

2023
Vol. 88

石油技術協会誌

Journal of the Japanese Association for Petroleum Technology



石油技術協会

石油技術協会役員・委員長・幹事

会 長 小 寺 保 彦

副会長 島 本 辰 夫

副会長 高 橋 利 宏

理 事

安 部 俊 毅	荒 戸 裕 之	牛 久 雅 喜	梅 津 薫	小 勝 武
狩 野 彰 宏	亀 尾 浩 司	吉 良 仁 秀	倉 本 真 一	栗 田 裕 司
小 林 修	佐 藤 光 三	島 田 忠 明	白 井 知 久	菅 井 裕 一
高 瀬 弘 次	土 屋 範 芳	中 西 健 史	塚 田 澄 彦	林 田 泰 泰
福 田 豊 司	船 津 邦 浩	古 井 健 二	村 岡 秀 佳	山 田 泰 剛
山 本 晃	山 本 浩 士	山 本 正 伸	吉 岡 秀 佳	吉 田 泰 剛

監 事

市 川 真 樋 口 朋 之 横 井 悟

幹 事

市 江 康 高	大 西 豪	城 戸 大 作	後 藤 彩 恵	近 藤 秀 樹
鈴 木 清 史	知 識 源 由	土 田 邦 博	西 弘 和	平 山 口
深 江 直 紀	藤 田 和 宏	松 島 潤	森 田 宜 史	山 口 鋭 明

会 誌 編 集 委 員 長	小 林 肇
探 鉱 技 術 委 員 長	佐 野 徹
作 井 技 術 委 員 長	久 野 泰 弘
生 産 技 術 委 員 長	吉 岡 克 平
H S E 委 員 長	前 田 卓 哉
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

令和 4 年度石油技術協会・特別見学会（物理探査編）の オンライン開催について

令和 4 年度特別見学会「物理探査編」は、コロナウィルス感染拡大リスクに鑑み、引き続きオンライン開催が決まりましたので、下記の通りお知らせいたします。

記

概 要

1. 開催方法
 - 従来実施している特別見学会（物理探査編）に準じた内容によるオンライン開催（Zoom 利用）
2. 開催日時
 - 令和 5 年 3 月 9 日（木）15:00 から 17:30
3. 参加対象
 - 学生・院生のみ参加可能
4. 参加登録方法
 - 参加希望者は氏名、所属大学名、学部名または研究科名、学科名または専攻名、指導教員名および連絡先（メールアドレス）を明記のうえ、メールにて 3 月 6 日（月）までに石油技術協会事務局までお申し込みください。
 - 参加申込者に対して、アンケート形式の事前レポート、および参加後の感想レポート（各々 A4 判用紙 1 枚程度）を提出して頂きます。
5. 参加費
 - 参加費は無料とします。
6. 閲覧時の注意事項
 - 配信内容の画面撮影、録音、保存、印刷、コピーおよびデータのダウンロード等は固くお断わりします。
7. その他
 - 閲覧に要するパソコン設備、インターネット通信料等は参加者の自己負担とします。
 - PC の操作、インターネット接続、映像および音声等への対応はできかねますのでご了承願います。

以上

個人情報の利用目的は特別見学会への参加に関することに限定し、ほかの目的には使用しません。また、法令に定める場合を除き、第三者からの開示請求には応じません。

【お問い合わせ先】

〒 100-0004

東京都千代田区大手町 1-3-2 経団連会館 17 階

石油鉱業連盟内 石油技術協会

電話 03-3214-1701 ファックス 03-3214-1703

電子メール office@japt.org



石油技術協会誌

第 88 巻 第 1 号 (令和 5 年 1 月)

— 目 次 —

会 告 令和 4 年度石油技術協会・特別見学会（物理探査編）のオンライン開催について

巻頭言～協会誌第 88 巻第 1 号発刊にあたり～ 小寺 保彦 ... 1

地質・探鉱部門シンポジウム「上流事業の強^{じん}靱化・脱炭素化 ―地質・探鉱技術適用の取り組み―」

開会の辞..... 中西 健史 ... 2

上流事業の強^{じん}靱化・クリーン化とは？―これからの Oil & Gas 探鉱・開発の目指す先― 滝本 俊明 3

ベトナム沖ガス田における有効根源岩の推定と詳細な石油システム解析（英文）

..... 横田 和也・奥井 明彦・佐藤 光 ... 14

国内 CCS 地質評価の知見・概観と今後 島野 恭史 ... 29

CCS 操業におけるモニタリング計画の課題と取り組み

..... 新部 貴夫・山本 哲也・本田 史紀・平野 ひとみ・指宿 敦志
柏原 功治・和崎 祐介・三浦 卓也・菅原 宗 ... 34

閉会の辞..... 池 俊宏 ... 46

論 文

メタンハイドレート生産中の出水トラブルに対する水ガラス系遮水剤の適用性検討

..... 安部 俊吾・伊藤 高敏・田村 怜・菅沼 達也
土屋 慶洋・有馬 雄太郎・大槻 敏・山本 晃司 ... 48

解 説

群馬県磯部ガス田の地質と地球化学..... 加藤 進 ... 55

ニュース

石油技術協会記事..... 66

第 86 巻第 6 号の正誤表 68

坑井掘削状況..... 70

編集後記..... 70

石油技術協会誌投稿規定..... i

石油技術協会誌投稿要領..... iii



— Contents —

ANNOUNCEMENT

PREFATORY NOTE	President Yasuhiko Kotera ...	1
----------------------	-------------------------------	---

SYMPOSIUM

“Application of geology and exploration technology to make the oil and gas
upstream business more resilient and decarbonized”

Opening remarks	Takeshi Nakanishi	2
Can we make the upstream business more resilient and cleaner? – Oil & Gas E&P vision for the days ahead	Toshiaki Takimoto	3
Identification of effective source rock and detailed petroleum system analysis on gas fields, offshore Vietnam	Kazuya Yokota, Akihiko Okui and Hikaru Sato ...	14
Overview of findings for geological evaluation of CCS in Japan	Yasushi Shimano ...	29
Challenges and practices for CCS monitoring planning	Takao Nibe, Tetsuya Yamamoto, Fuminori Honda, Hitomi Hirano, Atsushi Ibusuki Koji Kashihara, Yusuke Wasaki, Takuya Miura and So Sugawara ...	34
Summary of closing remarks	Toshihiro Ike ...	46
Study on the applicability of waterglass-based chemical for water management during gas hydrate production	Shungo Abe, Takatoshi Ito, Rei Tamura, Tatsuya Suganuma, Yoshihiro Tsuchiya Yutaro Arima, Satoshi Ohtsuki and Koji Yamamoto ...	48
Geology and geochemistry of the Isobe gas field, Gunma Prefecture	Susumu Kato ...	55

NEWS

Proceedings of the JAPT	66
Drilling activities in Japan	70
Postscript	70

左上：マレーシア SK10 鉦区ヘランプラットフォームで稼働中のテンダーアシスト型リグ Sapura T9 (JX 石油開発提供)

右上：片貝ガス田にて稼働中の掘削リグ「1625-DE(2)」(フロア) (石油資源開発提供)

左下：アラブ首長国連邦アブダビ陸上ブロック 4 におけるリグ作業現場 (日中) (INPEX 提供)

右下：セミサブマージブル型リグ第五白竜 (掘削作業中) (日本海洋掘削提供)

Upper left : Tender Assisted Drilling Unit “Sapura T9” working at Helang Integrated Platform in Block SK-10, offshore Sarawak, Malaysia (provided by JX Nippon Oil & Gas Exploration)

Upper right : Land Rig “1625-DE(2)” working at Katagai Gas Field in Niigata Prefecture, Japan (provided by JAPEx)

Lower left : Rig operation site in Abu Dhabi Onshore Block 4, United Arab Emirates (provided by INPEX)

Lower right : Semi-submersible Rig “Hakuryu-5” during drilling operations (provided by JDC)

巻 頭 言

～協会誌第 88 巻第 1 号発刊にあたり～



2023 年の年頭にあたりご挨拶申し上げます。

2022 年を振り返りますと、まず特筆すべきこととして、6 月に東京・オリンピックセンターで実参加を伴うハイブリッド形式により総会・春季講演会を開催したことが挙げられます。実開催を伴う開催は 3 年ぶりであり、同大会はコロナウイルスの感染拡大を警戒しながらも、同時に物事を進めていくいわゆるウィズコロナの下での協会運営の貴重な第一歩となりました。また、同講演会では、初めて参加費を頂戴いたしました。参加費をお支払いいただいた全ての方々のご理解とご協力に改めて感謝申し上げる次第です。

同 11 月には、秋季講演会を、東大小柴ホールにて、ハイブリッド形式により開催いたしました。2021 年の秋季講演会で取り上げたカーボンニュートラル推進に向けた動きだけではなく、2022 年に勃発した国際情勢の大きな変化などにより一層意識されるようになったエネルギー安定供給も含め、「エネルギー安定供給とカーボンニュートラル推進の両立を目指す社会に向けて～石油開発業界の持続的な役割～」をテーマとした 6 件の講演を聴いていただきました。「両立を目指す社会に向けて」に関わる国の方針・制度改正や企業の経営戦略が語られる中、活発な質疑・議論が行われ、本テーマについての関心の高さがうかがえました。

本年（2023 年）、当協会は設立 90 周年を迎えます。設立日は 1933 年の 5 月 25 日とのもので、当時、主に地質調査所、日本石油、日本鉱業の技術者が設立に関わったと伝わっております。また、同年、我が国の代表的な油田となった秋田県の雄物川油田（後の八橋油田）で出油したとの記録がありますことから、1933 年は本邦石油開発史において重要な年であったと言えます。なお、八橋油田では現在も生産操業が続いております。

その記念すべき 90 周年の総会・春季講演会は、その八橋油田がある秋田県で 6 月上旬に開催する予定です。秋田県は、伝統の石油ガス開発鉱業に加え、今後の我が国の持続的発展に繋がる一大新エネ供給基地を目指しており、今後ますます各方面から注目を集めるものと思われます。協会員の皆様におかれては、ぜひとも秋田での総会・講演会に足を運んでいただきたくお願い申し上げます。

昨今の石油開発業界は世界のエネルギーの安定供給と我が国のエネルギー安全保障の役割を果たしつつ、カーボンニュートラル達成に向けての取り組みを加速しており、特に石油開発技術者には、二酸化炭素地中貯留分野への貢献が期待されております。当協会では、そうした新しい技術分野に取り組む協会員のニーズに応えるべく、今後の活動の道標とも言える協会の将来像について、「将来像検討会議」なる組織を立ち上げ議論を始めました。その検討会議では、新しい技術について交流するための委員会設立についても議論を深めていく所存です。そうした新しい技術分野についての活動においても、皆様から、ご指導・ご協力を賜れますと幸いです。

最後に皆様のますますのご活躍とご健勝をお祈りいたしまして、新年の挨拶といたします。

石油技術協会 会長 小寺 保彦

資 料
 Note

地質・探鉱部門シンポジウム
 上流事業の強^{じん}靱化・脱炭素化 ―地質・探鉱技術適用の取り組み―*

SYMPOSIUM

“Application of geology and exploration technology to make the oil and gas
 upstream business more resilient and decarbonized”

開 会 の 辞**

中 西 健 史***

Opening remarks by Takeshi Nakanishi

皆様、こんにちは。石油技術協会探鉱技術委員会委員長の中西です。

本日は、令和 4 年度春季講演会地質・探鉱部門シンポジウム「上流事業の強^{じん}靱化・脱炭素化―地質・探鉱技術適用の取り組み―」にご参加いただき、誠にありがとうございます。本シンポジウムの主催であります石油技術協会探鉱技術委員会を代表いたしまして、ご挨拶申し上げます。

世界的な新型コロナウイルス感染まん延に係る油ガス需要の急減および油価安、その後停滞した開発投資が急激な油ガス需要の伸びに追いつかず油価上昇基調となる中、ウクライナ危機に反応した油価高騰が現在続いており、先日 OPEC+にて増産合意に至ったものの、しばらくはこの油価高の状況は続くというのが大方の見方です。

コロナウイルス蔓延前にこの油ガス需要および油価の動きを予測することは不可能であり、油・ガス価格あるいはそれら需要の伸び率は短中期的には常にシクリカルであると考えざるを得ません。

一方、世界のエネルギートランジションに向けた大きな流れ・変化は、石油・天然ガス上流事業にとって大きな挑戦であり、将来のカーボンニュートラル・エネルギー事業への中長期的投資の原資を獲得するためには、上流事業の強^{じん}靱化・脱炭素化が必須と考えます。

本シンポジウムでは、探鉱戦略、石油システム評価技術、ベースンモデリング、CO₂ 地下圧入モニタリング技術、CO₂ 地中固定に関する研究開発、CO₂ 地下貯留技術適用事例といった、上流事業の強^{じん}化・脱炭素化に直せつにつなげる地質・探鉱技術に関する講演が集められました。貴重なご講演をいただく講演者の皆様に厚くお礼申し上げますとともに、このシンポジウムにて上流事業の強^{じん}化・脱炭素化の展望について建設的かつ活発な議論がなされることを期待しております。

また、本業界の Geoscientists が生業とする、過去に起こった現象を読み解き、現在の事象を計測し、将来起こることを予測する技術は、エネルギートランジションが進んだ将来の世界でも、エネルギー供給事業の最前線で必要とされるであろうことが、本シンポジウムでも認識されるでしょう。

最後になりましたが、本年の春季講演会は会場とオンラインのハイブリッド開催となりました。本講演会のハイブリッド開催の準備運営につき、協会理事会、幹事会、事務局、探鉱技術委員会委員の皆様のご多大なるご理解、ご尽力いただきましたこと、ここに深くお礼申し上げます。

それでは、本シンポジウムの司会進行を探鉱技術委員会副委員長であります、JOGMEC・池俊宏様にお渡しし、以上をもちまして、私の挨拶とさせていただきます。ご清聴ありがとうございました。

* 世話人：中西 健史† (INPEX)・池 俊宏 (JOGMEC)・小林 博文 (INPEX)・榎谷 将吾 (INPEX)・江川 浩輔 (INPEX)

† 世話人代表

** 令和 4 年度石油技術協会春季講演会地質・探鉱部門シンポジウム「上流事業の強^{じん}靱化・脱炭素化 ―地質・探鉱技術適用の取り組み―」での開会の辞
 Opening address at the 2022 JAPT Geology and Exploration Symposium entitled “Application of geology and exploration technology to make the oil and gas upstream business more resilient and decarbonized” held in Tokyo, Japan, June 8, 2022.

*** 株式会社 INPEX INPEX Corporation

講 演
 Lecture

上流事業の強^{じん}靱化・クリーン化とは？*
 – これからの Oil & Gas 探鉱・開発の目指す先 –

滝 本 俊 明^{**,†}

(Received September 28, 2022 ; accepted December 27, 2022)

Can we make the upstream business more resilient and cleaner?
 – Oil & Gas E&P vision for the days ahead

Toshiaki Takimoto

Abstract : Since the two oil crises in the 1970s, E&P companies have been engaged in exploration and development with the belief that discovering and commercializing large reserves is a real charm of exploration and increasing production and reserves has been considered a mission for oil companies. On the other hand, oil price fluctuations and climate change countermeasures in the last three years have been changing more rapidly than ever before, and the movement toward energy transformation (EX) and social demand for decarbonization are becoming irreversible. Under these circumstances, what should oil companies aim for in their E&P business? First, an extreme energy conversion is not realistic, and a sustainable supply of oil and natural gas based on the premise of a thorough low carbonization is necessary for the “transition period” until clean alternative fuels are ready. Natural gas, in particular, will continue to be an important energy source during the transition period as an alternative fuel to coal or as a raw material for blue hydrogen and ammonia. A realistic roadmap for EX is needed, which includes making the project more resilient by promoting near-field exploration, fast track development and reducing E&P costs. It will also include making the business cleaner by performing CCS, electrification of plants and converting coal to natural gas to reduce GHG emission.

Considering the gradual transition from oil & gas to low-carbon or cleaner energy in the future, it is important to develop new technologies that have affinity with the core technologies of oil companies, such as monitoring CO₂ injection layer by using higher resolution 3D/4D seismic data. Furthermore, it is becoming increasingly important to have a sense of speed in exploration and development in order to avoid the projects from becoming stranded assets.

Keywords : Exploration & Development, energy transformation, upstream business strategy, net zero carbon business, oil price

1 はじめに

石油会社による E&P プロジェクトは、これまでは綿密な地下評価を行って、探鉱鉱区を取得して、その後の物理探査・試掘で油ガス田を発見し、商業化のための評価井を掘削したうえで、その後最終投資決定 (FID) するという一連の流れのなかで、より大きな埋蔵量を発見・商業

化することがこれまでの探鉱の仕事の醍醐味でありそれが大きな目標でもあった。油価の変動との関連でいえば、1970 年代に石油危機が起こり、生産量や埋蔵量を増やしていくことが石油会社の使命となっていた。2003 年以降の油価は上昇基調となったが 2008 年、2014 年に油価が下落したことや、その後の気候変動対策や脱炭素の動きが優勢となったことから、主だった石油会社の探鉱・開発投資が徐々に削減されつつあった。そこから一転して昨年からは COVID-19 パンデミック後の需要回復や年初からのウクライナ危機による供給不安から再び油価の高騰の波が訪れている。このように、特に最近 3 年の油価変動や気候変動対策に対する社会の動きは第 2 次石油危機以降の 40 年間あまりの油価のボラティリティにも増して変化が激しくなっている中で、エナジー トランスフォーメーション (以

* 令和 4 年 6 月 8 日、令和 4 年度石油技術協会春季講演会地質・探鉱部門シンポジウム「上流事業の強靱化・脱炭素化 ―地質・探鉱技術適用の取り組み―」 This paper was presented at the 2022 JAPT Geology and Exploration Symposium entitled “Application of geology and exploration technology to make the oil and gas upstream business more resilient and decarbonized” held in Tokyo, Japan, June 8, 2022.

** 株式会社 INPEX INPEX CORPORATION

† Corresponding author : E-Mail : toshiaki.takimoto@inpeco.jp

下 EX) を含めた脱炭素化の流れは後戻りできない状況となっている。これを受けて、石油会社においても石油・天然ガスの安定供給に関わる化石燃料投資と GHG の削減、EX の進め方についての戦略の議論が活性化してきており、事業戦略やビジョンについても 2010 年代までとは異なる方針が求められてきている。このような状況下で、果たしてこれからの石油・天然ガスの探鉱・開発は何を目指すべきなのか？石油・天然ガスという一次エネルギーの安定供給と EX との関係をどうとらえるべきか？その際の地質・探鉱部門の技術者の役割は何か？などについて、今回のシンポジウムのテーマに関連した議論をしてみたい。

2 エナジートランジションと E&P 事業

2.1 油価の変動と脱炭素の流れ

図 1 に 1960 年以降のこれまでの Brent 油価の推移を示した。図中の緑線が実際の油価の推移、青線が 2018 年のドル価でインフレ分を割りもどした実質値 (real value) の油価を示している。

これをみて分かるように、これまでに余剰 (surplus) マーケットとタイトマーケットが交互に訪れていて大きなサイクルとして 5 回の変動があるとみて取れる。1970 年代の 2 回の石油危機を含めて、インフレを考慮した実質値で \$100/bbl 越えの時期が直近の 2022 年を含めると 4 回ある。1998 年のアジア通貨危機の際の油価下落ではメジャー同士の合併が進み、また 2008 年に一時的に \$147/bbl の最高値をつけた後にリーマンショックで \$40/bbl 割れの水準まで落ちた際にはメジャーによる M&A が行われている。その後油価が回復した後も、2014 年の米国 tight oil の生産増と COVID-19 の拡大によって再度油価が下落し \$40/bbl 程度まで下がったが、その後の気候変動対策に呼応した上流投資の削減の動きとウクライナ危機によって油価は高騰期

に入り、現在は石油のみではなく、石炭や天然ガスまでを含めたエネルギー危機が到来しているといわれている。今回の油価高騰はウクライナ侵攻が原因との見方もあるが、メジャーを含む石油会社の探鉱・開発投資削減による供給不足懸念による要因の方が大きいともいえる。

2003 年からの油価上昇期で印象的だったのは、2004 年に National Geographic が “The end of cheap oil” という特集を組んだこと。この時には peak oil (需要) に向けて油価の上昇が続き、供給力の増強が必要であると多くの人が信じていたのだと思う。それが COVID-19 のパンデミックで WTI がマイナス価格まで下がることは誰も予想できなかったのではないかな。このように、石油・天然ガスの需給や油価の将来見通しは予想しにくく、実際の変動が予想を超えることがしばしばあるが、油価は実質値でおおよそ \$40/bbl から \$100/bbl でシクリカル (繰り返し現れること) に変動してきていることが示されている (図 1)。一方で、2010 年以降は気候変動対策やエネルギーのグリーン化、脱炭素化と EX の議論が活性化してきており、油価の変動とエネルギーの安定供給、脱炭素化のバランスをどうとっていくかが石油開発会社の喫緊の課題となっているといえる。

2.2 上流事業環境の想定と上流事業戦略

それでは、将来の事業環境をどう考えて石油・天然ガスの探鉱・開発を進めていくべきなのだろうか。図 2 に当社が 2020 年に想定した今後の事業環境についてのまとめを示している。需給予測については、実際の分析結果はここでは割愛するが、IEA (2020), Wood Mackenzie (2020), BP (2020), Total (2020) などの Outlook と当社での評価を検討した。その結果、いくつかのシナリオが考えられるものの、原油需要は 2030 年あるいはそれよりも少し前に 105 MMbbl/d 程度をピークにその後減少するものと考え

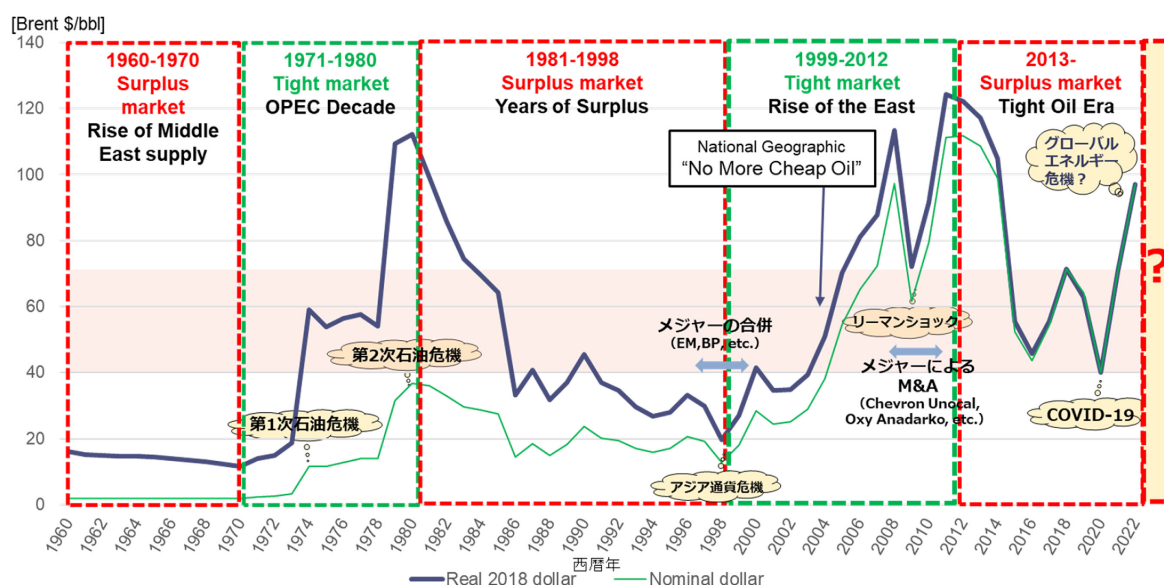


図 1 油価 (年平均) の変動とエネルギー危機
赤色ハッチ部分は \$40/bbl ~ \$70/bbl の幅を示している (後述)

られるが、天然ガスは石炭の代替燃料や水素・アンモニアの原料となり得ることも考慮すれば、現在の約 400 billion ft^3/d から少なくとも 2040 年までは 500 billion ft^3/d まで需要が増大するという可能性が高いと考えた。これらの予測はその後現在までの需要の実績や、Wood Mackenzie (2022) で検証しても、今のところ大きく外れていることはないと考えている。

このような前提を考えた上で、今後の油価の変動をどのように考えていくべきだろうか。図 3 に今後の油価見通しと事業戦略の考え方を示した。この中では、上流事業投資が減少してマーケットがタイトになるケース（実際に投資の減少により 2023 年より前に油価が高騰する可能性を指摘した）や EX が進んで需要が漸減していくケースも示

しているが、ベースケースとしては 2030 年前後までは、\$40/bbl から \$70/bbl の幅の中でシクリカルに変動するものと考えて探鉱・開発の投資計画を立てていくのが良いのではないかと考えている。図 1 に示したこれまでの油価の推移にも見られるように、一時的な油価の高騰や下落があったとしても、それに惑わされずに中長期的には油価はこの幅の中でシクリカルに変動するものと考えて探鉱開発や新規上流事業の取得の計画を立てるべきではないだろうか。この幅を超える、あるいは下回るような事象が起これば、米国シェールの増産や OPEX+ の減産によってこの幅に収まるような動きがとられるであろうし、今後の原油・天然ガスの需給動向や EX の進捗によってこの油価の変動幅は 2030 年以降には若干変化していくものと考えておくこと

● 上流事業環境の想定 (2020年時点の見通し)

需要予測

- 原油需要：2030年に105MMb/dピークにその後減少。2020-25年に需要ピークを迎え、その後減少するシナリオも考慮する必要あり。
- ガス需要：アジアでの需要増により2040年に500Bcf/D程度まで需要増加。

油価予測

- コロナ後の油価見通しは\$40-\$70/bblバンドでシクリカルに変動する。
- 2023年までに需給ギャップから油価が高騰する可能性あり。

上流事業に対する取り組み

- 会社の事業の中心：少なくとも2030年までは石油・天然ガス探鉱・開発・生産事業。
- 上流事業からの資金：エナジートランジションのキャッシュエンジンとする。
- 天然ガスシフト：新規投資はガスを重視。原油事業は早期商業化できない案件は優先度を下げる。
- アセット取得の活用：ニアフィールド・ショートサイクル探鉱も組み合わせた事業への参入。
- ポートフォリオマネージメント：事業の強靱化、優良事業への投資資金捻出。

現在の不確定な情勢 (今回は織り込まず)

※ロシア・ウクライナ侵攻の影響

エネルギーサプライチェーンに対する影響
⇒ 2-3 年は続く・・・長期にわたる可能性？
⇒ 脱炭素・EXの流れの加速化？

図 2 上流事業推進にあたっての環境想定

- 現状認識：2013年頃からのUS Tight Oilの台頭により供給過剰の時代に入ってしまったと言われている中、当面の間はOPEC+による減産とTight Oil増産のせめぎ合いの下、バレル当たり[40] f_{w} ~[70] f_{w} のボックス圏で推移し、平均[55] f_{w} で長期的に低迷するものと想定(※ 下振れリスク：Covid-19拡大、米中冷戦)
- Cyclicalシナリオ (Base Case、下図青線)：アフターコロナの世界でも、原油需要は2040年頃までは成長、向う20年間にかけて平均55 f_{w} で周期的に油価変動しつつ低位安定
- Tight Marketシナリオ (High Case、下図赤線)：2020年のコロナショックによる新規投資の削減により、2025年以降の新規供給力が低迷、需要はコロナ前に回復するためTight Market化し油価が高騰
- Energy Transitionシナリオ (Low Case、下図緑点線)：アフターコロナの世界でEnergy Transitionが加速し、原油需要は2030年以降に停滞・減少に転じ、油価も徐々に30-35年が平均50 f_{w} 、35-40年が同45 f_{w} と逡減

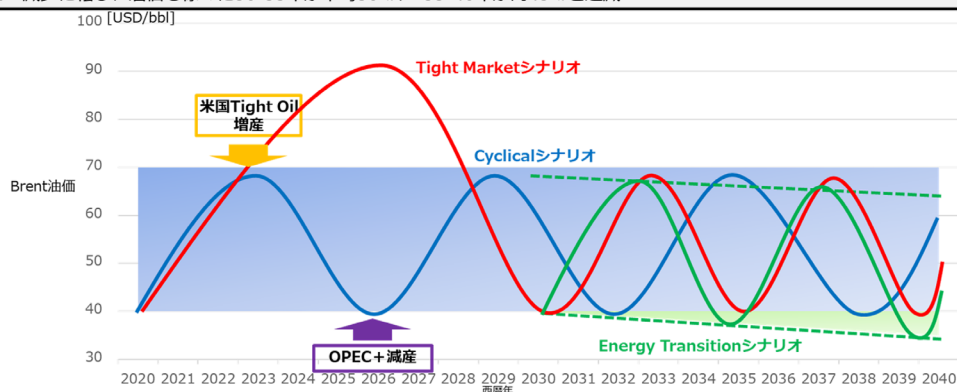


図 3 油価見通しの考え方

も必要である。

これらの油価予測や上流事業環境の想定から、①少なくとも 2030 年までは石油・天然ガスが事業の中心であり、そのキャッシュを用いて EX のための投資ができるようにすること、②原油需要の早期ピークアウトに備えるため、生産アセットとニアフィールド探鉱などを組み合わせて、ショートサイクルでのマネタイズを目指した成長投資を継続していくこと、③天然ガスの需要の方が長く続くと考えられることから、原油よりも天然ガスへの新規投資を促進すること、の 3 点が今後の事業戦略として重要であると考えた。

2.3 メジャーの上流事業・EX 戦略と現実的な気候変動対応

メジャーを含む IOC は 2020 年以降相次いで石油・天然ガス事業と EX に関する新たな戦略を公表してきている。

以下に BP と Total が公表した Energy Outlook と戦略の概要を示す (BP, 2020; Total, 2020)。

- ・ BP の Energy Outlook と戦略（上流事業の縮小＋EX 推進）
 - ・ CO₂ 排出量について① Business as usual, ② NetZero, ③ Rapid の 3 ケースを提示。
 - ・ 石油需要は 2019 年にピークアウトした可能性が高い。ガス需要は 2025 年～2030 年にピーク。ガス需要が伸びるためには、CCUS とセットで行う必要がある。
 - ・ 2030 年までにロシアを除く石油ガス生産量を 260 万 BOED (barrels oil equivalent per day) から 150 万 BOED に 40% 縮減。
 - ・ 再エネ発電量を 2.5 GW から 50 GW に拡大。
- ・ Total の Energy Outlook と戦略（上流事業の維持拡

大＋EX 推進)

- ・ 気候変動に関して、Momentum (2.5 ～ 3℃シナリオ) と Rupture シナリオを提示 (2℃シナリオ)。
- ・ 石油需要は 2030 年にピーク、ガスは需要の伸びが続くが CCS などによる CO₂ 削減を想定。
- ・ 生産量を 300 万 BOED (@ 2019) から 340 万 BOED (@ 2025) に増加。数量よりもバリュー重視。
- ・ 探鉱は開発費が低いエリアにフォーカス。
- ・ 2025 年に向けて営業キャッシュフロー回復、140 億ドル / 年程度の投資を継続 (@ \$50 ～ 60/bbl)のうち 15 ～ 20% を再エネ・電力に投資。
- ・ 2030 年の売上高構成は、ガス 50%、電力 15%、石油 35%

BP は CO₂ 排出量の予測を提示したうえで、原油需要はすでにピークアウトしているとし、石油ガス生産量を 40% 削減し、その分再エネやコンビニ事業にシフトしていくとしている。ここでのステークホルダーの懸念として、収益性が高い上流事業を縮小したうえで、今のところ収益性が劣る再エネ事業やコンビニ事業で会社の利益構造が代替できるかということが挙げられている。

一方で、Total は、気候変動に対するシナリオを提示しつつ、ガス開発には CCS が必須としているものの、上流事業については LNG 事業を重視し、数量よりもバリュー重視で一定程度の上流事業の維持拡大を行い、同時に再エネ電力にも投資していくという戦略を公表している。このように、上流事業に関して、BP は生産量を減少させていくのに対して、Total のほか ENI などは上流事業も再エネ電力も同時に維持拡大させていくという対照的な戦略を公表している。日本の石油会社のみではなく IOC がエネルギーの安定供給と脱炭素化のジレンマを抱えており、石油・

石油サービス会社が、象徴的なアウトドアウェア会社に同社のロゴが付いた400枚のジャケットを注文

⇒ 同社は注文を履行することを拒否（「タバコ、反社会的商売」の企業とロゴを共有しない「政治的に認識された」ブランドである）。しかし、

- ジャケットの素材の少なくとも90%は、石油と天然ガスに由来する石油化学製品
- 中国、ベトナム、バングラデシュなどの国で製造され、石油を動力源とする船で米国に出荷される
- コロラド石油ガス協会は、「並外れた石油とガスの顧客」であるとして、同社に初めての顧客感謝賞を授与

- エネルギー転換は認識されるよりもはるかに複雑である。
 - ヨーロッパとアジアを襲ったエネルギー危機。エネルギー危機は伝統的に石油から始まるが、この最近の危機は石炭と液化天然ガス (LNG) の不足によって引き起こされた。
 - 英国は電力不足を補うために、石炭に終止符を打てずに一時停止された石炭発電所を再起動することを余儀なくされた。
- 過去には「エネルギー転換」ではなく、「エネルギーの追加」が行われた。
 - 19世紀は「石炭の世紀」、石炭が実際に世界一のエネルギー源として木材を追い抜いたのは20世紀の初め。1859年に発見された石油は、1960年代まで世界の一次エネルギー源として石炭を上回らず、今日、世界は60年代のほぼ3倍の石炭を使用している。
- 世界が石油とガスにどの程度依存しているかは、しばしば理解されていない。
 - ガソリン車から電気自動車に移行するだけではない。電気自動車は約20パーセントがプラスチック。
 - 風力タワーやソーラーパネルにはプラスチックが使用されており、風力タービンの潤滑にはオイルが必要。
 - 携帯電話のケーシングはプラスチック製で、眼鏡のフレームもプラスチック製である可能性が高く、病院の手術室にある多くの工具も同様。
- 気候変動への取り組み方に関して、さまざまな南北格差が生じ始めている
 - 天然ガスは、「調理に最も広く使用されている大量の炭と灯油の調理用ストーブに取って代わり、それによって毎年室内空気汚染によって失われる何百万人もの命を救っている」（ナイジェリア副大統領）。
 - 石油とガスの開発のための貸付を制限することは、「はしごを外して、ジャンプまたは飛ぶように頼むようなもの」（セネガルエネルギー大臣）。

Yargin (2021)

気候変動対応とエネルギー安定供給の現実的な解が必要

図 4 何故エネジートランジションはかくも複雑か？

Yargin (2021) の要約に赤枠を加筆



※1 : Carbon dioxide Captur, Utilization and Storage ; CO₂回収・利用・貯留

図5 INPEXの2050年ネットゼロカーボン社会に向けた基本方針 (INPEX, 2022)

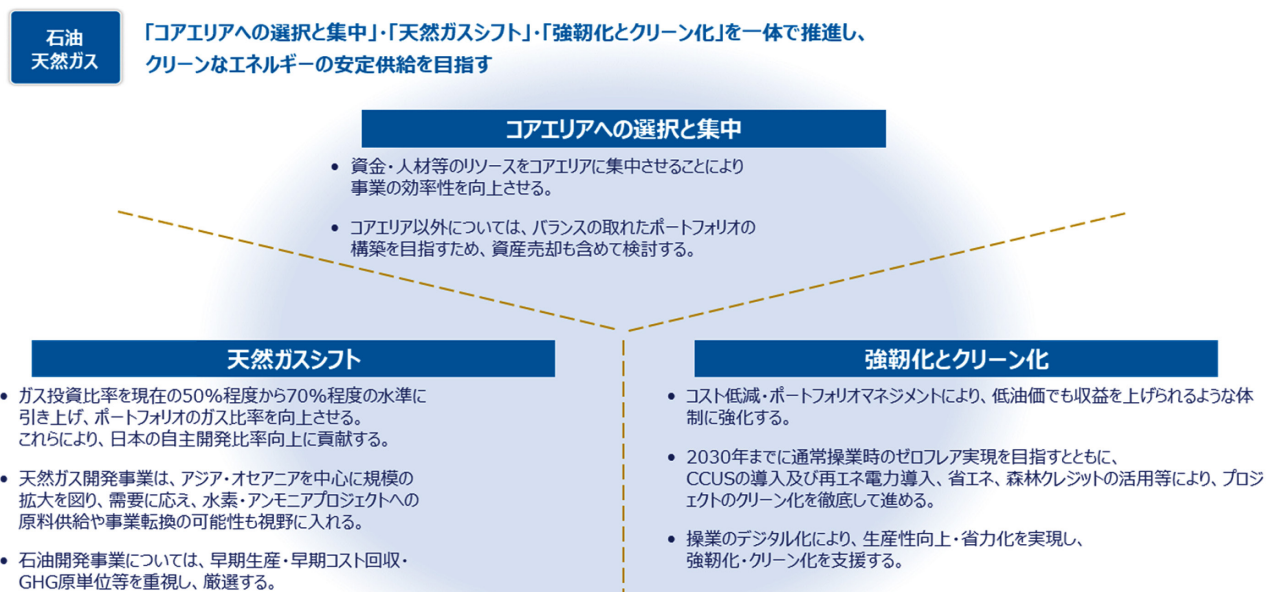


図6 石油・天然ガス分野の取り組みの基本方針 (INPEX, 2022)

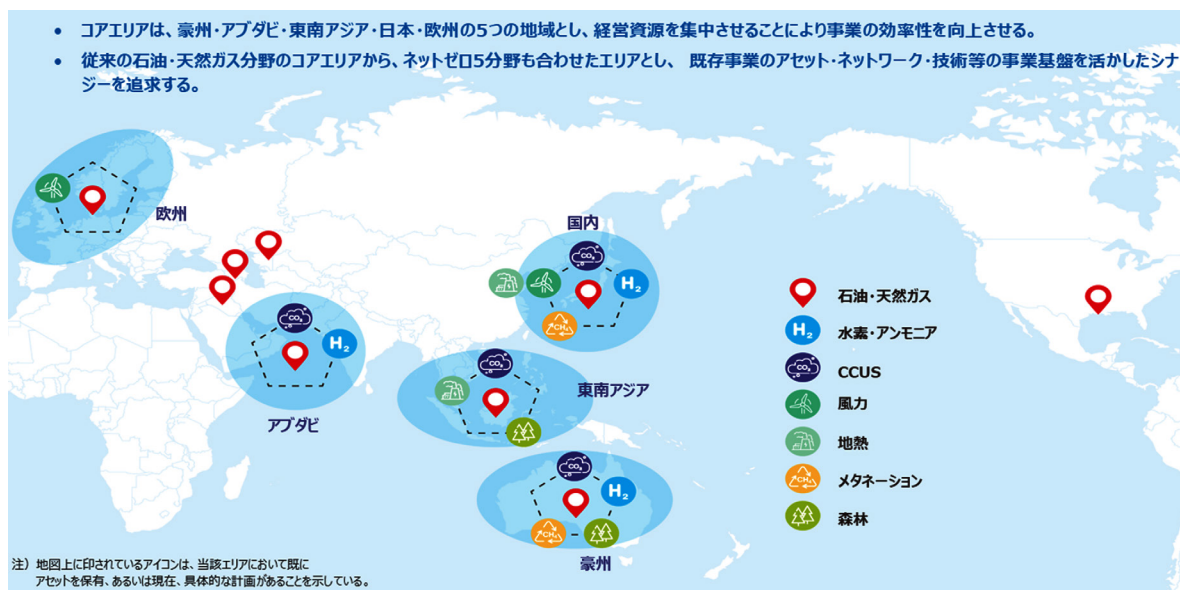


図7 コアエリアの設定による事業ポートフォリオの集中 (INPEX, 2022)

天然ガス上流事業をどのように維持して、その後脱炭素ビジネスにどのように移行していくかについては、いまだ議論の最中にあるといえる。

さらに、Yargin (2021) では、” Why the Energy Transition Will Be So Complicated” のなかで、以下のように述べている (図 4)。

このレポートでは、最初にアウトドアウェア会社が石油サービス会社からの注文を拒否したことから始まっている。石油や石油製品の使用を極端に減らす(嫌う)会社が出てきているが、実際にはエネルギー転換は認識されるよりもはるかに複雑で、エネルギー危機とともに石炭に回帰する現象も起きている。世界が石油と天然ガスにどれほど依存しているかはしばしば理解されておらず、すぐに石油・天然ガスを削減することには無理があり、脱化石燃料をうたうアウトドアウェア企業がまだ石油・ガスに由来する石油化学製品などに依存しているという矛盾や、電気自動車が普及してもすぐには石油・ガスの依存から抜けられない複雑さが指摘されている。

以上のことから、極端なエネルギー転換は現実的ではなく、石炭の代替としての天然ガスの利用や、CCS を併用することで石油・天然ガスの低炭素化を進めるなどして、EX の“移行期”におけるエネルギーの安定供給と気候変動対策を同時に進めていく必要があり、無理な EX を強引に進めるのではなく、このような実践的な解を探していく必要があるのではないかとはいえるのではないだろうか。つまり、当面は石油・天然ガスの安定供給を継続するなかで GHG の排出量を削減していくことが重要であり、低炭素化した化石燃料の使用を想定した移行期を設けて EX を進めることが必要なのではないかと考えられる。

2.4 INPEX の上流事業戦略

クリーンな代替燃料が準備できるまでの期間について

は、徹底した低炭素化を前提に石油・天然ガスを安定供給すること、特に天然ガスは引き続き重要なエネルギー源と考えてネットゼロカーボン社会に向けた現実的なロードマップを作成していく必要があることを念頭に置き、INPEX では 2050 年に向けてネットゼロ 5 分野と石油天然ガス分野の両方を 2 頭立て、二刀流で進めていくことを公表している (図 5)。また、新たな上流事業戦略として、①経営資源の効率的な配分を行うためにコアエリアへの選択と集中を行うこと、②天然ガス需要の維持拡大を見込んで新規投資は天然ガスにシフトすること、③低油価環境下でも収益を上げて社会の低炭素化への要請に応えるため上流事業の強靱化とクリーン化を進めること、の 3 本柱からなる上流事業への取り組みの基本方針も公表した (図 6)。

1 番目のコアエリアへの選択と集中については、豪州、アブダビ、国内、東南アジア、欧州の 5 つのエリアに経営資源を集中して効率的に成長投資を行っていくこと、さらに石油・天然ガス分野だけではなく、風力、水素、CCS などのネットゼロ 5 分野への取り組みも同じコアエリアで進めていくこととしている (図 7)。

2 番目の天然ガスシフトと原油事業、EX との関係を示したのが図 8 である。この図では、原油事業は短期的なキャッシュエンジンとして重視しつつ、次第にガスへの投資を拡大していくこと、天然ガスは 2040 年までは需要が拡大するとの想定のもと、新規上流事業の中心は天然ガスにシフトしていくこと、これら石油・天然ガス分野からのキャッシュフローを基にして水素 CCS や再エネ電力などネットゼロ 5 分野への投資を進めていくことを概念的に示している。ここで、同じ化石燃料の中で、天然ガスがなぜ優位なのかを GHG 排出量の観点で考えてみる。原油・天然ガスの Scope 別 GHG 排出量を比較すると、LNG 比率が大きい場合には原油事業に比べて天然ガスの方が Scope 1

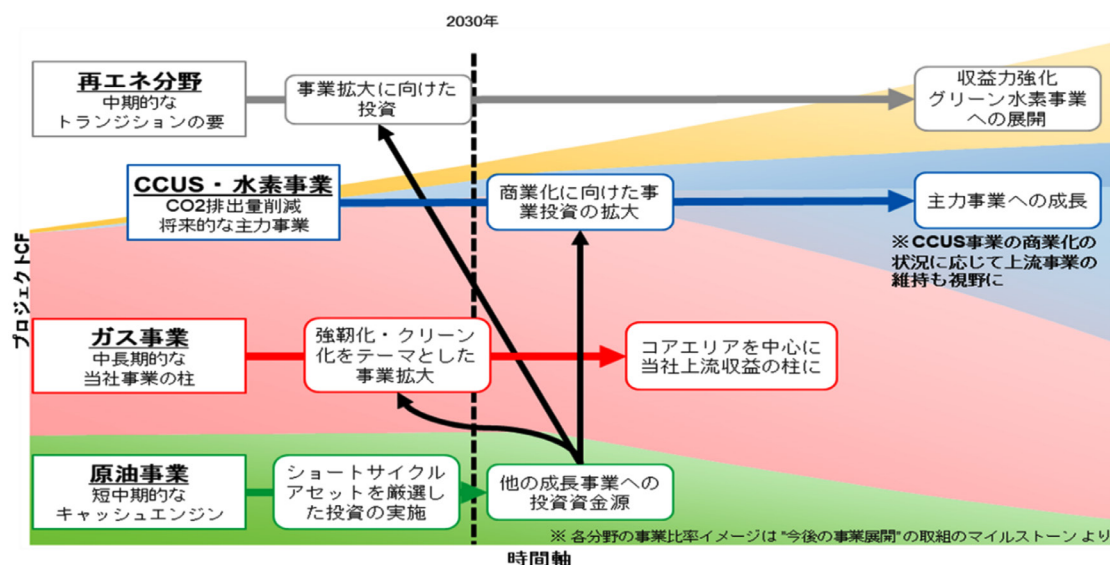


図 8 天然ガスシフトと EX

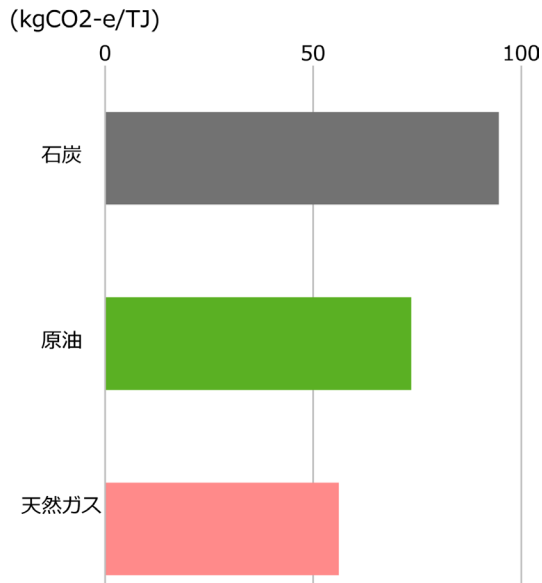


図 9 Scope 3 排出原単位比較
出典：IPCC (2006)

