏

[受賞理由]

石油開発技術に関する教育研究への貢献

栗原先生は長年にわたり、早稲田大学の教授として石油開発技術の教育研究に尽力され、指導した卒業生の中から5割を超える多数の優秀な人材を業界に送り出された。また、石油技術協会活動では、会誌編集委員長、会長を歴任され、石油技術協会の運営改善にも大きく寄与された。これらの業績は石油技術協会の業績賞に値するものである。

以 上

II 特別講演会

総会後、10分ほどの休憩を挟んで特別講演会を開催した。

最初の講演は、新潟大学フェロー／準備委員会副委員長の栗田裕司氏による「エネルギー資源と人間界の見取り図：脱炭素社会を生きる若い世代へ」と題し、人間とエネルギーの関わり、そして若い世代へのメッセージが込められたものとなった。

続く講演は、新潟県産業労働部創業・イノベーション推進課長の川島俊哉氏による「新潟におけるカーボンニュートラル産業拠点の形成に向けて」との演題で、新潟県が推進している様々なカーボンニュートラルへの取り組みに関する進捗状況について紹介があった。

最後の講演は、新潟大学日本酒学センター副センター長／経済科学部教授の岸保行氏から「日本酒を科学する～「Sakeology」が解き明かす奥深き世界～新潟県の魅力・文

化」と題し、日本酒の魅力と日本酒に係る文化的・科学的な幅広い分野を網羅する学問分野「日本酒学」について紹介するとともに、さらなる日本酒学の発展に向けた産学官での取り組み、さらに日本酒学が拓く新潟（大学）の未来についても熱く語られた。

いずれの講演も聴講者に大変好評で、講師の熱い思いが溢れるものとなった。



栗田裕司氏による特別講演会



川島俊哉氏による特別講演



岸保行氏による特別講演

III 懇 親 会

18時より朱鷺メッセに隣接するホテル日航新潟の30階会場にて、来賓として新潟県産業労働部長 野上文敏様、新潟市経済部長 小野秀之様、新潟大学学長 牛木辰男様をお迎えした。まずは歓迎の挨拶を栗原準備委員長よりいただき、続いて野上様、牛木様より来賓のご挨拶をいただき、高橋会長の乾杯の発声により懇親会を開始した。会場は二つに分かれた形でしたが、会場間のホワイエに日本酒コーナーが置かれ、参加者は新潟の肴や銘酒に舌鼓を打ち、また、古町芸妓による踊りが会場を華やかに彩りました。150名を超える参加者を得て盛況となり、中締め後も会場に大勢の参加者が残り歓談が続きました。



牛木新潟大学学長より来賓の挨拶



栗原準備委員長歓迎の挨拶



参加者の歓談



新潟の地酒コーナー



野上産業労働部長より来賓の挨拶



古町芸妓さんの踊り

石 油 技 術 協 会 記 事

I. 理事会

第 90 期 第 1 回 理事会議事録

開催日時：令和 7 年 4 月 17 日（水）15:30 ～ 17:00

開催場所：ハイブリット会議

出席者：（敬称略）高橋会長，島本副会長，吉良副会長
[理事] 城戸，亀尾，倉木，国末，杉村，中西
畠山，林田，日野，福田，藤井，船津，松島
山本（浩），山田，吉岡，吉田
[監事] 市川，横井
[委員長] 小林（肇），佐藤，北村，永岡，村上
長縄，（吉田）
[事務局] 山口（合計 29 名）

議 題：

【確認事項】 1. 第 89 期第 6 回理事会議事録（案）

【審議事項】 1. 会員の異動（令和 7 年 2 月 1 日～令和 7 年
3 月 31 日）
特別会員・名誉会員推薦候補者・長期滞納
者の除名について

【審議事項】 2. 会告案）年会費納付についてお願い

【審議事項】 3. 第 90 回総会・令和 7 年度春季講演会につ
いて

【審議事項】 4. 令和 6 年度決算について（2-3 月次一般収
支報告および監査結果）

【審議事項】 5. 令和 7 年度予算（案）について

【審議事項】 6. 石油技術協会賞選考結果について

【審議事項】 7. 定時総会議案書（案）

【審議事項】 8. 懸案事項

【報告事項】 1. 各委員会の活動状況報告
その他

【確認事項】 1. 第 89 期第 6 回理事会議事録
〈質疑なし，確認。〉

【審議事項】 1. 会員の異動（令和 7 年 2 月 1 日～令和 7 年
3 月 31 日）

	名誉会員	特別会員	正会員	学生会員	賛助会員	合 計
令和 7 年 3 月 31 日	77	170	1,179	142	62	1,630

〈特別会員推薦候補者 29 名が該当。会費完納を条件とす
る旨説明。名誉会員候補者 11 名を示し，総会承認事項と
して総会へ付議事項とする。滞納者：6 年滞納者 7 名，5
年滞納者 17 名，4 年滞納者 36 名は，各社から納付の後押
しを依頼。総会までに納付がない場合，除名とする旨説明。
特別会員承認，名誉会員総会付議について承認，滞納者の
後押しの件，了解〉

【審議事項】 2. （会告案）年会費納付についてお願い

〈会告案を説明。質疑なく承認。〉

【審議事項】 3. 第 90 回総会・令和 7 年度春季講演会につ
いて

〈準備状況を説明。承認〉

【審議事項】 4. 令和 6 年度決算について（2-3 月次一般収
支報告および監査結果）

〈決算では 90 周年収支が混ざると分かり難いため，これ
を含んだ一般会計と 90 周年を除いた 2 種の決算報告を準
備。また特別会計の石油技術協会賞基金と協会基金，（特
別会計ではないが）90 周年記念事業について収支報告を
行った。この後市川監事より監査報告を得て，質疑応答を
実施し異議なく承認〉

【審議事項】 5. 令和 7 年度予算（案）について

〈令和 7 年度の 90 周年記念事業を除いた一般会計予算
（案）について説明。Q：市川監事より①予算は活動案に
基づくことから計画案も示す必要がある。② 90 周年記念
事業費は 1200 万円に達することから，一般とは別に予算
（案）を示す必要がある旨指摘。A：一般会計予算（案）
および 90 周年事業に係る予算（案）には事業計画（案）
を示す旨説明。後日メールにて理事にこれを示し了解を得
る。承認〉

【審議事項】 6. 石油技術協会賞選考結果について

〈山田選考委員長より，選考結果について報告。異議な
く承認〉

【審議事項】 7. 定時総会議案書（案）

〈総会の流れについて説明：議長選出，第 1 号議案：令
和 6 年度事業報告，第 2 号議案：決算報告，第 3 号議案：
令和 7 年度事業計画（案）ならびに予算（案），予算（案）
には先ほど指摘のあった 90 周年事業予算を含める。第 4
号議案：名誉会員承認の件で 11 名を推挙。報告事項として，
法人化に向けた検討結果の報告と石油技術協会賞結果報告
を行い，表彰式，その後会長挨拶にて閉会する流れを説明。
質疑なく，承認〉

【審議事項】 8. 令和 6 年度決算について（2-3 月次一般収
支報告および監査結果）

〈日本地球惑星科学連合 2025 年大会 学協会セッ
ション：〈2025 年 5 月 25，27 日に幕張メッセにて 2 セッ
ション予定〉

天然水素ワークショップ：〈2025 年 2 月 14 日に東大
HASEKOH-KUMA HALL にて開催，17 か国から現地参加
者 110 名，オンライン参加者 478 名，レセプション参加者
62 名と盛況な大会となった旨報告〉

90 周年記念事業ワーキングチーム：〈2/3 に第 8 回ミー
ティング。佐伯氏原稿受領。巻頭言執筆について協議予定〉

評議員会開催について：〈3/19 の 15 時半より石油資源

開発株の会議室にて開催し 19 名参加。その後懇親会実施)
 今後の事務局体制について：〈事務所移転に至る状況、
 今後の移転計画および費用は協会基金より充当する旨説明、
 異議なく了承〉

SPE/JAPT WORKSHOP CCUS and Low Carbon Fuels の開催案内：〈ワークショップ 3/11-12, サイトビジット 3/13 を開催, 11 か国 92 名が参加〉

【報告事項】1. 各委員会の活動状況報告

- ・ 編集委員会：(小林委員長) 第 90 巻 2 号 4 月 8 日に発刊。3 号は 5 月下旬発刊を目標に準備中。
- ・ 探鉱技術委員会：(佐藤委員長) 3 月 31 日第 6 回探鉱技術委員会を開催。春季講演会シンポジウム・個人講演に向けた準備状況, 9 月中旬の特別見学会 (地質編) 準備状況を共有した旨報告。
- ・ 作井技術委員会：(北村委員長) 3 月 11 日開催の第 2 回作井技術委員会実施。令和 7 年度春季講演会シンポジウム個人講演に係る準備状況を共有。特別講演「新海域における環境調査」実施について報告。
- ・ 生産技術委員会：(村上委員長) 3 月 6 日の第 7 回生産技術委員会開催。春季講演会シンポジウムおよび個人講演の準備状況について共有した旨報告。
- ・ CCS 委員会：(長縄委員長) 報告事項なし
- ・ HSE 委員会：(吉田委員長) 報告事項なし
- ・ 国際委員会：(山本委員長) 3 月 13 日 SPWLA-JAPAN をハイブリット開催。第 30 回 JFES シンポジウム講演募集開始 (締切 4/11) SPE/JPAT 共催 Workshop：CCUS and Low Carbon Fuels 3/11-12 開催 (前掲)。2024-25SPE Distinguished Lecture をこれまで 2 回実施, 次回は 6/4 開催予定。JAPT 主催, JOGMEC・NEDO 共催 天然水素ワークショップを 2/14 開催, 12 か国から 475 名参加との報告。
- ・ HP 委員会：(島本委員長) ニュース 3 本, 会誌第 90 巻 2 号掲載, 関連学会会告 3 本掲載。メルマガ 133-134 号配信。
- ・ 資源経済委員会：(岩間委員長) 報告事項なし

その他

〈物理探査学会 第 152 回学術講演会講演依頼について承認〉

II. 幹事会

第 90 期 第 2 回

開催日時：令和 7 年度 5 月 15 日 (木) 13:00 ~ 15:00

開催場所：ハイブリット会議

出欠状況：(敬称略) 会長, 副会長：高橋, 島本, 吉良

副編集委員長：小林

幹事：今野, 佐々木, 石下, 今井, 後藤, 近藤

寒河江, 鈴木, 藤田, 福田, 草宮, 高原, 知識

事務局：山口 (記)