+2 の GHG 排出量は多いが、Scope 3 まで含めると天然ガスの方が 15% 程度排出量は少なくなる。さらに、同じ化石燃料である石炭もいまだ発電では多く使われており、石炭から天然ガスへの代替を行えば、GHG 排出量はおおよそ半減することになる（図 9）。このように原油や石炭から天然ガスへ一次エネルギーをシフトしていくことも、LNG 事業の Scope 1,2 排出量を CCS やプラントの電動化によってすることも、EX に向かう第一段階として有効な手段であるといえる。

3 これからの石油・天然ガス探鉱・開発が 目指す先

3.1 上流事業の強靱化とクリーン化とは？

それでは、3 番目の上流事業の強靱化とクリーン化とは具体的には何だろうか？

ひとつの考え方として、石油会社の基盤事業である石油・天然ガスの安定供給に貢献しつつ、探鉱から開発にいたる道筋を明確に示し、その道筋が脱炭素化を目指す世界と調和的であること、といえるのではないかな。

具体的には以下のような 5 項目が挙げられるものと考えている。

・強靱化への取り組み

①探鉱・開発コストの低減。

仮に需要が減少した場合でも座礁資産にならないようにするため、既存事業、新規事業ともにコスト競争力を向上させること。

②ニアフィールド探鉱・Infrastructure led exploration (ILX) の推進。

既発見油ガス田のアナロジー適用による成功率向上を目指すこと。既存施設へのつなぎこみによって経

済性向上をはかること。

③ Fast track development

発見から商業化までの期間をできるだけ短縮することにより収益性を向上させて事業の強靱化をはかるとともに、座礁資産化を避けること。

・クリーン化への取り組み

④上流事業における GHG 排出量の削減

探鉱・開発の過程であっても CCS による Scope 1,2 の GHG 排出量を低減させる方策を提示すること。プラントの電動化によって CO₂ 排出量を減らすこと。

⑤ EX への取り組み

ブルー水素・アンモニアなど天然ガスを原料とした EX に取り組んでいくこと。

過渡期として、石炭から天然ガスへの燃料の代替も視野に入れること。

1 つめの上流事業の強靱化のためには、まずはコスト競争力がある事業を進めることが重要である。油田開発コストカーブの例をとると、開発・生産のフルサイクルコストが最も安いのが中東であり、その次にその他陸上、米領 GOM、ブラジル、ノルウェーなどが続く。新規事業ではコスト競争力がある地域を選定する、あるいはその事業で OPEX を下げるといことは、仮に原油の需要ピークが予想よりも早く訪れても、コストが高い事業から淘汰されていくため、座礁資産になる可能性が低くなるといえる。ニアフィールド探鉱や ILX と言われるものを進めて開発コストを削減することも同じような効果があると考えられる。

強靱化のためのもうひとつのキーワードは早期開発 (fast track development) であり、その事例を図 10 に示す。探鉱開発事業は一般的には試掘による発見から first oil/gas まで図の 1 番下に示したように 10 年程度、あるいは探鉱期間が長くなるとそれ以上かかるのが普通であった。そうすると、現在の気候変動対策が進むような状況下では、せっかく探鉱で発見した油ガス田が座礁資産となる可能性が高くなることが懸念される。そこで、図 10 の上の 3 つは 2007 年以降の超大水深域における大規模油ガス田発見の例であるが、いずれの事業でも試掘 1 号井での発見から、first oil/gas までの期間が 30 か月 (2 年半) から 54 か月 (4 年半) と驚異的な速さで開発が行われている。これにより、探鉱から生産までの期間が早まり、事業の経済性、つまり期待 IRR が向上するばかりではなく、事業環境の変化によるプロジェクトの経済性への影響を軽減することができると考えられる。

これら fast track development のためのキーワードとしては、

①段階開発による、早期マネタイズの実行

②探鉱と開発期間の検討のオーバーラップによる期間の短縮

③設計の簡素化・標準化による納期、建設期間の短縮が挙げられる (図 11)。

2 つめの上流事業のクリーン化についてまず挙げられるのは CCS への取り組みである。INPEX では南阿賀油田や

アブダビでの CO₂EOR 実証の実施や、オーストラリアイクシスプロジェクトにおける大規模 CCS の導入を検討しており（図 12）、徹底したクリーン化を進めることが石油・天然ガスの生産を継続してエネルギーの安定供給を担っていく企業にとって重要な要素となってきた。

もうひとつのクリーン化の要素として、プラントの電動化による GHG の排出量削減がある。図 13 にノルウェーの Snorre 油田・Gallfaks 油田における浮体式洋上風力発電によるプラントの電動化の例を示す。これは、Equinor がオペレーターとして進めている Hywind Tampen と呼ばれ

る浮体式洋上風力発電で、高さ 280 m の spar 型浮体式洋上風力発電設備を海上油田近傍に建設することによって 88 MW の電力を生産プラントに送り、プラントの約 35% の電力を賄い、年間 20 万トンの CO₂ 削減を行うものである。ノルウェーでは、このほか Power from shore と呼ばれる陸上水力発電からプラントに電力を供給する事業も進んでおり、石油・天然ガスを生産していくうえで、いかに GHG 排出量を削減していくかという取り組みが特に欧州で先駆けて進められている。

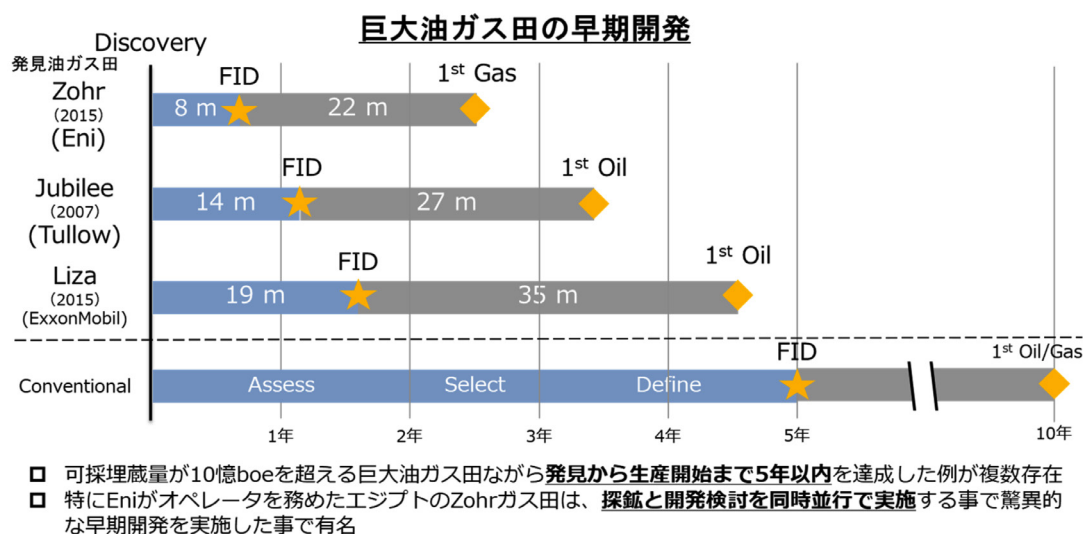


図 10 Fast Track Development の事例
 油田名の下に数字は発見年。m：months。

早期開発のKey Word

- 段階開発：簡素な施設で早期生産
- 探鉱と開発のオーバーラップ：探鉱と開発の統合チーム
- 設計の簡素化・標準化：油ガス田の特性に合わせた設計をしない



図 11 早期開発のキーワード

CCUS 2030年頃にCO₂圧入量年間250万トン以上達成を目標とし、技術開発・事業化を推進することで、CCUS分野におけるリーディングカンパニーを目指す

南阿賀CO₂EOR^{※1}実証（新潟県）

- CO₂の圧入試験を2023年までに開始し、開発中のEOR効率改善技術^{※2}の確立を図り、国内におけるCCUS技術の拡大と海外油田でのEOR技術の展開を目指す。

アブダビCO₂EOR事業化

- ADNOCとともに、アブダビ陸上鉱区の現状年間80万トンのCCUS能力の増強を目指す。

国内外における事業化推進

- 石油・天然ガス分野における経験・知見・アセット等を基盤に、国内外における適地調査、技術開発等を実施し、CCSビジネスの事業化を目指す。

イクシスLNGプロジェクトCCS^{※3}導入（豪州）

- 2020年代後半に導入し、第一段階として年間200万トン以上^{※4}のCO₂の圧入を開始する。
- ダーウィンでのCCSハブ事業の実現に向けて主導的な役割を果たす。



※1: Enhanced Oil Recovery; 原油増進回収 ※2: CO₂フォームEOR技術 ※3: Carbon Capture and Storage; CO₂回収・貯留
 ※4: プロジェクトベース（当社権益分相当：イクシス年間約130万トン）

図 12 クリーン化の取り組み（INPEX, 2022）



Hywind Tampen:

- 油ガス田への電力供給用として世界初且つ世界最大の浮体式洋上風力発電施設
- 発電容量: 88MW (8 MW x 11基、うち6基がSnorre油田用)
- Snorre油田及び近隣のGalfaks油田の生産施設における総電力の約35%を賄い、年間20万トンのCO₂を削減
- 2022年2H稼働開始予定。
- 開発費613億円（事業全体）ノルウェー政府補助金（開発費の45%）を利用

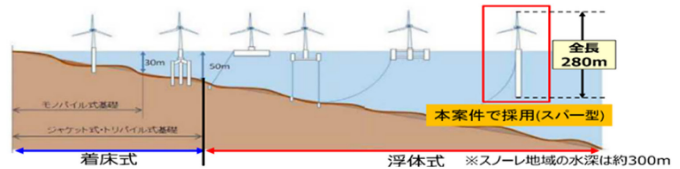


図 13 浮体式洋上風力発電の導入によるプラント電動化への取り組みの例

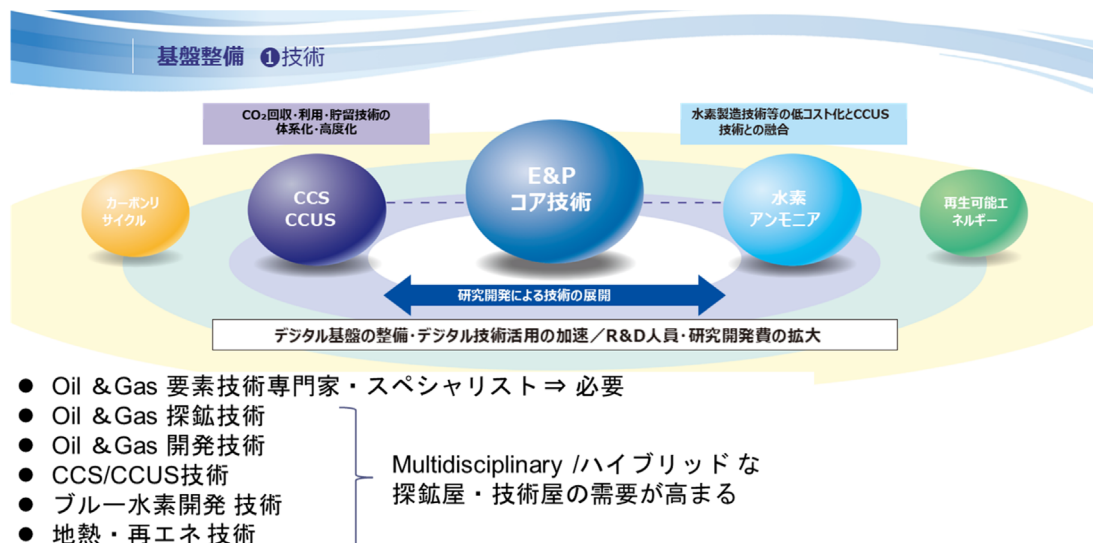


図 14 石油会社に求められるコア技術の展開（INPEX, 2022 に加筆）

- 脱炭素の流れは後戻りはいできない。
- ただし、（クリーンな）代替燃料が準備できるまでの期間については、徹底した低炭素化を前提に石油・天然ガスの安定供給は必要（探鉱・開発）。
- 特に天然ガスは引き続き重要なエネルギー源と考えて現実的なロードマップを作成。
- 石油・天然ガス分野とEX（ネットゼロ5分野）への投資は並行して進める。

求められる技術力



図 15 石油・天然ガス探鉱・開発への取り組みと EX 時代に求められる技術力

3.2 上流事業の強靱化とクリーン化、およびエナジートランジションの中での地質・探鉱部門技術者の役割

最後に、EX 時代の技術者と人材育成をどう考えていくかについて述べたい。石油会社には E&P 事業で培ってきたコア技術があり、従来どおりの探鉱・開発の要素技術の専門家の育成は必要であることに変わりはない。一方で、これまで述べてきたような EX 時代へと石油会社が変わっていくことにも対応できる技術屋が求められてきている。E&P のコア技術は CCS・CCUS や水素・アンモニアの原料としての天然ガス開発、地熱発電開発などに応用できると考えられる。これからは、E&P のコア技術を扱う技術屋であっても、このような新たな技術にも対応できる multidisciplinary な、あるいはハイブリッドな技術屋となることが求められるのではないかと考えられる（図 14）。さらに水素・アンモニアの製造技術や再生可能エネルギー、カーボンリサイクルに関しては新たな技術の導入が必要となる。このためには、まずは石油会社のコア技術から連続性や親和性があるものからはじめて、リスクリングを含む人材育成のプログラムを検討していく必要性を感じている。

4 ま と め

以上述べてきたように、石油会社としてエネルギー安定供給の使命と脱炭素化の道は両方追求していかなければいけないであろうし、脱炭素化の流れは後戻りできないものとするべきである。ただし、クリーンな代替燃料が準備できるまでの期間については、徹底した低炭素化を前提に石油・天然ガスの安定供給は必要であり、その想定で探鉱・開発事業も進めていくべきであると考えられる。特に天然ガスは引き続き重要なエネルギー源と考えて、EX の現実的なロードマップを作成するとともに、INPEX では石油・天然ガス分野と EX（ネットゼロ5分野）への投資を並行して進めていくこととしている。

また、EX 時代に求められるコア技術としては、従来の物理探査、種々の地下評価技術に加えて、3D・4D 震探の高解像度化とニアフィールドプロスペクトの抽出に関する技術力の向上、CCS の適地選定と圧入層評価技術、圧入層モニタリングのための物理探査技術、CO₂ 固定化技術、ブルー水素、アンモニアのための天然ガス開発のスキルが新たに求められるのではないかと考えられる（図 15）。

さらに、デジタル化（DX）を積極的に取り入れて、評価作業や事業の効率化を進めるとともに、座礁資産化を避けるためにも、fast track development やニアフィールド探鉱を含めて、探鉱・開発をこれまで以上にスピード感を持って進めることがますます重要になってきたといえるのではないだろうか。

謝 辞

本稿は令和 4 年度石油技術協会春季講演会の地質・探鉱部門シンポジウムにて講演した内容をまとめたもので、シンポジウムの講演と本稿執筆の機会を与えていただいた石油技術協会・シンポジウムの世話人ならびに査読者の方々、さらに資料作成に協力いただいた INPEX 上流事業開発本部の皆様に御礼申し上げます。

SI 単位換算係数（SPE 表示形式）

bbl	×	1.589874	E - 01	= m ³
ft ³	×	2.831685	E - 02	= m ³

引 用 文 献

- BP, 2020 : Energy Outlook 2020 edition. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2020.pdf> (accessed 2022/5/20).
- Cozzi, A., Cascone, A., Bertelli, L., Bertello, F., Brandolese, S., Minervini, M., ...Harby, H., 2018 :Zohr Giant Gas Discovery – A Paradigm Shift in Nile Delta and East Mediterranean

- Exploration. AAPG Search and Discovery Article #20414.
- IEA, 2020 :World Energy Outlook 2020. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020> (accessed 2022/5/20).
- INPEX, 2022 : 長期戦略と中期経営計画 INPEX Vision @2022. <https://www.inpex.co.jp/company/midterm.html> (accessed 2022/5/20).
- IPCC, 2006 :Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/> (accessed 2022/5/20).
- Total, 2020 : Total Energy Outlook 2020. <https://totalenergies.com/sites/g/files/nytnzq121/files/documents/2020-09/total-energy-outlook-presentation-29-september-2020.pdf> (accessed 2022/5/20).
- Wood Mackenzie, 2020 :Exploration' s future in a low-cost, low-carbon world. <https://www.woodmac.com/news/feature/explorations-future-in-a-low-cost-low-carbon-world/> (accessed 2022/5/20).
- Wood Mackenzie, 2022 : Macro oils short-term outlook: April 2022. <https://my.woodmac.com/document/150021491> (accessed 2022/5/20).
- Yargin, D., 2021: Why the Energy Transition Will Be So Complicated. The Atlantic.

論 文
 Original Article

Identification of effective source rock and detailed petroleum system analysis on gas fields, offshore Vietnam *

Kazuya Yokota ^{**,†}, Akihiko Okui ^{**} and Hikaru Sato ^{***}

(Received September 9, 2022 ; accepted December 28, 2022)

Abstract : The Cenozoic rift basins in Southeast Asia have high petroleum potential and the petroleum system of each basin has been analyzed and characterized. Many studies revealed the presence of two types of source rocks (lacustrine shale and fluvio-deltaic coal) in the petroleum basins. In the Cenozoic basins in Southeast Asia, it has been recognized such a “dual petroleum systems” that the source rock distribution and kitchen area vary and the timing of oil and gas generation differ which make migration and accumulation processes more complex. Therefore, it is important to identify the effective source rock of oil and gas and well understand the petroleum system working in the area in exploration phase. Geochemical inversion utilizing biomarkers and isotopes is one of the commonly used methods to identify the effective source rock. Thermal maturity of each source rock and timing of oil and gas generation can be evaluated by basin modeling.

We performed geochemical inversion on fluid samples taken from reservoirs of a gas field associated with oil and condensate recently discovered offshore Vietnam. Two oil families (mixed oil derived from both lacustrine and fluvio-deltaic source rocks and purely fluvio-deltaic oil) were identified by biomarkers and diamondoids. Carbon isotope compositions suggested that gas generated from both lacustrine and fluvio-deltaic source rocks mixed in the reservoirs. Fluid inclusion analysis revealed the presence of paleo-oil column in a current gas-condensate reservoir which could be flushed by late-charged gas. Multi-dimensional basin modeling confirmed that mixing of different type of fluids during trapping and the possibility that oil initially charged into the field spilled-out to adjacent structures by late-charged gas after Pleistocene.

The well-understanding of this kind of complex dual petroleum systems will give us new insights on petroleum potential and useful information to develop exploration strategies targeting gaseous hydrocarbon in basins in Southeast Asia.

Keywords : Petroleum system, Southeast Asia, Vietnam, source rock, biomarker, diamondoid, basin modeling

1. Introduction

Most of rift basins in Southeast Asia were formed in Cenozoic related with the India-Eurasia collision followed by easterly movement of Indochina and expansion of South

China Sea (Patriat and Achache, 1984). The Cenozoic rift basins in Southeast Asia are known to have high petroleum potential and the petroleum system of each basin has been analyzed and characterized (Okui, 2005; Okui *et al.*, 1997; 1998; Shimada and Aoyama, 2005). Many studies revealed the presence of two types of source rocks in the petroleum basins in Southeast Asia. One is lacustrine source rock deposited during initial rifting phase in Eocene to Oligocene, and the other is fluvio-deltaic source rock developed in post-rift phase during Miocene. Lacustrine shales with high hydrocarbon generative potential have been confirmed by wells in some basins such as Cuu Long Basin and Khmer Trough (*e.g.* Shimada and Aoyama, 2005; Okui *et al.*, 1997). The presence of lacustrine source rock is expected in other basins (*e.g.* Pattani Trough, Malay Basin, Nam Con Son Basin) where no wells penetrated thick lacustrine shales in depo-center, since

* 令和 4 年 6 月 8 日, 令和 4 年度石油技術協会春季講演会地質・探鉱部門シンポジウム「上流事業の強靱化・脱炭素化 ―地質・探鉱技術適用の取り組み―」 This paper was presented at the 2022 JAPT Geology and Exploration Symposium entitled “Application of geology and exploration technology to make the oil and gas upstream business more resilient and decarbonized” held in Tokyo, Japan, June 8, 2022.

出光興産株式会社 Idemitsu Kosan Co., Ltd.

*** INPEX Idemitsu Norge AS (現 出光興産株式会社 Idemitsu Kosan Co., Ltd.)

† Corresponding author : E-Mail : kazuya.yokota.1160@idemitsu.com

本原稿は、www.japt.org/report_list/ で令和 5 年 1 月 31 日にオンライン公開された原稿での訂正箇所を訂正した訂正版です。
 This paper is a corrected version of the paper, which was originally published at www.japt.org/report_list/ on January 31, 2023.

these basins have the same geological history. In general, the fluvio-deltaic source rocks such as coal in the Cenozoic basins in Southeast Asia are known to be enriched in hydrogen and have both oil and gas generative potential.

In the Cenozoic basins in Southeast Asia, it has been recognized such a “dual petroleum systems” that the source rock distribution and the kitchen area vary and the timing of oil and gas generation differ which make migration and accumulation process more complex. In exploration phase, it is important to identify the effective source rock and well understand the petroleum system working in the area. Geochemical inversion utilizing biomarkers and isotope is one of the commonly used methods and enables us to evaluate the effective source rock which cannot be confirmed by wells due to deep burial. Thermal maturity of each source rock and timing of oil and gas generation can be evaluated by basin modeling.

The dual petroleum systems originated from both Oligocene lacustrine shales and Miocene coals are evaluated in recent discovery of gas field associated with oil and condensate, offshore Vietnam. In this study, we performed geochemical inversion on fluid samples taken from reservoirs of the field and identified the effective source rock of oil and gas. Multi-dimensional basin modeling integrated with results of the geochemical inversion and well data was carried out. Finally, we discussed complex charge history recognized in this region.

2. Geological setting

The studied area is located in a part of a sedimentary basin, offshore Vietnam. The basement of the basin is mainly composed of Mesozoic igneous and metamorphic rocks which is covered by thick Cenozoic sediments (Tin and Ty, 1994). It has been thought that thick fluvio-deltaic and lacustrine sediments were deposited in approximately E-W-trending half grabens, which were related with N-S-oriented rifting in Eocene to Oligocene (Matthews *et al.*, 1997) (Fig. 1). Deltaic and marine sediments were deposited during the tectonically quiet Early Miocene period, which was followed by the second rifting phase in Middle Miocene. Approximately NE-SW-trending half grabens were formed by NW-SE-oriented extension during Middle Miocene around the studied area. After Late Miocene period, deep marine to shallow marine sediments were deposited by thermal subsidence.

It has been thought that the Lower Miocene fluvio-deltaic coal are main source rocks in the studied area (Matthews *et al.*, 1997). This is because it has been penetrated by some wells, and total thickness and distribution of the Lower Miocene coal beds have been revealed. In addition, it has been known that the fluvio-deltaic coal in the studied area is rich in hydrogen and has both oil and gas generative potential

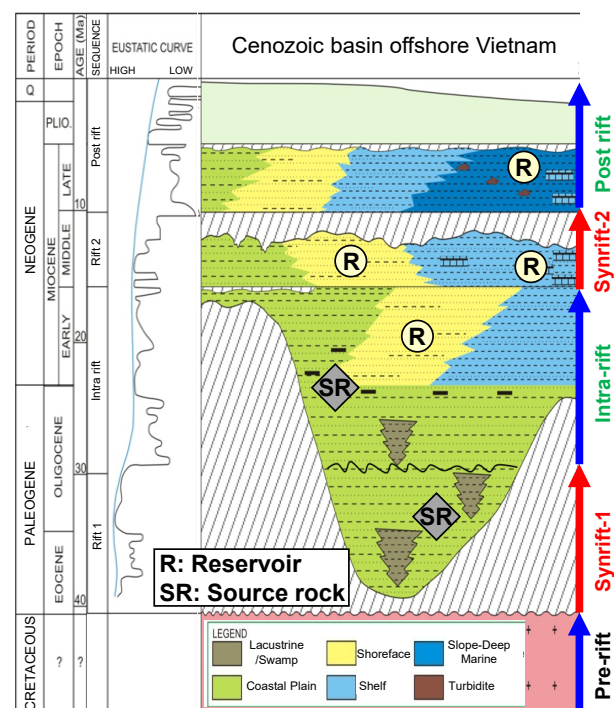


Fig. 1 General stratigraphy of studied area

(Okui, 2005). The Oligocene lacustrine shale has never been confirmed by wells due to deep burial, and therefore net thickness and hydrocarbon generative potential of the lacustrine source rock have never been revealed, however, its contribution was suggested by geochemical inversion (Okui, 2005).

The main reservoir in the basin is sandstone and carbonate in the Lower and Middle Miocene, and deep marine sandstone (*i.e.* turbidite) in the Upper Miocene is also an important reservoir in some areas. The shallow marine sandstone and carbonate in the Middle Miocene are main reservoirs of oil and gas/condensate in the gas field in this study.

3. Materials and methods

3.1 Liquid hydrocarbon samples

Eight (8) oil and condensate samples were collected from the Middle Miocene reservoirs (Reservoir A to H) encountered in Well X of the gas field by DST and MDT sampling. These samples were analyzed by gas chromatography (GC) and gas chromatography-mass spectrometry (GC-MS). Hydrocarbon compounds such as n-alkanes and key isoprenoids were measured using an Agilent 6890N GC. Saturate and aromatic biomarkers were examined using a HP 6890 GC equipped with the HP 5973 mass selective detector (MSD). The MSD was operated by selected ion monitoring (SIM) mode. In addition, stable carbon isotope compositions of saturate and aromatic fractions were measured for the all samples

Table 1 Carbon isotope compositions, biomarker parameters and diamondoid compounds for liquid hydrocarbon samples

Sample ID	Sample Type	Reservoir	$\delta^{13}\text{C}$ (‰)		GC parameters			Steranes parameters					Diamondoid compounds				
			Sat	Aro	Pr/Ph	Pr/ $n\text{C}_{17}$	Ph/ $n\text{C}_{18}$	% C_{27}	% C_{28}	% C_{29}	20S	$\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$	Ad	1M-Ad	2M-Ad	Total	MAI
O1	Oil	A	-30.9	-26.9	—	—	—	9.7	33.4	56.9	0.39	0.49	35.5	89.5	66.9	191.9	0.57
O2	Condensate	B	-29.2	-26.6	5.74	1.47	0.27	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
O3	Condensate	C	-29.2	-26.7	6.81	1.90	0.35	5.7	20.3	74.0	0.50	0.59	164.7	387.3	329.8	881.8	0.54
O4	Condensate	D	-29.7	-26.8	3.64	0.88	0.30	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
O5	Condensate	E	-29.7	-26.8	5.38	1.84	0.38	5.6	21.4	73.0	0.51	0.63	119.1	271.5	251.9	642.5	0.52
O6	Condensate	F	-29.2	-26.7	6.34	1.89	0.29	6.3	19.4	74.3	0.49	0.60	127.9	257.4	235.5	620.8	0.52
O7	Oil	G	-29.6	-26.8	4.75	1.36	0.29	6.3	19.2	74.5	0.55	0.57	102.4	215.7	204.8	522.9	0.51
O8	Oil	H	-29.4	-26.3	5.22	1.16	0.21	9.7	24.2	66.1	0.56	0.59	84.9	179.2	160.9	425.0	0.53
O9	Oil inclusion	C	—	—	4.30	1.32	0.31	18.0	19.0	63.0	0.48	0.50	—	—	—	—	—

Pr/Ph: Pristane/Phytane ratio; Pr/ $n\text{C}_{17}$ and Ph/ $n\text{C}_{18}$: Pristane/ $n\text{C}_{17}$ and Phytane/ $n\text{C}_{18}$; % C_{27} : $\text{C}_{27}/(\text{C}_{27}+\text{C}_{28}+\text{C}_{29}) \times 100$; % C_{28} : $\text{C}_{28}/(\text{C}_{27}+\text{C}_{28}+\text{C}_{29}) \times 100$; % C_{29} :

$\text{C}_{29}/(\text{C}_{27}+\text{C}_{28}+\text{C}_{29}) \times 100$; 20S: 20S/(20S+20R) ratio for C_{29} $\alpha\alpha\alpha$ steranes; $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$: $\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ ratios for C_{29} steranes; Ad: Adamantane (ppm); 1M-Ad: 1-

Methyladamantane (ppm); 2M-Ad: 2-Methyladamantane (ppm); MAI (Methyladamantane Index): 1M-Ad/(1M-Ad+2M-Ad)

Table 2 Bulk carbon isotope compositions and chemical compositions for gas samples

Sample ID	Sample Type	Reservoir	Bulk $\delta^{13}\text{C}$ (‰)				Chemical Composition (%)							
			CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$n\text{C}_4\text{H}_{10}$	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$i\text{C}_4\text{H}_{10}$	$n\text{C}_4\text{H}_{10}$	$i\text{C}_5$	$n\text{C}_5$	C_{6+}
G1	Gas	A	-38.9	-28.8	-28.4	-27.8	92.8	4.6	1.8	0.3	0.3	0.1	0.0	0.1
G2	Gas	B	-39.0	-28.8	-28.3	-27.8	90.2	5.2	2.7	0.6	0.6	0.2	0.1	0.3
G3	Gas	C	-39.0	-28.7	-28.0	-27.6	89.8	5.4	2.8	0.6	0.7	0.2	0.1	0.3
G4	Gas	D	-40.9	-29.3	-28.4	-28.0	88.4	6.3	3.4	0.7	0.7	0.2	0.1	0.2
G5	Gas	E	-41.1	-29.4	-28.8	-28.2	87.7	6.3	3.7	0.8	0.8	0.3	0.2	0.3
G6	Gas	F	-40.2	-29.0	-28.2	-27.7	84.3	7.4	4.9	1.2	1.3	0.4	0.3	0.3
G7	Gas	G	-40.6	-29.4	-28.4	-27.9	86.3	7.4	4.2	0.8	0.8	0.2	0.1	0.2
G8	Gas	H	-39.5	-28.8	-27.7	-26.8	88.3	7.0	3.3	0.6	0.5	0.1	0.1	0.1

using an Eurovector elemental analyzer connected to a GV IsoPrime continuous flow isotope ratio mass spectrometer (EA-CF-IRMS).

Six (6) oil and condensate samples from Reservoir A, C, E, F, G and H were analyzed by GC and GC-MS (JMS-700V; JEOL Co., Ltd.). Biomarkers such as terpanes ($m/z = 191$) and steranes ($m/z = 217$) were detected by SIM mode. In addition, C_{26} - C_{30} steranes and methylsteranes were detected by selected reaction monitoring (SRM) mode which detects metastable ions produced by decomposition of precursor ion in the first free region in the mass spectrometer ($m/z = 358 \rightarrow 217$, $372 \rightarrow 217$, $386 \rightarrow 217$, $400 \rightarrow 217$, $414 \rightarrow 217$, $414 \rightarrow 231$). Terpanes and steranes were quantified using standards oil of which biomarkers were already quantified. Diamondoid compounds in these samples were also quantitatively measured by GC-MS (JMS-700V; JEOL Co., Ltd.). Adamantane ($m/z = 136$), 1-methyladamantane ($m/z = 135$) and 2-methyladamantane ($m/z = 135$) were detected by SIM mode, and quantified by 1 point calibration method using standard compound.

One (1) oil inclusion sample (*i.e.* oil trapped in minerals as fluid inclusion) was extracted from a sidewall core in Reservoir C and analyzed following the protocols of the Molecular Composition of Inclusion (MCI) technique. A

detailed description of this technique is provided in George *et al.* (1998). The sidewall core sample was mechanically and chemically disintegrated, and quartz grains were separated from other lithologies using magnetic and heavy liquid separation. The quartz concentrates were then crushed under solvent (dichloromethane) to release oil from inclusion into the solvent. The extracted oil was analyzed using a Thermo Trace Ultra GC interfaced with a high resolution Thermo DFS GC-MS system. GC-MS data were acquired in full scan, SIM and SRM modes. The sample details are provided in Table 1.

3.2 Gaseous hydrocarbon samples

Eight (8) associated gas samples were collected from Reservoir A to H in Well X by MDT and DST sampling. The bulk carbon isotopic composition of methane (CH_4), ethane (C_2H_6), propane (C_3H_8) and *n*-butane ($n\text{C}_4\text{H}_{10}$) in the gas samples were measured using a GC-combustion-isotope ratio mass spectrometer (GC-C-IRMS). An Agilent 6890 GC, fitted with a HP-Plot Q column was interfaced to a GV IsoPrime continuous flow mass spectrometer via a combustion furnace containing CuO. Chemical gas compositions were also analyzed using an Agilent 6890 with a flame ionization detector (FID) and thermal conductivity detector (TCD). The sample details are shown in Table 2.

3.3 Rock samples

Thirteen (13) cuttings and sidewall core samples were collected throughout the Middle Miocene reservoirs including Reservoir A to H in Well X and shipped to CSIRO. Inclusions containing hydrocarbon in thin sections were carefully counted using microscope. In addition to hydrocarbon inclusion abundance, its attribute data were also obtained.

4. Discussion of analytical results

4.1 Geochemical inversion

Geochemical inversion using extensive geochemical analyses were performed on fluid (oil, condensate and gas) and oil inclusion samples collected from eight reservoirs (Reservoir A to H) in Well X of the gas field in order to identify the effective source rock of oil and gas in the studied area.

4.1.1 Two oil families recognized by biomarkers

Most of the oils (including oil inclusion) and condensates were characterized by high Pr/Ph ratio (> 3.0) and waxy contents (Table 1; Fig. 2). This kind of characteristics are common in oils generated from the fluio-deltaic source rock such as coal (Peters *et al.*, 2005). Biomarkers derived from higher plants such as oleananes (angiosperm origin) and

bicadinanes (resin origin) were commonly observed in the oils and condensates (Fig. 3). This observation suggests that the oils and condensates were originated from the non-marine source rock and expelled from the source rock younger than Late Cretaceous (Peters *et al.*, 2005). C_{26} and C_{30} steranes, trace amount in oils but important biomarkers of marine algae can be detected and measured by GC-MS-MS. It was revealed that 24-norcholestanes (C_{26} steranes: diatom origin) and 24-*n*-propylcholestanes (C_{30} steranes: marine chrysophyte origin) were rarely included in the oils and condensates in this field (< 1 ppm) (Fig. 4). This is a characteristic of non-marine oil and consistent with that the oils and condensates were rich in biomarkers derived from higher plants. On the other hand, clear peaks of 4 α -methyl-24-ethylcholestanes which are typical lacustrine markers were also observed in the GC-MS-MS chart for the oil from Reservoir A only (Fig. 5) (Peters *et al.*, 2005). No clear peaks of 4 α -methyl-24-ethylcholestanes were observed in the oils and condensates from the other reservoirs. As discussed above, the oil in Reservoir A also contained higher plant markers, and therefore this oil was interpreted to be mixed oil derived from both lacustrine and fluio-deltaic source rocks. The oils and condensates in Reservoir B to H were interpreted to be purely derived from

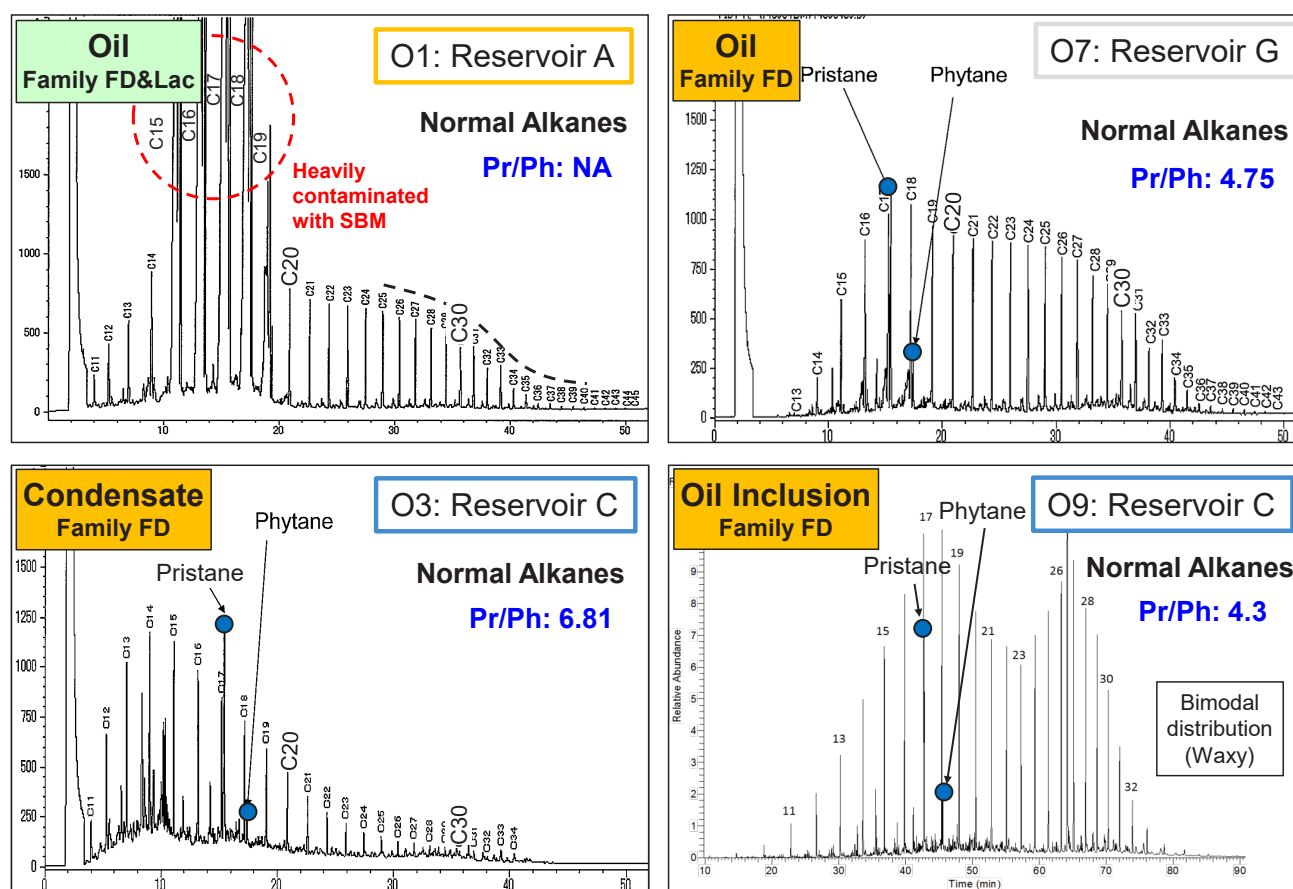


Fig. 2 GC signatures from oils and condensates (FD: fluio-deltaic, Lac: lacustrine)

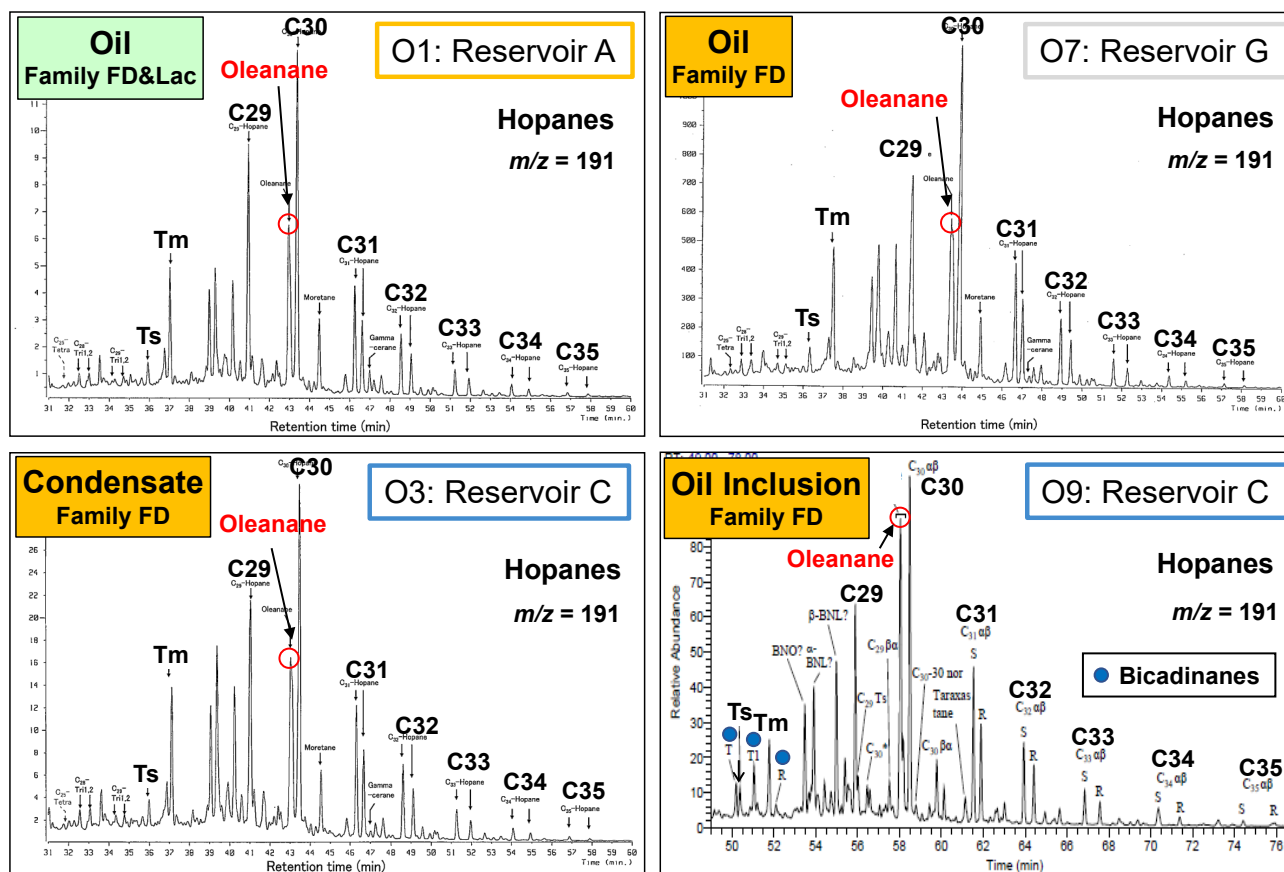


Fig. 3 Hopane composition in oils and condensates

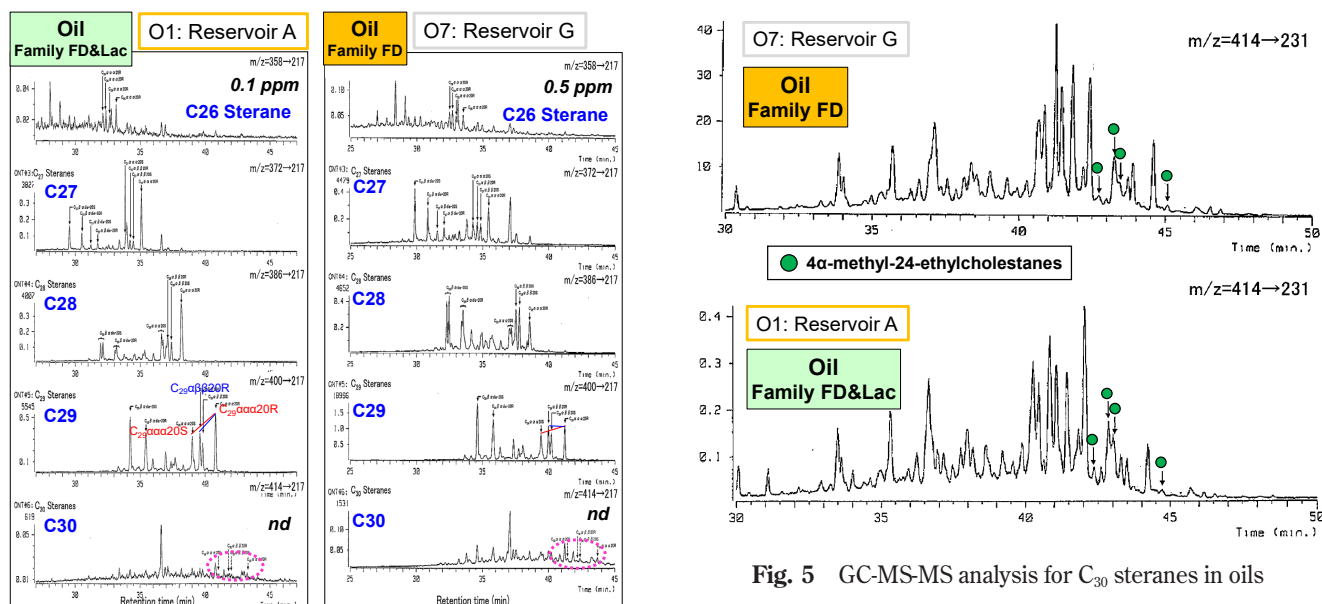


Fig. 4 GC-MS-MS analysis for regular steranes in oils

the fluvio-deltaic source rock.

The two oil families showed some geochemically different characteristics (Table 1). For instance, ternary compositions of C_{27} - C_{28} - C_{29} steranes in oils have been thought to reflect the depositional environment of source rocks and source organic matters, and therefore it is often used for oil-source rock correlation (Waples and Machihara, 1991). The C_{27} - C_{28} - C_{29} steranes ternary diagram (Fig. 6) shows that the oil in Reservoir A interpreted as mixed oil is relatively abundant in C_{28} steranes. According to previous studies, the high content of sterane series with C_{28} -carbon skeleton have been found in shales from different lacustrine basin such as Green River shale (Horsfield *et al.*, 1994) and shales of Lucaogou Formation in Junggar Basin (Gao *et al.*, 2016), although C_{28} steranes are related to diatoms of thorny-source type (Grantham and Wakefield, 1988). The relatively high abundance of C_{28} steranes in the oil may suggest larger contribution from the lacustrine source rock. On the other hand, oils and condensates in other reservoirs are rich in C_{29} steranes which suggest that they were originated from higher plants (*i.e.* coal). As shown in Fig. 7, biomarker maturation parameters also clearly demonstrated that the oil from Reservoir A was compositionally separated from the others. $20S/(20S+20R)$ and $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ isomerization parameters of C_{29} steranes rise with increasing maturity and reach the equilibrium 0.55–0.60 and 0.70–0.75, respectively. The oils and condensates interpreted as fluvio-deltaic oil almost reached the endpoints of the isomerization, which suggest that the maturity of source rock already passed the peak of oil generation stage ($R_o = 0.9$). However, the oil in Reservoir A and oil inclusion in Reservoir C were plotted far from the endpoints, which suggest that these oils were expelled from source rock in lower maturity (*i.e.* early generation).