議 題

議題 1. 第 90 期第 1 回幹事会議事録の確認

議題 2. 会員の異動 (令和 7 年 4 月 1 日 ~ 4 月 30 日)

議題 3. 令和 7 年 4 月次一般会計収支報告

議題 4. 議案書より抜粋：

- ・ 令和 7 年度予算 (案) について
- ・ 令和 7 年度 基金関係予算 (案)
- ・ 令和 7 年度 90 周年記念事業予算 (案)

議題 5. 第 90 回定時総会, 特別講演, 令和 7 年度春季講演会

その他：

第 90 期 第 3 回

開催日時：令和 7 年度 6 月 5 日 (木) 15:30 ~ 16:15

開催場所：ハイブリット会議

出欠状況：(敬称略) 会長, 副会長：高橋, 島本, 吉良

副編集委員長：

幹事：石下, 今井, 後藤, 近藤, 寒河江, 草宮

佐々木, 高原 (記)

事務局：山口 (記)

議 題

議題 1. 第 90 期第 2 回幹事会議事録の確認

議題 2. 会員の異動 (令和 7 年 5 月 1 日 ~ 5 月 31 日)

議題 3. 令和 7 年 5 月次一般会計収支報告

議題 4. 第 90 回定時総会, 特別講演会, 令和 7 年春季講演会

- ・ 会場設営について・6/10 懇親会について・3 回講演会場のパーティションについて

- ・ 6/11-12 春季講演会受付について・その他

議題 5. (会告) 2025 年特別見学会 (地質編) 「水溶性天然ガスとヨウ素開発」参加者募集のお知らせ

その他

【石油技術協会 賛助会員リスト】

秋田県天然瓦斯輸送株	AGC 株	アブダビ石油株
伊勢化学工業株	出光興産株	伊藤忠石油開発株
伊藤忠テクノソリューションズ株	株 INPEX	株 INPEX エンジニアリング
株 INPEX ドリリング	エスケイエンジニアリング株	(独)エネルギー・金属鉱物資源機構
ENEOS Xplora 株	エネルギー資源開発連盟	株オーシャン・ジオフロンティア
株オフショア・オペレーション	関東天然瓦斯開発株	極東貿易株
株クリステンセン・マイカイ	株合同資源	合同石油開発株
コスモエネルギー開発株	コスモス商事株	コンピューター・モデリング・グループ・リミテッド
サイスガジェット株	サハリン石油ガス開発株	サミットエネルギー開発株
株ジオシス	JFE スチール株	JX 金属探開株
シュルンベルジェ株	シュルンベルジェ株 長岡支店	石油資源開発株
第一実業株	大成建設株	株達磨鉄工
株地球科学総合研究所	千代田化工建設株	株テルナイト
電源開発株	天然ガス鉱業会	株東邦アーステック
日揮ホールディングス株	日鉄エンジニアリング株	日宝化学株
日本オイルエンジニアリング株	日本海洋掘削株	日本海洋石油資源開発株
日本 CCS 調査株	日本製鉄株	日本マントル・クエスト株
ハリバートン・オーバーシーズ・リミテッド	株バルカー	株ピージーエス・ジャパン
深田サルベージ建設株	株物理計測コンサルタント	株ベッツ
三井海洋開発株	三井エネルギー資源開発株	三菱ガス化学株

(令和 7 年 7 月現在)

石油技術協会 新事務所 開設のお知らせ

7 月 7 日より下記に移転しました。

石油技術協会 事務局

〒104-0033 東京都中央区新川 1 丁目 7-1

天翔オフィス日本橋茅場町 702 号室

電話番号：050-8894-3830（電話の対応は 11 ～ 16 時となります）

メール：office@japt.org

引き続きよろしくお願いいたします。

令和 6 年度特別見学会（物理探査編）実施報告

報告者 探鉱技術委員会 特別見学会（物理探査編）

担当 河合 展夫

1. はじめに

令和 7 年 2 月 26 日（水）に令和 6 年度特別見学会（物理探査編）を実施したので、その概要を報告する。なお過去の参加学生からの要望を踏まえて、昨年度に引き続き首都圏外からの学生参加を容易とすべくオンライン開催により実施した。

2. 参 加 者

参加者募集は令和 6 年 12 月 5 日に石油技術協会 HP に会告を掲載し、併せて石油開発事業に関係のある理学系・工学系および文系を含めた大学教員を通じ、広く参加学生を募集した。

最終的に 16 名の参加申し込みがあり、その内訳は以下のとおり。

学科・専攻別：理学系 5 名（地球物理学系 3 名，地質学系 2 名），工学系 11 名（探査工学系 3 名，開発工学系 3 名，地質学系 4 名，その他工学系 1 名）

課程別：学部生 5 名，大学院修士課程 7 名，大学院博士課程 1 名，大学院研究生 3 名

国籍：日本 12 名，中国 1 名，インドネシア 1 名，タンザニア 1 名，マダガスカル 1 名

地域別：首都圏から 7 名（千葉県 1 名，東京都 6 名）首都圏外から 9 名（秋田県 2 名，宮城県 1 名，静岡県 1 名，兵庫県 2 名，福岡県 3 名）

なお上記参加申込学生 16 名の内 4 名は、当日が不都合となったため、実参加者は 12 名であった。

本特別見学会は Zoom を利用したオンライン開催を採用し、説明は探鉱技術委員会・特別見学会（物理探査編）担当者（河合展夫）が行った。

3. スケジュール

以下のスケジュールで特別見学会（物理探査編）を進めた。

14:00～14:10 インTRODクシヨン

14:10～14:45 石油開発の流れ

14:45～15:30 物理探査データ取得（質疑応答を含む）

15:30～15:40 休憩

15:40～16:50 物理探査データ処理・解釈評価技術および関連技術（質疑応答を含む）

16:50～17:00 まとめ（質疑応答を含む）

4. 参加者レポート

特別見学会実施後に参加レポート提出を依頼し、後日入手した 10 名分のレポートの抜粋を以下に記す（原文が英語の場合は担当者による和訳）。

(1)【資源工学系学部生】

実際に石油会社で物理探査業務を行われていた話を聞くことにより、物理探査技術を学べたのことはもちろんのこと、より具体的に業務内容を理解することができた。特に、石油探査で主に使われている地震探査について詳しい説明を受け、大変参考になった。また、一緒に受講した周りの学生のレベルも高く、感化されるものがあった。

この見学会を通して、より石油業界で働きたいと感じた。講師の方および一緒に参加した学生の皆様に感謝する。

(2)【資源工学系学部生】

大学で物理探査の学習が始まったのは 2 年次の前期からであり、それまで学習していた石油や天然ガス資源、金属鉱物資源そのものの性質や利用方法とは違い、今回の特別見学会ではいかにしてそれらの資源を見つけるかに焦点を当てて学習した。まず資源が存在する場所の特徴や性質を理解し、それに合わせて効果的な探査方法を行う必要があることを学んだ。今回の特別見学会で学んだ発振車や観測システムを用いた探査方法は大学の講義でも学習したが、詳しい波形の画像や読み取り方は今回の特別見学会で初めて知ることができた。

今後、エネルギー資源を研究対象として学びを深めていく身として、物理探査の効果的な活用方法に関する知識は必要不可欠であるため、これからも学習を深め新たな知識を獲得していきたい。

この度は貴重な機会を用意していただき、また、説明いただき感謝する。今後とも、資源に関する知識を深めていきたい。

(3)【資源工学系大学院生】

特別見学会に参加させていただき感謝する。物理探査業界には詳しくなかったが、気軽に参加することができて、また海洋探査や物理探査の入門解説があったためとても理解しやすかった。

特に最後に自分が質問する機会があったが、気負わずになんでも質問ができたことが大変良かった。最新の物理探査ではさまざまな機器の能力が高速化、コンパクト化で進展していったということが分かり、それによって関連の研

究や資源開発事業が進展していることが理解でき、物理探査ばかりでなく全ての分野においても技術発展は重要なものだと理解できた。

自分の研究分野で使われる地中レーダ技術の基になる信号処理の理論も、石油開発における物理探査技術として発展してきたことを知った。また、研究開発と社会実装のスピード感や要求の違いについて実際の業界の人から聞くことができ大変勉強になった。

物理探査の理論から実際の業務詳細と事前に想定していたとおりの内容であり、かつ全体時間も適当であったことなど、特別見学会に参加できたことを大変感謝する。

(4)【理学・地球物理系大学院生】

石油開発の一連の流れの概要が分かったことが今後の研究・勉強および進路選択に役に立てることができた。また地震探査技術について詳しい説明がなされており、分かりやすかった。

地震探査技術についての説明は自分が想定していたより詳しくあったため、もう少し内容が簡単であってもよかったと考える。また、地震探査以外の物理探査技術の説明もあるとさらに良かった。

(5)【海洋工学・物理探査系大学院生】

石油探査の概要について学ぶことができた。まず、石油開発は鉱区取得から始まり、物理探査を経て生産販売まで至っていることを理解した。石油・天然ガス資源は世界に偏在しており、石油・天然ガスを生成する岩石やその地質構造によって埋蔵量が決まることが分かった。またその埋蔵量を計算するために物理探査が重要であることが分かった。物理探査には主に陸上と海上の2種類があり、測定方法に大きな差はないが、使っている機材が異なることが分かった。さらに陸上も海上も周囲のノイズを取り除くことが望まれるが、特に海上においては多重反射を取り除く処理が重要であると理解した。また、物理探査によって石油・天然ガスだけでなくメタンハイドレートなどの存在も捉えることができ、反射波の極性が逆になること、速度変化があることなどから、流体（ガス）の存在が推定できることが理解できた。

今後は特別見学会で得た知識を活用して、自身の研究に役立てていきたい。

(6)【土木工学・物理探査系学部生】

3年次に地震工学を受講したことから物理探査に興味を持ち、研究室も第一志望として物理探査研究室を選択した。そこで物理探査技術が石油開発分野においてどのように利用されているのかを知りたく考え、本特別見学会への参加を希望した。特別見学会に参加して、物理探査技術は石油開発のためには欠かせない技術であることが分かった。大学で受講した地震工学に含まれていた微動アレイ探査が石油開発に効果があるのか知りたいと考える。

なお本特別見学会の数日後、希望していた物理探査研究室に配属されることが決まり、将来は大学院へ進学し、また大学院修了後は石油開発関連企業に就職したく考えている。

(7)【海洋工学・地質系学部生】

弾性波の種類とその解析について、非常に勉強になった。地下構造調査には反射波を、地層速度調査には屈折波を使うことが分かり、得られたデータの補正と重合を行うことで、地質評価を行う地下地震断面図を作成できることが分かった。地下地震断面図の評価に興味があることから、石油・天然ガスの存在に必要な条件と照らし合わせながら、実際に地震断面図を見てどのように評価を行うのか、具体的に示して欲しいと思った。