In addition to biomarkers, carbon isotope composition of saturated and aromatic hydrocarbons are useful to evaluate the type of organic matters (algae vs. higher plants) in source rock generating oils and condensates (Sofer, 1984). As shown in Fig 8, carbon isotope data for the oil and condensate samples from this field were plotted on the Sofer diagram. Most of the samples except for the oil in Reservoir A were plotted in the area corresponding to the fluvio-deltaic oil, which is consistent with their biomarker signatures. The oil in Reservoir A was plotted far from other samples. This could be due to heavy contamination with synthetic-based mud (SBM) (Fig. 2), and therefore source organic matter of this oil cannot be evaluated by the carbon isotope data.

4.1.2 Geochemical inversion for condensates

As discussed above, biomarkers such as steranes and hopanes are widely utilized to identify the effective source rock of oils. However, these biomarkers are less stable and thermally degraded with increasing maturity, and therefore

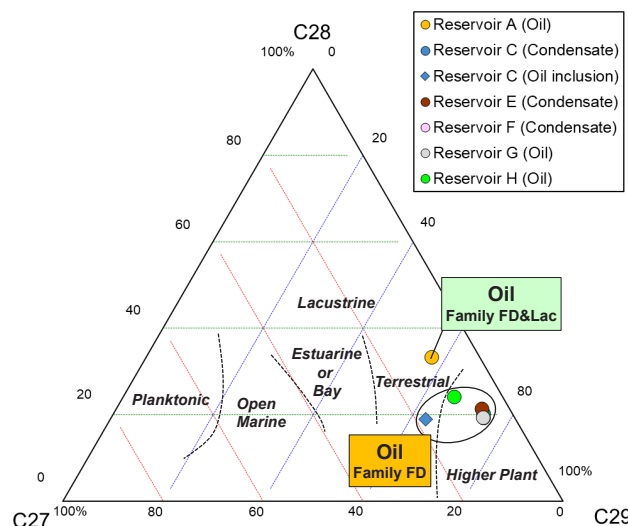


Fig. 6 C_{27} - C_{28} - C_{29} steranes ternary diagram for oils and condensates

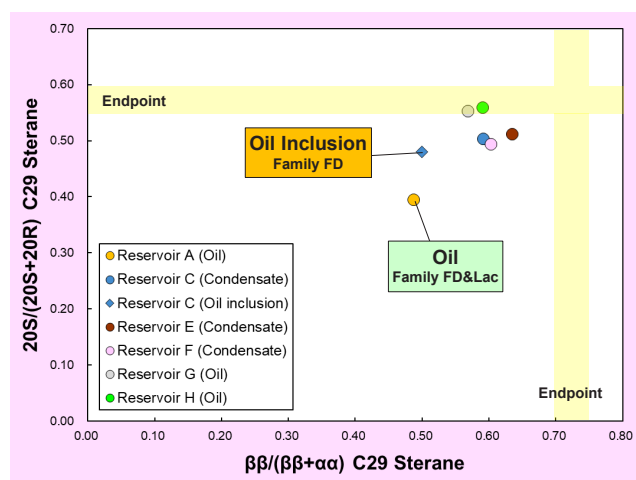


Fig. 7 $20S/(20S+20R)$ C_{29} sterane vs. $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ C_{29} sterane plot for oils and condensates

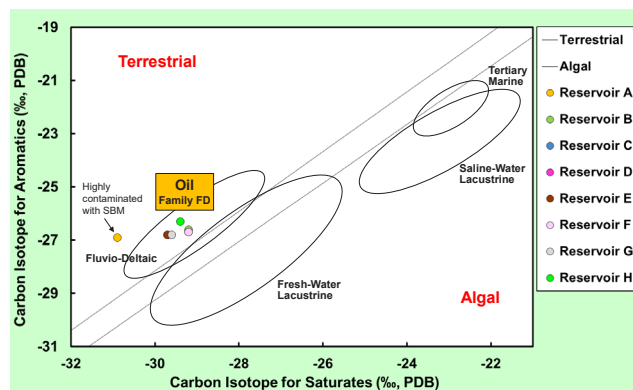


Fig. 8 Carbon isotope composition for oils and condensates

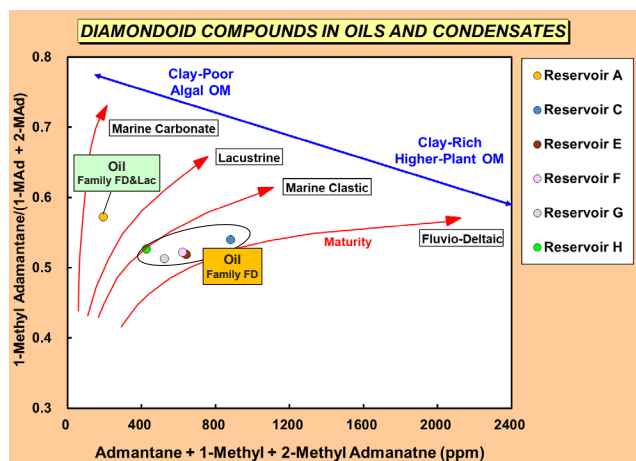


Fig. 9 Adamantane concentration vs. methyl adamantane index diagram for oils and condensates

steranes and hopanes are almost not included in highly matured light oils and condensates. Okui *et al.* (2003) proposed a method to evaluate the effective source rock (source organic matter and depositional environment) using diamondoid compounds. Diamondoid compounds have structure like diamond and their concentration increases in oils which have undergone their cracking in reservoirs or source rocks. This is because of their greater thermal stability compared to other biomarkers (Dahl *et al.*, 1999). Fig. 9 shows the adamantane concentration vs. methyladamantane index diagram proposed by Okui *et al.* (2003). The methyladamantane index (MAI) proposed by Chen *et al.* (1996) is a maturity indicator of diamondoids and increases with thermal maturity. Oils and condensates from over the world whose source rocks were already known were plotted on the diagram, which indicate that the adamantane concentration increases with maturity (*i.e.* MAI) and each trend differs depending on the type of the source rocks. It has been considered that diamondoids form by hydrocarbon rearrangement reaction with acidic clay minerals (Wei *et al.*, 2006). Clay minerals are abundant in rocks deposited in fluvial to deltaic environment, and therefore it is thought that the fluvio-deltaic source rock tends to show higher concentration of adamantanes. On the other hand, increase of adamantanes with maturity is not observed in oils and condensates originated from the carbonate source rock which contains less clay minerals than clastic rocks.

On the diagram (Fig. 9), oils and condensates interpreted to be derived from the fluvio-deltaic source rock based on the biomarkers and carbon isotopes were plotted around the trend corresponding to “fluvio-deltaic”, while the mixed oil from Reservoir A was plotted near “lacustrine” trend. This suggests that the oil in Reservoir A contains condensate components derived from the lacustrine source rock.

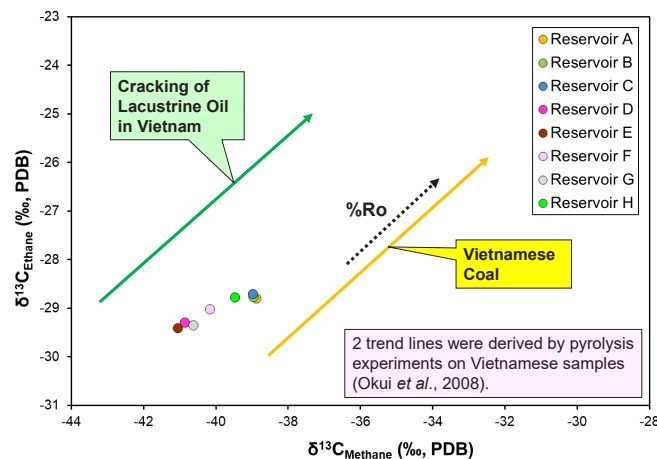


Fig. 10 Methane isotope vs. ethane isotope diagram for gases

4.1.3 Origin of gas

In order to clarify the source of gases from the gas discovery, carbon isotope data were plotted on the methane isotope vs. ethane isotope diagram (Fig. 10). Two isotope trend lines on the diagram were delineated based on pyrolysis experiments on specific Vietnamese coal and lacustrine oil samples changing heating temperature and time (Okui *et al.*, 2008). Isotope data from this field were plotted between the two trend lines, which may suggest the mixing of gases derived from cracking lacustrine oil and fluvio-deltaic source rock. This result is not consistent with the biomarker data for associated oils and condensates except for the one from Reservoir A.

4.2 Fluid inclusion analysis

Fluid inclusion analysis has been widely applied to petroleum exploration recently (*e.g.* Kotaka, 1994). Lisk *et al.* (1998) confirmed that hydrocarbon inclusion abundance and its attribute data enabled to evaluate the presence of paleo-oil column and migration route quantitatively. The occurrence of fluid inclusions obtained by microscopic observation of thin sections gives us information related to multiple charge and its timing (Lisk *et al.*, 1993). The GOI (Grains with Oil Inclusions) value proposed by Lisk *et al.* (1998) is percentage of inclusions containing hydrocarbon among all inclusions observed. According to their experiences in Australia, the sample with GOI value of > 5 % empirically indicates the existence of paleo-oil column.

Much higher GOI value (15–24%) indicating the presence of paleo-oil column was observed in rock samples from Reservoir C which is currently gas/condensate reservoir (Fig. 12). Fluorescence color of the most of oil inclusions observed was yellow suggesting that the oils trapped in minerals are medium oil (28–35 API°). As shown in Fig. 12, the yellow fluorescing oil inclusions in fractures terminate at the boundary of quartz overgrowth. Within the same grain,

there is also a large gas/condensate inclusion at the quartz overgrowth boundary. This is a clear evidence for oil having been trapped before the gas/condensate charge. This result indicates that oil accumulation existed in Reservoir C in the past which was possibly flushed by late-charged gas. The initial oil may have spilled-out to adjacent structures.

4.3 Summary of geochemical analyses

Results of geochemical inversion suggested that dual petroleum systems originated from the Oligocene lacustrine source rock and Lower Miocene fluvio-deltaic source rock (*i.e.* coal) have worked in the studied area. Fig. 11 summarizes the results of geochemical inversion performed on fluid and oil inclusion samples. The mixed oil derived from both lacustrine and fluvio-deltaic source rock was confirmed in the upper most Reservoir A. The oils and condensates in other reservoirs (Reservoir B to H) appear to be generated and expelled from the fluvio-deltaic source rock only. The gases were interpreted to be originated from both the lacustrine and fluvio-deltaic source rocks and mixed in the reservoirs of this field. Fluid inclusion analysis performed on rock samples indicated the presence of paleo-oil column in a reservoir in the past which was possibly flushed by late-charged gas.

Therefore, geochemical analyses revealed complex charge

history in the studied area that oil, gas and condensate generated and expelled from two different source rocks migrated into multiple reservoirs in this field at different timing in basin history.

5. Basin modeling study

As discussed above, the results of geochemical inversion and fluid inclusion analysis confirmed dual petroleum systems originated from of two different types of source rocks which made generation and migration history complex. Therefore, we conducted multi-dimensional basin modeling in order to evaluate timing of oil and gas generation and processes of migration and accumulation in the studied area.

5.1 Evaluation of generation and migration by 2D-basin modeling

In this study, SIGMA software developed by JNOC (now JOGMEC) was used for 2D-basin modeling (Okui, 1997; 1998). The modelled line is a regional NW-SE line passing through the field in the studied area (Fig. 13). The field is located in the northwest on the modelled line, while a deep kitchen of the field exists towards the southeast in the basin center. Lacustrine source rock in the Upper Oligocene was assumed to have the Total Organic Carbon Contents (TOC)

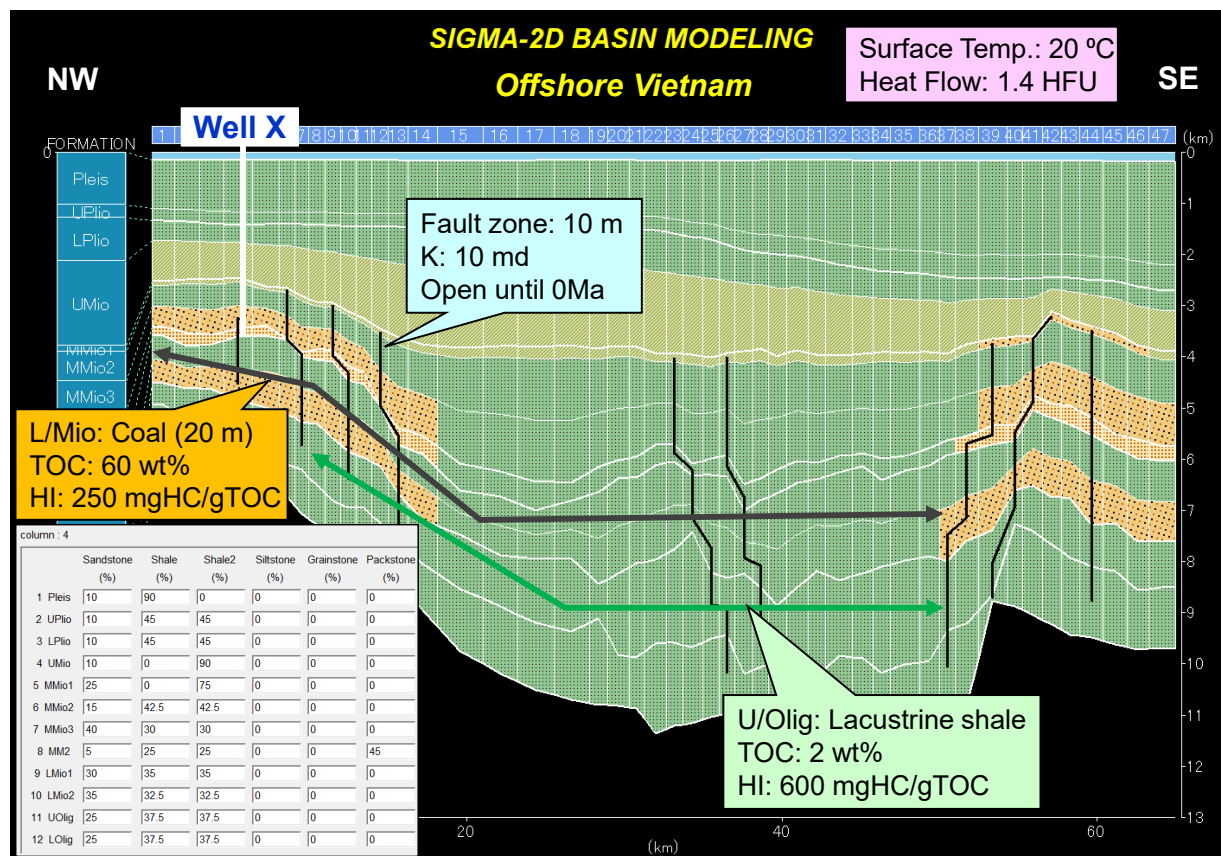


Fig. 13 Input parameters for 2D-basin modeling

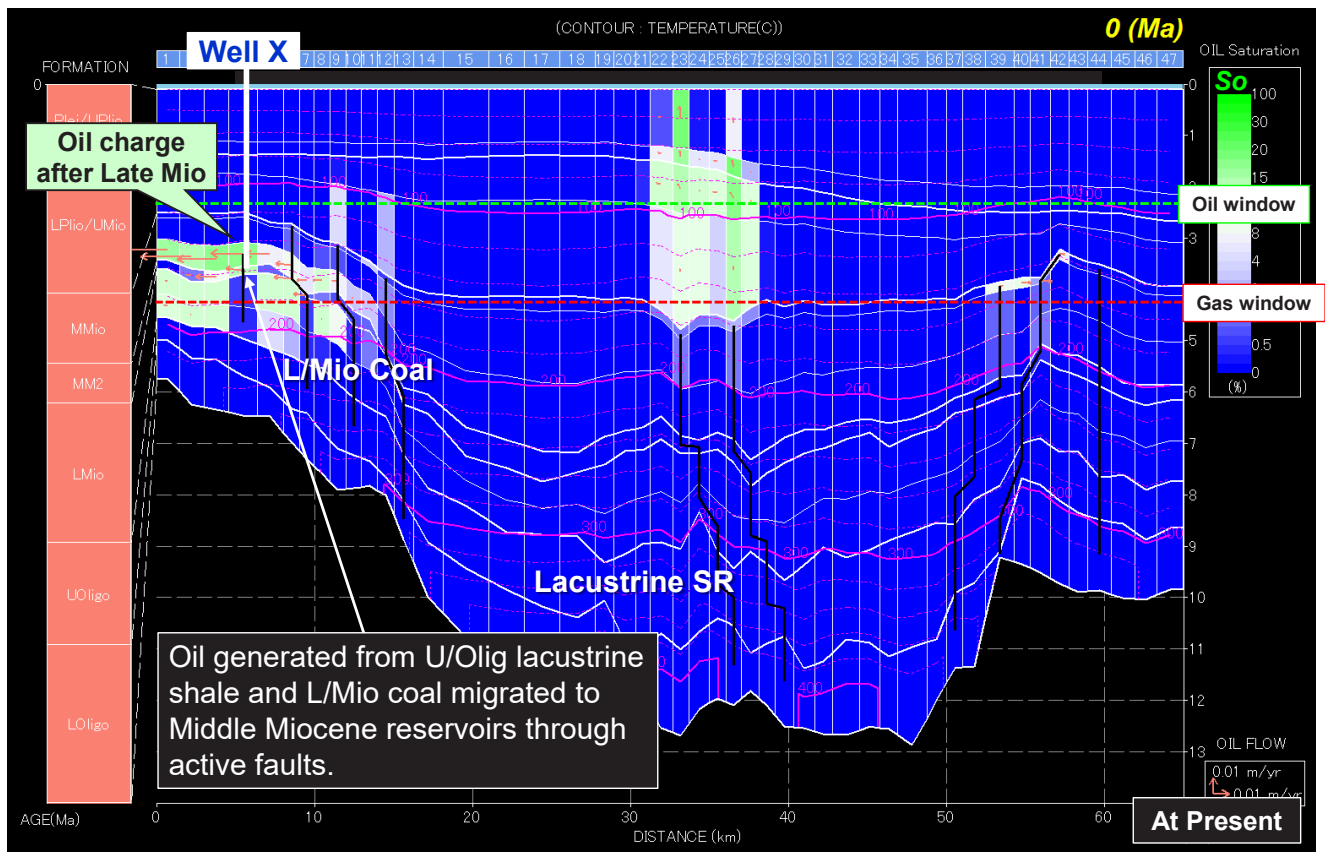


Fig. 14 (a) SIGMA-2D basin modeling (oil saturation calculated at present time)

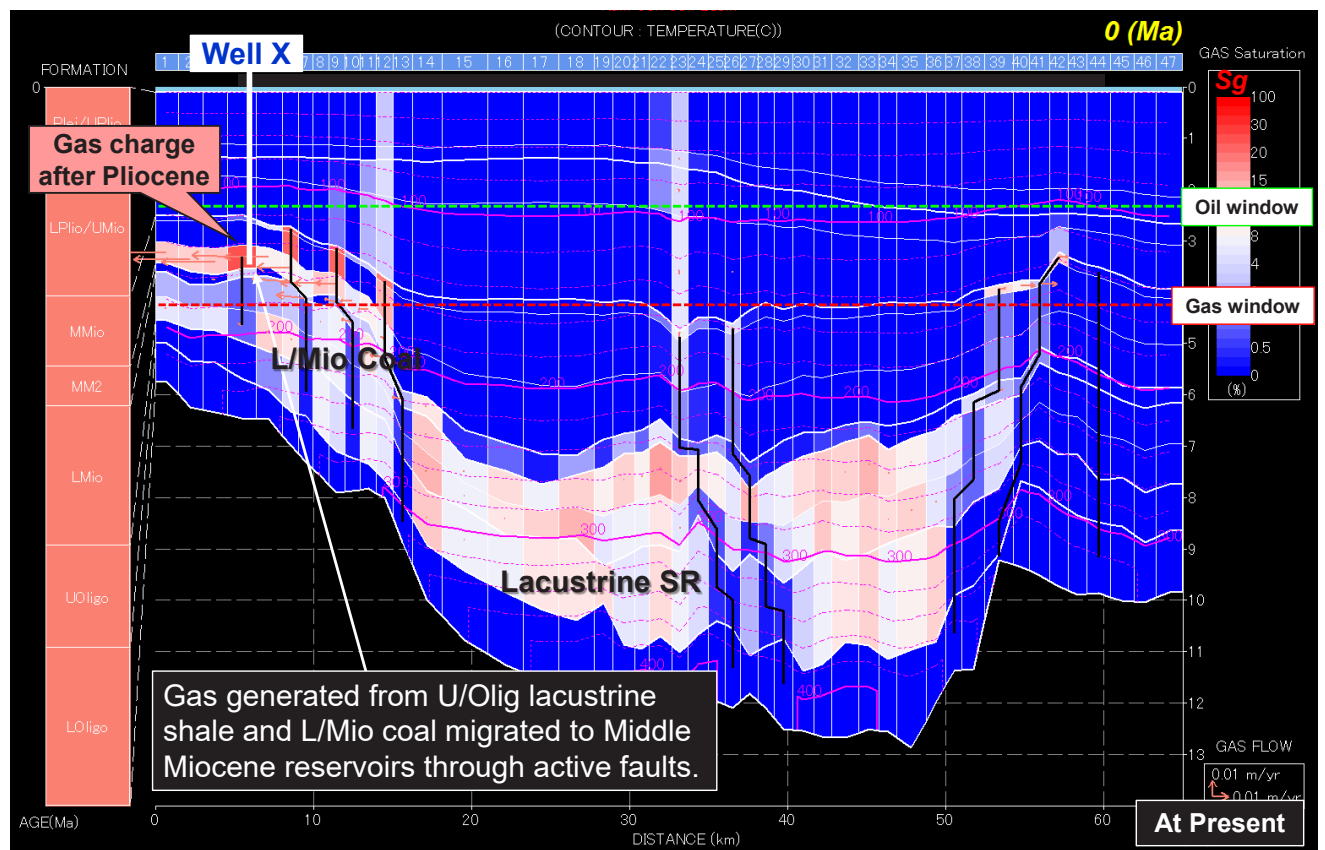


Fig. 14 (b) SIGMA-2D basin modeling (gas saturation calculated at present time)

of 2 wt% with Hydrogen Index (HI) of 600 mgHC/gTOC, and its net thickness was assumed to be up to 400 m at the basin center considering same source rock in other basins in Southeast Asia. Lower Miocene coal was assumed to have TOC of 60 wt% and HI of 250 mgHC/gTOC. The thickness was assumed to be up to 20 m in the northwest and become thinner towards the southeast in the basin center according to adjacent well data. Lithology (*i.e.* rock composition) was assumed based on the result of petrophysical analysis and lithological description of offset wells. Thermal history was optimized by bottom hole temperature and vitrinite reflectance data examined by the FAMM (Fluorescence Alteration of Multiple Macerals) technique (Wilkins *et al.*, 1992). Based on this calibration, thermal history was assumed as constant heat flow of 1.4 Heat Flow Unit (HFU, 58.52 mW/m²).

Fig. 14 exhibits the result of 2D-basin modeling at the present time. Onset of oil generation from the Oligocene lacustrine source rock in the southeastern kitchen was in Middle Miocene. The oil expelled to interbedded thin sandstones (*i.e.* carrier beds) in the Upper Oligocene migrated towards the

basin margin in the northwest where the field is located. In Late Miocene, the oil migrated vertically through faults and charged into the Middle Miocene reservoirs of the field. The Oligocene lacustrine source rock in the kitchen started to generate gas/condensate in Late Miocene. The gas/condensate also migrated horizontally through carrier beds in the Oligocene, which was followed by vertical migration through faults, and finally charged into the structure of the field after Pliocene.

Oil generation from the Lower Miocene coal commenced in Late Miocene and continues until the present time in the uppermost part of the Lower Miocene beneath the field. The Lower Miocene coal has generated gas since Pleistocene. The oil and gas expelled from the fluvio-deltaic coal migrated horizontally through sandstones in the Lower Miocene, and then migrated vertically to the Middle Miocene reservoirs by faults and capillary leakage by making oil/gas column beneath the structure of the field.

5.2 Evaluation of oil and gas accumulation by 3D-basin modeling

In order to evaluate migration and accumulation processes

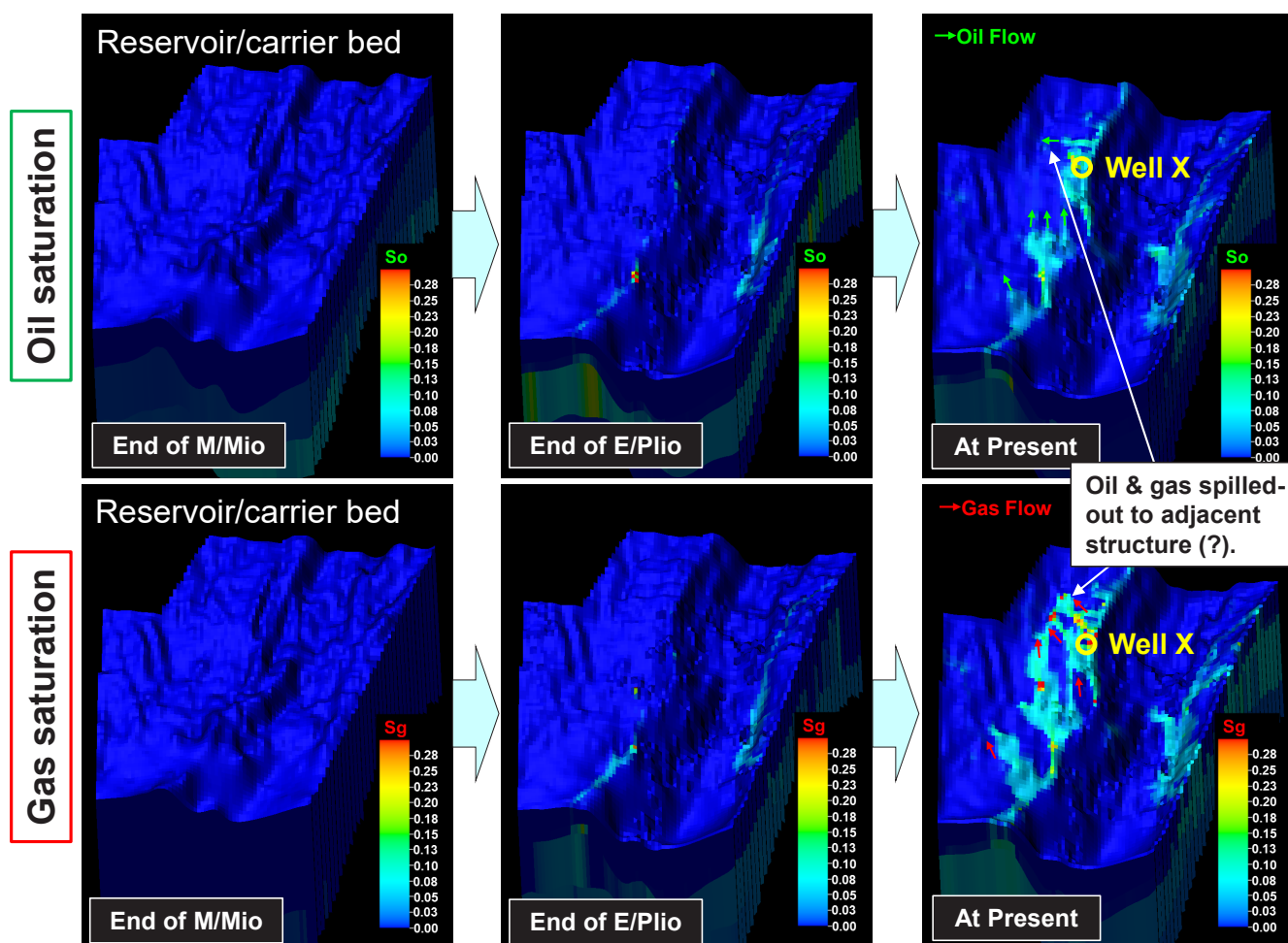


Fig. 15 SIGMA-3D basin modeling (Charge history of oil and gas in Middle Miocene reservoir)

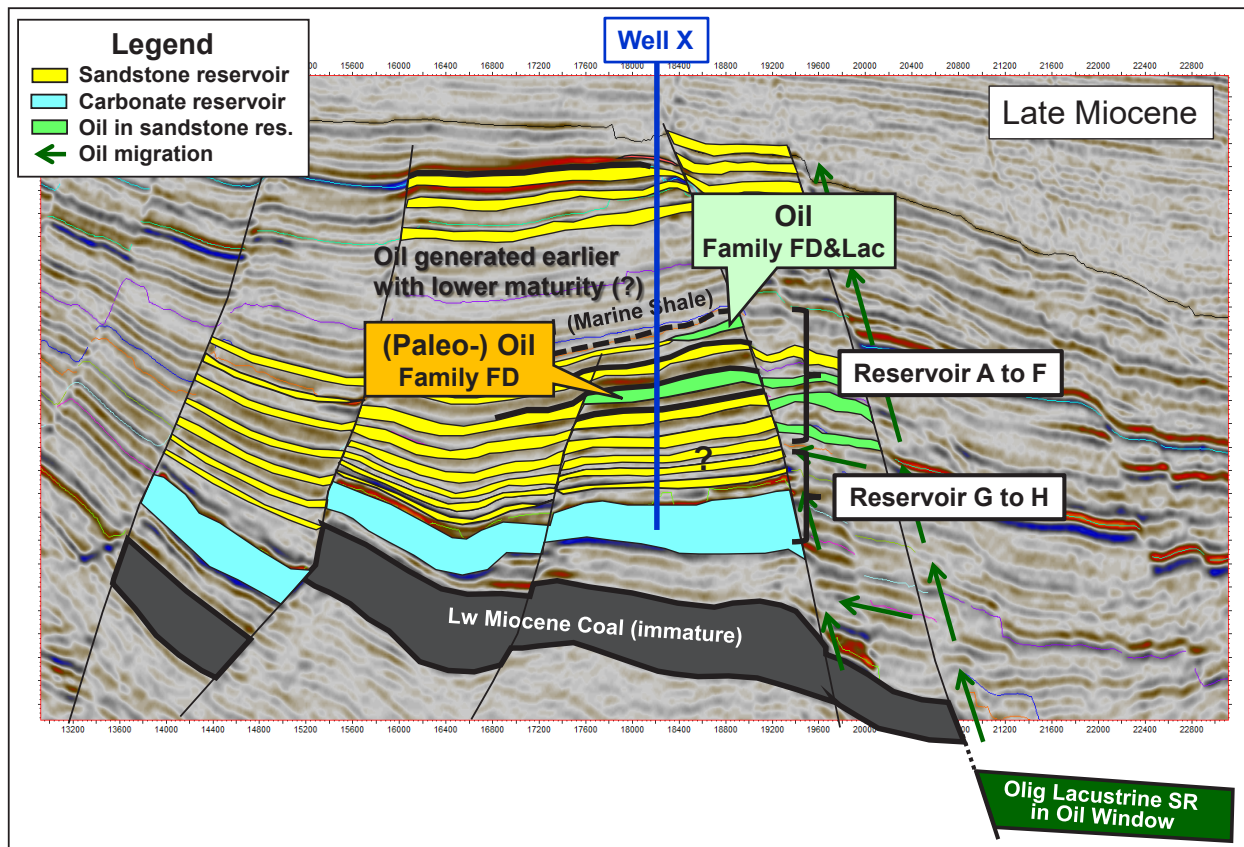


Fig. 16 (a) Hydrocarbon charge system around gas field (Late Miocene age)

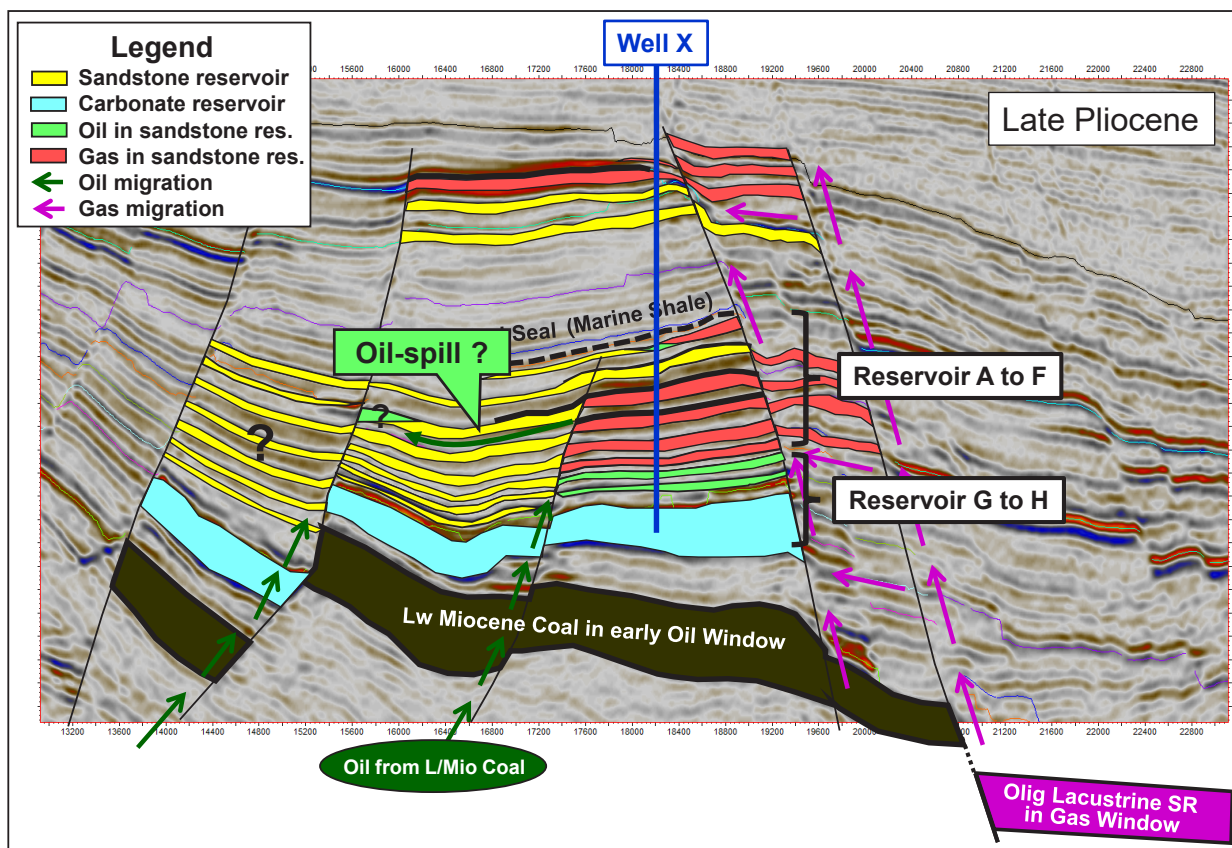


Fig. 16 (b) Hydrocarbon charge system around gas field (Late Pliocene age)

in the studied area, 3D-basin modeling was also carried out using SIGMA software. Input parameters such as lithology and source rock properties calibrated by 2D-basin modeling were used but varied horizontally based on the offset well data and depositional environment.

Fig. 15 exhibits oil and gas charge history for the Middle Miocene reservoir from Middle Miocene to present time. It was modelled that oil and gas generated from the source rocks in the southeastern kitchen reached the Middle Miocene along major faults locating at the eastern side of the field, and then migrated horizontally through the Middle Miocene carrier beds (*i.e.* reservoirs). Furthermore, the results clearly demonstrated that the structure of the field was filled with oil and gas, and then the excess of oil and gas spilled-out to adjacent structures to the west or northwest, which is consistent with the fluid inclusion analysis discussed above.

5.3 Summary of charge history

Based on the results of geochemical inversion, fluid inclusion analysis and multi-dimensional basin modelling, the complex charge history recognized in the studied area was illustrated (Fig. 16).

Charge of oil into the structure of the field commenced in Late Miocene. Oil generated earlier from the Oligocene

lacustrine source rock and the Lower Miocene fluvio-deltaic coal in the southeastern kitchen initially charged to the structure. After that, gas/condensate generated from the Oligocene lacustrine source rock and Lower Miocene coal migrated to the Middle Miocene reservoirs after Pliocene. The structure of the field was completely filled with oil and gas/condensate after large amount of gas/condensate derived from the Lower Miocene coal charged into the structure in Pleistocene. The late-charge of gas continued until the present time, and then the excess of oil and gas could have spilled-out to the adjacent structures.

Gas/condensate mainly accumulates in the upper part of the reservoirs (Reservoir A to F), while oil was found in the lower part of the reservoirs (Reservoir G to H) in the field. According to the petrophysical data obtained from Well X, the reservoir property in the upper part of the reservoirs is better than that in the lower part. When gas migrated vertically through faults, gas may have preferentially charged into the upper part of the reservoirs with higher permeability, and spilled oil out to adjacent structures.

6. Conclusions

A comprehensive petroleum system analysis was conducted on a recent discovery of gas field, offshore Vietnam. The

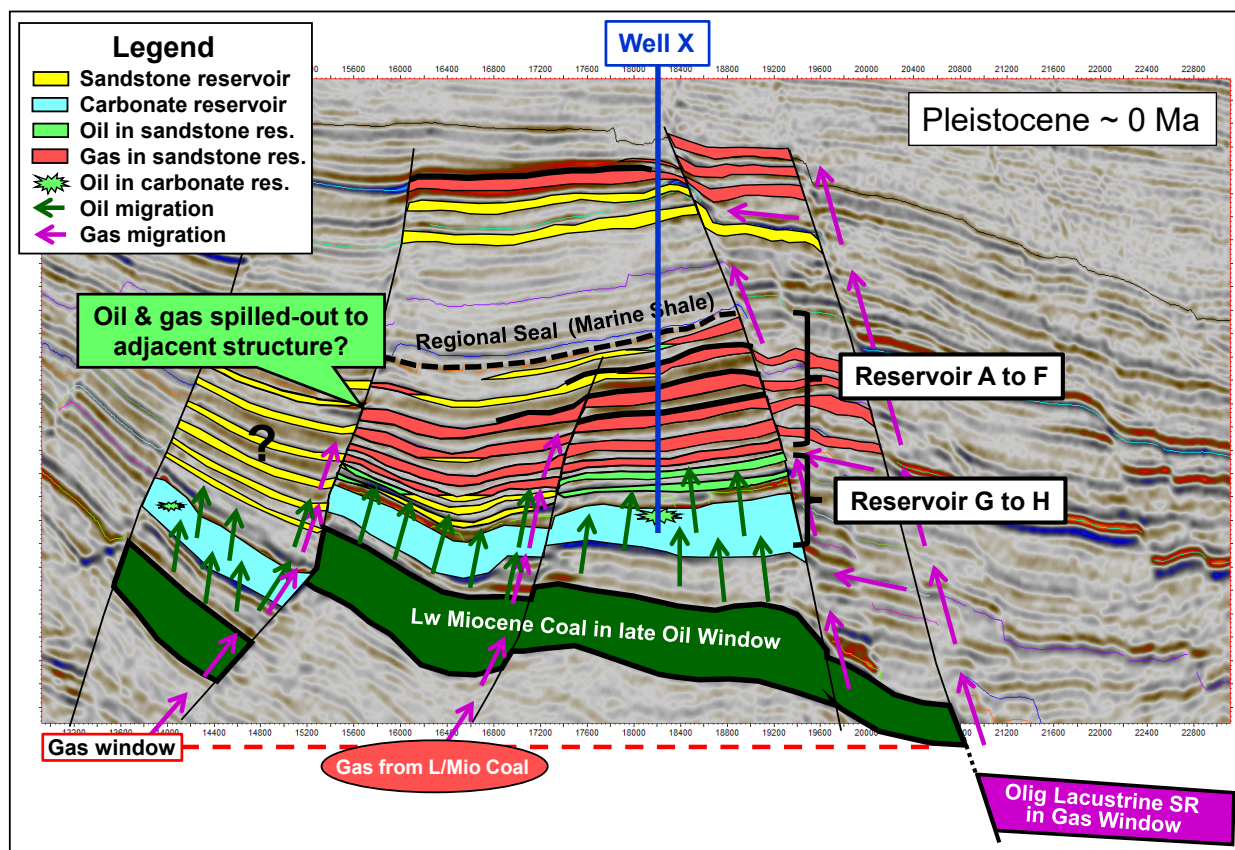


Fig. 16 (c) Hydrocarbon charge system around gas field (Pleistocene to present)

results of geochemical inversion revealed that both the Oligocene lacustrine shale and Lower Miocene coal were the effective source rocks of oil and gas in the studied area. Furthermore, it was suggested that oil, condensate and gas generated from two different source rocks mixed in the reservoirs of the field. Fluid inclusion analysis indicated that a paleo-oil column possibly existed in a reservoir which currently reserves gas and condensate. Therefore, geochemical inversion and fluid inclusion analysis confirmed complex charge history in the studied area. Multi-dimensional basin modeling also demonstrated this kind of complex charge history that the timing of generation and the charge of oil and gas from two source rocks differ and various types of hydrocarbon originated from different source rocks mixed in the reservoirs. Furthermore, the results of 3D-basin modeling suggested that oil and gas initially accumulated in the structure of the field spilled-out to adjacent structures by significant late-charged gas after Pleistocene. Such a detailed petroleum system analysis using geochemical inversion and basin modeling enables us to re-evaluate petroleum potential and make a strategy of exploration activity suitable for decarbonization (*e.g.* targeting gas only).

Acknowledgements

The authors would like to thank Idemitsu Kosan Co., Ltd., INPEX Corporation and PetroVietnam for the permission to present and publish the results of this study. We highly appreciate Weatherford Laboratories, Idemitsu Advanced Technology Research Laboratories and Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization for conducting geochemical analyses. We acknowledge our colleagues for technical support and important advices.

References

- Chen, J., Fu, J., Sheng, G., Liu, D. and Zhang, J., 1996: Diamondoid hydrocarbon ratios: Novel maturity indices for highly mature crude oils. *Organic Geochemistry*, **25**, 179–190.
- Dahl, J. E., Moldowan, J. E., Peters, K. E., Claypool, G. E., Rooney, M. A., Michael, G. E., ...Kohnen, M. L., 1999: Diamondoid hydrocarbons as indicators of natural cracking. *Nature*, **399**, 54–57.
- Gao, G., Zhang, W., Xiang, B., Liu, G., and Ren, J., 2016: Geochemistry characteristics and hydrocarbon-generating potential of lacustrine source rock in Lucaogou Formation of the Jimusaer Sag, Junggar Basin. *J. Petrol. Sci. Eng.*, **145**, 168–182.
- George, S.C., Lisk, M., Eadington, P.J. and Quezada, R.A., 1998: Geochemistry of a palaeo-oil column: Octavius 2, VulcanSub-basin. In *Proceedings of Petroleum Exploration Society of Australia Symposium: Perth, WA, Purcell, P.G. and Purcell, R. R. eds.*, 195–210.
- Grantham, P.J. and Wakefield, L.L., 1988: Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological times. *Organic Geochemistry*, **12**, 61–77.
- Horsfield, B., Curry, D. J., Bohacs, K., Littke, R., Rullkotter, J., Schenk H. J., Radke, M., Schaefer, R. G., Carroll, A. R., Isaksen, G. and Witte, E. G., 1994: Organic geochemistry of freshwater and alkaline lacustrine sediments in the Green River Formation of the Washakie Basin, Wyoming, U.S.A. *Organic Geochemistry*, **22**, 415–440.
- Kotaka, T., 1994: Application of fluid inclusion analysis to petroleum exploration. *J. Japan Assoc. Petrol Technol.*, **59** (4), 304–308.
- Lisk, M., Hamilton, J., Eadington, P. and Kotaka, T., 1993: Hydrocarbon and pore water migration history in relation to diagenesis in the Toro and Iagifu Sandstones, S. E. Gobe-2. In *Petroleum Exploration and Development in Papua New Guinea: Proceedings of the 2nd PNG Petroleum Convention, Port Moresby, 1993, Carman, G. J. and Z. eds.*, 477–488.
- Lisk, M., Eadington, P. J. and Obrien, G. W., 1998: Unravelling complex filling histories by constraining the timing of events which modify oil fields after initial charge. In *Dating and Duration of Fluid Flow and Fluid-Rock Interaction, Parnell, J. eds.*, 189–203, Geological Society, London, Special Publications 144.
- Matthews, S.J., Fraser, A.J., Lowe, S., Todd, S.P. and Peel, F.J., 1997: Structure, stratigraphy and petroleum geology of the SE Nam Con Son Basin, offshore Vietnam. In: *Petroleum Geology of Southeast Asia. Special Publication of the Geological Society*, **126**, 89–106.
- Okui, A., 1997: Key to successful petroleum system analysis: Understanding of input parameters in 2D Basin Modeling. *Proceedings of an International Conference on "Petroleum System of S.E. Asia and Australasia"*, 913–921.
- Okui, A., 1998: Petroleum system evaluation by basin modeling. *J. Japan Assoc. Petrol Technol.*, **63** (1), 78–91.
- Okui, A., 2005: Characteristics of non-marine "Dual Petroleum Systems" in Southeast Asia. *J. Japan Assoc. Petrol Technol.*, **70** (1), 91–100.
- Okui, A., Tsuji, K. and Imayoshi, A., 1997: Petroleum system in the Khmer Trough, Cambodia. *Proceedings of the Petroleum System of SE Asia and Australasia Conference. IPA*, 365–379.
- Okui, A., Yokoyama, Y. and Yokoi, K., 1998: Higher-plant Biomarkers in Oils from Southeast Asia. *Researches in Organic Geochemistry*, **13**, 5–12.
- Okui, A., Torii, H., and Kisamori, S., 2003: Evaluation of depositional environment and maturity of condensates by diamondoid compounds. *21st International Meeting on Organic Geochemistry (Krakow) Abstracts*.
- Okui, A., Tieu, L. N., Tai, P. S., Phong, N. V., Hao, L. T., Ha, N. T. B. and Kisamori, S., 2008: Characterization of Petroleum Systems in Vietnam by State-of-the-art Geochemical Technology. *Proceedings of SCIENCE-TECHNOLOGY*

- CONFERNCE 2008, "Vietnam Petroleum Institute: 30 years of Integration and Development", 461–475.
- Patriat, P. and Achache, J., 1984: India–Eurasia collision chronology has implications for crustal shortening and driving mechanism of plates. *Nature*, **311**, 615–621.
- Peters, K. E., Walters, C. C. and Moldowan, J. M., 2005: The Biomarker Guide, Volume 1 & 2, *Cambridge University Press*, 1155.
- Shimada, M. and Aoyama, T., 2005: Lacustrine source rocks and produced oils in Block 15-2, Cuu Long Basin, S.R. Vietnam. *J. Japan Assoc. Petrol Technol.*, **70** (1), 74–82.
- Sofer, Z., 1984: Stable carbon isotope compositions of crude oils: Application to source depositional environments and petroleum alteration. *AAPG Bull.*, **68**(1), 31–49.
- Tin, N. T. and Ty, N. D., 1994: Petroleum geology of the Nam Con Son Basin. *AAPG International Conference & Exhibition' 94. August 21–24, 1994, Kuala Lumpur, Malaysia*.
- Waples, D. W. and Machihara, T., 1991: Biomarkers for geologists: a practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology. *AAPG Methods in Exploration 9, Tulsa, Oklahoma*.
- Wei, Z., Moldowan, J. M. and Paytan, A., 2006: Diamondoids and molecular biomarkers generated from modern sediments in the absence and presence of minerals during hydrous pyrolysis. *Organic Geochemistry*, **37**, 891–911.
- Wilkins, R. W. T., Wilmschurst, J. R., Russel, N. J., Hladky, G., Ellacott, M. V. and Buckingham, C., 1992: Fluorescence alteration and the suppression of vitrinite reflectance. *Organic Geochemistry*, **18**, 629–640.