現在日本ではどこで、どのような規模感で石油・天然ガスの物理探査が行われているのか、また、日本の企業が海外でも石油・天然ガスの物理探査を行うことがあるのかなどに興味を持った。

(8)【理学・地球物理系学部生】

石油・天然ガスなど炭化水素のことを総称して“petroleum”と呼ぶことを初めて知った。油田での油の回収率はあまり高くはなく、この回収率の向上が課題とされていることをも知った。後で調べてみると、二次回収や三次回収と呼ばれており、物理現象だけでなく化学反応を利用していることを知り、広い分野の勉強が必要だと感じた。さらに最近注目されているCCSについての説明も受けたかった。

(9)【資源工学・地質系大学院研究生（留学生）】

今回の特別見学会で、石油・天然ガスの物理探査に関する知見は、石油探鉱・開発権の取得、地質・地球物理学的調査、掘削、開発、精製、輸送、販売という石油ビジネスに関する主要な部分についての基礎知識を得たことであった。さらに石油・天然ガスが存在するための条件となる、根源岩、貯留岩、構造・キャップロック、そして生成・移動・貯留を理解することができた。また、貯留岩と貯留層形成の条件についても学ぶことができ、貯留岩は地下にある大きな空洞を意味するのではなく、炭化水素を保持する孔隙や多孔隙の岩相を持つ岩石を意味することを理解できた。

この講義は探鉱の知識にも役立ち、リモートセンシングや地表地質調査から地質図を作成し、統合された3D解釈を導き出す石油・天然ガス探鉱方法についての洞察を得ることができた。

さらに私が興味を持ったのは開発段階についてであり、これは自分の研究テーマである地熱の探鉱・開発と同様の初期探鉱から探鉱掘削、生産試験、生産を含む開発である。ただし地熱生産の場合には発電所の建設や運転・保守が含まれる。また、油田・ガス田においては、精製の前に高圧と低圧の気相と液相を分離するための各セパレーターを必要とするものであり、蒸気タービンを通して蒸気を発電に使用する前に、水分と蒸気に分離するセパレーターが存在する地熱発電と同じである。また石油・天然ガス資源と地熱資源の大きな違いは、石油・天然ガスの場合はパイプラインまたは車両・船舶などで流体として輸送され、地熱の場合は発電した上で電力として送電されることである。

しかし、今回の講義から、地震探査が地熱探査の分野でどのように役立つのか、特に地熱ポテンシャルのある地域

において、地震探査がどのように地下の理解を深めてくれるのか、地熱探査の段階において電磁探査や重力探査といった他の物理的手法でカバーすることができるのだろうかという疑問ができた。

（10）【資源工学・地質系大学院研究生（留学生）】

物理探査に関しては、地震データの取得、データ処理、解釈に焦点を当てた説明を受けた。地震探査は、人工地震波を発生させ、解析することによって地下構造を調査するために最も多く使用されており、石油・天然ガス探査、金属鉱物探査、地下水調査、地盤調査などにも広く利用されている。

私の研究は重要金属鉱物資源の探査に関するものであるが、反射法地震探査は私の研究のためにより正確なデータを得るための追加調査として使用することが可能である。この手法は、断層や褶曲を含む地下構造の詳細な画像を提供し、他の物理探査手法に比べて高解像度のイメージングが可能であるため、私の研究対象地域の地質構造を、より正確にイメージすることができる。さらに、非破壊、非爆薬の人工振動を利用するため環境に優しく、環境への影響を最小限に抑えることができる。このコースでは、地質図の利用から始まり、リモートセンシング、掘削・・・と、効率的な探査のためのステップを再確認し、地震探査データの取り扱いについて整理して理解することができ、非常に役に立った。

次に、地震探査の基本であるデータの取得、処理、解釈について知ることができた。今回の講義を通して、現場で使用するさまざまな機材を知ることができ、サポートは必要であるが調査実施が可能と考える。また、データの解釈についても説明を受けており、今後上級課程に進学した際にも役立つと考える。また今後の授業や調査で得られる可能性もある地震データの解釈の実施が可能となった。

最後に、2D/3D/4D 地震探査に関して学ぶ機会がなかったが、これは地震探査の可能性を示す重要なものだと考え

る。石油。天然ガス探査に焦点が当てられており、それに必要な反射法地震探査に対して十分な理解を得ることは可能であったが、さらに 2D/3D/4D 地震探査の説明があると良かったと思う。

5. ま と め

前年度も首都圏以外の大学からの参加者が多く、明らかにオンライン開催の効果が表れていたことから、今回も特別見学会という名称ながらオンライン開催を継続した。

過去2回の開催と同様に今回も留学生の参加があり、また前年度と同様に日本語でのコミュニケーションに支障がある学生の参加が事前に判明したことから、説明に使用するプレゼン資料の全てを日英併記とし、かつ日本語の説明後に英語での説明を繰り返す対応をとった。この日英での繰り返しにより説明時間が長くなり日本人学生にとっては何らかの不都合となっていないかと心配したが、事後レポートでこの点の指摘はなく、逆に日英で説明を繰り返すことで、専門用語を含めた十分な理解が得られたのではないかと感じた。