ベトナム沖ガス田における有効根源岩の推定と 詳細な石油システム解析

横田 和也・奥井 明彦・佐藤 光

東南アジア地域の新生代堆積盆地の多くは高い炭化水素ポテンシャルを有しており、各堆積盆地における石油システムの解明・特徴づけが行われている。その結果、東南アジア地域にはリフト期（漸新世）およびポストリフト期（中新世）に、それぞれ別の根源岩が存在することが示唆されている。前者はリフト発達時に堆積した湖成頁岩であり、

埋没深度が比較的浅いより小規模な堆積盆地（例えばベトナムのクーロン盆地）に掘られた坑井において、油生成能力の高い湖成根源岩が確認されている。埋没深度がより深く実際に同じ層準まで坑井が掘り込まれていない大規模な盆地（パタニトラフ、マレー盆地、南コンソン盆地など）においても、盆地発達史の類似性から、同根源岩の発達の可能性が想定される。後者はリフトが埋め立てられる過程で堆積した河川～デルタ成の根源岩（石炭層）である。東南アジア地域の新生代の石炭層は水素に富み、ガスだけでなく油も生成する能力があることが知られている。

東南アジア地域には、このようにタイプの異なる根源岩において、その分布域や熟成域、油ガスの生成タイミングが異なる複数の石油システムが存在する。そのため探鉱段階では有効根源岩を特定し、複雑な石油システムを理解する必要がある。有効根源岩を推定する手法の1つとして、原油やコンデンセートのバイオマーカーや同位体組成を利用した地化学インバージョンがあり、広く用いられている。これにより坑井で直接掘り込めない盆地中心部の深部に存在する有効岩の特定も可能となる。さらに各根源岩の熟成度や油ガスの生成タイミングは堆積盆地シミュレーション、いわゆるベースンモデリングにより評価することができる。

本スタディでは、近年発見されたベトナム沖のガス田から採取された流体試料（油・コンデンセート・ガス）において地化学インバージョンを実施した。バイオマーカーおよびダイヤモンド化合物の解析により、2つの油ファミリー（湖成と河川～デルタ成の混合原油および河川～デルタ成原油）が見出された。また炭素同位体組成から、湖成根源岩由来のガスと河川～デルタ成根源岩由来のガスが貯留層中で混合した可能性が示唆された。さらに、対象ガス田の岩石試料に対して流体包有物分析を実施したところ、一部の貯留層においてパレオ油コラムの存在を示唆する多数の油包有物が確認された。この貯留層は現在ガス・コンデンセートを胚胎していることから、もともと集積した油は後からチャージしたガスによってフラッシュされた可能性がある。また多次元ベースンモデリングにより、2つの根源岩から生成されたタイプの異なる流体が移動・集積の過程で混合したこと、さらに対象ガス田に更新世以降多量のガスがチャージすることにより、もともと集積していた油ガスが周辺構造ヘスビルアウトした可能性が示された。

講 演
 Lecture

国内 CCS 地質評価の知見・概観と今後*

島 野 恭 史^{**、†}

(Received October 14, 2022 ; accepted January 16, 2023)

Overview of findings for geological evaluation of CCS in Japan

Yasushi Shimano

Abstract : The results of pioneering carbon dioxide capture and storage (CCS) projects such as Sleipner and Gorgon are widely recognized as milestones in the early days of CCS. The reservoir formations of the pioneering projects are characterized by homogeneous sandstones that develop over several hundred meters thick. On the other hand, sandstone formations expected to work as reservoirs for CCS in Japan are characterized to be more heterogeneous and thinner than those of pioneering projects as above because of the tuffaceous sandstones typical of volcanic arcs. In addition, the geological formations in Japan that separated by complex faults in active continental margins might not be suitable for CCS reservoirs. However, we will have to make CCS feasible against these “challenging” formations. In this paper, examples of multidisciplinary approaches for geological evaluation of domestic depleted oil fields obtained from a joint study with INPEX are shared, and we hope that those findings would help future CCS projects in Japan.

Keywords : CCS, CCUS, depleted reservoir, reservoir evaluation, Minami-Aga oil field, Shiya Formation

1. はじめに

2020 年 10 月に、日本政府は「2050 年に温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする、カーボンニュートラル」を目指す方針を示したことから、JOGMEC は CCS 事業をはじめ、気候変動問題に対応した積極的な事業展開により、この目標達成に貢献していく考えを示した（独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構、2020）。日本国内で排出される温室効果ガスの低減にあたっては、日本国内における CCS 実施が重要な役割を果たすが、これまでに開始された商業プロジェクトは存在しない。一方、海外に目を向けると、ノルウェーの Sleipner (Eiken *et al.*, 2011) や、オーストラリアの Gorgon (Flett *et al.*, 2009) など、帯水層を貯留層とする CCS 事業が先駆的に実施されて、実績を上げていることは周知の事実である。

2. CCS プロジェクトの貯留層の特徴

日本国内で CCS を実施するうえで貯留層となる可能性がある地層がどのような特徴があるのかを理解するため、海外で先駆的に実施されているプロジェクトの貯留層の特徴を整理し、それと比較し考察を実施した。

海外でこれまでに実施された主な CCS プロジェクトについて、その貯留層の孔隙率、浸透率、CO₂ 圧入レートをまとめた（図 1）(Alberta Department of Energy (2020) ; Desjardin and Smith (2013) ; Eiken *et al.* (2011) ; Flett *et al.* (2009) ; Michael *et al.* (2010) ; Rock *et al.* (2017) ; Weides *et al.* (2014) ; White (2014))。また、Michael *et al.* (2010) では、CCS プロジェクトの実施期間が計画 10 年以上で、CO₂ 圧入レートが年間 100 万トン以上であるプロジェクトを『商業規模』と定義しており、この定義に基づくと、Sleipner (ノルウェー)、Snøhvit (ノルウェー)、Quest (カナダ)、Aquistore (カナダ)、Gorgon (オーストラリア)、In Salah (アルジェリア) などが商業規模のプロジェクトとして位置づけられる。これら商業規模のプロジェクトの貯留層は、孔隙率と浸透率の関係から以下の 3 つのタイプに分類可能である。1 つ目のタイプは、Sleipner で認められる高孔隙率 (30% 以上)、かつ高浸透率 (1000 mD 以上) の貯留層 (図 1)。2 つ目は、Snøhvit や Quest などの低孔隙率 (10 ~ 20%)、高浸透率 (~ 1000 mD) で特徴づけら

* 令和 4 年 6 月 8 日、令和 4 年度石油技術協会春季講演会地質・探鉱部門シンポジウム「上流事業の強靱化・脱炭素化 ―地質・探鉱技術適用の取り組み―」 This paper was presented at the 2022 JAPT Geology and Exploration Symposium entitled “Application of geology and exploration technology to make the oil and gas upstream business more resilient and decarbonized” held in Tokyo, Japan, June 8, 2022.

** 独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構 Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (現 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 : shimano-yasushi@jogmec.go.jp

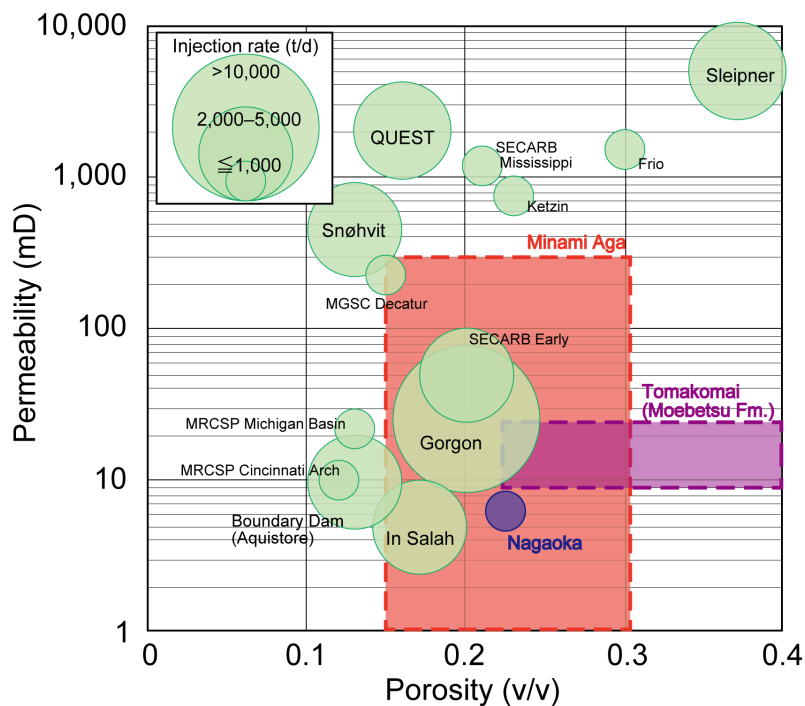


図1 海外の先駆的 CCS プロジェクトの貯留層と日本国内の貯留層の特徴

れる貯留層であり、3つ目は Gorgon のような低孔隙率 (10 ~ 20%)、かつ低浸透率 (<100 mD) の特徴を示す貯留層である (図 1)。貯留層の孔隙率は単位体積当たりの CO₂ 貯留量、浸透率は CO₂ の圧入性に影響を与えると考えられるため、商業規模の CCS プロジェクトには、Sleipner タイプのような高孔隙率、高浸透率の貯留層が適していることは自明であるが、他の 2 つのタイプの貯留層でも商業規模が成立する理由の 1 つとして、貯留層厚が影響していると考えられる。例えば、Gorgon プロジェクトの貯留層である Dupuy 層は、低孔隙率かつ低浸透率であるが (図 1)、全体として 200 ~ 500 m もの層厚を有することが報告されており (Flett *et al.*, 2009)、この厚い貯留層によって商業規模の CO₂ 貯留を可能にしていると推察される。

一方、日本国内では、2003 年に長岡で CO₂ 圧入実証試験 (累計圧入量: 10405 t) が実施され、また、2016 年から 2019 年にかけて苫小牧で CCS 大規模実証試験 (累計圧入量: 300110 t) が実施されている。また、CCS が目的ではないものの、JOGMEC は、減退貯留層における原油回収促進 (enhanced oil recovery: EOR) 効果の検証を目的として、株式会社 INPEX と南阿賀油田を対象に共同研究による実証試験を実施している。これら 3 つのプロジェクトの貯留層性状を、海外のプロジェクトと比較・検討した。なお、図 1 において、苫小牧 CCS の貯留層である萌別層、および南阿賀油田の貯留層である椎谷層については、坑井掘削前評価値の範囲を示している。苫小牧や南阿賀油田では貯留層の一部で 30 ~ 40% の高い孔隙率が期待されるものの、3 つのプロジェクトの貯留層はいずれも数 100 mD 以下の浸透率で特徴づけられ (経済産業省ほか、2020 ;

Tanase *et al.*, 2013)、Gorgon プロジェクトの Dupuy 層の孔隙率、浸透率と類似した特徴を示す (図 1)。海外の先駆的プロジェクトの事例に基づく、このような低浸透性を示す貯留層を対象に、『商業規模』の CCS を目指すためには、厚い貯留層の存在が求められるが、長岡 CCS の貯留層厚は約 60 m (Michael *et al.*, 2010)、苫小牧 CCS の貯留層 (萌別層) が約 100 m (Tanase *et al.*, 2013)、南阿賀油田の貯留層が約 30 ~ 50 m (独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構, 2022) である。このように、日本国内で CO₂ 貯留層として期待される地層は、層厚が数十 m 程度と薄く、また、日本列島という火山弧に特有の凝灰質砂岩である場合が多く、凝灰質物質の続成作用などによって海外の CCS の例と比較して不均質である。さらに、地域によっては複雑に発達した断層によりコンパートメント化されている場合も多いと考えられ、必ずしも、良好な貯留層条件であるとはいえない。しかしながら、我々は、このような『難しい』地層を相手に国内での CCS を実施していくことが求められている。

3. JOGMEC が取り組んでいる共同研究

日本で CCS を実施していくためには、実際に国内の貯留層を対象に CO₂ 圧入を実施し、貯留層特性の理解を深めながら、圧入作業の最適化の知見を蓄積することが重要であると考えられる。JOGMEC は、南阿賀油田の貯留層を対象に CO₂ を圧入し、EOR 効果の検証と、減退貯留層における CO₂ 挙動に関する知見獲得を目的とした共同研究を株式会社 INPEX と実施している。同研究では、南阿賀油田で実施される CO₂ 圧入試験に向けたシミュレーション

スタディに資する地質モデルの構築を行うため、既存データに基づき地質評価を行った(独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構, 2022)。

3.1 南阿賀油田の概要

南阿賀油田は、1964年に発見され、これまでに30坑以上の生産井が掘削されている。現在は、生産が減退しており、構造頂部の一部に原油の残存が予測されている。貯留層は、下部鮮新統椎谷層上部に発達する層厚約30～50 mの凝灰質砂礫岩で特徴づけられ、その貯留層が南西方向の構造上位に向かってせん滅することで層位封鎖型トラップを形成している(図2A)。また、これまでの地質解釈に基づくと、貯留層は南から北方へ流れた重力流によって堆積したタービダイトを含む深海成の堆積物と解釈される(図2B; 阿部, 1987)。

3.2 利用できる技術データ

南阿賀油田には30坑以上の生産井が掘削されているが、そのほとんどは開発初期の1960年代に掘削されており、岩相、孔隙率などを解析可能なガンマ線、中性子、密度などの近代的な検層データが存在する坑井は2坑のみで、ほとんどの坑井は自然電位(SP)および比抵抗検層データの2種類程度しか存在しない。また、地震探査データは存在せず、掘削された生産井によって貯留層の上下限深度が解釈されており、油田全域における詳細な構造形態が把握できているわけではない。

3.3 生産データからとらえる地質性状

地質モデルを作成するためには、広域な地質コンセプト(図2B)よりも詳細な油田規模の地質コンセプトを構築する必要がある。通常、油田規模の地質コンセプトは、地震探査データを用いた構造解釈や、検層解析による貯留層の特徴化に基づいて構築されるが、南阿賀油田では地震探査データが存在せず、また、検層データによる詳細な検討が困難である。このため、これまでに各生産井で実測されてきた原油生産量とこれによる圧力低下から算定される産出指数(productivity index, PI: 坑井の単位ドロウダウン・プレッシャーあたりの原油生産レートを表現するもの)のマップを作製し、これを拠り所としながら、地質解釈・評価の見直しを行った。このマップに基づくと、本油田エリア内では、幅1～2 kmで南東から北西方向へ連続的に伸びる高PIの帯域(ゾーン)が確認される(図3)。この特徴は、阿部(1987)で示された広域の地質コンセプト(図2B)と整合的であり、本油田の貯留層は、全体として南東から北西方向の古流向に沿って発達したチャンネル状の砂岩体と解釈することができ、また、良好な貯留層の分布の概観を把握することができた。

次に、地質モデルを構築するためには、孔隙率や浸透率の定量データが不可欠であるが、近代的な検層データに乏しい南阿賀油田の全域において、検層解析に基づいて孔隙率などを評価することが不可能である。そのため、以下の

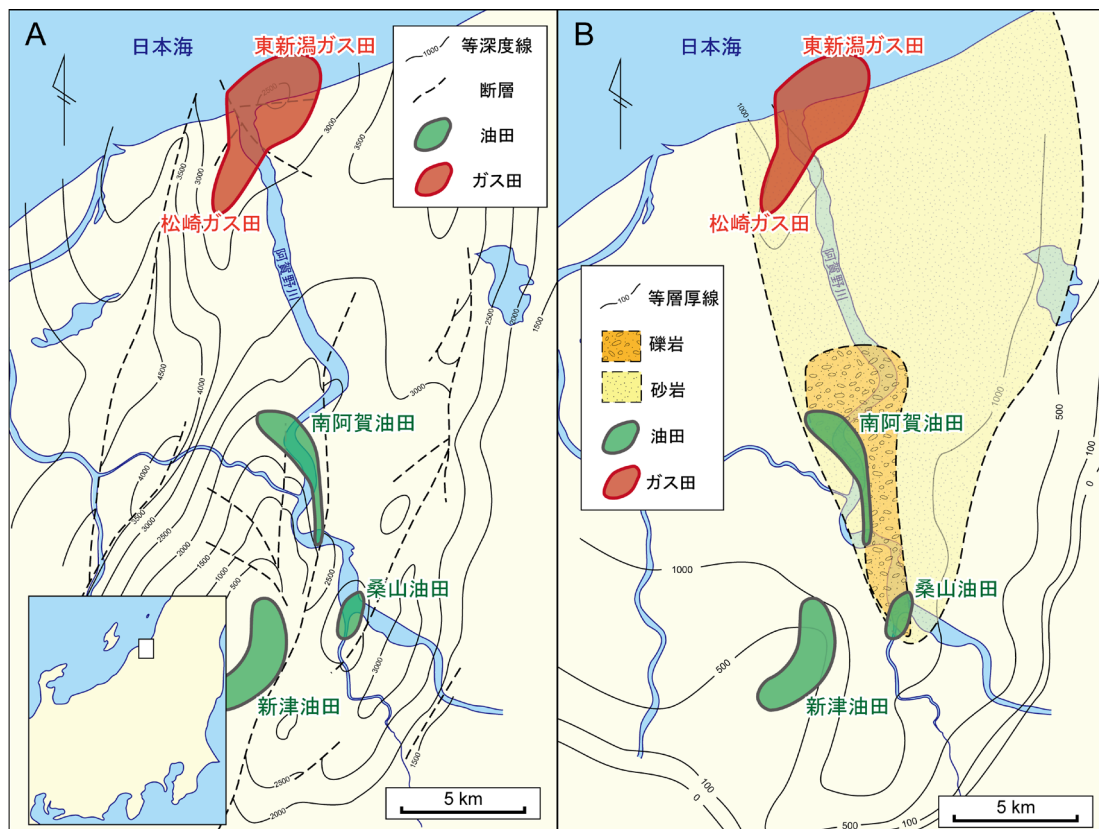


図2 A:新潟地域の油ガス田分布と椎谷層上限の深度構造図, B:椎谷層堆積時の岩相分布(阿部, 1987を改変)

手順に従い、ほぼ全ての坑井で取得されている SP データから孔隙率、浸透率の予測を実施した（図 4）。

① 近代的な検層解析が可能な 2 坑井で岩相（ネットグ

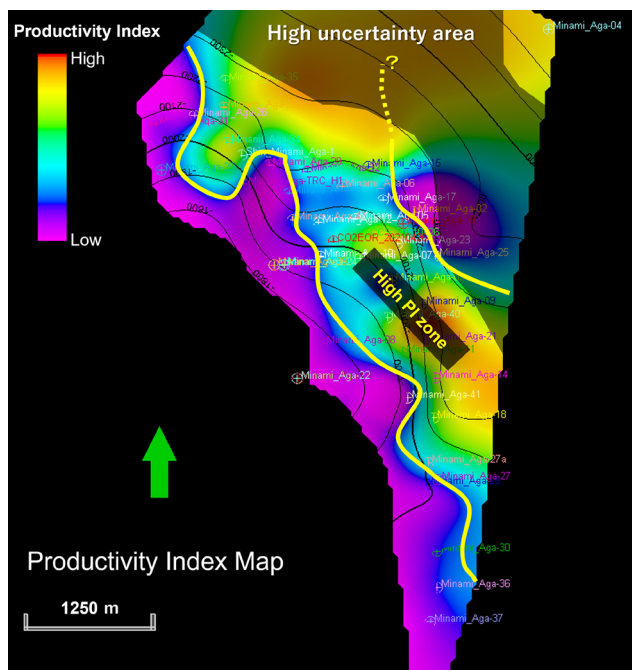


図 3 生産データに基づく生産性（PI）マップ

ロス）、孔隙率、浸透率の範囲、規模感を把握する

② SP データの閾値（しきい値）を設定することで、岩相（ネットグロス）や有効層厚、孔隙率データを作成し、コア分析の孔隙率と浸透率の関係に基づいて浸透率を算定する

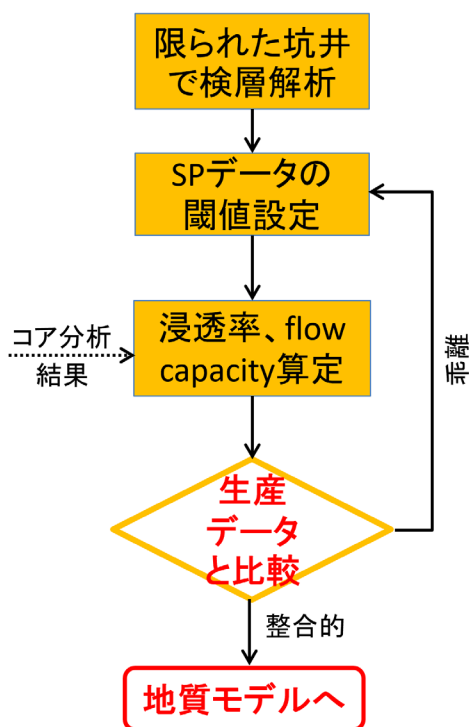
③ SP データから推定した各坑井の有効層厚と浸透率に基づく flow capacity（単位：mD/ft）と、各生産井で実測された生産データから算定した flow capacity を比較し、その両者が整合するように②の閾値を調整する

この手法を適用することで、ほぼ全ての坑井で孔隙率、浸透率を定量的に表現することが可能となり、実測の生産データによって浸透率が校正されていることから浸透率の不確実性は低いと考えられる。一方で、これらの評価結果は、SP データの低い解像度に依存するため大局的な変化しか捉えられないことや、孔隙率は 2 坑井での検層解析による規模感の把握にとどまるため、孔隙率に高い不確実性がある。そのため、これらの長所と短所を理解した上で、地質モデル構築の目的に応じて、孔隙率および浸透率の予測手法の妥当性を判断することが求められる。

3.4 CCS プロジェクトにおける各技術分野の連携

上述のとおり、国内の枯渇油ガス田の地質関連データの多くは、取得年代が古くまたその種類も十分でない場合もあるため、より信頼性が高く豊富に存在する生産関連データを、地質的観点から見直すことが貯留層評価の糸

<貯留層評価フロー>



<評価イメージ>

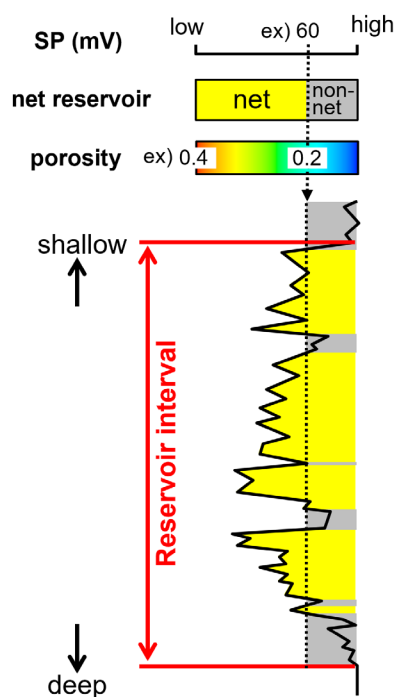


図 4 SP データを用いた孔隙率、浸透率評価手法

口となり得る。このような評価手法からも分かるとおり、CCSの地下評価は従前の石油・天然ガスの exploration and production (E&P) における技術評価と比較して、より分野横断的に各技術者の密接な連携が求められる。これまでのE&Pの技術評価の一般的な在り方は、探鉱、開発、生産の各フェイズでの評価において、各技術者の配分と役割が変化するため、自然と分業化が進む傾向にあった。それに対し、特に枯渇油ガス田を活用するCCSプロジェクトは、過去に取得し、蓄積されたデータを用い、CO₂圧入を目的としたシミュレーションスタディや坑井掘削計画の立案などを並行して実施するため、各時点の地下状況を把握するために地質や生産等の各分野のデータを整理・統合することが求められる。このため、CCSの地下評価では、以前にも増して学際的アプローチによる知見の統合と共有が求められる。

4. お わ り に

日本においても現在、CCSの社会実装に向けた道が拓かれつつあるが、政府が掲げた「2050年におけるカーボンニュートラル」の実現に向け、乗り越えなければならない技術的な課題は多い。本稿では、不均質性の高い貯留層性状と限定的な地質関連データに起因する課題への対応として、生産関連データの地質評価への利用と、それに伴う学際的アプローチによる取り組みについて言及した。これまでの取り組みによって課題が明確になり、国内CCSの社会実装には、CO₂圧入による地下状況の予測と安価かつ有効なモニタリング手法の確立、帯水層における貯留ポテンシャルの詳細把握、高価な掘削費と難しい坑井管理への対応、CO₂排出源と結びついた実現性のある貯留地の議論、複数の事業者に分断された油ガス田の情報の統合などの課題や問題を、段階的あるいは並行的に解決していくことが必要である。JOGMECは本邦企業各社と協力し、直面する課題に対して一つ一つ解決しながら、国内CCSの社会実装に向けて取り組んでいく。

謝 辞

シンポジウムでの講演および本稿作成に当たっては、石油技術協会シンポジウム世話人および関係する皆様に多大なご協力を賜りました。また、株式会社INPEXには共同研究に係る内容の公表を快諾いただきました。心より感謝申し上げます。

引 用 文 献

阿部正名, 1978: 南阿賀油層砂岩の堆積機構について. 石油技術協会シンポジウム世話人および関係する皆様に多大なご協力を賜りました。また、株式会社INPEXには共同研究に係る内容の公表を快諾いただきました。心より感謝申し上げます。

Desjardins, P. and Smith, M., 2013: The Basal Cambrian Sandstone in the Subsurface of Alberta: Quest Carbon Capture and Storage Injection Target. *CSPG/CSEG/CWLS GeoConvention 2013*, Integration: Geoscience Engineering Partnership, Calgary, AB, Canada, 6–12 May 2013.

独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構, 2020: 2050年カーボンニュートラルに向けたJOGMECのCCS事業の取り組み. http://www.jogmec.go.jp/news/release/news_01_000169.html (accessed 2022/09/15).

独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構, 2022: 南阿賀フィールド実証試験に向けた取り組み: 地質モデルの構築. 令和3年度石油天然ガス開発技術本部年報, 16–18.

Eiken, O., Ringrose, P., Hermanrud, C., Nazarian, B., Torp, T. A. and Høier, L., 2011: Lessons learned from 14 years of CCS operations: Sleipner, In Salah and Snøhvit. *Energy Procedia*, **4**, 5541–5548.

Flett, M., Brantjes, J., Gurton, R., McKenna, J., Tankersley, T. and Trupp, M., 2009: Subsurface development of CO₂ disposal for the Gorgon Project. *Energy Procedia*, **1**, 3031–3038.

経済産業省・国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構・日本CCS調査株式会社, 2020: 苫小牧におけるCCS大規模実証試験30万トン圧入時点報告書(「総括報告書」).

Michael, K., Golab, A., Shulakva, V., Ennis-King, J., Allinson, G., Sharma, S. and Aiken, T., 2010: Geological storage of CO₂ in saline aquifers—A review of the experience from existing storage operations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **4**, 659–667.

Rock, L., O'Brien, S., Tessarolo, S., Duer, J., Bacci, V. O., Hirst, B., ...Yaychuk, M., 2017: The Quest CCS Project: 1st Year Review Post Start of Injection. *Energy Procedia*, **114**, 5320–5328.

Tanase, D., Sasaki, T., Yoshii, T., Motohashi, S., Sawada, Y., Aramaki, S., ...Inowaki, R., 2013: Tomakomai CCS Demonstration Project in Japan. *Energy Procedia*, **37**, 6571–6578.

Weides, S., Moeck, I., Majorowicz, J. and Grobe, M., 2014: The Cambrian Basal Sandstone Unit in central Alberta — an investigation of temperature distribution, petrography, and hydraulic and geomechanical properties of a deep saline aquifer. *Canadian Journal of Earth Sciences*, **51**, doi: 10.1139/cjes-2014-0011.

White, D., 2014: The Aquistore Project: Commercial-Scale CO₂ Storage in a Saline Aquifer in Saskatchewan, Canada. CCS Technical Workshop 2014, Tokyo, Japan, January 23.

講 演
 Lecture

CCS 操業におけるモニタリング計画の課題と取り組み*

新部 貴夫^{**†}・山本 哲也^{**}・本田 史紀^{**}・平野 ひとみ^{**}・指宿 敦志^{**}
 柏原 功治^{**}・和崎 祐介^{**}・三浦 卓也^{**}・菅原 宗^{**}

(Received November 14, 2022 ; accepted December 28, 2022)

Challenges and practices for CCS monitoring planning

Takao Nibe, Tetsuya Yamamoto, Fuminori Honda, Hitomi Hirano, Atsushi Ibusuki
 Koji Kashihara, Yusuke Wasaki, Takuya Miura and So Sugawara

Abstract : In carbon dioxide capture and storage (CCS) projects, monitoring the plume and potential risks, for example, induced seismicity, is essential for safe and stable operation. Although the effectiveness of the monitoring technologies has been proven by existing pilot-scale projects, optimizing cost-benefit is necessary for large-scale CCS projects. However, there are many candidate methods and it is sometimes difficult to select an appropriate combination from them. Also, when grand design of the CCS project is not well recognized and the risk analysis is not implemented at the beginning, it often results in unnecessary confusion in planning the monitoring scheme. To tackle the challenges, visualizing the whole framework needed for monitoring design is proposed. We examined several published projects and extracted monitoring frameworks common to most of them. Also, the technology ranking method was reviewed for quantitative comparison of different monitoring methods. Based on these, we started our monitoring plan by teaming up with a variety of technical experts and listing up candidate monitoring technologies. We found that this approach was effective since we could build and share the concept of CCS monitoring through repeated discussions from the start. This made inter-technical cooperation possible, and the unbiased selection of monitoring technologies was achieved. We also started the process by assessing risk scenarios since we could understand from the extracted frameworks that a risk-based monitoring plan is essential for CCS projects. Understanding the whole framework enabled us to mitigate undesired confusion between each expert. We also discuss some of the newly recognized challenges in our monitoring design.

Keywords : CCS, monitoring plan, monitoring framework, cost-benefit analysis

1 序 論

現在、カーボンニュートラル社会の実現に向けた重要な一要素として CO₂ を地下に圧入する CCS/CCUS 技術が注目されており、事業化に向けた検討が急速に進んでいる (Loria and Bright, 2021)。CCS においては十分な圧入量を確保するとともに、地下空間を利用することから安全な操業および地元住民・社会などステークホルダーの理解が必

須である。そのため、圧入された CO₂ の挙動を把握するとともに異常を早期に検知するモニタリング技術は重要な役割を持つ (Plasynski *et al.*, 2011 ; Jenkins, 2020)。

国内・国外を問わず既存の CCS 実証試験や操業プロジェクトにおいては、多様な要素技術がモニタリング手法として適用されており、技術開発や実証が行われてきた。国内においては、苫小牧 CCS 大規模実証試験において弾性波探査、微小振動・自然地震観測、温度・圧力観測、海洋環境調査などがモニタリングとして実施されており、技術的な有効性が明らかとなっている (経済産業省ほか, 2020 ; 清田, 2020 ; Tanase *et al.*, 2021)。一方、モニタリングはその言葉の中に多様な目的や手法を包含しており、全体像をつかむのは容易ではない。モニタリングの目的は主に地下 CO₂ の挙動把握と安全操業のための異常検知にあるが、その達成のためにモニタリング対象は CO₂ を圧入する地

* 令和 4 年 6 月 8 日、令和 4 年度石油技術協会春季講演会地質・探鉱部門シンポジウム「上流事業の強靱化・脱炭素化 ―地質・探鉱技術適用の取り組み―」 This paper was presented at the 2022 JAPT Geology and Exploration Symposium entitled "Application of geology and exploration technology to make the oil and gas upstream business more resilient and decarbonized" held in Tokyo, Japan, June 8, 2022.

** 石油資源開発株式会社 JAPEX

† Corresponding author : E-Mail : takao.nibe@japex.co.jp

下深部の貯留層のみでなく、遮蔽層や人間活動に関係する地下浅部や表層、大気など多様な空間となる。ある単一の手法ですべての対象をカバーすることは現在の技術水準では不可能であるため、必然的に技術分野を横断した多様な手法を組み合わせるモニタリングは実現される (Zaluski *et al.*, 2016)。例えば、米国の DOE/NETL (Department of Energy, National energy technology laboratory) が発行している Best Practice Manuals (以下, BPMs) では、モニタリング対象として、大気モニタリング (atmospheric)、表層モニタリング (near-surface)、地下モニタリング (sub-surface) に区分したうえで、約 30 に及ぶ手法が提示されている (NETL, 2017)。IEA Greenhouse Gas R&D Programme (以下, IEAGHG) が Web 上で提供している Monitoring Selection Tool (<https://ieaghg.org/ccs-resources/monitoring-selection-tool> にて閲覧可) においても、研究中から実用化済みのものもあわせて 40 種類のモニタリング手法が提示されている。

研究段階の実証試験では手法の有効性評価が主たる目的のためコスト面の制約は相対的に小さいが、商業規模の大規模な操業においてはコストを抑制した費用対効果の最大化も求められる (IEAGHG, 2020)。BPMs (NETL, 2017) では多様な専門家が集まり手法選択が行われることが記載されているが、詳細な手順までは示されていない。手法の選択は異分野にまたがった技術から選択されるため、定性的な評価では議論がかみ合わずに混乱を生じる場合がある。実際に、我々の検討初期においても、CCS に対する全体像の理解が各々で異なっていたため、問題が顕在化し、混乱が生じた。例えば、個別要素技術から想定されるモニタリング目的、対象、範囲などが各専門分野で異なっており、議論において論点が合致しない例がしばしば見られた。異分野の手法を最適に組み合わせるためには、多様な条件を包含したうえで、定量的な基準に従って手法を評価するモニタリング計画方法が必要になる。

一般にモニタリング計画は原則としてリスクベースに計画されることが主張されており (NETL, 2017)、その上で計画に当たって必要な技術の有効性・法規制・コストなど多様な検討のフレームワークが提示されている (Bourne *et al.*, 2014; IEAGHG, 2020)。これら全体像が把握されていない場合、計画や議論における前提条件がそろわずに混乱を生じる場合がある。我々の検討においても、モニタリングに必要なフレームワークに対する理解が十分でなかったため、リスク抽出を行う前段階でモニタリング計画の策定が求められる場合や、圧入前と圧入後など異なった時間軸の話が重なって議論されるなどの混乱が見られた。CCS に関する取り組みが初期段階であり、認識が十分に醸成されていない段階では、早い段階で必要なフレームワークを把握し全体像をつかむことが重要と考えられる。また、事業者による実操業を考えた際は、コスト面での制約が相対的に大きくなることから、圧入計画が未確定な段階でコスト推定のためのモニタリング検討が求められる場合もある。前提条件が不確定な状況下での検討になるが、

この場合もモニタリングの全体像が把握されていれば、概念検討からスタートし、プロジェクト計画の進展に伴い必要な要素を具体化させていくアプローチが取れる。

以上のような背景の下、我々は個別の技術要素の検討のみでなく、モニタリングの全体像および必要なフレームワークを把握するためにモニタリング計画の方法そのものに焦点をあてた検討を行った。すなわち、Zaluski *et al.* (2016) に記載されているアプローチを中心に、モニタリング計画において必要なフレームワークを抽出した。Zaluski *et al.* (2016) では、モニタリング手法を多様な側面でランキングすることで、リスク・手法の有効性・コストを全て加味した手法選択を行っている。また必要な要素が網羅されているため、全体像の把握が可能であった。さらに、具体的なマトリックスを用いた点数づけを行うことで、異分野技術の定量的な比較を可能としている。Zaluski *et al.* (2016) に倣って整理したフレームワークを基に、現在想定中のプロジェクトに合わせたモニタリング計画の検討を始めた。我々が検討しているプロジェクトにおいても圧入対象が完全に定まったものではなかったが、整理したフレームワークの中から優先すべき部分として、リスクシナリオと技術リストの構築を優先し取り組みを開始した。現時点はプロジェクトの初期段階のため概念的な検討が多いが、本講演では取り組みの中で得られた知見の共有と、新たに顕在化した課題に関して議論する。

2 CCS におけるモニタリングの全体像

モニタリングは、その言葉の中に多様な要素が含まれている。目的・対象・手法の多様性に加えて、サイト固有のリスクや法規制、プロジェクト目的などもモニタリング計画の前提条件に含まれる。本章では、初めにモニタリングを構成する諸要素に関して概観する。

2.1 モニタリングの目的

CCS のモニタリングはその目的・観測対象・手法が幅広く、空間的・時間的に幅があり多様性を持っている。モニタリングの目的はさまざまな表現をされることがあるが、例えば経済産業省がガイドラインとして取りまとめた「CCS 実証事業の安全な実施にあたって」(経済産業省産業技術環境局 二酸化炭素回収・貯留 (CCS) 研究会, 2009) には、①圧入した CO₂ の挙動を観測し、当初の計画どおり CO₂ の圧入・貯留が安全・安定的に行われていることを確認すること、②得られたデータと詳細モデルによるシミュレーション結果との比較を通じてシミュレーションモデルの改良を図ること、③ CO₂ の漏洩などの異常が生じている場合に検知すること、の 3 点で整理されている。海外の例を見ると、例えば Zaluski *et al.* (2016) では、モニタリングの目的を① conformance, ② containment, ③ assurance という 3 つのキーワードで表現している。1 つめの conformance は、主に圧入 CO₂ の挙動が予測され把握されていること、2 つめの containment は主に坑井や地質を通じた漏洩などがないことが確認されていること、3 つめの assurance は表層への漏洩や社会受容性に影響す

る異常が生じてないことを指しており、若干表現は異なるものの経済産業省のガイドラインとおおむね同じものを指していると考えられる。

2.2 モニタリングの観測対象

上記目的を達成するために、モニタリングは必然的に多様な空間を監視対象とする。図1に、CCSにおけるモニタリングの概念図を示す。図1ではモニタリングの一項目として環境モニタリングと記載しているが、これは主に地表や海水におけるCO₂濃度の測定を含む浅部でのモニタリングを指した本稿での仮称である。図に示されているように、モニタリングの対象は地下深部から浅部、地表あるいは大気まで及ぶ。例えば Bourne *et al.* (2014) では、モニタリング対象として大気圏 (atmosphere)、生物圏 (biosphere)、水圏 (hydrosphere)、地圏 (geosphere) で区分している。

2.3 モニタリング手法

モニタリングは、サイト固有のリスクや条件に応じて実施される。単一の手法ですべての対象を監視することは不可能であるため、必然的に多様な手法を複合的に組み合わせモニタリングは行われる。一方で全ての手法を実施することはコスト面での負担が大きくなるため、サイト固有のリスクや条件のもと、費用対効果を最大化するように手法は選択される。表1には、例として Zaluski *et al.* (2016) において提示されているモニタリング手法の一覧を示した。ここで示されているのは候補としてかけられている手法であり最終的にはここからサイトに最適なものが取捨選択されることになるが、表では29の分野にわたる異なる手法が含まれており、モニタリングが多様な手法の組み合わせになることを示している。IEAGHG が発刊しているレポート (IEAGHG, 2020) においては、研究段階のものも含めてさらに50を超えるモニタリング手法が示されており、それぞれの観測対象や機材、頻度、概算コス

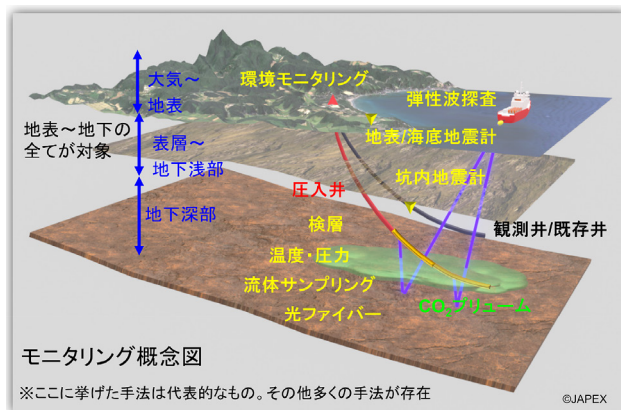


図1 CCS モニタリングの概念図

大気・地表から地下深部まで多様な空間が対象となるため、多様な手法が用いられる。なお、ここで環境モニタリングと記載しているものは本稿での仮称であり、主に地表や海水におけるCO₂濃度などを含む浅い部分のモニタリングを指す。

トなどの情報も併せて一覧として示されている (IEAGHG, 2020)。モニタリング技術のうち、地下深部を対象とするものの多くは石油・天然ガス分野で用いられている手法である。一方、表層や大気を対象としたモニタリング技術は環境アセスメントやリモートセンシング分野で用いられている技術が多い (IEAGHG, 2020)。そのため、CCSにおけるモニタリング手法は単に種類が多いだけでなく、地球物理的手法や化学的手法など従来の技術分野をまたいで組み合わせられることになる。それぞれの手法は対象範囲や感度などの性能面が異なるとともに、技術的な完成度や適用条件も異なる。モニタリングはサイト固有のリスクや法規制・社会受容性の要求も満たしたうえで最適な組み合わせを構築する必要があるが、一般に技術者が評価した場合、各々の専門分野において用いられる技術の有効性判

表1 Zaluski *et al.* (2016) に提示されているモニタリング手法一覧

Cement Bond Log	Gas Chromatograph at Injectate Source/transport Pipeline	3D Seismic
Mechanical Integrity Pressure Test	Formation Pressure and Temperature Sensors	Full Time Monitoring Staff
Multi-Finger Caliper	Pressure and Temperature Sensors and Flow Rate (Wellhead)	Monitoring and Data Management System
Ultrasonic Imaging Tool	Pulsed Neutron Log (Injection Well)	Interferometric Synthetic Aperture Radar
Downhole Pressure and Temperature Sensors (Injection Well)	Forward Seismic Modeling	Surface Gravity
Distributed Temperature Sensors	Geomechanical Modeling	Crosswell Seismic
Microseismic Monitoring Array:: Surface or Borehole	Formation Fluid Sampling and Geochemical Analysis (Obs/ Prod Wells)	Long-Electrode Electrical Resistance Tomography
Packer Isolation Test, In-situ Stress Test	Aerial Light Detection and Ranging	Soil Gas and Soil Gas Flux Sampling and Analysis
Offset Well Integrity Investigation	Pulsed Neutron Log (Prod Well)	Shallow Groundwater Fluid Sampling and Analysis
Pressure Fall-off Test	3D Vertical Seismic Profile	

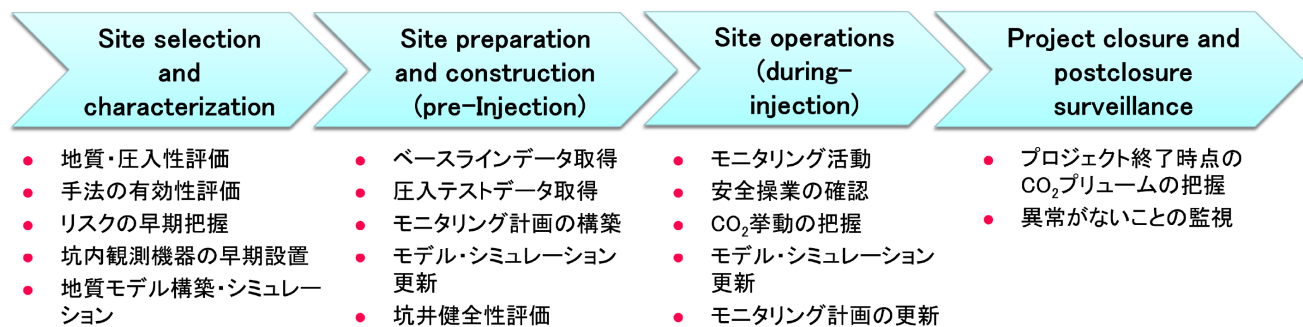


図2 モニタリングの時間軸とそれに応じた主な目的

Plasynski *et al.* (2011) および Bourne *et al.* (2014) を参考に概念図として整理。プロジェクトの経過に伴い、同じデータ取得でも主要な目的が変遷するため、必然的にデータ取得仕様にも影響する。

断においてバイアスがかかることが多い。例えば Zaluski *et al.* (2016) には、弾性波探査の専門家であれば土壌ガス分析に対して、弾性波探査の方が手法として有効であると主張し、一方で土壌ガス分析の専門家は、土壌ガス分析の弾性波探査に対するコスト優位性を主張し両者の議論が噛み合わないことなどが記載されている。この事例はあくまで想定される場面を例として記載したものと推察されるが、このような課題を比喩的に、“He who is good with a hammer thinks everything is nail” と表現している。

2.4 タイムフレームに応じた目的の変遷

これまでの所、商業スケールの大規模 CCS プロジェクトにおいて、圧入後までを含めた全ライフサイクルを完了したプロジェクトはほとんど事例がないのが現状である (IEAGHG, 2020)。一方で海外の事例を見た場合、サイトの閉鎖要件として圧入終了後に数十年にわたる長期のモ

ニタリングを定めるものが多く (例えば米国の EPA が定める法規制のもとでは圧入終了後少なくとも 50 年間)、プロジェクトは長期にわたることが想定される。モニタリングは圧入前から圧入後も含めて長期プロジェクトの全期間に関わってくるが、時間軸によって重点とする領域が変遷する (NETL, 2017; IEAGHG, 2020)。図 2 に、Plasynski *et al.* (2011) および Bourne *et al.* (2014) を参考に時間軸と目的の概念図を示した。サイト選定の段階であれば、地質不確実性の軽減や圧入性評価のためのデータ取得が行われることが想定される。この段階で取得されるデータのうち、弾性波探査など圧入後も実施される可能性がある種目については、将来的に圧入前のベースラインとして参照される場合があるため、早期からプロジェクト全体を視野に入れた上でデータ取得仕様を検討するのが望ましい。圧入前のベースライン取得においては、将来的に想定されるリ

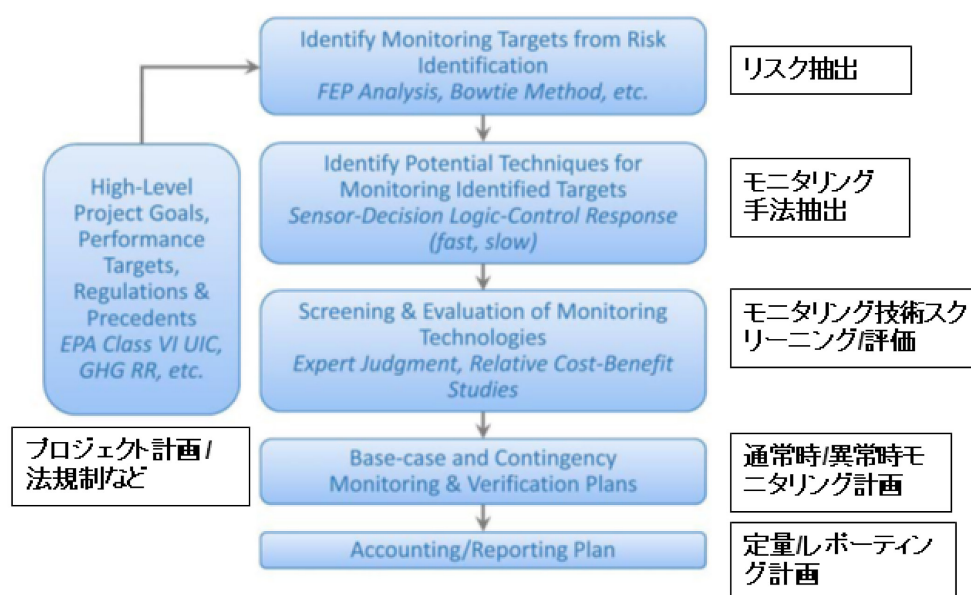


図3 モニタリング計画のワークフロー (NETL, 2017)

Best Practice Manuals (NETL, 2017) に加筆・引用。モニタリング計画の前段階として、プロジェクト計画やリスク抽出が指摘されている。

スクを全て網羅するように幅広いデータ取得が望ましい。仮にベースラインデータが取得されていない項目に関して圧入後にリスクが発生した場合、事象がCO₂圧入を原因としたものか、あるいは別の要因で生じたものか区別がつかない。地質情報が乏しい深部帯水層への圧入の場合は、改めて地質モデルの構築や将来予測の実施を想定したデータ取得計画となることも考えられる。圧入中はCO₂挙動把握や異常検知が主な目的となるが、データや知見の集積に伴って定期的、または非定期的な計画更新が想定される。圧入終了後は主に異常がないことの監視がその主たる目的となると考えられる。

2.5 モニタリング計画フローと必要な条件

図3に、BPMs (NETL, 2017) に示されているモニタリング計画のフローを引用した。この図では、プロジェクトの上位目的やサイトごとのリスクシナリオなど、モニタリング計画の条件と対象が決定された後、モニタリング種目の絞り込みが実施されるフローとなっている。このように、BPMs では計画が上位から順に進むフローが提示されているが、一方で事業者によるCCSプロジェクトの場合、フローの上位条件が不確定な段階でコスト検討や計画案の提示が必要になる場合がある。また、前提条件であるプロジェクトの目的やリスクシナリオはプロジェクト進展に伴って適宜更新されることも想定される。このような状況下で個別要素の検討のみを進めた場合、変化に柔軟に対応するのが難しくなると推察される。モニタリング検討のフレームワークや計画手法の全体像を包括的に理解することで、幅広い可能性を考慮した検討が可能と考えられる。

2.6 モニタリング計画の原則

モニタリング計画における原則として、Bourne *et al.* (2014) では① regulatory-compliance, ② risk-based, ③ site-specific, ④ adaptive の4点が主張されている。①は法規制に関連するものであり、続く2.7において記載する。②の risk-based は、モニタリングはプロジェクトごとのリスクアセスメントに従って計画されるべきことを主張している。リスクアセスメントの妥当性は第三者委員会などによる評価が望ましいことも記載されている。法規制やリスクはサイトごとに固有なため、③として記載したようにモニタリング計画はサイト固有 (site-specific) に検討される。そのため、モニタリングは他フィールドと同じ画一的な手法を用いることができず、プロジェクトごとにテーラーメイド (tailor-made) で設計される (IEAGHG, 2020)。④の adaptive は、モニタリング計画はプロジェクトを通じて継続的に評価されることを指している。

2.7 法規制からの要求

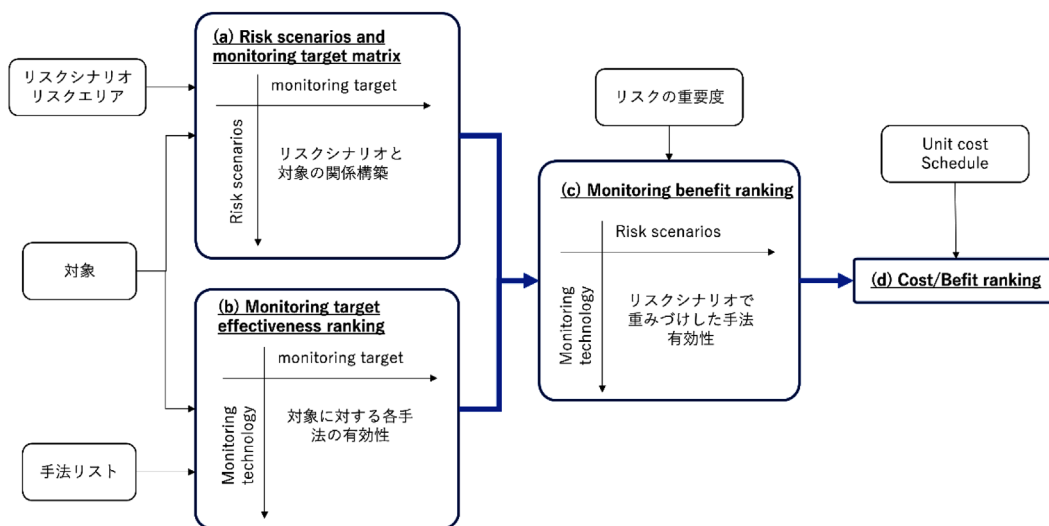
モニタリングにおける重要な点として、プロジェクトが実施される国・地域の法規制による要求に従う点が挙げられる。例えば、米国では、地層貯留においては環境保護局 (EPA, Environmental Protection Agency) が定める UIC (Underground Injection Control) に従う必要がある。坑井が満たすべき要件が、圧入する流体に応じて Class I-VI にカテゴリー分けされており、深部帯水層へのCO₂圧入を想定

した Class VI では、貯留CO₂の漏洩のモニタリングが定められている。これまで引用したBPMs (NETL, 2017) では、これら法規制が背景として含まれた内容となっている。国内における苦小牧実証試験においては、海洋汚染防止法に準拠したモニタリングが実施されている。環境省による「特定二酸化炭素ガスの海底下廃棄の許可の申請に係る指針」(環境省, 2008; 環境省, 2021) には、弾性波探査や地層内の温度・圧力測定などの頻度が記載されているとともに、海洋環境調査の実施が記載されている。実操業におけるCCSモニタリングにおいては、技術的・経済的な枠組みとともに、これら法規制や社会ライセンスも考慮した検討が必要になる。なお、紺野 (2022) では日本国内におけるCCSの法的責任に関して詳述されており、モニタリング責任は保安責任と気候変動対応責任に区分され、それぞれ目的が異なることが指摘されている。保安責任においてはCO₂-EORなどを目的にしたものか、あるいは純粋なCCSを目的としているかで法的な取り扱いが異なる。特に、後者の純粋なCCS事業において、陸域の場合は2022年10月末日時点では保安責任を定める法規がないこと、海域の場合も海洋汚染防止法の基でモニタリング責任を含めた無期限の保安責任が事業上の課題であることなどが言及されている。気候変動対応責任に関しては、現行法上の保安責任を履行した場合のGHGインベントリ上の取り扱いに関して触れている。紺野 (2022) では今後の法整備の方向性における議論も行われているが、その方向性は国内CCS事業におけるモニタリング計画において重要な前提条件となるため、動向に注視が必要である。

3 モニタリング計画方法

ここまで記したとおり、モニタリングは対象フィールドでのリスクや法規制を考慮した計画が必要となるが、サイト固有の条件を多く含むため、画一的な共通の手法が存在するわけではない (Bourne *et al.*, 2014)。モニタリング手法の選定においては、異分野の手法を比較検討することが必要になる。加えて、手法の有効性のみでなくコストも含めた両面から検討 (cost-benefit) されることが必要となる (IEAGHG, 2020)。特に、研究的なプロジェクトと異なり、商業規模のプロジェクトでは最小限のコスト負担でモニタリング目的を達成することが求められる。

モニタリング計画に共通した手法はないものの、一方で既存の実証試験などにおける具体的な検討手順はいくつか公表されている (e.g., Plasynski *et al.*, 2011; Bourne *et al.*, 2014; Dean and Tucker, 2017; Zaluski *et al.*, 2016)。具体的な手順は異なっているが、計画に必要な検討のフレームワークは共通する部分が見られる。Zaluski *et al.* (2016) では、カナダWeyburn-Midale油田におけるモニタリング計画の事例を詳細に記載している。同フィールドは従来からCO₂-EORが実施されていたが、CCSへのプロジェクト移行を想定してモニタリング計画の検討が行われている。多様な手法の比較において、専門家による判断のバイアスを除くことを目的に手法ランキングの構築が試みられ


 図4 Zaluski *et al.* (2016) にて提示されているモニタリング検討フロー

Zaluski *et al.* (2016) を基に、本稿の著者が整理。(a)では、モニタリング対象とリスクシナリオが関係づけられる。(b)では、各対象に対してモニタリング手法を適用した場合の有効性が、点数として数字で表される。(c)は、(b)で構築された点数をリスクシナリオの重要度を重みづけして作成された手法の有効性ランキングである。手法とリスクシナリオの対応は、(a)と(b)から導かれる。(d)がコストの情報を加味した最終的な出力である。

ている。また、手法ランキングを構築することで、計画の過程においてプロジェクトチーム内の混乱を避けるとともに、マネジメントへの説明にも活用できることが主張されている。CO₂-EOR から CCS への移行という条件下ではあるが、Zaluski *et al.* (2016) ではモニタリング検討における経過が具体的なマトリックスで詳細に示されており、必要な要素と手順が把握しやすい。そのため、本稿では Zaluski *et al.* (2016) にまとめられている計画方法を中心に、モニタリング計画において必要なフレームワークを整理した。図4に、Zaluski *et al.* (2016) にて提示されているモニタリング検討手順のフローを示した。図では、採用されている検討マトリックスの要素と構造もあわせて示している。

3.1 リスクシナリオの抽出

モニタリング計画における重要な視点として、モニタリングは想定されるリスクをもとに検討すべき点を述べた。モニタリングの有効性は、対象となるリスクにも対応して点数づけがなされなくてはならない。Zaluski *et al.* (2016) では、モニタリング検討の前提としてリスクシナリオが抽出されることが記載されているが、具体的な構築方法は示されておらず、専門家同士の議論によって構築されたと記載されている。一方、BPMs ではリスクシナリオ作成の方法論にも言及されている。そこでは、例えば Quest CCS プロジェクトでは Bow-tie 法が用いられたことが示されている (Bourne *et al.*, 2014)。また、リスクマトリックスを用いた簡便な方法なども提示されている (NETL, 2017)。

抽出したリスクシナリオに対しては、続いて各シナリオの発生確率と生じた場合の影響の大きさをリスクシナリオの重要度を決めている。重要度はプロジェクト固有に決め

られる項目であり、後述する手法のランキング作成において点数の重みづけとして活用される。

なお、Zaluski *et al.* (2016) では、坑井におけるリスクアセスメントを独立したステップとして記述している。これは、CCS における CO₂ の漏洩リスク評価において、既存坑井 (legacy wells) は最大のリスクであるという認識によると考えられる。個別坑井に関してリスク評価を行い、相対的にリスクが高い坑井と低い坑井の選定が行われたことが示されている。深部圧入 CO₂ が漏洩する経路としては健全性に懸念のある坑井を通じたものが挙げられており (Jenkins, 2020)、坑井のリスクアセスメント作業は CCS モニタリングにおける前提条件として重要と考えられる。

3.2 モニタリングの目的および対象の設定

モニタリングの検討においては、その目的および対象を明確化する必要がある。図5に Zaluski *et al.* (2016) で整理されている例を参考に示す。目的 (図5, primary monitoring objective) の前提条件として、貯留コンプレックスにおける地質要素が整理されており、貯留対象層準の他、遮蔽層準、またモニタリング対象となる層準が定義されている。加えて、地質要素以外にも規制当局に対する報告に関連する要素 (quantification for regulatory authorities) や社会への保証 (public assurance) もここでは対象として設定されている。モニタリング対象はリスクごとに区分されており、さらにその目的 (ここでは containment, conformance, assurance) でグループ化されている。モニタリング対象と、前述のリスクシナリオの対応関係は、マトリックス形式でまとめられる (図4の(a))。

3.3 モニタリングエリアの定義

続いて、モニタリング対象のうち特に重要となる対象

Primary Monitoring Objective	Monitoring Target
Containment	Well Integrity 坑井健全性 Caprock Integrity of the Midale Evaporite and Watrous シール健全性 Migration up into the Jurassic Fm. } 地質漏洩 Migration up into the Lower Watrous Migration up into the Poplar and Ratcliffe } 誘発地震 Natural Seismicity And Injection Induced Microseismicity
Conformance	Plume Location and Migration in Reservoir プリウム位置 Quantification for Regulatory Authorities 規制当局への報告 Storage Efficiency and Fine Scale Processes 圧入性 Calibration of Predictive Models シミュレーション
Assurance	Surface Leaks: Soil } 地表・地下水への漏洩 Surface Leaks: Groundwater } 社会への保証 Public Assurance Surface Leaks: Atmosphere (excluded from this study) 大気への漏洩

図5 モニタリング対象の例 (Zaluski *et al.*, 2016)

Zaluski *et al.* (2016) を加筆・引用。Containment は主に健全性・漏洩・誘発地震に係る項目、conformance はプリウム把握に関連する項目、assurance は社会受容性に関連する項目として整理されている。対象の前提として、対象フィールドにおける貯留コンプレックスも整理されている。

エリア (risk areas) の選出が行われている。Weyburn-Midale 油田は坑井数が多いことから、坑井の健全性が主要なリスクとして認識されている。従来から CO₂-EOR 目的の圧入が行われているフィールドであるため、Zaluski *et al.* (2016) では既存の累積圧入量と坑井位置の関係からリスクが高いエリアを定義している。観測範囲の空間位置を定義することはモニタリング計画の最適化に不可欠である。

3.4 モニタリング手法リスト

前述した表1が、Zaluski *et al.* (2016) によって提示されている29の手法である。ひととおりのリストアップを実施した後、後述するように多様な専門家によるチーム編成を行い、費用と有効性の観点から共通のマトリックスを用いた点数づけが行われている。なお、多様な手法を幅広くリストアップしたうえで、サイト固有のリスクシナリオに対する有効性に基づいて取捨選択するフローは、Bourne *et al.* (2014) や Plasynski *et al.* (2011) においても採用されている。異なった技術分野の手法をサイト固有の条件に合わせて組み合わせる CCS モニタリング計画においては、要素技術を個別に検討したうえでそれらを単純に組み合わせただけでは、目的に対して費用対効果の最大化が難しいだけでなく、リスクに対して十分な対応が実現しない可能性がある。手法全体を概観したうえで、サイトごとに有効な手法を選択することが重要であると考えられる。

3.5 技術的有効性の評価

Zaluski *et al.* (2016) では、3.2 で定義したモニタリング対象に対する各技術の有効性を点数づけにより評価している。点数は、対象と手法の対応マトリックスの形に整理されている。これを monitoring target effectiveness ranking と呼称している (図4の(b))。技術的有効性の評価基準としては、手法の分解能、検知能力、バックグラウンドノイズ、事象が真に生じていないにもかかわらず真と誤る偽陽性の可能性、異常の捕捉可能な空間的拡がり、測定感度などが

言及されているが、具体的な手順や方法までは明示されておらず、専門家によって判断されたことのみが記載されている。IEAGHG (2020) では、評価基準の例として、対象の手法が研究段階か実用段階のいずれかであるか、観測値が直接的か間接的なものであるか、手法のカバーする範囲、精度や分解能、利点や欠点などを挙げている。Bourne *et al.* (2014) では、有効性評価の基準として、データ取得から解析結果が得られるまでの時間も含んでいる。いずれの評価基準においても、最終的には各専門家の判断によるため任意性を完全に排除することはできないと思われるが、検討結果は共通のマトリックスにまとめられるため異なる技術分野の有効性を比較することが可能である。

なお、IEAGHG が Web 上で提供している Monitoring Selection Tool (IEAGHG, 2015) では、さまざまな条件を入れることで自動的に手法のランキングが表示される。Zaluski *et al.* (2016) においても参照されており、これら既存のツールを使うことも有効であると考えられる。また、IEAGHG のレポートでは、モニタリング手法の技術成熟度レベル (TRL; technology readiness level) として系統的に評価している (IEAGHG, 2020)。手法が基礎研究段階にあるものか、あるいは実証段階や確立された技術であるかなどの視点で評価している。具体的な評価結果が記載されており、これら既存の評価結果も手法の有効性の検証に活用することができる。

3.6 リスクシナリオによる重みづけ

続いて、モニタリング対象とリスクシナリオの関係づけをマトリックスの形で整理している。ここで構築した関係と、3.5 で関係づけた手法-対象の対応関係と組み合わせることで、各モニタリング手法とリスクシナリオの関係性が明らかとなる。続いて、冒頭の3.1において得られたリスクの重要度を重みづけすることで、最終的な手法有効性ランキング (Zaluski *et al.*, 2016 では monitoring benefit ranking と呼称、図4の(c)) が構築される。サイトごとのリスクを考慮したうえでの、手法の有効性を示すランキングとなる。

3.7 コスト面での検討

ここまで記載したものは主に有効性に関するフレームワークであるが、もうひとつの重要な要素としてコスト面での検討がある。モニタリングの特徴として、データは長期にわたって繰り返し取得される点が挙げられる。そのため、モニタリングコストは調査一式のデータ取得コストと、どのような観測頻度で実施されるかの2つの概念を明確に区別する必要がある。Zaluski *et al.* (2016) では、前者を unit cost、後者を schedule と呼称して整理している。なお、各手法の unit cost は、IEAGHG のレポートに一覧として提示してある (IEAGHG, 2020)。コストはさまざまな条件に依存するためあくまで参考値としてではあるが、これら既存の情報を活用することも考えられる。

3.8 Cost-benefit ランキングの構築

Zaluski *et al.* (2016) では、3.6 で構築した monitoring benefit ranking と、3.7 で検討されたコストを組み合わせ

て、図6のように cost-benefit ランキングを構築している。このランキングが、最終的なアウトプットとなる。サイト固有のリスクシナリオ、モニタリング対象に対する技術的有効性、モニタリングコストがすべて考慮されており、かつ選択基準が可視化されているため、モニタリング計画においてマネジメントやステークホルダーへの理解にもつなげることができる。なお、図6のランキングはあくまで Weyburn における例ではあるが、ここでは pulsed neutron logging が最も高いランキングに位置している。Cased hole で地層内の流体飽和率を推定することで漏洩検知にも用いることが可能な他、ヒストリーマッチングの更新にも活用することができるため、containment から conformance にかけて多様な目的に対応できることが1つの要因として挙げられる。Benefit ranking では3D seismic が最も高かったものの、コストが高いため最終的な cost-benefit ランキングではやや順位を落としている。ただし、このランキングはサイトごとに変わってくる。例えば、広域なプリューム把握が重視されるフィールドでは、探査範囲が重要な要素となる場合なども想定される。必要な坑井数が多くなる場合、ここで紹介した Weyburn のものと異なり、坑井におけるモニタリングと弾性波探査などの広域を対象とした手法が、有効性・コスト面で順位が変わる可能性もある。

3.9 モニタリング計画更新

Zaluski *et al.* (2016) に対する留意点として、彼らの事例は既開発フィールドであり、過去に CO₂-EOR の実績があるため、手法の有効性が高い精度で把握されている点が挙げられる。新規のフィールドや高い地質不確実性が残存しているフィールドでは、モニタリングデータの集積によって評価が行われ、手法の有効性そのものが変化することが考えられる。その結果、手法ランキングおよびモニタリング計画も随時更新されることが想定される。BPMs (NETL, 2017) においても、データが集積されることに伴う有効性

評価の更新や、定期的なリスクシナリオの更新に基づいて、モニタリング計画そのものも繰り返し更新されることが指摘されている。実際に、カナダのアルバータ州における Quest CCS プロジェクトでは、プロジェクトの初期段階では複雑で保守的なモニタリング計画であったものの、その後の修正により深部モニタリングの重点化および手法の削減による最適化が行われ、簡素化と低コスト化が図られている (Jenkins, 2020)。ここで構築した cost-benefit ランキングも、プロジェクトの段階や進展に応じて適宜更新されていくと考えられる。

3.10 法規制や社会受容性に準拠したモニタリング

もう1点着目すべき点として、Zaluski *et al.* (2016) が構築したランキングでは、順位と関係なく “required” として複数のモニタリング項目が必須なものとして抽出されている。例えば、図6において土壌や地下水のモニタリングがこれに当たる。これらは、対象地域における法規制や社会受容性から実施が必須な項目であり、費用対効果の枠組みでは評価されない項目となる。

3.11 抽出された検討フレームワーク

表2に、Zaluski *et al.* (2016) の事例を中心に既存プロジェクトで提示されている検討フレームワークとして、必要と思われる項目を一覧で示した。具体的なモニタリング計画方法はさまざまに考えられるが、その際に検討フレームワークとして表2の内容がすべて網羅されていることが望ましいと考える。特に、リスク評価を通じたリスクシナリオの抽出とリスク重要度は中心になると考えられる。プロジェクトの初期段階ではあるが、我々の計画検討においても、これらフレームワークに基づいて整理しながら検討を進めている。フレームワークが整理されることで、モニ

表2 検討が必要なモニタリング計画のフレームワーク

Zaluski *et al.* (2016) の事例を中心に、既存プロジェクトにおける計画から抽出。モニタリング計画においてはさまざまな観点からの検討を統合する必要がある、ここで示した全ての項目が検討されていることが望ましいと考えられる。

Cost/Benefit Ratio	Life of Project Cost	Benefit Rating	Tech Short Name	Monitoring Technology and Solutions	Containment	Conformance	Assurance	Required (R) Recommended (RC) Optional (O) Not Feasible (NF)
1	1.78	\$1,575,000	28	PNL-PROD	Pulsed Neutron Log (Prod Wells)	Y	Y	RC
2	1.53	\$700,000	11	GEOMECH-Mod	Geomechanical Modeling	Y	Y	RC
3	1.36	\$1,512,000	21	DATA-MGMT	Monitoring and Data Management System	Y	Y	RC
4	1.24	\$1,100,000	14	SEB- MOD	Forward Seismic Modeling	Y	Y	RC
5	1.14	\$2,646,000	30	PNL-INJ	Pulsed Neutron Log (Injection Well)	Y	Y	RC
6	1.05	\$504,000	5	MIT	Mechanical Integrity Pressure Test (Tubing and Casing)	Y	Y	RC
7	0.63	\$1,750,000	11	WELL- INVST	Offset Well Integrity Investigation	Y	Y	RC
8	0.44	\$4,080,000	18	Soil	Soil Gas and Soil Gas Flux Sampling and Analysis	Y	Y	R
9	0.44	\$4,200,000	19	PFO	Pressure Fall-off Test	Y	Y	RC
10	0.40	\$3,990,000	16	CHPT	Formation Pressure and Temperature Sensors (in and above zone)	Y	Y	O
11	0.38	\$4,770,000	18	Greater	Shallow Groundwater Fluid Sampling and Analysis	Y	Y	R
12	0.30	\$3,927,000	12	UIT	Ultrasonic Imaging Tool	Y	Y	RC
13	0.29	\$10,800,000	31	STAFF	Full Time Monitoring Staff	Y	Y	O
14	0.27	\$6,731,000	18	MSEIS	Microseismic Monitoring Array: Surface or Borehole	Y	Y	O
15	0.21	\$6,300,000	13	FFS-PROD	Formation Fluid Sampling and Geochemical Analysis (Obs/Prod Wells)	Y	Y	RC
16	0.17	\$2,760,000	5	DTGS	Distributed Temperature Sensors	Y	Y	O
17	0.14	\$2,520,000	4	CBL	Cement Bond Log	Y	Y	RC
18	0.14	\$25,740,000	36	3DSES	3D Seismic	Y	Y	RC
19	0.13	\$9,425,000	12	DHP-INJ	Downhole Pressure and Temperature Sensors (Injection Well)	Y	Y	RC

図6 Cost-benefit ランキングの例 (Zaluski *et al.*, 2016)

Zaluski *et al.* (2016) から、ランキングの一部分のみを切り出して引用。モニタリング技術の有効性、リスクの重要度、モニタリングコストが全て考慮されている。図中の右側では最終的に手法を required (R), recommended (RC), optional (O), not feasible (NF) として区分されている。ランキングにかかわらず、法規制や社会受容性に関連する項目は R として評価されている。

大項目	小項目
リスク評価	リスクシナリオの抽出 リスク重要度の設定
対象の整理	モニタリング対象 モニタリングエリア モニタリングの時間軸
モニタリング技術の検討	技術リストの構築 技術とリスクシナリオの対応関係 技術有効性 (対象とリスク重要度)
コスト・計画	Unit cost モニタリング計画 (観測頻度)
外部要件	法規制・社会受容性 計画更新のタイミング

タリングの全体像を把握することができるため、必要項目を網羅するとともに前提条件の変更に対して柔軟な計画更新が可能になると考えられる。

4 モニタリング計画における現段階での 具体的取り組み例

本章では、我々の取り組みを事例として紹介する。検討に当たって、モニタリング対象やプロジェクトゴールなどの情報は基本的にプロジェクト全体を計画する担当チームにより提供されている。ただし、貯留量評価などが並行して進んでおり、必ずしも確定したものではなく暫定的なものであった。このことが、個別要素の詳細検討の積み上げでモニタリング計画の策定が困難であった直接の理由であり、フレームワークとモニタリング全体像を理解したうえで幅広い可能性を考慮したアプローチを採用している要因である。前章で紹介したフレームワークのうち、取り組める部分から検討を始めている。

4.1 多様な技術分野を含んだチーム編成

モニタリング計画を開始するにあたり、Zaluski *et al.* (2016) などの事例から、モニタリングでは多様な手法を対象に評価・検討の必要性が事前に想定された。そのため、モニタリングを計画するチーム編成に当たり、初めから多様な専門家のチーム構成とした。図7に我々が最初に実際に構成したチーム編成を示す。なお、CCSにおける漏洩リスクとしては坑井を通じたものが指摘されるとともに、坑内での観測を行うモニタリング項目も多い。そのため、モニタリング検討においては坑井技術者との連携が必須となる。直接的にチームに加わっていないが、坑井技術者とは坑井健全性評価や坑内観測仕様に関して緊密な連携を取る体制を取っている。広域なプリューム把握を目的としたモニタリング技術は弾性波探査が主体となる場合が多い

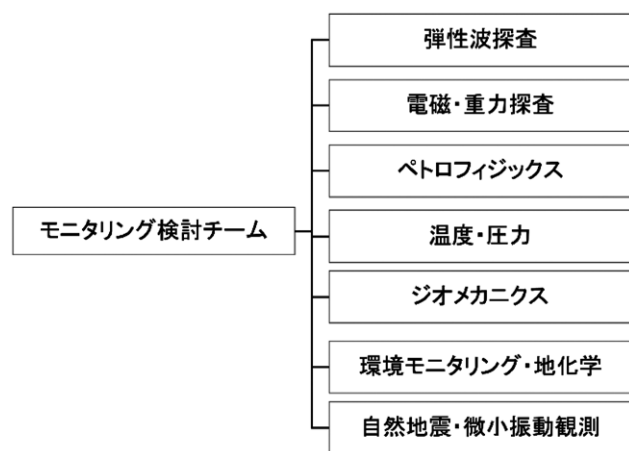


図7 初期に構成したチーム編成例

検討初期から多様な技術分野にまたがった専門家に加わってもらいチームを構成することで、俯瞰的な技術検討が可能であった。また技術間で生じる混乱も最小限に抑えることができた。

が、それに加えて電磁・重力探査の有用性の可能性も指摘されたため、当該技術の専門家もモニタリング検討チームに加わっている。また、坑井近傍の高分解能なモニタリング技術として検層を有効な手法として挙げている。直接的にはモニタリングの枠組みに収まらない可能性はあるが、モニタリングにおけるデータ取得仕様への影響が考えられるためジオメカニクスの専門家もチームに加わっている。温度・圧力データの取得は主要なモニタリング項目であるため(IEAGHG, 2020)、貯留層エンジニアもチームの一員となっているが、モニタリングだけでなく貯留量評価担当者との連携にも重要な役割を担っている。この他に、社会受容性を考慮したデータ取得として、海水や地表の環境モニタリングや地下の微小振動観測・自然地震観測などが想定されていることから、それぞれ地化学および自然地震の専門家も含まれている。早い段階から広いチーム編成としたことで、早期に技術項目のリストアップを行うことができた。その結果、モニタリングの全体概要を把握することができた。また、各専門家間の相互理解や、モニタリング概念の共有などへの貢献も見られた。取り組みの初期段階では各々のCCSに対する理解度や経験にばらつきがあったが、チーム内での繰り返しの議論を通じて認識を共有するとともに、互いの技術の理解を促進することができ、技術間の協力もスムーズに進んでいる。例えば、弾性波探査として光ファイバーを用いた手法が注目されているが、坑内仕様などに関してはペトロフィジシストの知見を共有することにより、スムーズな検討が進んでいる。坑内でのモニタリングに関しても、ペトロフィジシストと地化学技術者、またコアデータ取得を想定してジオメカニクス技術者間の技術共有・議論も進んだ。プリューム把握を目的とした技術は弾性波探査や、坑内で観測する検層や流体サンプリング、またシミュレーションによる予測などが重複しているが、それぞれの特徴や課題などに関する議論も進んでいる。自然地震観測や微小振動観測に関しても、弾性波探査や自然地震分野の技術者間で協業することで、光ファイバーを用いた手法などに関する検討が進んでいる。Zaluski *et al.* (2016) にて指摘されている技術者間の混乱は、早期からチームを組むことで一定程度回避されたと考えている。

4.2 リスクシナリオの検討とそれに基づいた手法の抽出

モニタリング手法の選定においては、既存のフレームワークで提示されているリスクベースな検討が中心となる(3.1, 3.6)。実際に、プロジェクト側で編成されたリスクアセスメント作業にモニタリングチームも参画することで、リスクシナリオの抽出および各シナリオにおけるモニタリング方法などの検討を行った。リスクシナリオ抽出は、発生確率とその重要度の2軸で表現したリスクマトリックスをベースに、地質不確実性や坑井健全性、誘発地震懸念などの観点から作成を行った。リスクシナリオが構築されたのち、モニタリングの目的や対象との関係を整理した。図8は、主要なモニタリング目的と対応する手法の関係を示した。なお、現段階ではリスクシナリオ抽出も定性的なものであり、モニタリング対象も暫定的なものであ

モニタリング項目	手法例／観測箇所	圧入性・貯留層性状把握	ブリューム把握	地質漏洩リスク	誘発地震リスク	坑井を通じた漏洩リスク
弾性波探査	繰り返し2次元／3次元 DAS-VSP 坑井間	←→				
弾性波以外の物理探査	重力探査 電磁探査	←→				
検層	PNL/Sonic/Resistivityほか 坑井健全性	←→				←→
温度・圧力測定	坑口 坑底	←→		←→		
シミュレーション		←→				
坑内流体分析	坑内流体トレーサー		←→			
自然地震／微小振動観測	坑内地震計／ 地表地震計／ 海底地震計				←→	
環境モニタリング	地化学分析 (土壌／地下水／海水)			←→		

図8 抽出したモニタリング項目と目的の対応マトリックス例

リスクアセスメント作業を基に、項目別に整理。個々の目的に対して、複数手法を複合的に組み合わせることを想定。なお、手法や目的の関係はサイトごとに固有であることが想定されるため、ここで示したものはあくまで一例である。

る。現段階の特徴としては、各項目に対して、それぞれ複数の手法で複合的にモニタリングが行うことを想定している点が挙げられる。これは手法ごとの観測範囲や分解能などに起因する点もあるが、その一方でモニタリング手法の有効性が現時点では不確実な点が反映されている。例えば、CO₂挙動把握として弾性波探査が想定されているが、国内フィールドにおいては弾性波探査の有効性が十分でない場合もある。その場合、例えば検層や坑内流体サンプリングとシミュレーション予測を組み合わせた挙動予測などを次善策として検討している。Bourne *et al.* (2014)では、conformance 目的の手法は単一のもので良く、有効性が十分でない場合は次善の手法を実施すれば良いと指摘している。一方で、containment 目的の手法は独立した手法を複合的に適用することで、確実な異常検知などを図るべきとしている。我々の検討結果では単一の手法で両者の目的を兼ねる場合も多く、また国内特有の観測条件などから、現状では conformance 目的においても複合的な手法の適用を想定している。ただし、さまざまなシナリオに対応するためベースライン段階では多様なデータの取得が考えられるが、圧入の進展に伴いデータや知見が増えるため、プロジェクトの進展に応じて手法の取捨選択があると考えている。

なお、前述したように、現段階で貯留コンプレックスやプロジェクトのゴールは提示されていたものの暫定的なものであり、貯留量評価や圧入シナリオの更新によって変動

する可能性のあるものであった。また、リスクエリアも暫定的なもののみであった。今後、漏洩や坑井に関して定量的なリスク評価を通じて、より詳細なリスクシナリオの構築やリスクエリアの抽出が行われる。図4に示したフローどおりの検討が難しい状況ではあったが、全体の概念把握ができていて、今後の更新においてはリスク重要度の変更や対象エリアの変更など、一部項目を更新する形で対応できると考えられる。

4.3 社会受容性に強く関連する項目の抽出

手法の選定においては費用と効果面での検討が主軸であるが、一方で社会受容性に強く関わるモニタリング手法は費用対効果の評価のみで判断できないことを認識した。例えば、図8に示された手法の中では環境モニタリングや自然地震・微小振動観測がこれに当たると考えている。検討を続ける中で、技術的な評価のみでなく社会的な要請も含めた検討が比較的強く求められる項目であり、コストや有効性の観点のみで実施の要否が決まる項目ではないとの考えに至っている。ただし、一方で際限なく実施した場合は事業におけるコスト負担が増すため、なんらかの基準で観測仕様が決定されなくてはならない。例えば、表層や海水中などの化学的モニタリングでは、定点でのサンプリングになるため、対象範囲や観測頻度を増加させると際限のない観測になる。現段階では具体的仕様に関して検討が難しい点も残されており、今後検討を要する項目となっている。

4.4 コストに対する概念的検討

現状では事前検討の段階であるが、コスト試算に関しては *Zaluski et al.* (2016) を参考に unit cost と schedule の観点で検討を進めている。「コストが高い」といった表現では課題点が見過ごされる可能性があるが、概念を明確にしたことで今後のコスト削減の方針が明確になっている。例えば、unit Cost の改善としては、弾性波探査に対して光ファイバーを用いた手法や常設震源を用いた調査などが有効な対策として考えられる (Dean and Tucker, 2017)。加えて、全体コストの最適化のためにはスケジュール面での改善も必須であるが、法規制に依存している側面もあるため今後の検討が必要である。

4.5 残されている検討項目

現在取り組みが十分でない項目としては、3.3 のリスクエリアの抽出と、3.6 の対象に対する技術的有効性の評価が挙げられる。リスクエリアは、上述したようにリスクシナリオの技術的検討が進んでおり、それに基づいて詳細な領域が更新される想定である。3.5 に関してはフォワードモデリングによる検討など一部の項目を実施中であるが、最終的には3.3のエリア抽出に基づき、詳細検討が進んでいく想定である。また、4.3 および 4.4 で記載した、社会受容性や法規制なども、社会動向に従って具体化が進む部分である。ただし、前述したようにフレームワークの全体像を理解したことで、検討可能な項目の把握から進めることが可能であり、また具体化に伴って随時計画を更新することが可能なアプローチを取っている。将来的には、3章で示したようなマトリックスで整理することで、意思決定者やステークホルダーへの理解にもつながれると考える。

5 議 論

現在、既存の文献などで示されている計画法を参考にモニタリング計画を進めている。現段階ではプロジェクトの初期段階であるため、ここまで記載したように主に概念的な整理が中心である。しかしながら、初めから全体像の把握を試みるアプローチにより、懸念されていた各専門家間の混乱を最小限に抑えて検討を進めることができています。また、概念的な部分からの整備を行ったことで、検討が可能な部分からの計画開始が可能であった。また、今後はこの特定のフィールドに対する検討の多くが、他のフィールドにも転用可能な形となっている。なお、本稿で主張したアプローチは、あくまで CCS における取り組みの初期段階である現在において有効なアプローチと考える。今後国内での CCS 事例が増加し、リスクや社会受容性、モニタリング有効性などの知見や認識が一般化するに従い、暗黙のうちに把握・実践されていくことも考えられる。

今後プロジェクト計画が具体化するにあたり、モニタリングも具体的な仕様検討に入っていく。特に、サイトごとの技術的有効性評価が重要な検討となる。例えば弾性波探査では流体置換による事前検討は、*Zaluski et al.* (2016) では“Forward Seismic Modeling”として独立した個別手法として位置づけられている。今後、各技術要素における

具体的検討を実施していく予定である。一方で、異なる技術同士の相対的な点数づけは具体的な方法論がない。*Zaluski et al.* (2016) には分解能やモニタリング範囲などの指標が提示されているが、我々のフィールドに合わせた比較基準の構築は今後の検討課題である。また、十分な事前情報が少ないフィールドではモニタリング手法の有効性予測は難しく、不確実性が残る。調査井やベースラインデータ取得による知見やデータの集積に基づき、評価が更新されていることが想定される (*Bourne et al.*, 2014)。

モニタリング項目のうち、表層や海水などの環境モニタリングは社会受容性の観点から重要な項目である (IEAGHG, 2020)。一方、深部に圧入した CO₂ が地表まで到達する経路としては、健全性に懸念がある坑井を通じたもの以外に、もっともらしい地質的なモデルがないことが多い (*Jenkins*, 2020)。そのため、表層や海水までの漏洩リスクは十分に理解されたりリスクでない場合も多く、その観測仕様の決定に困難がある。また、表層の CO₂ 濃度は制御できないさまざまな要因から影響を受けており、観測データにおける偽陽性の懸念も指摘される (*Jenkins*, 2020)。*Jenkins* (2020) では、環境モニタリングは漏洩検知目的ではなく、あくまで環境影響評価として用いるべきであるとの指摘がされている。目的や閾値、ディシジョンツリーなど、具体的な仕様に関しては今後慎重に検討していく必要のある課題である。

環境モニタリングに加えて自然地震・微小振動観測は社会受容性に強く関係する項目であり、費用対効果と異なる枠組みで仕様が決まらるものと現段階では認識している。今後整備が想定される法律や公的機関によるガイドライン、ISO を参照するとともに、有識者委員会など独立した第三者機関からの評価を受けていく予定である。

モニタリングにおける共通した技術的課題としては、長期間にわたる大規模データの管理も挙げられる。モニタリングの開始前に、データマネジメントシステムの構築が必要である (*Bourne et al.*, 2014)。常設震源と DAS によるデータ取得を行っている Otway プロジェクトでは、取得された原データを全自動で解析している。その仮定でデータの圧縮が行われており、データサイズを削減した形でデータのデータマネジメントが行われている (*Isaenkov et al.*, 2021)。微小地震動観測データなど常設で取得されるデータはデータサイズが大きくなることが予測されるため、今後データの公開や保存を含めマネジメント方法は検討の必要がある。

6 結 論

本講演では、CCS モニタリング検討において、個別の技術要素ではなくモニタリング計画そのものに焦点をあてた整理および取り組みを紹介した。モニタリングはその用語の中に多様な対象・目的・手法を包含している。実操業においては、対象フィールドのリスクシナリオ、法規制や社会受容性などの外部要件に加え、費用対効果を最大化する組み合わせを検討する必要がある。加えて、これら異なる

る分野の技術を組み合わせることで実現しなくてはならない。そのため、個別要素の技術検討のみでなく、全体的な視点としてモニタリング計画そのものに焦点をあて、検討のフレームワークを把握する必要性が生じた。

モニタリング計画の策定には共通した手法が存在するわけではないが、既存の実証プロジェクトにおける取り組みは多く報告されている。そこで、それらを参照して、モニタリング計画の共通したフレームワークを構築し、それを基に、現段階ではリスクシナリオの抽出、モニタリング技術リストの構築、モニタリング目的と手法の関連づけを行っている。なお、それに先立ち初期段階から多様な技術専門家によってチームを編成している。並行して、一部技術的有効性や社会受容性の検討にも取り組んでいる。初めから全体像を視野に入れた幅広いチーム編成と検討を行うことで、担当者間での早期の共通認識の共有が可能となり、モニタリング計画においてしばしば指摘される技術者間の混乱は一定程度回避できたと考えている。また、全体像の把握を行ったことで、検討可能な項目の把握や、将来的に更新を想定したアプローチを取っている。

一方、プロジェクトそのものは初期段階のため、検討自体はいまだ概念的なものが中心である。今後、具体的な技術的有効性の検討、リスクシナリオの更新とそれに基づく有効性評価の改定、モニタリングコストの再試算などを行っていく予定である。また、社会受容性に関連する項目に関しては、第三者からの評価や、業界における専門家に対するヒアリングを通じた協力を検討していく予定である。

引用文献

- 環境省, 2008: 特定二酸化炭素ガスの海底下廃棄の許可の申請に係る指針. [https://www.env.go.jp/water/kai-
yo/ocean_disp/1hourei/pdf/t7_ccs_sisin.pdf](https://www.env.go.jp/water/kai-
yo/ocean_disp/1hourei/pdf/t7_ccs_sisin.pdf) (accessed 2022/12/26).
- 環境省, 2021: 特定二酸化炭素ガスの海底下廃棄の許可の申請に係る指針 (改訂版). [https://www.env.go.jp/con-
tent/000047687.pdf](https://www.env.go.jp/con-
tent/000047687.pdf) (accessed 2022/12/26).
- 経済産業省, 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構, 日本 CCS 調査株式会社, 2020: 苫小牧における CCS 大規模実証試験 30 万トン圧入時点報告書 (「総括報告書」). [https://www.meti.go.jp/pre-
ss/2020/05/20200515002/20200515002-1.pdf](https://www.meti.go.jp/pre-
ss/2020/05/20200515002/20200515002-1.pdf) (accessed 2022/12/26).
- 経済産業省産業技術環境局 二酸化炭素回収・貯留 (CCS) 研究会, 2009: CCS 実証事業の安全な実施にあたって.
- 紺野博靖, 2022: CO₂ 地下貯留の法的課題. 石油技術協会誌, **87** (3), 237–245.
- 清田和弘, 2020: 苫小牧における CCS 大規模実証試験. PETROTECH, **43** (11), 744–749.
- Bourne, S., Crouch, S., and Smith, M., 2014: A risk-based framework for measurement, monitoring and verification of the Quest CCS Project, Alberta, Canada. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **26**, 109–126.
- Dean, M., and Tucker, O., 2017: A risk-based framework for measurement, monitoring and verification of the Goldeneye storage complex for the Peterhead CCS project. *UK, International Journal of Greenhouse Gas Control*, **61**, 1–15.
- NETL., 2017: Best Practices: Monitoring, Verification, and Accounting (MVA) for Geologic Storage Projects 2017 Revised Edition, DOE/NETL Report 2017/1847, Available at: <https://netl.doe.gov/sites/default/files/2018-10/BPM-MVA-2012.pdf> (accessed 2022/12/26).
- IEAGHG., 2020: Monitoring and Modelling of CO₂ Storage: The Potential for Improving the Cost-Benefit Ratio of Reducing Risk. IEAGHG Technical Report 2020-01.
- Isaenkov, R., Pevzner, R., Glubokovskikh, S., Yavuz, S., Yurikov, A., Tertyshnikov, K., Gurevich, B., Correa, J., Wood, T., Freifeld, B., Mondanos, M., Nikolov, S., Barraclough, P., 2021: An automated system for continuous monitoring of CO₂ geosequestration using multi-well offset VSP with permanent seismic sources and receivers: Stage 3 of the CO₂CRC Otway Project. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **108**.
- Jenkins, C., 2020: The state of the art in monitoring and verification: an update five years on. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **100**, 102118.
- Loria, P., and Bright, M. B. H., 2021: Lessons captured from 50 years of CCS projects. *The Electricity Journal*, **34**, 106998.
- Plasynski, S. I., Litynski, J. T., McIlvried, H. G., Vikara, D. M., and Srivastava, R. D., 2011: *The critical role of monitoring, verification, and accounting for geologic carbon dioxide storage projects*, *Environmental geosciences*. **18** (1), 19–34.
- Tanase, D., Saito, H., Niino, R., Honda, T., Mori, A., Wada, Y., Higuchi, K., and Tanaka, J., 2021: Progress of CO₂ injection and monitoring of the Tomakomai CCS Demonstration Project. 15th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-15.
- Zaluski, W., G. El-Kaseh, Lee, S.Y, Piercey, M., and Duguid, A., 2016: Monitoring technology ranking methodology for CO₂-EOR sites using the Weyburn-Midale Field as a case study. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **54**, 466–478.