なお本特別見学会（物理探査編）での初回から説明を実施している担当者が、すでに所属組織から離れたこともあり、実施体制を含めた担当者の交代について探鉱技術委員会内で令和7年度の開催案内時を期限として検討を進めている。また実際の説明内容がタイトルの「物理探査編」より大きな範囲となっていることもあり、「地質編」を含めてタイトルの変更についても探鉱技術委員会において検討を開始している。

謝 辞

本特別見学会の実施に対して、2008年の初回より石油技術協会事務局から受けている長年のサポートに対し、改めて事務局の皆様へ感謝を伝えたい。

石油技術協会 会議・行事開催予定

会 議	開 催 日	開 催 会 場 (予定)	備 考
理 事 会	15:30～17:00		
第 1 回	令和 7 年 4 月 17 日 (木)	ハイブリットを基本とする	
第 2 回	令和 7 年 6 月 19 日 (木)		
第 3 回	令和 7 年 8 月 21 日 (木)		
第 4 回	令和 7 年 10 月 16 日 (木)		
第 5 回	令和 7 年 12 月 17 日 (水)		
第 6 回	令和 8 年 2 月 19 日 (木)		
幹 事 会	15:30～17:00		
第 1 回	令和 7 年 4 月 10 日 (木)	ハイブリットを基本とする	
第 2 回	令和 7 年 5 月 15 日 (木)		
第 3 回	令和 7 年 6 月 5 日 (木)		
第 4 回	令和 7 年 7 月 10 日 (木)		
第 5 回	令和 7 年 8 月 7 日 (木)		
第 6 回	令和 7 年 9 月 11 日 (木)		
第 7 回	令和 7 年 10 月 9 日 (木)		
第 8 回	令和 7 年 11 月 12 日 (水)		
第 9 回	令和 7 年 12 月 10 日 (水)		
第 10 回	令和 8 年 1 月 14 日 (水)		
第 11 回	令和 8 年 2 月 12 日 (木)		
第 12 回	令和 8 年 3 月 11 日 (水)		
評 議 員 会			
	(未定)		
行 事	開 催 日	会 場	
第 90 回定時総会	令和 7 年 6 月 10 日 (火)	新潟市朱鷺メッセ 4 階	
特別講演会			
懇 親 会		ホテル日航新潟 30 階	
春季講演会	令和 7 年 6 月 11 日 (水), 12 日 (木)	新潟市朱鷺メッセ 3～4 階	
見 学 会	令和 7 年 6 月 13 日 (金)	地質巡検 1 コース, 施設見学会 2 コース	
秋季講演会	令和 7 年 11 月 6 日 (木)	東京大学小柴ホール	
特別見学会 (水溶性天然ガスとヨウ素編)	令和 7 年 9 月 5 日 (金)	千葉県茂原市, いすみ市, 長生村	
特別見学会 (物探編)	令和 8 年 2 月下旬	オンライン開催	

関係学協会・団体 行事開催予定

No.	学協会・団体名	行 事 名	期 日・会 場	備 考
1	(一社) 資源・素材学会	資源・素材 2025 (札幌) 大会	2025 年 9 月 2 日 (火)～4 日 (木)・北海道大学	
2	日本地層評価学会	第 30 回日本地層評価シンポジウム	2025 年 10 月 8 日 (水)～10 日 (金)・JOGMEC 講堂 (千葉)	

坑井掘削状況

特記事項なし

自：令和7年5月1日
至：令和7年6月30日

編集後記

2024年9月より編集委員を拝命しました ENEOS Xplora の谷と申します。約20年前に石油業界へ転籍して以来、残念ながら石油技術協会とはこれまでご縁がなく、今回が初めて協会に関わる仕事となります。社会人経験だけは長くなりましたが、論文となりますと学生時代の卒業論文が最後ということもあり、正直なところ、論文の査読や原稿管理といった大役が務まるものかと不安を覚えておりました。

今回初めて論文の査読および原稿担当をさせていただくにあたり、どうすれば効率良く、かつ質の高い査読ができるだろうかと考えました。皆様の中にも活用されている方が多いかと存じますが、ここ数年で著しい進化を遂げた LLM（大規模言語モデル：生成 AI の一種）を活用することでした。私自身、国語があまり得意ではないため、文章の生成や要約などで日々 LLM の恩恵を受けており、その能力は査読においても有効ではないかと安易に考えました。

そこでまず、LLM 自身に「石油技術分野の論文査読における主要リスク」を尋ねてみました。すると、①機密保持（論文には油田の位置や経済性といった商業機密が含まれる）、②事実誤認（物理パラメータや式番号をもっともらしくねつ造する例が報告されている）、③責任の所在（査読者の専門的判断は置き換えられない）といった、もっともな回答が返ってきました。

さらに、関連する主要学会（SPE, AAPG, SEG）の対応を調査したところ、3学会ともに査読者が担当論文を外部の LLM に入力することを、事実上あるいは明確に禁止していることが分かりました。根底にあるのは、国際的な学術倫理の根幹である「機密保持」です。例えば SEG は、査読中の論文を LLM に入力する行為を機密情報の不正な開示と位置づけ、明確に禁止しています。