資 料
 Note

地質・探鉱部門シンポジウム

上流事業の強^{じん}化・脱炭素化 ―地質・探鉱技術適用の取り組み―

SYMPOSIUM

“Application of geology and exploration technology to make the oil and gas
 upstream business more resilient and decarbonized”

閉 会 の 辞*

池 俊 宏**

Summary of closing remarks by Toshihiro Ike

2020 年 3 月に「パンデミック」の宣言がなされた新型コロナウイルス感染まん延と合わせた油ガス需要の急減および油価安、そして停滞した開発投資が急激な油ガス需要に一変し、石油開発業界を取り巻く経営環境は厳しいものですが、そこから油価上昇基調となる中、ウクライナ情勢に呼応した油価高の状況は、投資判断を難しくさせております。

このような時期に、①エネルギートランジション、②環境問題を受けて開発が促進されコスト競争力を持ってきた脱炭素化、③カーボンニュートラル事業に係る Carbon dioxide Capture and Storage (CCS) 技術、④これら事業投資の原資を獲得するための上流事業の強じん化が議論される、というように事業環境が大きく変化しつつあります。

この状況を受けて、令和 4 年度春季講演会地質・探鉱部門シンポジウムでは、「上流事業の強じん化・脱炭素化―地質・探鉱技術適用の取り組み―」というテーマでシンポジウムを開催し、石油探鉱および CCS 事業に係る地下評価技術について現状を総括し、その将来展望を議論する機会として企画させていただきました。

今回のシンポジウムでは、基調講演を含め 8 の講演をいただきました。講演のテーマは、探鉱戦略、石油システム評価技術、ベースンモデリング、二酸化炭素地下圧入モニタリング技術、二酸化炭素地中固定に関する研究開発、二酸化炭素地下貯留技術適用事例といった、上流事業の強じん化・脱炭素化に直截的につがる地質・探鉱技術に関する講演で構成されてい

ました。最初の基調講演では、株式会社 INPEX の滝本俊明さんから石油・天然ガスの探鉱・開発の目指す先として、石油天然ガス開発会社の一員から石油技術業界が置かれている脱炭素化の流れに対して、過去から得られた教訓にもとづき進むべき方向性として、石油・天然ガスへの投資と green house gas (GHG) の削減、energy transformation (EX) の進め方、事業戦略やビジョンが 2010 年代までとは異なることをどうとらえるべきか、その際の地質・探鉱部門の技術者の役割は何か、について著者の考えも交えて提言いただきました。

続く講演では、INPEX の落合浩志さんから、同社が 2021 年に公表した「今後の事業展開～2050 ネットゼロカーボン社会に向けて～」および今年発表した「INPEX Vision@2022」において、「2050 ネットゼロカーボン社会に向けた経営の基本方針」にもとづき、ガス探鉱・開発戦略について包括的な視点から、既存施設を最大限活用できるエリアでの探鉱活動および fast track development の考え方、探鉱成熟期を迎えたエリアでの残存余地に加えて、新たな探鉱対象の抽出、そして二酸化炭素排出削減への取り組みについて紹介いただきました。

* 令和 4 年度石油技術協会春季講演会地質・探鉱部門シンポジウム「上流事業の強じん化・脱炭素化 ―地質・探鉱技術適用の取り組み―」での閉会の辞
 Summary of the 2022 JAPT Geology and Exploration Symposium entitled “Application of geology and exploration technology to make the oil and gas upstream business more resilient and decarbonized” held in Tokyo, Japan, June 8, 2022.

** (独)石油天然ガス・金属鉱物資源機構 Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (現 (独)エネルギー・金属鉱物資源機構 Japan Organization for Metals and Energy Security)

海外探鉱案件として、出光興産の横田和也さん他からは、ベトナム沖ガス田を例に有機地球化学的分析および同位体分析にもとづくインバージョンモデルの構築について、堆積盆地シミュレータを用いて明かにしていただきました。この結果から、東南アジアに特徴的なリフト初期の漸新統石炭とリフト後の中新統湖沼頁岩の2つの油ファミリーを有する複合根源岩を検討することにより、複雑な油ガス生成システムに関して、流体包有物分析によってパレオ油コラムの存在も指摘され、総合的な解釈を可能にすることで、将来を見据えた重要な方向性を提示いただきました。

続く3つのCCSに係る講演では、(独)石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)(現(独)エネルギー・金属鉱物資源機構: JOGMEC)の島野恭史さんからCCSの社会実装に向けて政府がかかげた「2050年におけるカーボンニュートラル」の実現に向け、乗り越える技術的な課題として、例えば不均質性の高い貯留層性状と限定的な地質関連データに起因する事案や、生産関連データの地質評価への利用と、それに伴う学際的なアプローチによる取り組みについて紹介いただきました。また、産業技術総合研究所(AIST)の徂徠正夫さんから、玄武岩による二酸化炭素の地下貯留・鉱物固定技術が、カーボンニュートラルの一手段として有望視される中で、室内実験と現地試験の結果に乖離が見られている点など、鉱物固定のメカニズム・世界での先行事例をもとに、日本におけるポテンシャルおよびその評価に向けてのAISTの取り組みについて紹介いただきました。そして、石油資源開発株式会社(JAPEX)の新部貴夫さん他から、CCSのモニタリング計画に焦点をあて、言葉の中に多様な目的や手法を包含してしまう“モニタリング”の背景や手法の選定に係るアプローチをレビューし、地下における二酸化炭素の挙動把握と安全操業のための異常検知を目的とした、JAPEXのモニタリング計画の検討事例と課題を紹介いただきました。

最後の講演では、JX石油開発の水谷雄太さんから、distributed acoustic sensing(DAS)で観測された波浪や人間活動に起因する表面波を対象に地下構造の推定手法として、表面波の分散関係に現れる位相速度変化に注目し、漏洩あるいは漏出検知への適用の可能性を見いだした一方で、モデリングの結果得られる速度変化量は孔隙率などのパラメータに強く依存することに加えて、現実的なケースとして漏洩箇所は局所的である可能性が高く、安定性評価については、長期間の連続記録を得る必要性について紹介いただきました。

CCS事業には多額のコストがかかり、さらに貯留が失敗すれば気候変動の解決策にはなり得ないため、CCS事業がエネルギー業界に対して化石燃料の役割を引き延ばす試みという指摘には、業界として真摯に耳を傾ける必要があらうかと思います。政府は、納税者のお金を化石燃料生産者や失敗した技術に投じるのではなく、弾力性のある再生可能な経済の構築に集中する必要があります。

化石燃料から排出された二酸化炭素は、元々何千万年～何億年という長い年月をかけた炭素固定が元になっています。人類が誕生して、ほんの20万年前から多くの化石燃料を用いていることが、どれだけ地球に対して変化をもたらしているかを理解したうえで、石油業界だから石油のことばかりに注力すれば良いというわけではなく、サブサーフェスに対する知見を有する産・学・官が一体となり、環境にも対応した事業を模索することで、再生可能な経済の構築が達成できるのではないのでしょうか。

冒頭に世話人代表の中西委員長からもお話がありましたが、事業環境が大きく変わりつつある現在、我々探鉱技術者には石油・天然ガスの探鉱事業を継続・発展させるためにより良い成果および期待価値の創出が求められています。そのためには、蓄積したサブサーフェスのデータから効率的かつ統合的に地下の天然資源に対する理解を深める必要があります。

最後に、今回のシンポジウムを振り返りますと、将来投資の原資となる石油天然ガスの探鉱、そして環境配慮型のCCSを同時に進めることは、探鉱が“アクセル”、環境が“ブレーキ”の関係ではなく、環境を配慮した石油天然ガスの探鉱は、“ダブル・アクセル”になりうると、業界に対して大きな変化が起ころうとしていることが認識され、今後の技術的な進展に対する期待感が持てました。

末尾ではありますが、本年の春季講演会は会場およびオンラインのハイブリッド開催となり、非常に多くの方々にご参加いただき、会場のみならずオンラインチャットを活かした積極的な議論がなされたことを嬉しく思います。また講演者の皆様、シンポジウムの円滑な運営に尽力いただいた協会理事会、幹事会、事務局、探鉱技術委員会委員の皆様そして世話人の皆様、会場およびオンライン系の皆様に深く感謝申し上げます。

論 文
 Original Article

メタンハイドレート生産中の出水トラブルに対する 水ガラス系遮水剤の適用性検討*

安部 俊吾^{**†}・伊藤 高敏^{***}・田村 怜^{****}・菅沼 達也^{*****}
 土屋 慶洋^{*****}・有馬 雄太郎^{**}・大槻 敏^{**}・山本 晃司^{*****}

(Received September 1, 2022 ; accepted November 22, 2022)

Study on the applicability of waterglass-based chemical for water management during gas hydrate production

Shungo Abe, Takatoshi Ito, Rei Tamura, Tatsuya Suganuma, Yoshihiro Tsuchiya
 Yutaro Arima, Satoshi Ohtsuki and Koji Yamamoto

Abstract : One of the key issues in gas production from methane hydrate-bearing reservoir is the excessive water production from adjacent aquifers and other sources. As a countermeasure, it is necessary to reduce the permeability of the surrounding aquifers to a distant extent. As a process of making this countermeasure possible, we are exploring the possibility of applying waterglass-based water blocking agent generally used in the construction industry. This paper presents the results of the experiment and numerical simulations and the direction of future studies.

Keywords : methane hydrate, excessive water production, waterglass-based water blocking agent

1. 背景と目的

過去の陸上および海洋産出試験の結果から、減圧法によるメタンハイドレート（以下、MH）からのガス生産においては、隣接する帯水層などからの過剰な水生産の防止が重要な課題の1つとなっている。その原因は、減圧による間隙水圧の低下がハイドレート胚胎層のみならず周囲の帯水層やMH飽和率の低い層などにまでおよび、それによって生じた動水勾配で帯水層の水が生産井に引き込まれたためと想定される。したがって、これを防止するためには、

帯水層と接する区間の坑壁とその近傍のみならず、動水勾配が十分小さくなる程度の遠方まで、帯水層の浸透率を低下させる必要があると考えられる。

一方、建設業界では、地盤の透水性（浸透率）を下げ、かつ強化する地盤改良を目的として水ガラス（ケイ酸ナトリウム水溶液）が広く用いられている。この方法は、水ガラスに酸を加えて中和するとアモルファスシリカが析出してゲル状になる現象を応用したものであり、掘削したボーリング孔を通して水ガラスと中和剤の混合溶液を注入し、ボーリング孔から半径数mの範囲にある地盤を改良するというものである。ここで、従来の水ガラスを用いる方法で改良範囲がボーリング孔から半径数mに限られてしまうのは、注入した溶液が短時間でゲル化して流れなくなるためである。これに対して水ガラス単体であれば、ゲル化せずに坑井から離れた場所まで移動できると考えられる。

また、水ガラスをCarbon Capture and Storage (CCS)における貯留層からのCO₂漏洩防止に応用する目的で、既往研究 (Ito *et al.*, 2014) によって、CO₂が水ガラスをゲル化させる中和剤となることが分かっており、特に深度が深く間隙水圧が高い場所では、CO₂の密度が大きくなるので効率が良くなる。さらには、CO₂の粘性は非常に小さいので、水ガラスがゲル化して浸透率が小さくなった場所でも、そこを通過して遠方まで到達すると期待される。これらのことから、帯水層に対して水ガラスとCO₂を分けて注入

* 令和 4 年 6 月 8 日、令和 4 年度石油技術協会春季講演会開発生産部門「メタンハイドレート生産中の出水トラブルに対する水ガラス系遮水剤適用性検討」で講演 This paper was presented at the 2022 JAPT entitled "Study on the applicability of waterglass-based chemical for water management during gas hydrate production" held in Tokyo, Japan, June 8, 2022.

** (独)石油天然ガス・金属鉱物資源機構メタンハイドレート研究開発グループ Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC)

*** 東北大学流体科学研究所 Tohoku university

**** 石油資源開発先導技術研究室シェール・ジオメカニクス研究グループ Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.

***** 石油資源開発先導技術研究室IOR研究グループ Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.

***** (独)石油天然ガス・金属鉱物資源機構技術部 Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC)

***** (独)石油天然ガス・金属鉱物資源機構 石油天然ガス事業本部 Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC)

† Corresponding author : E-Mail : abe-shungo@jogmec.go.jp

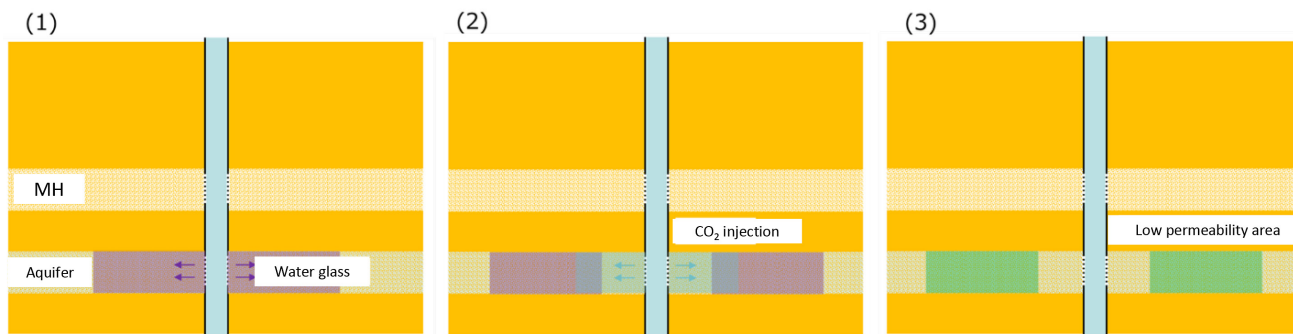


Fig. 1 Image of low permeability area formation process

すれば、従来の半径数 m を越える、より広い範囲で坑井周囲の浸透率を下げられる可能性がある。また、いわゆる水押しの原理で水ガラスを移動できるとすれば、坑井から離れた任意の位置で帯水層の浸透率を下げられる可能性がある (Fig. 1)。

そこで本研究では、CO₂ を中和剤とし、水ガラスを注入することによって広範囲の帯水層の浸透率を下げ、帯水層からの水生産を抑制する方法の妥当性を、実験、数値シミュレーションの両面より検討する。

2. 室内実験

室内実験では、MH 貯留層を模擬したサンドパックコアを用い、貯留層内での水ガラス、CO₂ の掃攻状況を想定したコア掃攻試験を 2 条件 (以下、Run1, Run2) に対し実施した。水ガラス系遮水剤の遮水効果を確認するため、試験前後の孔隙率・浸透率の変化を測定するとともに、X 線 CT スキャナ装置を用いて掃攻試験中のサンドパックコア内の水飽和率を連続的に確認することで、CO₂ 掃攻領域と浸透率低下効果の時系列比較を試みた。

Fig. 2 に、今回実施した装置構成図を示す。サンドパッ

クは東北珪砂 8 号を用い、ゴムスリーブ内に作製した。その際、Run1 は突き固め方式、Run2 は多重ふりい方式にて直径 3.7 cm、長さ約 30 cm の条件とした。いずれの条件においてもサンドパックを圧力容器に設置後、約 MPa の拘束圧・軸圧を載荷のうえ、温度は室温条件 (約 20℃) に制御した。まず、乾燥状態のサンドパックに対し塩化ナトリウム (NaCl) ブライン (NaCl 濃度 30000 ppm) を ISCO 社製シリンジポンプを用いて飽和させ、掃攻試験前の水浸透率を測定する。その後サンドパックを水ガラス溶液 (3 号ケイ酸ソーダ、1.46 mol/L) で 1 cc/min の流速にて置換したが、今回は CT 撮影のための造影剤として、水ガラス溶液へはヨウ化カリウム (NaI) を同溶液に対して NaI = 30000 ppm となるように添加している。水ガラス溶液圧入後、可能な範囲で CT 撮影を継続しながら気体 CO₂ を 1cc/min のレートで、全間隙体積の 3 倍 (3 PV) まで圧入し、最後に再度 NaCl に置換したうえで試験後浸透率の測定を試みた。CO₂ 圧入時は、下流側で 1 MPa の背圧制御を行った。

Run2 における、CO₂ 圧入中の送ガスポンプ送り出し圧力指示値および CT 画像を Fig. 3, 4 にそれぞれ示す。Fig. 4 より、水ガラス-CO₂ の反応が、上流側から下流側に向

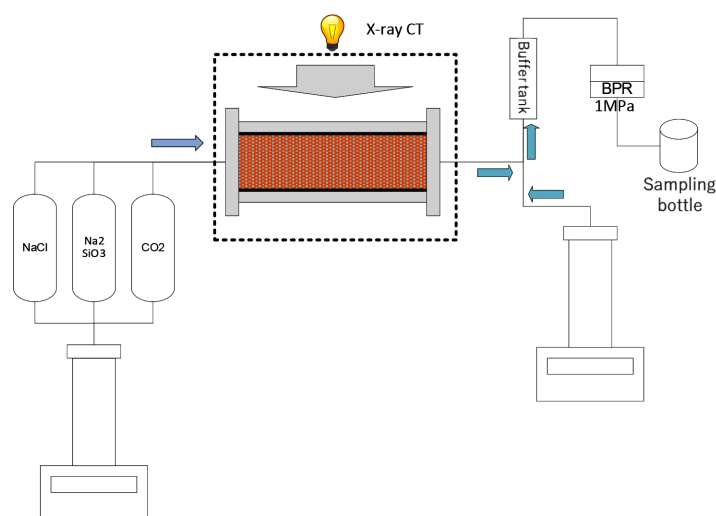


Fig. 2 Equipment Configuration

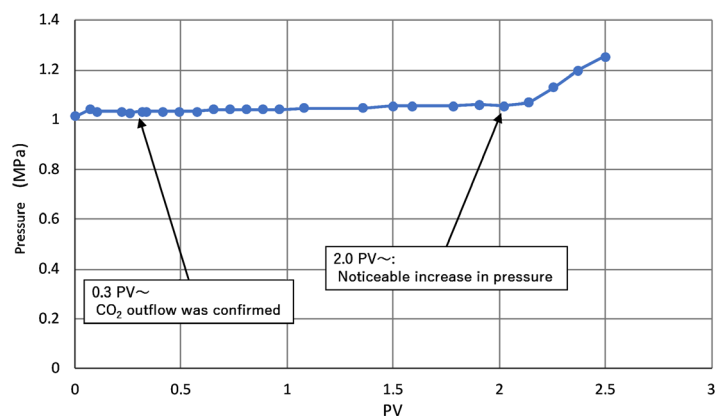


Fig. 3 CO₂ Injection pressure for Run2 (BT; Break Through)

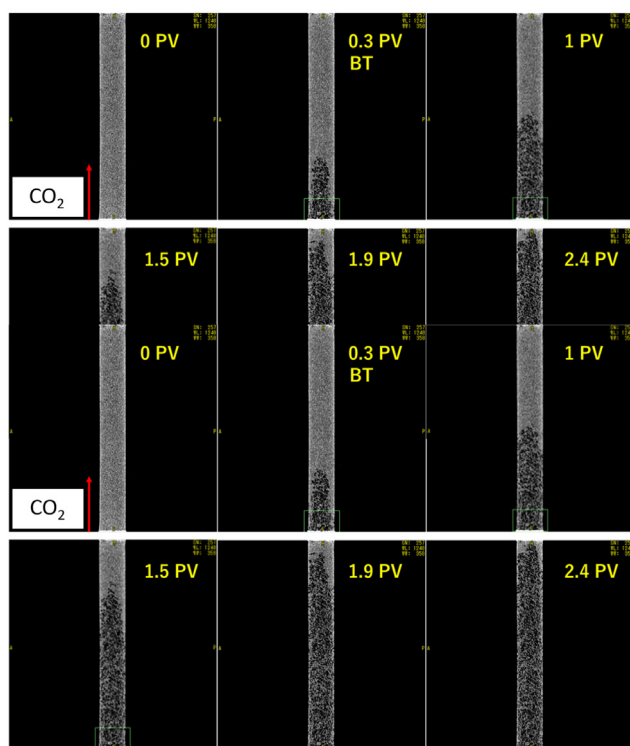


Fig. 4 CT Image for Run2 (white; high density, black; low density)

かって生じているようすが確認された。また、0.3 PV 程度まで CO₂ を圧入した段階で出口側から CO₂ が流出したことが確認されたほか、Fig. 3 のとおり、2.0 PV 程度まで圧入したあたりで、ポンプ送り出し圧挙動が変曲した。送り出し圧挙動の変化については、供試体内での水ガラスのゲル化による浸透率低下の効果か、あるいは下流側配管閉塞の影響を受けたものであるか、いずれの可能性も考え得るため今後検証が必要である。

Table 1 に、今回作製したサンドパックの性状および試験前後の浸透率測定結果について示す。今回、Run1 については予想以上の浸透性低下により、試験後の水浸透率測定が不可能であった。また、Run2 においては測定でき、固化前に比べ 3 オーダー程度浸透率が低下するという結果が得られたものの、上述のとおり配管内の閉塞も影響している可能性 (Table 1 内、* の値) があるため、今後検証が必要となる。また空気浸透率については、試験後供試体をゴムスリーブから取り外し、一部を切り出し別途測定した結果について、参考として表示している。

Table 1 Sandpack properties and the result of permeability measurements

		Lengh (cm)	Diameter (cm)	Dry weight (g)	Bulk density (cc)	Particle volume (cc)	Pore volume (cc)	Particle density (g/cc)	Porosity (%)	Air permeability (mD)	Water permeability (mD)
Run1	Before flooding	28.21	3.70	475.73	303.16	179.52	123.64	2.650	40.78	—	3200
	After flooding	3.45	3.70	55.33	37.07	25.00	12.07	2.213	32.56	1110	—
		Lengh (cm)	Diameter (cm)	Dry weight (g)	Bulk density (cc)	Particle volume (cc)	Pore volume (cc)	Particle density (g/cc)	Porosity (%)	Air permeability (mD)	Water permeability (mD)
Run2	Before flooding	28.50	3.66	451.92	299.69	171.99	127.70	2.628	42.61	—	3392
	After flooding	2.84	3.59	41.02	28.79	15.73	13.06	2.608	45.37	884	9.23*

3. 数値シミュレーション

本研究が対象とする数値シミュレーションでは、地層内を流動する水ガラスおよびCO₂の化学反応と、それに伴う物質の析出／溶解による浸透率の変化を連成して求めることが必要となるため、これを実現でき、さまざまな分野で多くの利用実績があるシミュレータとして TOUGHREACT (Xu *et al.*, 2012) を選択し、計算を実施した。また、水生産挙動の計算においては、TOUGHREACT とモデルの共有が容易な TOUGH2 (TOUGHREACT の地化学計算がないもの) を選択した。TOUGH 系シミュレータはもともと地熱貯留層への適用のために開発されたものであるが、現在では石油天然ガス開発、放射性廃棄物処理、環境、地下水、CO₂ 地中貯留などのさまざまな分野で、流体の移流・拡散および熱移動の問題を扱うシミュレータとして広く活用されている。

本研究で行うシミュレーションのワークフローを Fig. 5 に示す。まず初めに、第2回 MH 海洋産出試験時に取得されたデータや関連スタディに基づき、貯留層モデルの構築を行う。ここで、初期の孔隙率、浸透率、水ガラス固化による浸透率低下を表現するための孔隙率-浸透率の関係は同試験 AT1-P2 井のデータに基づき設定したほか、岩石物性および初期の温度圧力条件は Table 2 のとおり与えた。また、水ガラス-CO₂ 反応の計算に必要な反応速度式の各種定数については Ito *et al.* (2014) を参照し、以下のとおり与えた。

$$SI = \log_{10} \frac{Q}{K} \quad (1)$$

$$Q = \prod_{j=1}^{N_c} a_j^{v_j} \quad (2)$$

一般に水相中における鉱物の溶解と析出は、式(1)で表されるようにイオン活動度積 Q と平衡定数 K の比で定義

される飽和指数 SI によって判定され、SI が 1 より大きい／小さいと析出／溶解反応が起こり、1 のときに平衡状態となる。また、 Q は式(2)で定義され、 N_c は鉱物との反応に関わる成分の数、 a_j は溶液成分 j の活動度、 v_j は鉱物との反応における溶液成分 j の化学量論係数である。

構築されたモデルにおいて TOUGHREACT により水ガラス-CO₂ 反応シミュレーションを行い、遮水バリア形成による孔隙率および浸透率の低下量、範囲を評価した。次

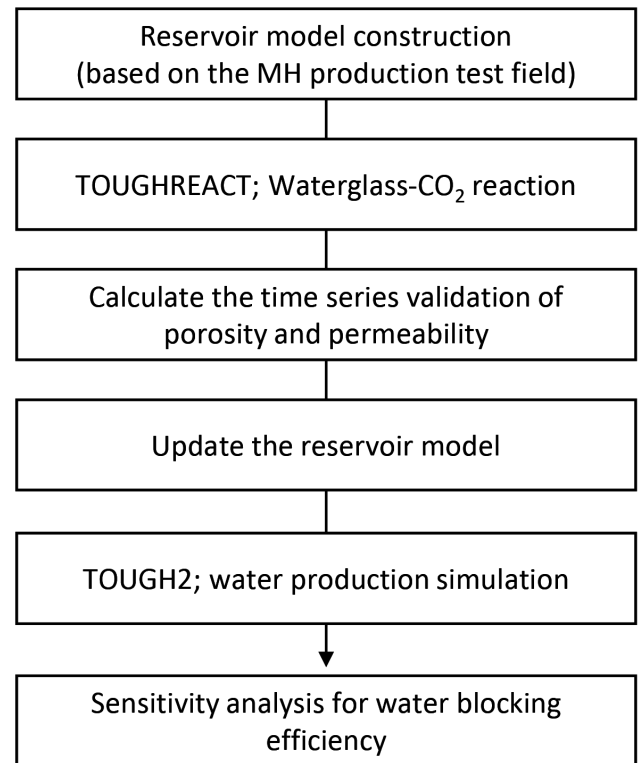


Fig. 5 Workflow of numerical simulation

Table 2 Rock properties and initial conditions

Parameter	Unit	Value
Rock density	kg/m ³	2650
grain specific heat	J/kg K	800
initial temperature	°C	$T_{ini} = 278.15 + (D_{epth} - D_{epth_{subsea}}) \times 0.0291$
Initial pressure	MPa	$P_{ini} = 0.101325 + 0.010075 \times D_{epth}$

Table 3 Properties of formation water and waterglass

Component	Unit	Formation water	Silicate solution
pH		5.6	11
HCO ₃ ⁻	molal	5.30×10^{-5}	1.0864×10^{-8}
SiO ₂ (aq)	molal	1.00×10^{-5}	2.0
Na ⁺	molal	1.00×10^{-5}	1.2

に、得られた浸透率および孔隙率の分布より、TOUGH2を用いて水生産挙動シミュレーションを行い、産出される水の量を計算する。この時、地層水および水ガラス溶液の成分と濃度は Table 3 のとおり与えている。以上のフローに従い、複数ケースの計算を行うことで、遮水効果の比較検討を実施した。

以降、計算条件や結果を示す。Fig. 6 に今回使用した地層モデルを示す。坑井区間 38.4 m の半径 100 m とした円筒形領域に、上下の MH 層に挟まれる形で、間に厚さ約 10 m の帯水層区間を設定した。グリッドサイズは、半径方向に約 3 m 間隔、深度方向には対象フィールドの地質状況をできる限り詳細に設定し、かつ計算エラーが生じない範囲にて調整した。今回の計算では、帯水層部分にのみ、事前に水ガラスを水平方向に 50 m 分水押しで設置された

前提で、その後の CO₂ 圧入過程についてのみシミュレーションを実施している。図中では坑井より 50 ~ 100 m の位置に水ガラスを設置した状態 (far case) を示しているが、水ガラス設置位置に対する感度分析を実施すべく、同様に坑井より 0 ~ 50 m に設置した near case, 25 ~ 75 m に設置した middle case についても準備している。また帯水層・上下 MH 層の浸透率分布は Fig. 7 のとおりで、第 2 回 MH 海洋産出試験時の実際のある帯水層区間を模擬し、計算可能な範囲内でできる限り細かく設定している。なお、浸透率が層によって大きくばらつきがあるのは、対象貯留層が砂泥互層となっており、砂層 / 泥層により浸透率が異なるためである。

まず遮水バリア形成過程について、Fig. 6 中の CO₂ 圧入セルとしたグリッドより、10 kg/s (約 844 m³/day) のレー

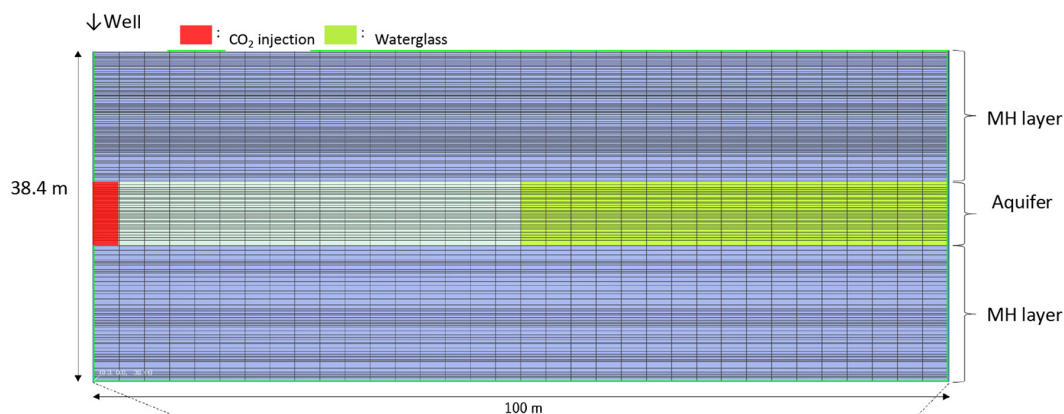


Fig. 6 Geomodel (far case)

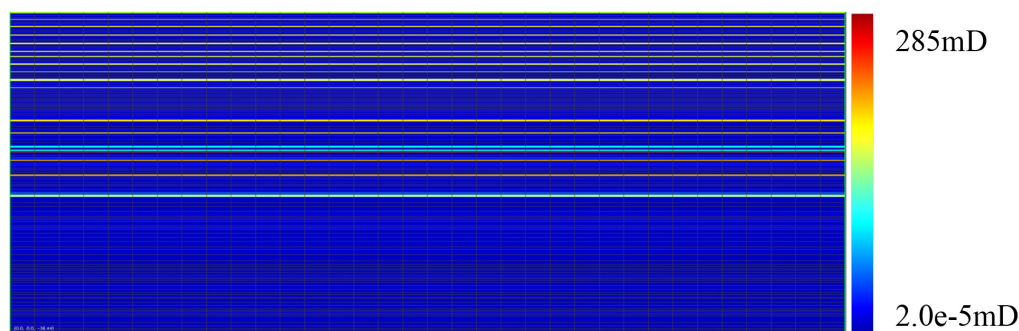


Fig. 7 Permeability model

Table 4 Results of water production simulation

	Water production from reservoir (m ³)	Water production from aquifer (m ³)	Maximum daily water production rate from reservoir (m ³ /day)
base case (No waterglass)	8543	2817	216
far case	8092	2388	205
middle case	7717	2012	195
near case	6960	1214	176

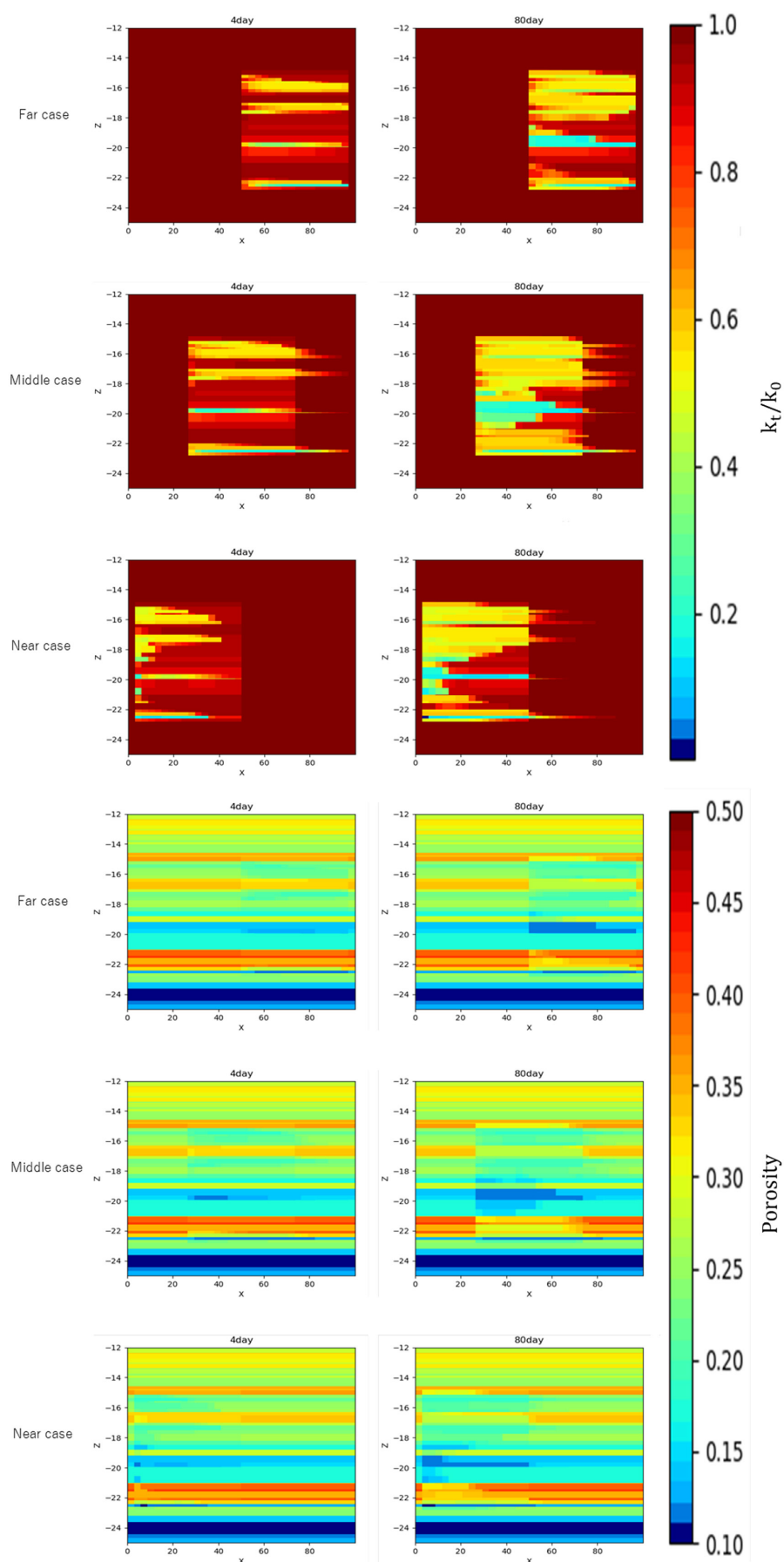


Fig. 8 Time step variance of permeability (above, ratio to initial permeability) and porosity (below) (Both figures show enlarged views of the aquifer area)

トで 60 日間 CO_2 を圧入した。なお、 CO_2 は上下 MH 層へも流動可能であるが、MH 賦存の影響もあり浸透性が低い。ため、大部分の CO_2 が帯水層区間に圧入される計算結果となった。 CO_2 圧入による浸透率 / 孔隙率の変化は Fig. 8 のとおりであるが、水ガラス- CO_2 反応に多少の時間を要することが想定されるため、60 日間の CO_2 圧入完了後 20 日間の挙動変化も踏まえ、圧入開始後 4 日後および 80 日後の結果を示すこととした。Fig. 8 のように、帯水層の設定区間中、水ガラス設置位置を中心に、孔隙率および浸透率の低下がみられた。

次に、深度約 1242 ~ 1312 m (70 m 程度) の区間において、各ケースにおける 80 日後の浸透率 / 孔隙率条件に対する水生産挙動シミュレーションを実施した結果を Table 4 に示す。今回実施したケースでは、帯水層以外からの出水の寄与も大きいと考えられ、仕上げ区間の水の最大日生産量を見ると、far case の場合はほぼ変化が見られず、near case においても 2 割程度の遮水効果が示唆される結果となった。一方、帯水層を中心に浸透率低下が生じていることで、帯水層区間 (約 10 m) からの水生産量は base case と比較し、near case では 1/2 以下となっていることが分かった。引き続き、水ガラス濃度や各流体の圧入量、水ガラス設置位置、ケミカル反応時間など感度分析を深めるほか、パッカーなどツールの使用も考慮したより現実に近い評価を行うことで、本技術の MH 開発への適用によるより効果的な遮水プロセスを探りたい。

4. まとめと今後の課題

本稿では、MH 開発における出水トラブルの対策技術として期待される水ガラス系遮水剤の適用性検討スタディにおいて、これまでに得られている成果を紹介した。実験からは、MH 胚胎層の拘束圧を模擬した条件で、定性的にはあるが浸透性低下効果が確認された。数値シミュレーションでは、水ガラス- CO_2 系反応による遮水バリアの形

成・水生産量低下の可能性が示唆され、効果的に遮水を行うための水ガラスの設置位置などに係る感度分析まで実施している。現在までの検討は、飽くまで水ガラス- CO_2 系反応に伴う遮水効果の検証にフォーカスしていたが、今後は現場適用を視野に入れ、実験では配管閉塞の影響を排除する工夫を加えたうえで同様の実験を継続、数値シミュレーションでは水ガラス設置過程を含めたプロセス全体の計算を実施していく方針である。また、坑内への各種流体の圧入方法として、パッカー設置の効果や流体圧入ツールの調査なども並行して進めていきたい。

謝 辞

本稿は MH21-S 研究開発コンソーシアム (MH21-S) の研究開発の一環として行ったものである。本成果の公表を許可いただいた経済産業省および MH21-S に感謝の意を表す。

参 考 文 献

- 経済産業省, 2020 年: 第 36 回メタンハイドレート開発実施検討会 (資料 3: 総合的検証に基づく技術課題の抽出と解決策の検討について) https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/methane_hydrate/pdf/036_03_00.pdf (accessed 2022/09/01).
- Ito, T., Xu, T., Tanaka, H., Taniuchi, Y. and Okamoto, A., 2014: Possibility to remedy CO_2 leakage from geological reservoir using CO_2 reactive grout, *Int. J. Greenhouse Gas control*, **20**, 310-323.
- Xu, T., Spycher, N., Sonnenthal, E., Zheng, L. and Pruess, K., 2012: TOUGHREACT User's Guide. A simulation program for non-isothermal multiphase reactive transport in variably saturated geologic media, ver. 2.0. LBNL-DRAFT, Oct. 2012, Earth Sci. Div., Lawrence Berkeley Natl. Lab., Univ. Calif., Berkeley.

解 説
 Glossary

群馬県磯部ガス田の地質と地球化学

加 藤 進[†]

(Received October 20, 2022 ; accepted December 27, 2022)

Geology and geochemistry of the Isobe gas field, Gunma Prefecture

Susumu Kato

Abstract : In addition to an analytical result of two gas samples, published geological and geochemical data on the Isobe gas field, which had produced CO₂ commercially during about 30 years, are examined in this paper from the viewpoint of petroleum geology.

Chemical and carbon isotopic compositions of gases from the field indicate that CO₂ is magmatic origin and has no relationship with hydrocarbons which are derived from the thermal decomposition of organic matters. Faults are ascending paths of CO₂, which is driving force for hot spring waters.

Chemical and isotopic compositions of associated waters with gases which are used as hot spring waters indicate that the waters are fossil sea waters which were entrapped during deposition and undergone diagenetic alteration. Higher temperatures of the waters estimated by the Mg-Li geothermometer than a bottom temperature at 1,500 m depth suggest that the waters are formed in deeper parts and derived from there.

Keywords : CO₂, magmatic origin, hydrocarbon, organic matter, hot spring water, fossil sea water

1. はじめに

磯部ガス田は戦後から昭和 50 年代初めまで炭酸ガス(二酸化炭素: CO₂)を稼行していたガス田であるが、そのガス付随水を温泉水としている磯部温泉(鉱泉)は江戸時代末期までその歴史を遡ることができ、温泉記号発祥の地ともいわれている(安中市観光協会, 1982)。温泉水については多くの研究があるが、本ガス田についての資料は少なく、最近の石油地質学的な知見を踏まえて検討したものは見当たらない。

本稿では、残っている坑井から採取したガスの分析結果を報告するとともに、本ガス田や温泉水に関する既存の文献を基に、本ガス田の地質およびガスや付随水(以下、温泉水)の地球化学を石油地質学的な観点から整理し、報告する。

2. 位 置

群馬県は国内有数の温泉県であり、多くの温泉が知られている。磯部温泉は近くに榛名山や浅間山の活火山があり、火山フロントの近傍に位置しているが、非火山性温泉

である(例えば、酒井・大木, 1978; 図 1)。明治末期～大正初期の「上州磯部鉱泉場之略図」(安中市観光協会, 1982)によれば、磯部温泉は JR 信越線磯部駅の北側で、碓氷川に架かる鉱泉橋との間に在り、安中市の南西部に位置する。一方、磯部ガス田はその北方の九十九川と国道 18 号との間にほぼ位置している(図 2)。

3. 探鉱・開発経緯

字嶺の部落を流れる小川のほとりに石油の露頭が見つかり、明治 35 (1902) 年ころ村井吉兵衛が試掘を行い、石油は出なかったが磯部と同じ成分の鉱泉が湧いてきた(伊東, 1943)。また、本島 (1957) は嶺鉱泉と松井田に宝田井を記載していることから、この地域では一時期(明治 37 (1904) 年ころか?)宝田石油(株)が探鉱したと推測される。伊東 (1943) は日本石油(株)が昭和 13, 14 年ころ、嶺付近の徴候地に 3 坑の試掘を行ったが、1, 2 石の産出にとどまったと述べている。さらに、池上・亀井 (1948) によれば、4 坑の試掘を行い、少量の石油と多量のガスが噴出することを確認したが、油量が少なかったことと戦争のため、試掘は一時中止された。試掘井 KR2 のテストでは、370 m のガス層から日産約 2,500 m³ のガス(ガスのうち 80% は炭酸ガス)、約 180 l の水、0.126 l の油が確認され、KR1 にもこのガス層の存在が確認されている(池上・亀井,

[†] Corresponding author : E-Mail : susumukato9@gmail.com

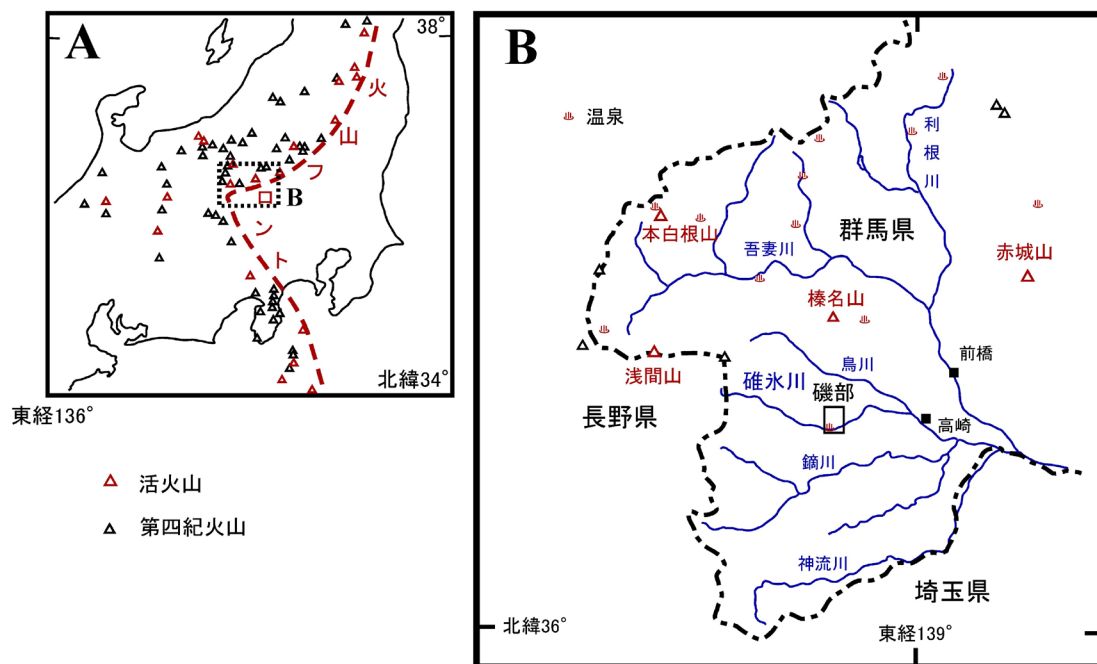


図1 本州中部における火山の分布と火山フロント(A)および群馬県西部における火山と温泉の分布(B)
(A)は横山ほか編(1979), (B)は帝国書院編集部編(1997)を基に, 修正を加え作成。



図2 坑井位置図

国土地理院発行 1/2.5 万地形図「松井田」を使用。
福田(1973)および本島(1957)を基に, 現地調査を加え作成。

1948)。

この地域の鉱区権者であった帝国石油(株)はメタンガスの利用と固形炭酸ガス(ドライアイス)の製造を事業目的とする上毛天然瓦斯工業(株)を昭和22(1947)年に設立した(池上・亀井, 1948)。上毛天然瓦斯工業(株)(以下、上毛と略す)は3坑を掘削し、R2は石油試掘井として深掘したものであり、R1甲は旧石油試掘井を再掘し、R1乙は傾斜掘された(地質調査所, 1952)。昭和49(1974)年12月の時点でR17まで掘削された(安中市観光協会, 1982)。表1に上毛が掘削した主要な成功井の概要を示す。炭酸ガスの年間生産量は当初の約16万 m^3 から昭和46(1971)年の約680万 m^3 まで順調に増加しており、同年度末までの累計生産量は6,065万 m^3 である(福田, 1973)。

上毛が炭酸ガスの採取を始めると、温泉井(源泉)が枯渇し始めたため、昭和28(1953)年と昭和37(1962)年に深度70mと深度100mの温泉井が掘削されたが、成功しなかった(安中市観光協会, 1982)。さらに、昭和49年ころから上毛の源泉湧出量が減少し、送水が時々止まるようになり、昭和52(1977)年12月末に上毛より炭酸ガス部門の事業閉鎖の通告があり、昭和53(1978)年に深度100mの温泉井を掘削したが、鉱泉の湧出はなかった(安中市観光協会, 1982)。そこで、上毛R4を整備改修して新源泉開発までのつなぎとし、平成7(1995)～8(1996)年に新源泉(恵みの湯)が深度1,500mまで掘削され、温泉が間歇(かんけつ)的に自噴した(酒井・小暮, 1998)。

4. 地 質

4.1 層序

関東山地の北側に位置する群馬県安中市から富岡市、藤岡市にかけての丘陵(以下、富岡地域)には海成中新統が広く分布しており、下位より牛伏層、小幡層、原田篠層、庭谷層、原市層および板鼻層に区分され、庭谷層基底の傾斜不整合(庭谷不整合: 大石・高橋, 1990)により、下位の富草層群と上位の安中層群に大別されている(高橋, 2008)。一方、磯部付近の中新統は石和田(1948)により、下位より塚原泥岩層、磯部互層、聖明寺砂岩層、原市泥岩層および安中層に区分されており、不整合は認められず、碓氷層群に一括されている(図3)。

主要な坑井の地質柱状図を図4に示す。地質図(図5)から明らかなように、最も南に位置する恵みの湯は磯部互層から掘り込み、約300mの塚原泥岩層、約500mの暗灰色泥岩、500m弱の乳白色～暗灰色凝灰岩と暗灰色泥岩の互層を確認している(図4)。下位約1,000mの岩相は富岡地域の富岡層群の岩相(高橋, 2008)とは明らかに異なっており、北部フォッサマグナ地域南部の標準層序に用いられている別所層と内村層(矢野ほか, 2020)の岩相に類似している。

4.2 地質構造

安中層群は北北東にはほぼ一様に傾斜し、断層が少なく褶曲もほとんど発達しない(高橋, 2008)が、磯部付近では

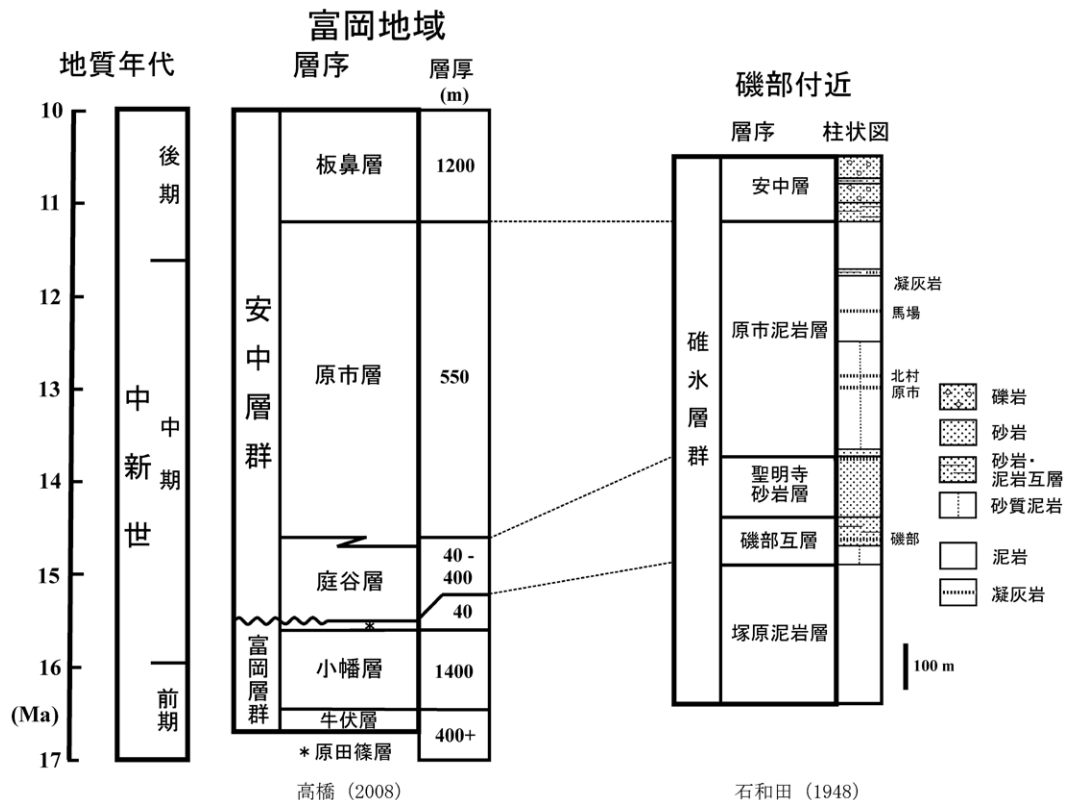


図3 富岡地域および磯部付近の層序と対比

富岡地域は高橋(2008)、磯部付近は石和田(1948)に基づく。

断層・褶曲構造が認められている（図5）。最も規模が大きく、重要な構造は南北～南西の弧状をなして走る磯部断層である。この断層は逆断層で、断層面は西へ50°～70°傾斜しており、川の中ではこれに沿って炭酸ガスが自噴している（図5；福田，1973）。

磯部断層の両側には北へ沈降・消滅する鼻状背斜が認められ、それらの両翼は背斜軸付近では急傾斜であるが、軸から離れると急激に緩くなる（福田，1973）。正善断層の性質は磯部断層に類似しており、深部で磯部断層に吸収され则认为られている（石和田，1948）。

福田（1973）は坑井地質を検討し、聖明寺断層の伸びをほぼ南北方向に修正し、その西約200 mにこれとほぼ平行に走る医王寺断層（いずれも西方に急傾斜する断層面をもつ）を新たに推定している。さらに、上毛の成功井を、1) 磯部断層にあたっているもの（R1 甲、R1 乙、R2, R3, R4, および R10）、2) 医王寺断層にあたっているもの（TB1、

R5, R8 および R11）、3) 聖明寺断層にあたっているもの（TB2, R9 および R13）に大別している。

4.3 貯留層

地質図（図5）では、油徴は原市泥岩層に、ガス徴は原市泥岩層から磯部互層に認められる。一方、坑井では油徴は聖明寺砂岩層～磯部互層に認められ、ガス徴もほぼ同層準とやや下位にも認められる（図4）。仕上げ区間（表1）や地質柱状図（図4）から、多くの坑井が磯部互層からガスを採取していたと推定される。

4.4 根源岩

柳下（1965）は磯部周辺の地層はすべて産油能力に全く欠けており、ここに認められる油は下仁田付近に見られる下仁田層から炭酸ガスに伴われて移動してきたものと想像されると述べている。しかし、赤岩ほか（1978）は富岡市北方で掘削されたボーリングコアから採取した中新世海成堆積物であるシルト岩12試料の有機炭素量が0.21～0.94

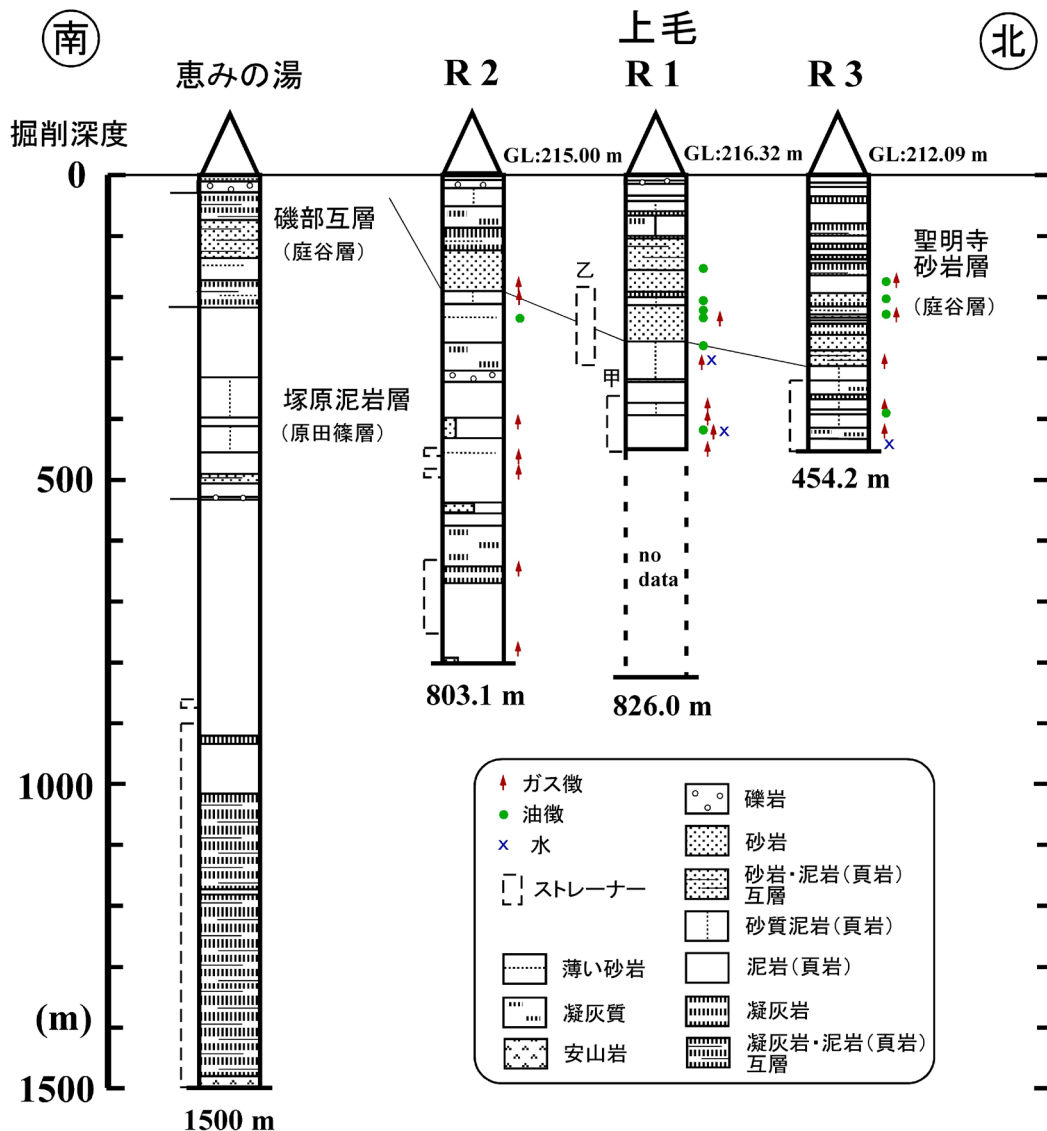


図4 主な坑井の地質柱状図と油・ガス徴

本島（1957）、高瀬（1964）および久保（2001）を基に作成。

wt% (平均 0.72 wt%) と報告している。また、油の長距離移動は考えがたく、恵みの湯で確認された塚原泥岩層下位の約 500 m の暗灰色泥岩が北部フォッサマグナ地域の別所層に対比される可能性が高いことから、これが根源岩であると推測される。

5. 流体の地球化学

5.1 ガス

令和 3 (2021) 年 12 月に上毛 R11 と嶺鉱泉からガス試料を水上置換で採取し、ガス組成と炭素同位体組成を石油

表 1 坑井一覧表

坑井名	成功 年月	掘止深度 (m)	仕上げ深度 (m)	ガス量 (m ³ /日)	水量 (kl/日)	水温 (℃)	ガス水比 (m ³ /kl)
上毛天然瓦斯工業㈱	昭和						
R 1 (甲)	23.10	452.5	365.0/452.5	2,200	100.0	33.0	22.0
R 1 (乙)	24.3	317.0	182.0/317.0	1,850	35.0	26.0	52.9
R 2	25.7	803.2	446.5/748.5	998	159.0	31.0	6.3
R 3	31.6	454.2	351.17/454.2	1,200	96.0	27.0	12.5
TB 1	34.11	285.0	105.0/285.0	3,500	75.0	23.5	46.7
TB 2	37.10	331.5	131.0/252.0	200	4.0	18.0	50.0
R 4	31.9	456.0	109.25/456.0	3,500	79.0	23.5	44.3
R 5	40.2	301.0	77.5/301.0	5,800	12.0	16.5	483.3
R 8	42.1	402.0	94.0/344.8	1,200	10.2	22.0	117.3
R 9	43.3	450.0	97.5/450.0	3,100	40.0	18.2	77.5
R 10	43.12	410.0	100.0/410.0	2,000	96.0	27.0	20.8
R 11	44.4	446.3	73.0/446.3	1,200	123.0	32.5	9.8
R 12	44.12	350.0	101.0/350.0	10,000	130.0	25.0	76.9
R 13	46.2	363.7	100.2/363.7	1,500	14.4	20.0	104.2
磯部県有鉱泉井		103		1,000	10	12.0 <	
平野炭酸 R-4		84		0	5.0	17 ±	
恵みの湯	平成 8.6	1,500	868.3/879.2 901.2/1,500			40.4	

上毛の坑井は成功井のみ、成功時の状況を示す。
福田 (1973) および本島 (1957) を基に作成。

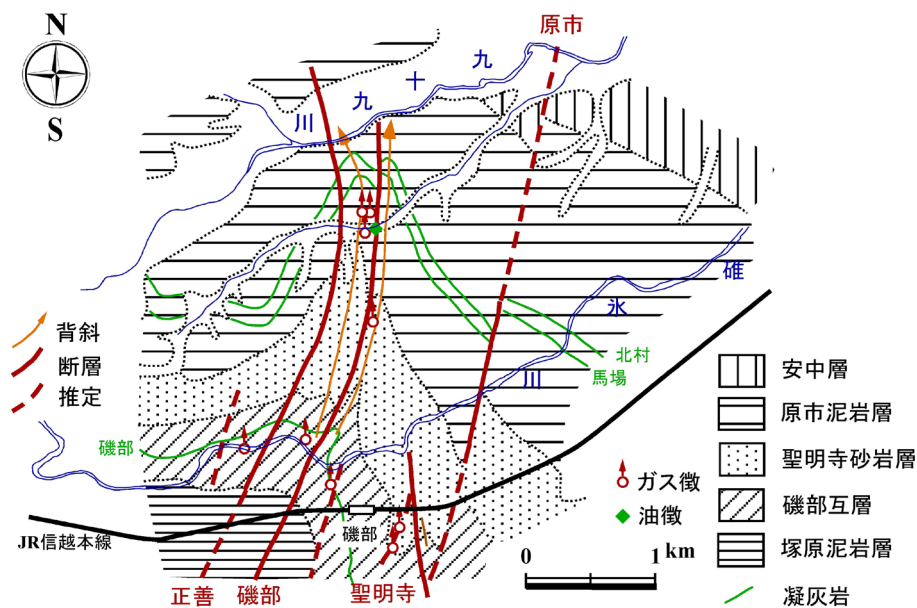


図 5 磯部付近の地質図
石和田 (1948) を基に作成。

資源開発株式会社技術研究所で分析したので、結果を表2に示す。ガス採取時の空気混入のため、地下状態は還元環境（酸素（ O_2 ）= 0%）にあると仮定して窒素（ N_2 ）を補正した。また、この表には文献から引用した磯部温泉のガス分析データも示す。

炭化水素（Hy）- N_2 - 二酸化炭素（ CO_2 ）の三角ダイヤグラムを図6に示す。 CO_2 が卓越し、 N_2 や炭化水素を含むが、その割合は坑井によりかなり変化している。上毛の坑井はほとんどが $CO_2 \geq 95\%$ である。一方、磯部温泉の坑井や碓氷川のガス徴では N_2 を数%以上含むものは炭化水素を10%以上含んでおり、特に松井田宝田井（松井田井）は炭化水素の割合が多い。 N_2 と炭化水素との相関関係は中部地方の基盤岩地域の冷泉や坑井でも認められている（図6；Mizutani *et al.*, 1989）。

メタン（ C_1 ）およびエタン（ C_2 ）の炭素同位体組成（ $\delta^{13}C_1$, $\delta^{13}C_2$ ）はこれらが熱分解起源ガスを主体としており、微生物起源ガスを混入していることを示す（図7）。このことは油徴が認められること、今回の分析では検出されなかったが磯部のガスにプロパン（ C_3 ）がわずかに認められること（佐脇ほか, 2015）などと調和している。一方、 CO_2 の炭素同位体組成（ $\delta^{13}C_{CO_2}$ ）は-2.8%と-4.4%であり（表2）、山根ほか（2016）による草津白根火山の火山・温泉ガスの $\delta^{13}C_{CO_2}$ （-3~-2%）や国内火山・温泉ガスの $\delta^{13}C_{CO_2}$ （-6~-2%）に類似している。 CO_2 の成因は地質的にも地理的にも浅間山や榛名山などのような第四紀火山活動に関連深いと考えられており（本島, 1957）、ガスの $\delta^{13}C_{CO_2}$ はこれを支持している。また、草津白根火山が水蒸気爆発した時（2018年）に恵みの湯の自噴が活発化したという（磯部温泉組合の大手氏談）。

磯部付近のヘリウム（He）資源を調査した米谷・宮下（1968）によれば、Heは量的に CO_2 と負相関、 N_2 と正相関の傾向を示し、ガス中の大部分のHeは直接 CO_2 系天然ガスによって運ばれたのではなく、おそらく N_2 系天然ガスとして第三紀堆積層下部の古期岩類から由来したと考えられる。He同位体比（ $^3He / ^4He$ 比）は 9.20×10^{-7} と低く（表2）、大気中の $^3He / ^4He$ 比（ $R_A = 1.39 \times 10^{-6}$ ；Ono *et al.*, 1993）に比べると0.66 R_A であり、マグマ起源の $^3He / ^4He$ 比は $> 6 R_A$ であるので（Ono *et al.*, 1993）、米谷・宮下（1968）の考えを支持している。したがって、 CO_2 は他のガス成分とは起源が異なっていると考えられる。

5.2 温泉水

文献から引用した温泉水の分析結果を表3に示す。安中1は恵みの湯、安中2は上毛の坑井と推定されるが、著者からの確認が取れなかった。また、化学組成については、比較的類似しており、上毛と恵みの湯はデータが多いので、ある範囲から外れるデータを除いて、平均値を表示した（表3）。

最初に、温泉水の水の起源について検討する。水素および酸素の同位体組成（ δD , $\delta^{18}O$ ）のプロットを図8に示す。この図には参考として化石海水起源である新潟地域の油・ガス田地層水（新潟油・ガス田水；加藤, 2018）と松

之山温泉水（渡部ほか, 1996；阿部・酒井, 1983）のデータも一緒に示す。上毛、恵みの湯および磯部のデータはややバラツキがあるものの、 δD は-31~-16‰, $\delta^{18}O$ は+1.0~+3.0‰の範囲にあり、安中2は松之山温泉水とほぼ同じ範囲にプロットされる。これらは新潟油・ガス田水に比べると、 δD が小さく（軽く）、 $\delta^{18}O$ が大きく（重く）なっている。一方、嶺鉱泉のデータは上毛などのデータと天水との中間にプロットされている（図8）。また、 $Cl^- - \delta^{18}O$ プロット（図9）では、安中2は新潟油・ガス田水の範囲内にプロットされるが、その他のデータは範囲外にプロットされる。上毛などのデータは Cl^- 濃度が増加すると $\delta^{18}O$ が大きくなる傾向が認められ、続成作用による変化傾向とは異なっており、蒸発作用が関係している可能性が考えられる。一方、嶺鉱泉は天水による希釈が考えられる。これらのことから、上毛などの温泉水は変質した化石海水起源と考えられ、蒸発作用の影響を受けていると推定される。一方、嶺鉱泉の温泉水は変質した化石海水が天水によって希釈されたものと考えられる。

上毛と恵みの湯の化学組成は類似しており、それらの特徴は Na^+ , Cl^- と HCO_3^- から主になり、海水に比べ Mg^{2+} 濃度と SO_4^{2-} 濃度が著しく減少し、 NH_4^+ 濃度、 I^- 濃度およびB濃度が増加している（表3）。古来より、磯部鉱泉はホウ酸、炭酸、重曹、ヨード、ブローム含有アルカリ性強食塩泉として有名である（高瀬, 1964）。 HCO_3^- 濃度が高いのはガス中の CO_2 が溶解したと考えられ、炭酸成分の $\delta^{13}C$ の値（+2.1~+5.5‰；酒井・小暮, 1998）はガスの $\delta^{13}C_{CO_2}$ 値よりやや大きい。

高瀬（1964）は陽イオンと陰イオンのそれぞれの等量比や重量比を基に検討し、磯部鉱泉は油田塩水と温泉水との混合によって形成されたと考えている。以下では主に重量比について検討する。

磯部の $K^+ - Na^+$ プロットを新潟油・ガス田水や松之山温泉水と一緒に図10に示す。新潟油・ガス田水は一部（西山層と吉井）を除くと、 K^+ / Na^+ 比が0.01程度であり、松之山温泉水や吉井、西山層の一部ではこの比が大きく、海水（0.036）に類似し、最大で0.05程度である。上毛と恵みの湯の K^+ / Na^+ 比は海水より小さく、0.02程度である。

$Mg^{2+} - Ca^{2+}$ プロットを図11に示す。 Ca^{2+} 濃度、 Mg^{2+} 濃度とも上毛が恵みの湯よりも高いが、 Mg^{2+} / Ca^{2+} 比は逆に小さい。新潟油・ガス田水ではこの比が Ca^{2+} 濃度が100 mg/l未満で大きく、100 mg/l以上で小さい（0.2以下）が、上毛と恵みの湯の関係はこれと類似しており（図11）、恵みの湯の方が上毛よりも変質が進んでいると推定される。

$Br^- - Cl^-$ プロットを図12に示す。上毛の Br^- 濃度の平均は37 mg/lと海水（69 mg/l）よりも低く、 Br^- / Cl^- 比も海水（ 3.6×10^{-3} ）より小さい。新潟油・ガス田水では、 Br^- / Cl^- 比はほとんどが海水よりも大きく（図12）、 I^- 濃度も七谷層を除き10 mg/l以上である（加藤, 2018）。したがって、新潟油・ガス田水に比べると、上毛の温泉水は Br^- 濃度や I^- 濃度への有機物の寄与が少ないと判断される。

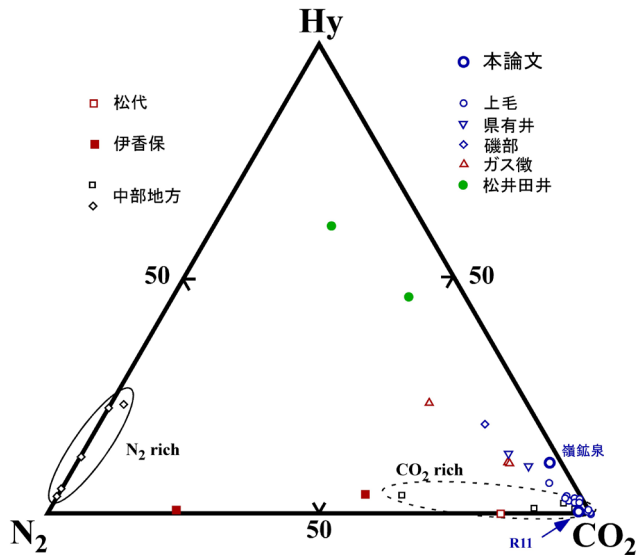


図6 ガス組成の三角ダイヤグラム

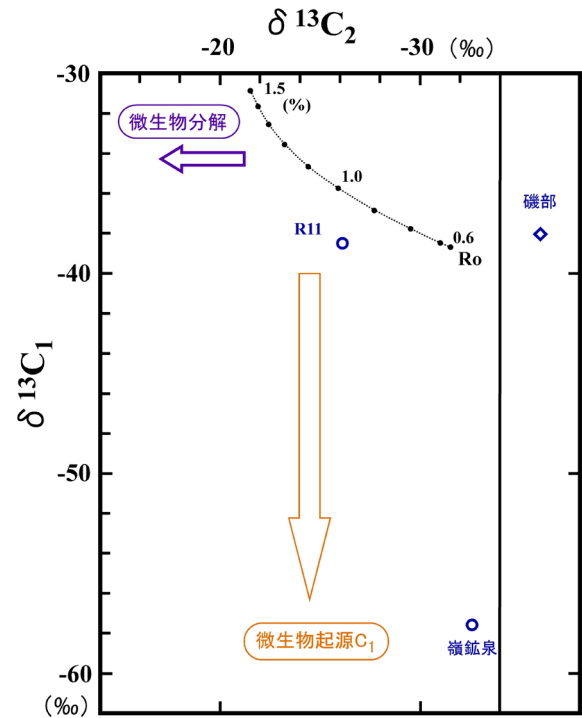
Hy: 炭化水素, N₂: 窒素, CO₂: 二酸化炭素表2および伊香保は本島 (1957), 中部地方は Mizutani *et al.* (1989) のデータを使用。図7 $\delta^{13}\text{C}_1 - \delta^{13}\text{C}_2$ プロット

表2のデータを使用。

Ro ラインは早稲田ほか (2002) から引用。

表2 ガス分析結果

坑井名	深度 (m)	層準	ガス量 (m ³ /日)	O ₂	N ₂	(補正)	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆ ⁺	$\delta^{13}\text{C}_1$	$\delta^{13}\text{C}_2$	$\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$	³ He/ ⁴ He	文献
						(vol %)				(‰)	(‰)		(10 ⁻⁷)	
上毛 R 11	446.3			6.59	25.22	1.10	67.79	0.403	0.004	-38.5	-26.1	-2.8		
嶺鉱泉				1.31	6.63	1.84	82.40	9.655	0.004	-57.6	-32.6	-4.4		
上毛天然瓦斯工業(株)														
R 1 (甲)		磯部互層	1,076	0.1	0.4	0.03	99.4	0.1						1)
			1,070	0.04	0.18	0.03	99.65	0.13	0.000					2)
				0.12	0.39	0.00	99.45	0.04	0.0					3)
R 2	748	磯部互層	721	0.1	0.3	0.00	99.5	0.1						1)
		塚原泥岩層	721	0.18	3.16	2.50	93.08	3.55	0.032					2)
				0.57	2.66	0.57	93.0	2.77	0.0					3)
R 3	454	磯部互層	1,230	0.14	1.80	1.29	96.00	2.04	0.021					2)
				0.47	2.27	0.55	96.0	1.26	0.0					3)
R 4	456	磯部互層		0.06	4.30	4.08	89.10	6.50	0.053					2)
				0.55	3.97	1.96	92.5	2.98	0.0					3)
R 5				0.35	2.74	1.46	94.0	2.91	0.0					3)
R 8				0.30	1.19	0.09	97.5	1.01	0.0					3)
TB 1	285	磯部互層	3,000	0.12	2.85	2.41	93.31	3.70	0.022					2)
磯部県有井	103	塚原泥岩層	1,000	0.3	9.5	8.40	77.6	12.9						1)
				0.20	6.95	6.22	82.80	10.02	0.032					2)
松井田宝田井		塚原泥岩層		0.7	19.4	16.8	21.2	58.7						1)
				0.29	11.45	10.39	43.23	45.00	0.033					2)
磯部				0.1	10.3	9.90	70.7	18.8	<0.01				9.20	4)
磯部				0.4	1.7	0.26	95.6	0.52	<0.01	-38.0				5)
碓氷川ガス徴	@林家旅館	塚原泥岩層	約 10	0.3	10.6	9.50	78.7	10.4						1)
				0.47	11.10	9.38	77.54	10.60	0.295					2)
	@郷原			0.63	20.00	17.69	56.82	22.72	0.103					1)
松代				0.28	17.6	16.58	82.0	0.026	<0.01				64.1	4)

1) 本島 (1957), 2) 米谷・宮下 (1968), 3) 福田 (1973), 4) Urabe *et al.* (1985), 5) 佐脇ほか (2015)
(補正): 空気補正 N₂/O₂=3.66

表 3 温泉水の分析結果

源泉名 / 坑井名	深度 (m)	採水 年月	pH	水温 (℃)	蒸発 残留物 (g/l)	Li ⁺	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	NH ₄ ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Br ⁻	I ⁻	HBO ₂	B**	δD	δ ¹⁸ O	δ ¹³ C	文献
						(mg/l)													(‰)			
上毛天然瓦斯工業株																						
R1 甲	452.5	1950.2	7.1		29.597	3	11,140	160	268	66	0 *	13,560	4	6,820	0.0 *	4.0	640	158				1)
		1951.8	8.4	34.5	30.244		11,256	279	219	59		13,640	3.5	7,145	14.1 *	7.8	156 *				2)	
		1955.2	7.0	33.9					276	59	27	13,510	<2	7,750	39.2	5.8	860	212				3)
		1961.6	7.0		29.260		12,100	302	274	54		13,975	4.1	8,090	23.9	3.3						4)
		1963.2	7.0	31			10,400	280	266	52		13,630	2	7,360	42.0	5.8	641	158				5)
R1 乙	313.1	1964.3	7.0	30.1		10,540	225	268	62	14 *	13,600	4.1	7,722									6)
		1967.10	7.28	32.5	30.565		11,510	244	238	60	29	13,490	tr	7,625	11.7 *	6.8	394	97				7)
		1950.2	7.2		31.544	8	11,240	240	333	78	0 *	13,800	7.0	7,248	0.0 *	4.0	561	138				1)
		1951.8	8.4	28.0	35.686		11,794	248	243	68		13,610	4.1	8,213	13.4 *	7.7	157 *				2)	
		1955.2							98.4	68	28	13,550	<2		39.9	5.7	697	172				3)
R2	748.5	1951.8	8.2	28.5	35.947		11,680	237	200	58		13,330	3.7	8,201	20.0	7.5	144 *					2)
		1955.2	6.9	30.9					203	53	30	12,940	<2	8,570	41.7	5.7	673	166				3)
		1961.6	7.1		28.630		11,020	118 *	80 *	35		12,515	1.6	9,650	34.6	5.2						4)
		1963.2	7.4	27		10,500	240	215	48		13,320	2	8,180	40.5	6.0	537	132					5)
		1967.1	7.30	28.0	30.162		11,270	228	216	50	28	13,266	tr	8,296	12.0	6.2	360	89				7)
R3	454.2	1961.6	7.1		27.830		11,020	311	228	37		14,130	0.8	8,420	37.2	5.4						4)
		1963.2	7.3	30		11,000	280	236	49		13,590	2	8,230	41.1	6.4	603	149					5)
		1964.3	7.0	31.5		10,970	235	233	63	8 *	13,470	4.3	8,290									6)
		1967.10	7.35	32.0	30.598		11,450	256	224	45	35	13,348	tr	8,601	11.7 *	6.8	399	98				7)
		1961.6	7.0		30.420		10,650	254	199	46		12,675	4.5	7,930	32.8	7.0						4)
R4	456.0	1963.2	7.0	23		10,250	235	263	51		13,110	2	7,890	44.7	6.0	529	131					5)
		1964.3	6.9	20.9		10,690	207	276	61	8 *	13,310	5.0	8,420									6)
		1967.10	7.28	19.0	30.564		11,340	220	238	61	36	13,384	tr	8,296	10.0 *	6.4	360	89				7)
		1985.6	7.6	24.1	28.79		10,630	267	234	46		13,100	23.3	7,810			478	118				13)
		1996.7	7.44	26.5		10,610	230	206.9	43		11,760	0.0	7,258			580	143	-26	2.0	5.3	13)	
R5		1967.10	7.28	19.0	24.472		10,480	202	238	53	28	12,035	tr	8,296	9.3 *	6.0	310	76				7)
R8		1967.10	7.26	25.5	32.286		11,040	228	242	61	32	13,206		7,808	10.0 *	6.2	333	82				7)
R9		1970.12	7.05	16.0	22.180		8,760 *	123 *	220	49	33	9,503 *		7,503	26.3	10.5 *						7)
R10		1970.12	7.1	26.0	28.686		11,060	213	216	52	33	12,743		7,991	32.0	14.7 *						7)
R11		1970.12	7.1	33.0	28.908		11,040	213	259	41	34	12,887		7,749	32.6	13.1 *						7)
R-12		1984.6	7.2	23.5	24.06		9,000 *	117 *	134 *	33		9,343 *	30.5	9,181			278	69				10)
		1970.12	7.1	25.0	30.820		11,630	233	220	49	36	13,427		8,418	35	11.0 *						7)
												13,610							-20	2.9		8)
TB-1	285.0	1963.2	7.0	23		10,130	245	308	50		13,160	2	7,490	40.7	7.0	576	142				5)	
1964.3		7.0			10,810	301	300	58	22	13,060	3.9	7,806								6)		
TB-2	250.0	1963.2	7.2	18		11,130	145 *	380	54		12,990	7	9,300	40.3	6.2	438	108				5)	
			平均			10,625	246	248	54	31	13,257		8,046	36.8	5.8	512	126					
恵みの湯																						
	1,500	1996.7	6.88	36.2		10,950	174	109	109	33.1		10,510	0.0	7,078			596	147				13)
		1996.7	6.99	39.2		11,420	183	96.0	29.9		13,760	0.0	7,299			641	158	-25	2.4	2.1	13)	
		1996.7	6.95	40.4		11,760	183	100	28.2		13,770	0.0	7,304			596	147				13)	
		1996.7	7.1	52.6	32.8	11,418					13,340		7,263									15)
		2007.9	7.5	50.8	28.7	11,600	205	62.6	29.6		13,600	2.0	7,630	37.8		610	150					16)
		2014.6	7.1	55.8	29.3	11,020	193	103	32.7		13,430	2.1	6,868	16.9		600	148					15)
				平均			11,361	188	94	31		13,068		7,240			609	150				
嶺鉱泉																						
		1950.2	7.2		17.599	1	6,760	80	103	163	0	6,028	5	7,692	0.0	2.0	252	62				1)
			6.9	16.5	14.755		5,350	33.8	60.0	9.4		4,570	7.2	8,561			198	49				9)
		1981.11	6.8	16.2	23.3														-41	-2.7		10)
		1983.5	7.0	17.1								4,313			12.8							12)
		1983.12	6.9	16.7	14.87		5,650	34.7	73.4	9.95		4,600	7.7	8,070			145					13)
		1996.7	6.64	18.6		6,108	27.6	3.34	8.1		4,004	0.0	8,380			235	58	-38	-2.8	3.3	13)	
県有鉱泉																						
	103	1951.8	8.2	16.2	27.497		9,867	189	222	47.0		11,930	9.9	6,755	10.4	4.7	125					2)
		1955.2	6.8	12					215	43.7	25.2	10,920	<2	6,960	33.4	5.0						3)
磯部																						
		1930	7.7				11,009	255	293	57.2	19.6	13,048	1.7	8,301	25.6	143.8	416	103				18)
磯部		1935	7.4				8,510	244	141	44.2	0.62	11,100	21	4,484	16.8	5.9	417	103				18)
磯部			8.0	19.0	27.831		9,160	225	67.0	38.8		12,574	3.5	5,803			563	139				9)
磯部			8.2	24.5		8.22	10,800	219	137	47.0		13,070	15	7,560					-31	2.7		11)
磯部		1983.5	7.6	22.7								11,650			33.3							12)
磯部												11,930							-23	2.1		8)
安中-1																						
安中-1	1500	2008.6	7.2	34.6			11,469	172	168	71.4		15,073	<0.1	5,880	22.7				-18	2.9		14)
安中-2																						
安中-2	450	2008.11	8.2	7.8			8,123	121	104	71.4		8,565	67	5,713	12.7				-23	1.0		14)
海水						0.18	10,600	380	409	1,280	0.036	19,100	2690	140	69	0.064		4.7				17)

温泉分析では mg/kg が用いられるが, mg/kg = mg/l としても用いる

*: 平均の計算から除く, **B は HBO₂ > 200 について, 0.2467 を掛けて求めた

1) 地質調査所 (1952), 2) 武藤 (1952), 3) 本島 (1957), 4) 赤岩・田島 (1962), 5) 高瀬 (1964), 6) 米谷・宮下 (1968), 7) 福田 (1973), 8) 高瀬 (1974), 9) 酒井 (1981), 10) 松葉谷ほか (1985), 11) Takamatsu et al. (1986), 12) 上村ほか (1988), 13) 酒井・小暮 (1998), 14) 村松ほか (2010), 15) 酒井 (2021), 16)

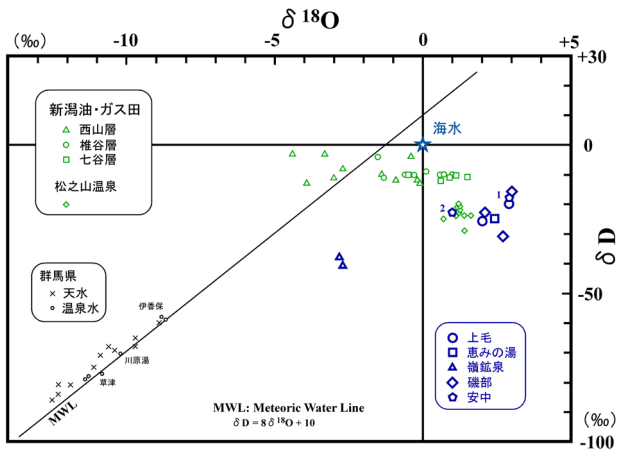
図8 温泉水の $\delta D - \delta^{18}O$ プロット

表3のデータを使用。

新潟油・ガス田水は加藤 (2018), 松之山温泉は渡部ほか (1996) と阿部・酒井 (1983) のデータを使用。

群馬県の天水・温泉水は松葉谷ほか (1985) のデータを使用。

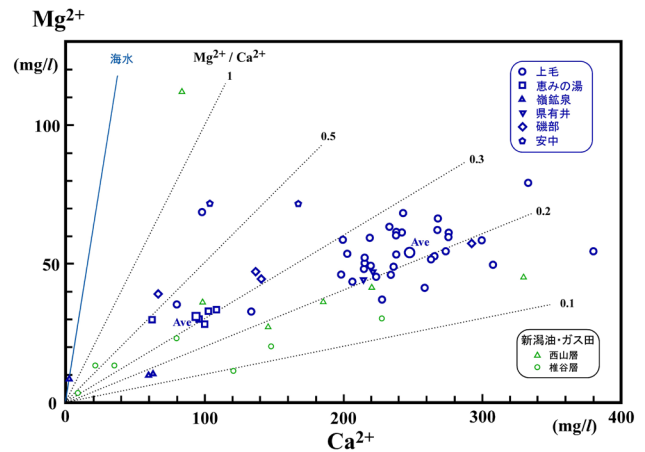
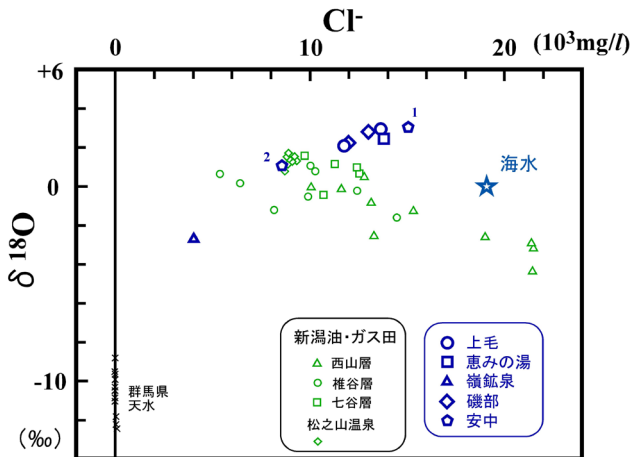
図11 $Mg^{2+} - Ca^{2+}$ プロット

表3のデータを使用。

新潟油・ガス田水は加藤 (2018) のデータの一部を使用。

図9 $\delta^{18}O - Cl^{-}$ プロット

使用データは図8と同じ。

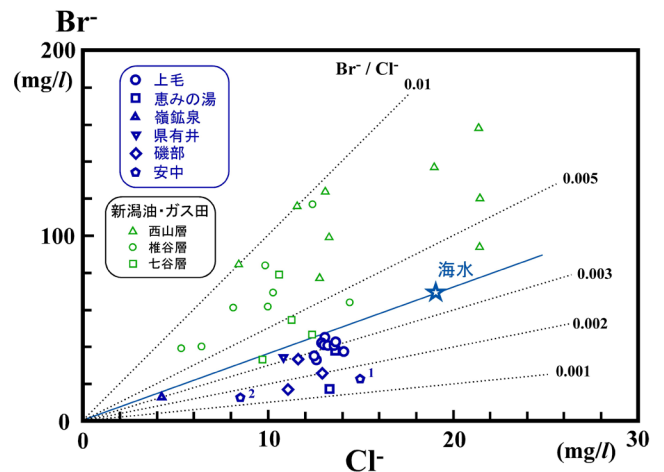
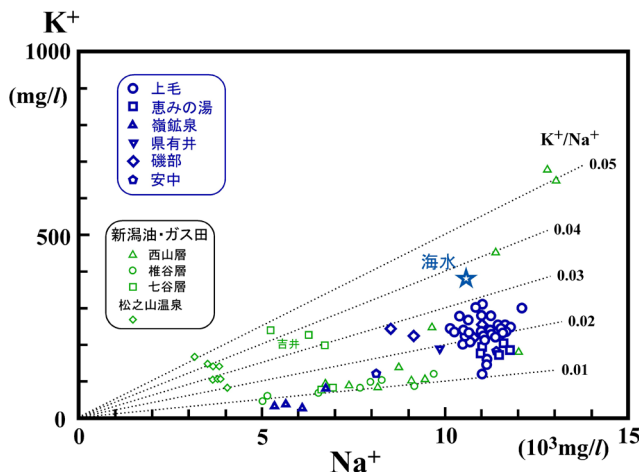
図12 $Br^{-} - Cl^{-}$ プロット

表3のデータを使用。

新潟油・ガス田水は加藤 (2018) のデータを使用。

図10 $K^{+} - Na^{+}$ プロット

使用データは図8と同じ。

B 濃度が高い (メタホウ酸: HBO_2 が 500 mg/kg 以上) のが磯部温泉の特徴である (酒井, 2021; 表3) が, 分析値はかなり分散しており, 平均値では恵みの湯の方が上毛よりも B 濃度が高い。B / Cl^{-} 比 (モル比) も 0.03 ~ 0.04 と新潟油・ガス田水と比べるとやや高いが, 椎谷層の範囲内である (図13)。西山層や水溶性ガス田水はこの比が 0.001 程度と低く, マグマ起源の CO_2 を含む日南ガス田ではこの比が 0.1 以上と大きい (加藤, 2020)。

Mg^{2+} 濃度と Li^{+} 濃度から Mg - Li 地化学温度計 (Kharaka and Mariner, 1989) を用いて計算した温度 ($t = 2200 / (\log (Mg^{1/2} / Li) + 5.47) - 273$) は上毛 R1 で 100℃ と 126℃, 嶺鉱泉で 62℃, 磯部で 135℃であり, いずれも水温より高く, 嶺鉱泉を除き恵みの湯での坑底温度 87.1℃ (久保, 2001) よりもかなり高い。したがって, 温泉水はより深部で形成されたと推定される。

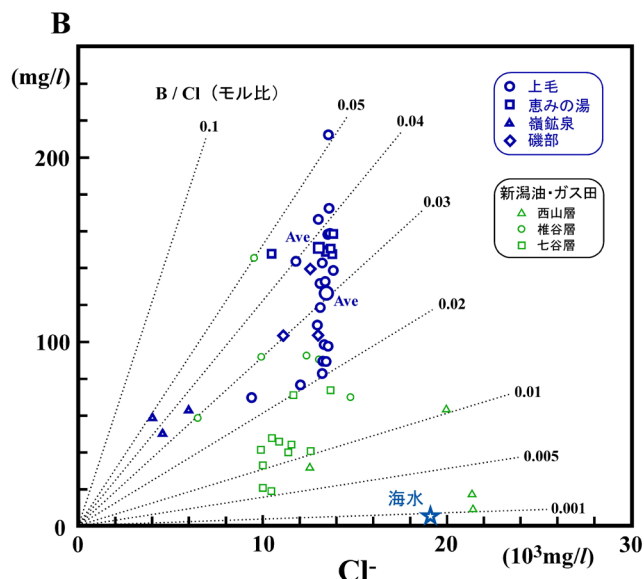
図 13 B-Cl⁻プロット

表 3 のデータを使用。

新潟油・ガス田水は加藤 (2020) から引用。

6. ま と め

磯部ガス田および磯部温泉では、CO₂ はマグマ起源であり、C₁ などの炭化水素や N₂ などと成因的には無関係である。CO₂ は断層などの割れ目に沿って上昇し、変質した化石海水起源の温泉水の自噴の駆動力となっている。

炭化水素は塚原泥岩層の下位に発達している暗灰色泥岩を根源岩として生成されたと推定されるが、温泉水の化学組成において有機物の寄与が小さいことから、量的には余り期待できない。

謝 辞

磯部温泉組合の大手氏 (大手製菓) には現地を案内して頂き、ガス試料採取を手伝って頂いた。また、国立研究開発法人産業技術総合研究所の金子信行博士には磯部ガス田の分析値について教えて頂いた。以上の各氏にお礼申し上げます。

引 用 文 献

- 阿部修治・酒井 均, 1983: 中部日本内陸地帯の諸温泉・鉱泉水の安定同位体組成. 温泉工学会誌, **18**(1), 37-50.
- 赤岩英夫・田島栄作, 1962: 群馬県鉱泉の研究 第3報 八塩, 原市鉱泉群について. 温泉科学, **13**(2), 33-40.
- 赤岩英夫・田島栄作・相沢省一, 1978: 群馬県富岡地区堆積岩の臭素およびヨウ素含量. 地球化学, **12**(1), 1-4.
- 安中市観光協会, 1982: 磯部温泉誌. 445p.
- 地質調査所, 1952: 日本鉱産誌 B II 主として化学工業原料及び肥料原料となる鉱石. 東京地学協会, 329p.
- 福田 理, 1973: 5.2 炭酸ガス. 今井秀喜・河合興三・宮

沢俊弥編 日本地方鉱床誌 関東地方 (朝倉書店), 449-460.

池上 隆・亀井正明, 1948: 天然炭酸瓦斯開発利用について. 石技誌, **13**(4), 301-304.

石和田靖章, 1948: 群馬県磯部付近の瓦斯鉱床. 石技誌, **13**(4), 225-234.

伊東博助, 1943: 石油地行脚 (1) - 上信越の巻 -. 石油時報, 836-844.

上村京子・高松信樹・今橋正征, 1988: 食塩泉の Br/Cl 比について. 温泉科学, **39**(3), 111-119.