これらの調査から、現状では外部の LLM を査読に利用することはできないと結論づけました。もちろん、学習データとして利用されないローカル環境で動作する LLM であれば、会誌の投稿規定に沿った文章校正などに活用できる可能性は残されています。しかし、まずは査読者としての基本を疎かにしてはならないと考え、今回は LLM に直接頼ることを断念いたしました。

AI 技術の進歩は目覚ましいものがありますが、その利用には慎重な検討が不可欠であることを改めて認識した次第です。今後も新しい技術の可能性にアンテナを張りつつ、編集委員としてより良い会誌づくりに貢献できればと考えております。

（会誌編集委員会委員 谷 和幸）

現在の編集状況：受理 8 編、委員長預かり 0 編、継続審議 1 編、新規受付 10 編

Erratum (訂正記事)

編集委員会

本紙に掲載された下記の論文に訂正事項がありますので、お知らせします。

掲載号：第 89 巻第 4 号（令和 6 年 7 月 31 日 www.japt.org/topics/list/ でオンライン公開）
原稿種類：資料
題名：直近 5 年間ににおける主要石油会社の確認埋蔵量と埋蔵量補填率ほかについて
著者：鍋谷 淳

【訂正箇所】

225 ページ

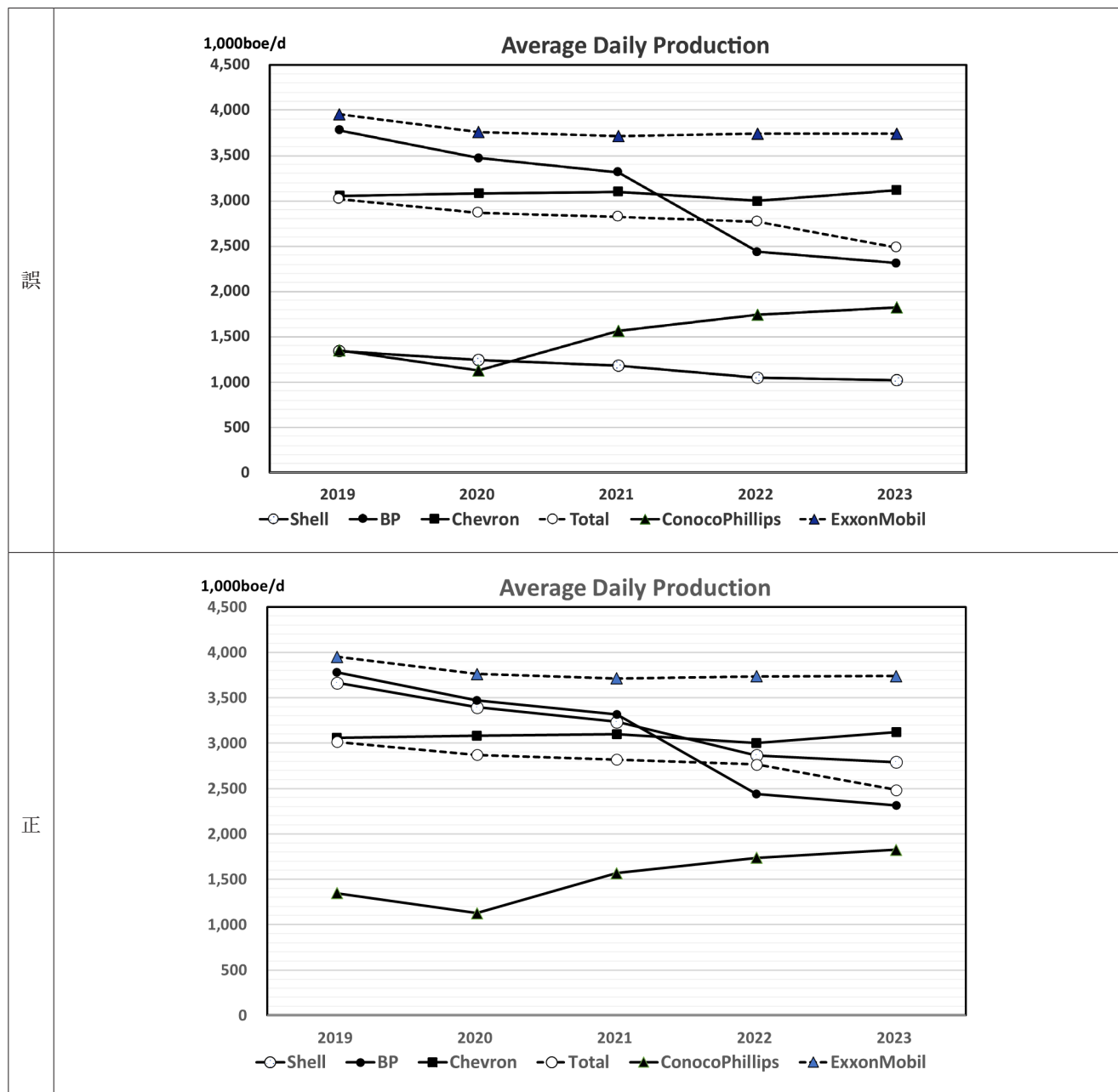
・表 1

誤

主要会社名	2023 年末時点の 確認埋蔵量 Million boe	2023 年の平均生 産量 1000 boe/d	可採年数 (R/P) Years	原油精製能力 (1000b/d)	税引き後利益 US\$ Million	総資産 US\$ Million	従業員数 1000
ExxonMobil	16928	3738	12.1	4463	36010	376317	61.5
Shell	9787	2792	9.2	1349	19359	406270	103.0
BP	6759	2313	7.9	1557	15880	280294	87.8
Chevron	11069	3120	9.7	1560	21369	261632	40.2
Total	10564	2483	11.7	1792	23176	283654	102.6
ConocoPhillps	6758	1826	10.0	0	616	96000	9.9
INPEX	3572	656	14.9	0	163	46594	3.5