加藤 進, 2018: 新潟地域における油・ガス田地層水の地球化学. 石技誌, **83**(4), 257-266.

加藤 進, 2020: 本邦油・ガス田地層水のホウ素. 石技誌, **85**(6), 315-320.

Kharaka, Y. K. and Mariner, R. H., 1989: Chemical geothermometers and their application to formation waters from sedimentary basins. *Thermal History of Sedimentary Basins. Method and Case Histories* (eds. Naeser, N. D. and McCulloh, T. H.), Springer-Verlag, 99-117.

北野 康, 2009: 水の化学 [第三版] NHK 出版, 257p.

久保誠二, 2001: 温泉地質図 (磯部温泉)・説明書. 社) 群馬県温泉協会学術調査研究報告書 (温泉科学), 1-12.

松葉谷 治・酒井幸子・越中 浩, 1985: 群馬県の恩泉水の水素および酸素同位体比. 温泉科学, **36**(1), 1-11.

Mizutani, Y., Tokiwa, M. and Satake, H., 1989: Hydrogen and carbon isotopic compositions of methane in N₂- and CO₂-rich gases from Central Japan. *Geochem. Jour.* **23**, 65-73.

本島公司, 1957: 群馬県磯部町付近地化学調査報告. 地質調査所月報, **8**(1), 23-40.

村松容一・近藤史也・千葉 仁・早稻田 周・長島秀行, 2010: 関東山地北縁における非火山性温泉の水質および安定同位体比とその地質学的解釈. 温泉科学, **60**(1), 4-21.

武藤 覚, 1952: 礫素の地球化学的研究 (第一報) 磯部鉱泉成分について. 日本化学雑誌, **73**(2), 108-110.

大石雅之・高橋雅紀, 1990: 群馬県高崎地域に分布する中新統一とくに庭谷不整合形成過程について. 東北大地質古生物研報, No. 32, 1-17.

Ono, A., Sano, Y., Wakita, H. and Giggenbach, F., 1993: Carbon isotopes of methane and carbon dioxide in hydrothermal gases of Japan. *Geochem. Jour.*, **27**, 287-295.

酒井 均・大木靖衛, 1978: 日本の温泉. 科学, **48**(1), 41-52.

酒井幸子, 1981: 群馬県下の温泉水中のホウ酸含量. 温泉科学, **31**(4), 128-138.

酒井幸子, 2021: 群馬県の温泉のほう素. (社) 群馬県温泉協会学術調査研究報告書 (温泉科学), 1-27.

酒井幸子・小暮金太夫, 1998: 磯部温泉新源泉の特徴 (予報). 群馬県温泉協会学術調査研究報告書 (温泉科学), 1-10.

佐脇貴幸・金子信行・前川竜男・猪狩俊一郎 2015: 燃料資源図「関東地方」. 燃料資源図 FR-3, 産総研地質調査

- 総合センター.
- Takamatsu, N., Imahashi, M., Kamimura, K. and Tsutsumi, M., 1986: Geochemical implication of the lithium content of saline spring waters in Japan. *Geochem. Jour.*, 20, 143-151.
- 高瀬一男, 1964: 群馬県磯部鉱泉の化学成分について. 茨城大学教育学部紀要, 第 14 号, 101-118.
- 高瀬一男, 1974: 八塩・磯部鉱泉の水素と酸素の同位体比について. 茨城大学教育学部紀要, 第 24 号, 171-175.
- 高橋雅紀, 2008: 3.2.1 富岡地域. 日本地方地質誌: 関東地方 (朝倉書店), 135-143.
- 帝国書院編集部編, 1997: 新編標準高等地図. 帝国書院, 146p.
- Urabe, A., Tominaga, T., Nakamura, Y. and Wakita, H., 1985: Chemical compositions of natural gases in Japan. *Geochem. Jour.*, 19, 11-25.
- 早稲田 周・岩野裕継・武田信従, 2002: 地球化学からみた天然ガスの成因と熟成度. 石技誌, 67(1), 3-15.
- 渡部直喜・大木靖衛・佐藤 修・日下部実, 1996: 新潟県松之山地すべり地の Na-Cl 型地下水の起源. 新潟大災害研年報, 18, 81-92.
- 柳下秀晴, 1965: 北関東の油徴と油母岩. 石技誌, 30(4), 204.
- 山根康平・角野浩史・内藤大貴・加藤翔太・柴田卓巳・周 楚凡・屋敷堯紀・小林真大・寺田暁彦, 2016: 草津白根火山の火山ガスと温泉ガスの希ガス・炭素同位体比. 日本地球化学会年会後援要旨集, 63, 219.
- 矢野孝雄・小坂共栄・緑 鉄洋・河野重範, 2020: 北部フォッサマグナ南部域における後期新生代の古環境変遷. 市立大町山岳博物館研究紀要, 5, 47-68.
- 横山 泉・荒牧重雄・中村一明編, 1979: 岩波講座 地球科学 7 火山. 岩波書店, 294p.
- 米谷 宏・宮下美智夫, 1968: 群馬県磯部町付近の He 資源について. 地質調査所月報, 19(11), 717-725.

石油技術協会記事

I. 理事会

第87期 第4回

開催日時：令和4年10月25日（火）15:30～17:20

開催場所：Web会議（Microsoft Teams）

出席者：（敬称略）小寺会長、島本副会長、高橋副会長
 [理事] 荒戸、牛久、梅津、小勝、吉良、倉本
 小林（修）、島田、白井、高瀬、中西、西塚、林田
 福田、古井、船津、村田、山本（浩）、吉岡（秀）
 吉田、[監事] 市川、樋口、横井、[委員長] 佐野
 久野、小林（肇）、吉岡（克）、前田、[事務局]
 山口（合計32名）

議題：

【確認事項】第87期第3回理事会議事録の確認

【承認事項】1. 会員の異動（令和4年8月1日～9月30日）

【承認事項】2. 第88回令和5年度総会及び春季講演会（会場選定、準備委員会立上げ状況）について

【承認事項】3. （会告）令和5年度春季講演会の個人講演申し込み受付と講演要旨集の発行について

【報告事項】1. 会計報告第2四半期（7月、8月、9月次）

【報告事項】2. 第87回総会・春季講演会ハイブリット／参加費による影響について

【報告事項】3. 秋季講演会準備状況について

【報告事項】4. 将来像検討会議の進捗状況について

【報告事項】5. 各委員会の活動状況報告

その他

1. 徳橋秀一氏 GSJ 地質ニュースへの石油技術協会特別見学会記事掲載（紹介）
2. 公益社団法人 物理探査学会 第147回学術講演会（後援依頼）
3. 「第60回アイソトープ・放射線研究会」への参画について（参画・後援依頼）
4. 海洋調査技術学会 第34回研究成果発表会 11/8～9（協賛依頼）

【確認事項】第87期第3回理事会議事録について

第87期第3回理事会議事録について確認。

⇒ 異論なく了承。

【承認事項】1. 会員の異動

令和4年8月1日～9月30日

（イ）入 会

【正 会 員】…… 2名

（ロ）退 会

【正 会 員】…… 3名

【学生会員】…… 2名

【種別変更：学生⇒正会員】…… 1名

（ハ）在 籍 会 員

	名誉会員	特別会員	正会員	学生会員	賛助会員	合 計
令和4年8月1日	72	130	1,283	103	60	1,648
令和4年9月30日	72	130	1,282	100	60	1,644
増 ・ 減	0	0	-1	-3	0	-4

⇒ 上記期間中の入退会に係る会員異動は異議なく承認。

【承認事項】2. 第88回令和5年度総会及び春季講演会（会場選定、準備委員会立上げ状況）について

副会長より以下説明：大会会場はメトロポリタン秋田／にぎわい交流館の2つで検討し、総会・春季講演会が開催可能な広さ・部屋数を有し、また公共施設で安価である「にぎわい交流館」を選定。これにより大会収支試算は大幅に改善し、概ね参加費5千円程度に抑えられるとの見込を得た。また大会準備委員会では、秋田大の長縄先生を委員長に、委員長経験者の荒戸先生を副委員長とし、秋大、県庁、INPEX、JAPEX、JXの関係者に依頼。加えて講演会を担う4委員会との連携を重視し、委員会より各2名を委員とした。尚、巡検に係る先生をもう1名追加の可能性がある旨説明。

⇒ コスト削減努力に感謝とのコメントがあり、異議なく承認。

【承認事項】3. （会告）令和5年度春季講演会の個人講演申し込み受付と講演要旨集の発行について

会長より令和5年の春季講演会の個人講演申し込み受付及び講演要旨集の発行について会告案を説明。今季春の講演会で学生発表者が企業側参加者との意見交換が不十分で孤立していたとの指摘を受け、「学生・院生発表者についてはポスター発表することを歓迎する」旨の一文を追加し、学生・院生と活発な意見交換ができるよう配慮した旨説明。

⇒ 異議なく承認。

【報告事項】1. 会計報告第2四半期（7月次、8月次、9月次）

会長より第2四半期の9月予実績にて説明。また、会計監査員による監査の結果、適正である旨報告。

⇒ 質疑なく了承。

【報告事項】2. 第87回総会・春季講演会ハイブリット／参加費による影響について

会長より今春の総会・講演会をハイブリット開催したこと、参加費を徴収したことによる影響について分析結果を

報告。いずれも会場参加者数への影響はない旨説明。

〈質疑応答・コメント〉

- ・実開催とオンラインやハイブリットとの参加者比較は難しいが影響ない旨理解。
- ・今春は概ね 500 名から参加費徴収できていることを確認。

⇒ 了承。

【報告事項】3. 令和4年度秋季講演会準備状況について
会長より令和4年度秋季講演会の進捗について説明。25日現在で参加登録者数 75 名、内会場参加者 26 名。まだ参加者数が少ないので声がけし会場へ足を運んでもらいたい旨説明。

⇒ 異論なく了承。

【報告事項】4. 将来像検討会議の進捗状況について

会長より検討会議を設置した背景を、また島本副会長より会議発足後の経緯、課題について報告した。また、荒戸理事より理事にも意見を聞く機会を設けてはどうかとの提案が寄せられた旨説明。

〈質疑応答・コメント〉

- ・理事は協会に長年係わり経験豊富。協会がどうあるべきか前提を議論すべき。理事としっかり議論することで改革の必要性が明確になる。名称変更が先にありきのように聞こえ気になった。

会長：今後の将来像検討会議の中で理事に意見を求める場を持つ。

- ・名称変更案の中で「石油」の名前を残すか否かとあるが、私は残す方に賛成。若い世代は CN に偏りがちだが石油だからこそ我々のアイデンティティがありアピールすべき。石油鉱業連盟、石油連盟と連携して会社、協会がアピールしポジティブイメージに変えるべき。

- ・資料の「3. 将来を担う技術者の育成」に相当するのが、経産省から委託され実施している大学向けの資源塾「石油開発夏の学校」。石油技術協会も委託を受けられるよう他の学会同様に法人化が必要。

会長：資料の「3. 将来を担う技術者の育成」を達成するためには、「7. 運営体制の強化：法人化」が必要と理解した。

- ・今回の説明で将来像検討会議の検討内容が明確になった。資料にある「石油開技術者の今後の役割は以下の2つが大きな柱：「従来からの石油・天然ガスの安定供給」「新たな分野として、CN の内 CCUS, 特に地下貯留」とし、その次に 1. 名称変更, 2. 委員会の再編, 3. 将来像を担う技術者の育成・・・7. 運営体制の強化とあるが、2つの柱から 1～7 の具体案に移行する間にギャップを感じる。

- ・CN のゴール 2050 年になっても化石燃料は CCS と抱き合わせで残ると思う。我々が何をやるかがあって名前が決まる。CCS ではパブリック・アウトリー

チは避けて通れない。名前を変えるのは我々が何をやるかハッキリしてからだ。今はまだ「石油」の名前は捨てるべきではない。

会長：検討会議の中でも CCS/CCUS の名称を入れる案が出た。また石油を残すべきとの意見もあった。理事会メンバーと検討会議のメンバーを加えて意見交換の場を持つ。

【報告事項】5. 各委員会の活動状況報告

○会誌編集委員会（小林委員長）

原稿審査状況

- ・第 87 巻 5 号（9 月号）：9 月 29 日に発刊。
- ・第 87 巻 6 号（11 月号）：11 月下旬発刊目標に進捗中。
- ・第 88 巻 1 号（1 月号）：1 月下旬発刊目標。
- ・学生優秀発表受賞原稿のページ数を刷り上がり 2 ページから 2～6 ページに制限緩和したい。また、学生が first author となる原稿は、連絡先や責任の所在を明確にするため Corresponding author（連帯責任者）を担当教官とする方針で、S1 M の登録ページ設定等確認中。

○探鉱技術委員会（佐野委員長）

- ・分科会活動状況報告
- ・令和5年度春季講演会地質・探鉱部門シンポジウム・個人講演会のテーマを絞り込み。テーマに沿って各社合計で 9 件の発表見込む。
- ・特別見学会の地質編は今季見送りとし、物探編は頼ね 2～3 月に開催予定。

○生産技術委員会（吉岡委員長）

- ・シンポジウム原稿の査読を 10/17 より受領し実施中。
- ・11/2 に秋田大学での委員会をハイブリット方式で開催予定。学生との座談会を開催する。

○作井技術委員会（久野委員長）

- ・大水深、CCS/CCUS および若手技術者交流会の分科会活動計画報告
- ・10/12 に第 1 回作井技術委員会開催（実開催、オンライン）

○国際委員会（山本委員長）

- ・9/14～15 に JFES 第 27 回シンポジウムを完全オンラインで開催。テーマは Geothermal, 計 8 件の招待講演と 12 件の一般公演があり、延べ 100 人を超える参加者があった。

○HSE 委員会（前田委員長）

- ・7/8 第 2 回 HSE 委員会（オンライン）開催
- ・HSE 管理分科会：第 5 回（9/13）、第 6 回（10/11）
- ・メルマガにて HSE 教育プログラムの第 1 回～第 4

回を案内し実施。

○ホームページ委員会（島本委員長）

- ・（ニュース）国際委員会，HSE 委員会，探鉱技術委員会，秋季講演会案内配信
- ・（会員ページ）協会誌第 87 巻 5 号，理事会資料を掲載
- ・（その他）秋季講演会バナー設置，JAMSTEC 50 周年記念式典・研修報告会掲載，質問への回答実施。メルマガ配信。
- ・HP セッション数 8～9 月合計：4,071，石油開発 ABC：707
- ・特記事項：石油開発 ABC ページリニューアル後のイメージをホームページ委員会にて確認。ゼロイチ社に依頼中の動画「石油の採れるまで」の「もっと知りたい」ボタンが動作しないことが判明。追加費用が見込まれる

○資源経済委員会（岩間委員長）

活動なし

その他

- 1：評議員 徳橋秀一様 GSJ 地質ニュースへの石油技術協会 特別見学会記事掲載（ご紹介）
- 2：公益社団法人 物理探査学会 第 147 回 学術大会への後援依頼（後援受諾）
- 3：第 60 回アイソトープ・放射線研究発表会」への参画について（後援受諾）
- 4：海洋調査技術学会 第 34 回研究成果発表会」への協賛について（協賛受諾）

以 上

【石油技術協会 賛助会員リスト】

秋田県天然瓦斯輸送(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 サウル石油
(株) INPEX ドリリング	(株) INPEX 南西カスピ海石油	(一財) 宇宙システム開発利用推進機構
AGC (株) 大網白里鉱業所	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
(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)
コスモエネルギー開発(株)	極東貿易(株)	(株) 合同資源
合同石油開発(株)	コスモス商事(株)	サハリン石油ガス開発(株)
サミットエネルギー開発(株)	JX 金属探開(株)	JX 石油開発(株)
(株) ジオシス	ジャパン石油開発(株)	シュルンベルジェ(株)
JFE スチール(株)	シュルンベルジェ(株) 長岡支店	(株) 昌新
石油鉱業連盟	石油資源開発(株)	第一実業(株)
(株) 達磨鉄工	(株) 地球科学総合研究所	(株) テルナイト
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	パリオ・サーヴェイ(株)
(株) パルカー	(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)
三井石油開発(株)	三菱ガス化学(株)	三菱商事天然ガス開発(株)

(令和 5 年 1 月現在)

第 86 巻第 6 号の正誤表

頁	位置	誤	正
表紙 3 (裏表紙)	次号予告 下から 5 行目	阿部 俊吾	安部 俊吾

石油技術協会 会議・行事開催予定

会 議	開 催 日	会 場	備 考
評 議 員 会	16:00～17:00		
第 1 回	令和 4 年 8 月 23 日 (火)	経団連会館	
第 2 回	令和 4 年 12 月 21 日 (水)	経団連会館 懇親会：	
理 事 会	15:30～17:00		
第 1 回	令和 4 年 4 月 20 日 (水)	石油鉱業連盟	
第 2 回	令和 4 年 6 月 21 日 (火)	石油鉱業連盟	
第 3 回	令和 4 年 8 月 17 日 (水)	石油鉱業連盟	
第 4 回	令和 4 年 10 月 25 日 (火)	石油鉱業連盟	
第 5 回	令和 4 年 12 月 14 日 (水)	石油鉱業連盟	
第 6 回	令和 5 年 2 月 22 日 (水)	石油鉱業連盟	
幹 事 会	15:30～17:00		
第 1 回	令和 4 年 4 月 12 日 (火)	(株)INPEX	
第 2 回	令和 4 年 5 月 18 日 (水)	JX 石油開発(株)	
第 3 回	令和 4 年 6 月 6 日 (月)	石油資源開発(株)	
第 4 回	令和 4 年 7 月 13 日 (水)	出光興産(株)	
第 5 回	令和 4 年 8 月 10 日 (水)	石油鉱業連盟	
第 6 回	令和 4 年 9 月 14 日 (水)	天然ガス鉱業会	
第 7 回	令和 4 年 10 月 13 日 (木)	石油鉱業連盟	
第 8 回	令和 4 年 11 月 16 日 (水)	三井石油開発(株)	
第 9 回	令和 4 年 12 月 8 日 (木)	石油鉱業連盟	
第 10 回	令和 5 年 1 月 18 日 (水)	JOGMEC	
第 11 回	令和 5 年 2 月 15 日 (水)	石油鉱業連盟	
第 12 回	令和 5 年 3 月 15 日 (水)	伊藤忠石油開発(株)	
行 事	開 催 日	会 場	
第 87 回定時総会 特別講演会	令和 4 年 6 月 7 日 (火) 同上	代々木オリンピックセンター	
春 季 講 演 会	令和 4 年 6 月 8 日 (水) 6 月 9 日 (木)	同 上	
見 学 会	令和 4 年 6 月 10 日 (金)	A コース：オンライン B コース：中止	
秋 季 講 演 会	令和 4 年 11 月 1 日 (火)	東京大学本郷キャンパス 小柴ホール	
特別見学会 (地質編)	中止		
特別見学会 (物探編)	令和 5 年 3 月 9 日 (木)	オンライン	

開催日・会場については変更されることがあります。

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	日本アイソトープ協会	第 60 回アイソトープ・放射線研究 発表会	2023 年 7 月頃 東京都内会場またはオンラ イン開催	後援

坑井掘削状況

特記事項なし

自：令和4年11月1日
至：令和4年12月31日

編集後記

会誌編集委員を拝命してからこれまで大した貢献もできておりませんが、それでもこの間、微力ながら数多くの投稿原稿の編集に携わる機会を持たせていただき、編集委員の一員として、協会に投稿される原稿を世に送り出すことの責任を感じています。ここ数年間での石油開発を取り巻く事業環境の変化はここで改めて申し上げるまでもありませんが、シェール、DX、脱炭素など、ここ数年間の会誌からも時代の流れを機敏に捉えたいろいろなキーワードを目にすることができ、その変化の過程が協会誌のそこかしこに映し出されているのが手に取るように分かります。オンラインで容易に会誌の閲覧ができる今では、自身が業界に身を置く以前の過去に遡ってその時代の状況に思いを馳せてみるのもまた一興かと思えます。

さて世の中は感染拡大から4年目の冬を迎えて、いまだ衰えることを知らないコロナ禍の真ただ中にあります。感染防止が日常生活に定着した今、出張などの制約も以前ほどではなく、徐々にそれまでの日常に戻ってゆくのでは、という期待もありながらも、まだ先の見通せない新年を迎えたところです。このような状況下では時間の過

し方が大きく変わった方も多いのではないのでしょうか。“The show must go on”は大袈裟かもしれませんが、その時できることを着実にこなしてゆく、ということに尽きるのでしょうか。かくいう私はすっかりインドア派になってしまい、最近はいわゆる「観る将」、自分では将棋を指すことはないのですが、プロ棋士の対局を観戦し楽しむことに入れ込んでいます。世紀の対決ともいわれる新旧トップ棋士のタイトル戦が今月より始まることなど、それまで想像もつかない趣味の移り変わりに自身でも驚いているほどです。

末筆となりますが、本年第1号である本号は昨年度の地質探鉱シンポジウムの講演を中心に多くの原稿が掲載されています。そして協会では本年の春季講演会個人講演の発表申し込み受け付け中です。皆さまの会誌投稿ならびに春季講演会への積極的なご参加を切にお願いいたします。

(会誌編集委員会運営委員 松井 良一)

現在の編集状況：受理7編、委員長預かり0編、継続審議9編、新規受付5編

石油技術協会誌投稿規定

平成 19 年 08 月 28 日 施行
平成 21 年 12 月 15 日 一部改定
平成 23 年 12 月 14 日 一部改定
平成 24 年 12 月 18 日 一部改定
平成 27 年 12 月 09 日 一部改定
平成 29 年 12 月 13 日 一部改訂
令和 02 年 09 月 01 日 一部改訂

1. 総 則

- 1.1 石油技術協会誌（以下、本協会誌という）への投稿は、本規定の定めるところによる。
- 1.2 本協会誌に投稿できる者は石油技術協会（以下、本協会という）の会員、もしくは入会手続き中の者とする。共著の場合は、共著者の一人は会員（入会手続き中の者を含む）でなければならない。ただし、依頼原稿はこの限りでない。
- 1.3 投稿された原稿の内容についての一切の責任は著者にある。

2. 原稿の投稿

- 2.1 本協会誌に投稿できる原稿は、石油・天然ガス鉱業、およびこれに関連する分野の学問・技術を内容とし、以下に記す種別ごとにそれぞれ次の要件を満たしたものであるものとする。

論 文 (Original Article)

新規性、もしくは創意工夫がある研究をまとめたもので、著者の意見が加味され、価値ある結論または事実を含むもの。

報 告 (Technical Report)

価値ある内容を含み、著者の意見が加味されたもの。既存の手法の実用性、もしくは要素技術の実証性を示したものも含む。

短 報 (Short Article)

新事実の報告、または速報的な短論文。

総 説 (Review)

特定テーマに関する論文、学説などを総括し、解説、紹介したもの。

資 料 (Note)

既存データを客観的にまとめたもの。議事録なども含まれる。

解 説 (Glossary, Explanation)

特定専門事項を紹介・説明したもの。

討 論 (Discussion)

本協会誌に掲載された内容に関する質疑応答。掲載後 1 年以内とする。

口 絵 (Pictorial)

カラー画像を中心とした解説・紹介が効果的なもの。

講 演 (Lecture)

本協会主催の講演会の内容。

新刊紹介 (Book Review)

新刊の学術単行本などを紹介したもの。

会員の声

石油・天然ガス鉱業に関連した会員の意見。

参加報告

関連学会への参加報告など。

- 2.2 原稿は以下の条件に適合するものでなければならない。

- 2.2.1 原稿は平明な日本語または英語で、石油技術協会誌投稿要領に基づき執筆されたものであること。

原稿の種別にかかわらず、本文は簡潔・明瞭で平素な表現を用いて、冗長にならないよう、かつ論理の飛躍や流れの省略がないようにすること。

- 2.2.2 一般に公表されている他の刊行物に未発表のものであること。

この「公表」とは、販売または配布をいい、「刊行物」とは、著者による特許を除く、言語や形態にかかわらないすべての出版物（電子出版、ウェブサイトを含む）とする。ただし、以下のものは未発表とみなす。

- (イ) 本協会が主催、または共催する講演会、集会において発行された予稿集、資料に掲載されたもの。
- (ロ) 著者の所属する機関において発行する刊行物に、速報的抄録を投稿したもの。

- 2.3 原稿掲載時の各種別の最大ページ数は、別表のとおりとする。

- 2.4 一連の成果を連続した「論文・報告」として投稿する場合は、各論文・報告には独立の表題を付けることとし、全体を統一する表題は副題とする。

- 2.5 原稿の受付日は、原稿が会誌編集委員会事務局に到着した日、または原稿が編集委員に託された日とする。

3. 査 読

- 3.1 投稿された原稿に対し、会誌編集委員会（以下、本委員会という）は石油技術協会誌編集委員会内規

に基づき、原稿の種別、要件に応じ査読を行う。

- 3.2 本委員会は査読の結果によって、種別の変更、内容・字句の加除、訂正、その他の修正の依頼を行うことがある。
- 3.3 査読者の意見を参考に、本委員会が本協会誌への掲載の可否を判定する。
- 3.4 掲載不可と判断された原稿は理由を付して著者に返送される。著者は判定に対し意見がある場合は、文書をもって本委員会に申し出ることができる。
- 3.5 本委員会からの内容の照会および修正を依頼された原稿について、本委員会からの依頼日より3か月以内に著者の回答、または返信がないときは、原則として、この原稿は撤回されたものとする。

4. 著作権

- 4.1 本協会誌に掲載された著作物の著作権は最終原稿が受理された時点から本協会に属する。
- 4.2 著作権の取り扱い詳細に関しては、石油技術協会著作権規定に定める。
- 4.3 いずれの著作物も他の著作権を侵害するものであってはならない。
- 4.4 投稿された原稿の内容が第三者の了解を必要とする判断される場合、および引用の許諾等にかかわる必要な手続きはあらかじめ著者の責任において行い、図表を転載する場合は原則として投稿時に許諾の写しを添付する。ホームページ、ウェブサイトの引用についても同様とする。

5. 校正と正誤表

- 5.1 原則として、著者校正は初校のみとする。版組の際に生じた誤り以外の字句の修正、挿入、削除および図表の修正は原則として認めない。なお、初校時には文法、および現代国語表記について著者の責任で確認するものとする。
- 5.2 著者が本協会誌に正誤表の掲載を希望する場合は、公表後1か月以内に本委員会に文書で申し出る。ただし、正誤表掲載の必要性は本委員会が判断する。

6. 投稿に関する問合せ先

石油技術協会誌編集委員会事務局
〒100-0004
東京都千代田区大手町 1-3-2
経団連会館 17 階（石油鉱業連盟内）
Tel：03-3214-1701 Fax：03-3214-1703
E-Mail：office@japt.org

付 則

本規定は石油技術協会誌編集委員会運営規定第8条に従って定めるものである。

本規定の改廃は本委員会の発議により、理事会の議決によって行う。

本規定は令和2年9月1日より施行する（第85期第3回理事会承認）。

別 表 原稿の種別と最大ページ数の規定

種 別	要 件	最大ページ数 ^(注)
論 文	新規性、もしくは創意工夫がある研究をまとめたもので、著者の意見が加味され、価値ある結論または事実を含むもの。	20
報 告	価値ある内容を含み、著者の意見が加味されたもの。既存の手法の実用性、もしくは要素技術の実証性を示したものも含む。	20
短 報	新事実の報告、または速報的な短論文。	10
総 説	特定テーマに関する論文、学説などを総括し、解説、紹介したもの。	20
資 料	既存データを客観的にまとめたもの。議事録なども含まれる。	20
解 説	特定専門事項を紹介・説明したもの。	20
討 論	本協会誌に掲載された内容に関する質疑応答。掲載後1年以内とする。	20
口 絵	カラー画像を中心とした解説・説明が効果的なもの。	2
講 演	本協会主催の講演会の内容。	20
新刊紹介	新刊の学術単行本などを紹介したもの。	2
会員の声	石油・天然ガス鉱業に関連した会員の意見。	2
参加報告	関連学会への参加報告など。	4

注：本委員会が認めた場合には、上記に規定されている最大ページ数を超過することができる。

石油技術協会誌投稿要領

平成 08 年 01 月 16 日	全面改定
平成 19 年 08 月 28 日	全面改定
平成 21 年 12 月 15 日	一部改定
平成 23 年 12 月 14 日	一部改定
平成 24 年 12 月 18 日	一部改定
平成 26 年 06 月 18 日	一部改定
平成 29 年 12 月 13 日	一部改定
令和 02 年 09 月 01 日	一部改定
令和 04 年 12 月 14 日	一部改定

1. 総 則

石油技術協会誌（以下、本協会誌という）への投稿に関しては、本投稿要領に従う。

2. 原稿の提出

2.1 投稿時の提出原稿

- (1) 本文等（表紙、英文要旨、キーワード、本文、図の説明文の一覧表）および図表（写真は図とする）。
- (2) 提出方法

投稿、受付、査読、原稿の再提出、審査結果の判定および最終原稿の提出はすべて本協会のホームページ (<https://www.japt.org/>) からオンライン投稿・査読システムによって行う。

投稿する際は、オンライン投稿・査読システムの指示に従って、投稿に必要な情報を登録するとともに、投稿原稿の電子ファイルをアップロードする。ファイルの容量の合計は 50 MB 以内とする。

2.2 投稿時の図

図は、査読上支障のないよう鮮明な画像とする。

2.3 再提出時の注意

原稿投稿後修正が生じた場合、または査読者の指示により再提出する原稿においては、例えば修正履歴を残すなど修正箇所がわかるよう明示して提出する。

2.4 受理後の提出原稿

本委員会から原稿受理の通知があった場合には、その指示に従い最終原稿本文等と図表を提出する。受理された原稿は原則として著者に返却しない。

- (1) 最終原稿本文等
表紙、英文要旨、キーワード、本文、図の説明文の一覧表をデジタルデータで提出する。
- (2) 掲載用図表
図表のデジタルデータの形式は PDF、Tif、GIF、JPG その他の一般的なものとし、原稿とは別ファイルとする（原稿本文中に図表を組み込まない）。投稿時の審査用図面ではなく、解像度劣化のない鮮明な原図、写真等を提出するよう注意すること。
- (3) 電子メールまたは電子媒体にて提出する場合には、

使用ソフトウェア名およびそのバージョンを明記する。投稿原稿のアップロード前に、あらかじめウィルスチェックを行うものとする。

3. 原稿の長さ

3.1 最大ページ数

原稿の種別ごとの最大ページ数は、石油技術協会誌投稿規定の別表に従う。次項 3.2～3.3 を踏まえ、最大ページ数を勘案して原稿を作成する。

3.2 1 ページの文字数

1 ページには、和文では 2,600 字、英文では 5,800 字が掲載される。

3.3 表紙および図表に必要なページの目安

3.3.1 表 紙

表題（和文、英文）、著者名、英文要旨と英文キーワード（論文、報告、短報、総説、資料、解説および講演のみ）および脚注には、一般に 0.8～0.9 ページを要する。

3.3.2 図 表

各図表の大きさを、①片段（ページ片方の段にのみ掲載）、②両段（ページ両方の段に亘って掲載）、③全ページのいずれかで指定する（4.6 (6) を参照）。

4. 和文原稿の書き方

4.1 用 紙

原稿はすべて A4 判縦置き横書きとし、パソコンによるものを標準とする。パソコンによる原稿は、カタカナは全角（2 バイト）、数字とアルファベットは半角（1 バイト）を使用し、10～12 ポイント、ダブルスペース相当の行間を空けて、また、上下左右 3 cm 程度の余白をもって印字する。図表を含みすべてのページに連続的なページ番号を記すこと。

4.2 原稿の表紙

原稿の第 1 ページ（表紙）に、以下に記す原稿の種別、表題、著者名などを順に記し、必要に応じて脚注にてその他情報を補足する。

- (1) 論文、報告、総説、資料などの原稿の種別（投稿

規定第2条原稿の投稿を参照)。

- (2) 和文表題
表題は簡潔にかつ主題を明確にすることが望ましい。
- (3) 和文著者名
- (4) 原稿の受付日と受理日 (英文) (原稿受理の通知を受けてから最終原稿に加筆する)。
- (5) 英文表題
表題は簡潔にかつ主題を明確にすることが望ましい。
- (6) ローマ字著者名 (省略せず完記する)。
- (7) 口頭もしくはポスター発表がしてある場合は、その年月日と発表した発表会の名称を和文および英文で脚注に記す。
- (8) 著者の所属機関名を和文および英文で脚注に記す。
著者の現在の所属機関が原稿の研究を行った機関と異なる場合は、研究を行った際の所属機関を主とし、併せて現在の所属機関を記す。
共著者の所属機関が異なる場合は著者と所属機関をアスタリスクで対応させること。
著者の e-mail アドレスを脚注に記す。
共著の場合はコレスポンディングオーサーを脚注記号で指定し、その e-mail アドレスを記す。

4.3 英文要旨とキーワード

- (1) 論文、報告、短報、総説、資料、解説および講演には 300 語以内の英文要旨 (Abstract) を添える。
- (2) 英文要旨の下に英語のキーワードを付ける。キーワードは 3 以上、12 以下とし、著者が付け本委員会が補う。

4.4 本 文

- (1) 章・節および項の区分はポイントシステムとする。
章・節には副題をつける。
章番号は「1., 2., 3., ...」, 節番号は「1.1, 1.2, 1.3 ...」, 項番号は「1.1.1, 1.1.2, 1.1.3 ...」とする。
(例) 1. 石油システムの概念と評価法
1.1 「石油システム」とは
1.2 「石油システム」評価法
- (2) 新かな遣いおよび常用漢字の使用を原則とする。
ただし、特殊な術語はその限りではない。
- (3) 一般的な用語を用い、俗語や特殊用語の使用は避ける。略語の使用は最小限にとどめ、使用する場合は初出箇所に正式名を書き、略語を括弧に入れる。
- (4) 外国の人名、地名などの固有名詞は、外国語で表記することを妨げないが、その際、日本語または英文を併記する。
- (5) 術語と物質名は、日本工業規格 (JIS) に準拠するほか、文部省学術用語集および石油技術協会 (以下、本協会という) が出版する「石油鉱業便覧」, 「石油地質・探鉱用語集」, 「油井・パイプライン用鋼管ハンドブック」, 「石油生産技術用語集」などを

を参考にする。

- (6) 生物名の属以下の名称 (学名)、変数名などはイタリック字体 (または下線) を用いる。
- (7) 数量、序数を示す数字はアラビア数字とし、漢字と結合して名称や概数を表す場合は漢数字を使用する (例: 三角州, 四隅)。
- (8) 単位は原則として国際単位系 (SI) を用いる。やむを得ず従来単位を用いる場合は、各数量ひとつの単位に限定し、脚注または末尾に SI との換算係数を一括して付記する。また、数量単位記号には国際的に慣用されているものを用いる。
- (9) 量記号は原則として JISZ8202 (量記号および単位記号), 数学記号は JISZ8201 (数学記号), 化学記号は万国化学記号による。また、質量数は元素記号の左肩に付ける。
- (10) 本文または数式に用いる記号は、原則として本協会編「石油鉱業便覧」および SPE の「SPE Symbols Standard」を参照する。記号の説明は、必要に応じて、本文中か末尾の引用文献の前に一括して記載する。記号とその説明文の間は「:」を用いる。
- (11) 数式は行を替えて記し、括弧内に通し番号を付ける。文中で使用する場合には特殊な記号を用いず、「a/b」, “exp (a/b)” などの記法を用いること。また、あいまいな表現を避け (特に分子、分母の区別)、他の記号と混同しないよう注意すること。本文中で引用する場合は、式 (1) のようにする。
Appendix で数式や方程式は、式 1, 式 2 ... 等で記す。

4.5 引用文献

私信、未公表・未刊行物、準備中・投稿中あるいは審査中の原稿などの外部に公表されていないもの、およびホームページの URL は、原則として「引用文献」として認めない。

- (1) 本文中で引用文献を示す場合は以下の様式に従う。
著者が 1 人の場合: 著者 (1991) または (著者, 1991)
著者が 2 人の場合: 著者 1・著者 2 (1999) または (著者 1・著者 2, 1999), 欧文の場合は Author1 and Author2 (1999) または (Author1 and Author2, 1999) 著者が 3 人以上の場合: 著者ほか (1991) または (著者ほか, 1991), 欧文の場合は Author1 *et al.* (1991) または (Author1 *et al.*, 1991)。
著者が 7 名を超える文献は、最初の 6 名を列挙し、省略記号 (日本語部分は……, 英語部分は…) を付したあと、最後尾の著者名を記す。
例) 加瀬善洋・仁科健二・川上源太郎・林 圭一・清水水康博・廣瀬 亘……石丸 聡 [Kase, Y., Nishina, K., Kawakami, G., Hayashi, K., Takashimizu, Y., Hirose, W., ..., Ishimaru, S., 2016, Tsunami deposits recognized in Okushiri Island, southwestern Hokkaido, Japan. *J. Geol. Soc. Japan*, 122, 587–602.]

ただし、同一著者による同一出版年の文献を2件以上引用する場合には、出版年の後に a, b, c, … を付して区別する。

- (2) 引用文献リストの書き方は以下の例に従うことを原則とする。

引用文献は本文末に著者名のアルファベット順に一括する。同一著者の文献が2件以上あるときは出版年順に、さらに同一出版年に2件以上あるときは出版年の後に a, b, c, … を付して並べる。書体は著者が指定し、巻数を示す数字には太字体（校正記号で示す場合は波形下線）を、欧文の雑誌名と書名にはイタリック字体（校正記号で示す場合は1本下線）を用いる。

(a) 雑誌論文

著者名, 出版年, 論文名, 誌名, 巻, 号, ページ, DOI, の順とする。

(例) 平井明夫・佐藤時幸・高島 司, 1990: 八橋油田における油の根源岩と生成・移動・集積。石技誌, 55(1), 37–47, doi: 10.3720/japt.55.37.

(例) Takahashi, M. and Hayashi, M., 1991b: Zircon crystal morphology of the Miocene tuffs in the Kamogawa area, Boso Peninsula, central Japan. *J. Japan Assoc. Petrol Technol.*, 56(6), 477–481, doi: 10.3720/japt.56.477.

(b) 予稿集論文・会議録論文

著者名, 出版年, 論文名, 会議名, 開催地, 開催日, 論文番号またはページ, DOI, の順とする。

(例) Naganawa, S., Kudo, H. and Matsubuchi, H., 2016: Simulation Study on Influences of Wellbore Tortuosity on Hole Cleaning in Extended-Reach Drilling. Proc. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (ADIPEC), Abu Dhabi, UAE, November 7–10, SPE-183409-MS, doi: 10.2118/183409-MS.

(c) 単行本

著者名, 出版年, 書名, ページ, 出版社, の順とする。

(例) 日本アイソトープ協会編, 1970: 新版アイソトープ便覧, 丸善。

(例) Tissot, B. P. and Welte, D. H., 1978: *Petroleum Formation and Occurrence*, 500–508, Springer-Verlag.

(d) 単行本や編著本の一部

著者名, 出版年, 表題, 書名, 編著名, ページ, 出版社, の順とする。

(例) 渡辺武男, 1961: 鉱床。地球の構成, 坪井忠二編, 269–290, 岩波書店。

(例) Magoon, L. B. and Dow, W. G., 1994: The petroleum system. *In The Petroleum System From*

Source to Trap, Magoon, L. B. and Dow, W. G. eds., 3–24, American Association of Petroleum Geologists.

(e) 電子文献, ウェブサイト

著者名, 掲載年, 表題, URL, アクセス日, の順とする。

(例) 経済産業省, 2015: 長期エネルギー需給見通し. http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004_2.pdf (accessed 2016/05/13).

(例) 経済産業省, 2017: 第2回メタンハイドレート海洋産出試験を終了しました. <http://www.meti.go.jp/press/2017/06/20170629004/20170629004.html> (accessed 2017/07/03).

4.6 図表

投稿原稿中の図, 写真, 表などを次の2種類に分け, 全てに通し番号を付け, 標記は英語とする。但し, 論文, 報告, 短報以外の種別の投稿では日本語を用いてよい。

- a. Fig (図): 本文中に挿入する図および写真などの画像
- b. Table (表): 本文中に挿入する記号・文字・罫線からなるもの

- (1) 図表には番号と表題, 必要に応じて説明文(キャプション)を付ける。
- (2) 説明文がある場合, 本文とは別に図番と表題および説明文の一覧表を作成し, 原稿に添付する。説明文は英語で記述する。但し, 論文, 報告, 短報以外の種別の投稿では日本語を用いてもよい。英語の説明文に加えて, 必要に応じて日本語の説明文を付加してもよい。英語以外の外国語の使用は, 固有名詞以外は認めない。図中の地名などの固有名詞には, 必要に応じて日本語を付す。
- (3) 文献の図表を引用する場合は, 当該表題の後にその著者名と西暦出版年を記す。
- (4) 図表は別紙あるいは別ファイルにまとめて作成し, 本文原稿中にそれらの挿入位置と大きさを指定する。
- (5) 図表の画像データは, そのまま拡大または縮小して掲載できるように解像度の高いものとする。原稿受理の通知があった場合には, 可能な限りオリジナルの画像データを提出する。
- (6) 顕微鏡写真にはスケールバーまたは凡例で大きさを示す。
- (7) 図表の大きさは掲載時の1ページ分を最大限とする。各図表の大きさの指定については, 3.3.2による。ページ数の制約などで必要な場合, 本委員会は大きさを変更できる。

4.7 図 表

- (1) 全体としての題目を付ける。
- (2) 著者、撮影者を明示する。
- (3) 原則としてカラー写真 2 ～ 6 枚程度で、相互関係を明確にする。
- (4) それぞれに数行の説明文を付ける。

5. 英文原稿の書き方

英文原稿の書き方については英文投稿要領 “Guide for Author” を参照のこと。なお、英文原稿の場合は、

和文表題・著者氏名とともに、1,200 字以内の和文要旨を添える。

付 則

本要領は石油技術協会誌編集委員会運営規定第 8 条に従って定めるものである。

本要領の改廃は本委員会の発議により、理事会の議決によって行う。

本要領は令和 4 年 12 月 14 日 (第 87 期第 5 回理事会承認)。

SI 単位換算係数 (SPE 表示形式)

inch	×	2.54*	E - 02	= m
ft	×	3.048*	E - 01	= m
ft ³	×	2.831685	E - 02	= m ³
bbl	×	1.589874	E - 01	= m ³
kgf	×	9.80665*	E + 00	= N
kgf / cm ²	×	9.80665*	E + 04	= Pa
atm	×	1.01325*	E + 05	= Pa
lbm	×	4.5359237*	E - 01	= kg
lbf	×	4.448222	E + 00	= N
psi	×	6.894757	E + 03	= Pa
darcy	×	9.86923	E - 13	= m ²
			E - 01	= μm ²
md	×	9.86923	E - 16	= m ²
			E - 04	= μm ²
cP	×	1.0*	E - 03	= Pa · s
cSt	×	1.0*	E - 06	= m ² / s
cal	×	4.186	E + 00	= J
Btu	×	1.055056	E + 03	= J
Å	×	1.0*	E - 10	= m
HP(メトリック)	×	7.35499	E - 01	= kW
hp(英・米)	×	7.46043	E - 01	= kW
US gallon	×	3.785412	E - 03	= m ³
US short ton	×	9.071847	E + 02	= kg
rpm				= 1 / min
(°F - 32) / 1.8				= °C
mile	×	1.609344*	E + 00	= km
acre	×	4.046873	E + 03	= m ²
knot	×	5.144444	E - 01	= m / s
海里	×	1.852	E + 03	= m
141.5 / (131.5 + °API)				= g / cm ³
mm Hg	×	1.33322	E + 02	= Pa
mm H ₂ O	×	9.80665	E + 00	= Pa
ft H ₂ O	×	2.98898	E + 03	= Pa

*は正確な値

<令和 4 年度秋季講演会>

「エネルギー安定供給とカーボンニュートラル推進の両立を目指す社会に向けて～石油開発業界の持続的な役割～」

開会	高橋 利宏
挨拶	小寺 保彦
我が国の資源確保戦略	高木 聡
新生 JOGMEC：エネルギーセキュリティとカーボンニュートラル両立の時代を切り拓く新技術事業戦略	
	三宅 勇治
多様なエネルギーの安定供給を目指す INPEX の技術戦略	黒川 悦彦
カーボンニュートラル社会実現に向けた総合エネルギー企業としての JAPEX の役割と挑戦	安楽 敏行
ENEOS グループにおける国内 CCS への取り組み	玉川 晶子・中条 恒太
まとめ&閉会	島本 辰夫

<講 演>

INPEX のガス探鉱・開発事業戦略	落合 浩二・小西 達也・Jonathan C.Evenick
CO ₂ の地中貯留および鉱物化に向けた玄武岩適用の課題と展望	徂徠 正夫
DAS パッシブ記録を用いた浅部モニタリングの検討	水谷 雅太・大津 啓・佐野 徹

石 油 技 術 協 会 会 誌 編 集 委 員 会

委 員 長 小林 肇（東京大学）

副委員長 石瀬 康浩（INPEX）

運営幹事 岡野 祥之（石油資源開発）

鈴木 一行（INPEX） 橋本 直明（三井石油開発） 藤田 和宏（INPEX）

運 営 委 員

安達 陽介（石油資源開発） 石川 正紀（INPEX） 松井 良一（INPEX）
三輪美智子（石油資源開発） 牟田 邦宏（石油資源開発） 山下 裕士（INPEX）

委 員

青木 直史（地球科学総合研究所）	阿部 一徳（秋田大学）	岩本 広志
大槻 敏（JOGMEC）	栗田 裕司（新潟大学）	三瓶 良和（島根大学）
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）
新堀 雄一（東北大学）	藤井 哲哉（JOGMEC）	古井 健二（早稲田大学）
風呂田郷史（産業技術総合研究所）	八木 正彦（石油資源開発）	山本 正伸（北海道大学）
山崎 誠（秋田大学）	横田 和也（出光興産）	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 2023

Keidanren-kaikan 17F, 3-2, Ohtemachi 1-chome, Chiyoda-ku, Tokyo 100-0004, Japan

PHONE 03-3214-1701 FAX 03-3214-1703

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

石油技術協会誌（JAPT）Vol.88, No.1

2023 年 1 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：〒100-0004 東京都千代田区大手町 1-3-2 経団連会館 17 階（石油鉱業連盟内）

電話 03-3214-1701 ファックス 03-3214-1703 振替口座 00120-8-63168

ホームページ <http://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