正

主要会社名	2023年末時 点の確認埋 Million boe	2023年の平均 生産量 1000boe/d	可採年数 (R/P) Years	原油精製能力 (1000b/d)	税引き後利益 US\$ Million	総資産 US\$ Million	従業員数 1000
ExxonMobil	16928	3738	12	4463	36010	376317	62
Shell	9787	2792	9	1349	19359	406270	103
BP	6759	2313	8	1557	15880	280294	88
Chevron	11069	3120	10	1560	21369	261632	40
Total	10564	2483	12	1792	23176	283654	103
ConocoPhillips	6758	1826	10	0	10957	96000	10
INPEX	3572	656	15	0	2376	48139	3.5



以上

<令和 7 年度石油技術協会春季特別講演会>

エネルギー資源と人間界の見取り図：脱炭素社会を生きる若い世代へ……………栗田 裕司
新潟におけるカーボンニュートラル産業拠点の形成に向けて……………川島 俊哉・佐藤 圭作
日本酒を科学する ～「Sakeology」が解き明かす奥深き世界～ ……………岸 保行

<令和 7 年度春季講演会 作井部門シンポジウム>

「カーボンニュートラルに向けた坑井技術者の人材育成と新たな取り組み」

開会の挨拶……………北村 龍太
片貝ガス田深部水平掘削実績とその Lessons learnt

……………大石 悠太・篠原 寛治・上田 滋・坂本 浩之・青木 徹・加川 将史
Lessons learnt from drilling operations of offshore infill wells in Sarawak, Malaysia
…………… Chu Minh Tue・Goshi Sakaida・Collins Emang Lian・Shufazia Noorain Binti Zainalbidin
Vernon A/L Rajoo・Hafiz Affendi Abu Hassan and Daisuke Numata

ジオメカニクスの知見を活用した CCS における誘発地震リスク評価とその対策 ……………古井 健二
CCS 用途への油井管の適用 ……………江口 健一郎・加茂 祐一・高井 宏之・川井 孝将
未来を掘り起こす：INPEX の若手育成術とカーボンニュートラルへの挑戦 ……………松淵 仁
Geomechanics training program for E&P well design & drilling and CO₂ storage

……………Alireza Agharazi
JOGMEC の国内研修事業：カーボンニュートラルに対する近年のニーズへの対応 ……………及川 敦司・北村 龍太
作業効率向上 / コスト削減のための新しい技術および人材マネジメント……………前原 祐樹・森山 翔太・村上 青児
パネルディスカッション / 総合討論……………長縄 成美

<論 文>

Utilization of CO₂ resistant cement in CCUS wells
……………藤永 良太・藁谷 達彦・豊田 佳祐・土岐 高弘

石 油 技 術 協 会 会 誌 編 集 委 員 会

委 員 長 岡野 祥之（石油資源開発）

副委員長 辻 健（東京大学）

運営幹事 石瀬 康浩（INPEX）

芦田 彬久（INPEX） 橋本 直明（三井石油開発） 松淵 仁（INPEX）
渡部 哲子（石油資源開発）

運 営 委 員

青木 直史（石油資源開発） 安達 陽介（石油資源開発） 石川 正紀（INPEX）
石崎 理（石油資源開発） 堀内 侑樹（INPEX） 松井 良一（INPEX）

委 員

阿部 一徳（秋田大学） 石川 和明（出光興産） 岩本 広志
大内 久尚（早稲田大学） 大槻 敏（JOGMEC） 栗田 裕司（新潟大学）
佐久間広展（ENEOS Xplora） 三瓶 良和（島根大学） 谷 和幸（ENEOS Xplora）
玉置真知子（日本オイルエンジニアリング） 長縄 成実（秋田大学） 荷福 洸（INPEX）
野中 美雪（石油資源開発） 長谷川智紀（石油資源開発） 福田 真人（JOGMEC）
風呂田郷史（産業技術総合研究所） 山本 正伸（北海道大学） 山崎 誠（秋田大学）
吉岡 秀佳（産業技術総合研究所）

事務幹事 山口 明

©The Japanese Association for Petroleum Technology 2025

Tensyo-office 702, 7-1, Shinkawa 1 - chome, Cyuo-ku, Tokyo 100-0033, Japan

PHONE 050-8894-3830

HOME PAGE <https://www.japt.org/>

石油技術協会誌（JAPT）Vol.90, No.4

2025 年 7 月発行 会員頒布

編集兼発行者：石油技術協会

発行者所在地：〒 104-0033 東京都中央区新川 1 丁目 7-1

天翔オフィス日本橋茅場町 702 号室

電話 050-8894-3830 振替口座 00120-8-63168

ホームページ <https://www.japt.org/> E-mail office@japt.org

印 刷 所：〒 121-0072 東京都足立区保塚町 8-20（株大和印刷）

表紙デザイン 電話 03-5831-0051 ファックス 03-5831-0052



The Japanese Association for Petroleum Technology