

2024
Vol. 89

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 高 橋 利 宏

副会長 島 本 辰 夫

副会長 吉 良 仁 秀

理 事

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

監 事

市 川 真 樋 口 朋 之 横 井 悟

幹 事

石 下 洋 平	市 江 康 高	今 井 素 直	内 山 亮 二	後 藤 彩 恵
近 藤 秀 樹	今 野 義 浩	草 宮 尚 隆	鈴 木 清 史	高 原 一 峰
知 識 源 由	土 田 邦 博	藤 田 和 宏	山 口 明	

会誌編集委員長	小 林 肇
探鉱技術委員長	佐 藤 雅 紀
作井技術委員長	北 村 龍 太
生産技術委員長	村 上 貴 浩
CCS 委員長	長 縄 成 実
HSE 委員長	吉 田 剛
国際委員長	山 本 晃 司
資源経済委員長	岩 間 剛 一
ホームページ委員長	島 本 辰 夫

複写される方へ

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

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

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

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

Reprographic Reproduction outside Japan

Making a copy of this publication
Please obtain permission from the following Reproduction Rights Organizations (RROs) to which the copyright holder has consigned the management of the copyright regarding reprographic reproduction.

Obtaining permission to quote, reproduce; translate, etc.
Please contact the copyright holder directly.

<Except in the USA>

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

<In the USA>

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

Users in countries and regions where there is a local RRO under bilateral contract with Japan Academic Association for Copyright Clearance (JAACC)

Users in countries and regions of which RROs are listed on the following website are requested to contact the respective RROs directly to obtain permission.

会 告

石油技術協会 令和 6 年度秋季講演会 「低炭素エネルギーシステムの社会実装に向けて～水素・アンモニア～」

- 主催：石油技術協会
協賛：(独)エネルギー・金属鉱物資源機構，エネルギー資源開発連盟，天然ガス鉱業会
(一社)資源・素材学会，(公社)石油学会，(公社)物理探査学会，(一社)日本エネルギー学会
海洋調査技術学会，(一社)日本地質学会，日本地熱学会，(特非)日本海洋工学会
日本地層評価学会，(公社)日本地下水学会
- 日時：令和 6 年 11 月 12 日 (火) 10:30～17:25
- 場所：東京大学 小柴ホール 東京都文京区本郷 7-3-1 TEL：03-3812-2111 (代表)
- 交通：地下鉄丸の内線 / 地下鉄大江戸線「本郷三丁目駅」徒歩 10 分，地下鉄千代田線「根津駅」徒歩 10 分，
地下鉄南北線「東大前駅」徒歩 6 分
- 開催方法：実地開催とオンライン配信を組み合わせたハイブリッド開催を予定しております。
実地開催会場にご参加頂くこと，オンラインにてご参加頂くことが可能です。
オンラインでは，リアルタイム (ライブ) およびオンデマンド (配信期間 2 週間程度) 配信
- 参加費：3,000 円：石油技術協会会員，賛助会員，協賛団体 (所属者)
4,000 円：その他一般
無料：学生 (会員 / 非会員)
- 参加申し込み：登録サイト URL は，石油技術協会 HP にて後日お知らせいたします。
登録受付は，9 月 30 日 (月) より開始し，申込 (振込) 締切は，サイトでのクレジット決済の
方は 11 月 12 日 (当日まで受付)，銀行振込の方は 11 月 6 日 (水) までに振込完了のこと。ま
た団体での振込につきましては 11 月 1 日までに事務局 office@japt.org 宛にお知らせください。

-
- 10:30 開 会 司会：石油技術協会 副会長 吉良 仁秀
- 10:30～10:40 挨拶 石油技術協会 会長 高橋 利宏
- 10:40～11:25 「水素を巡る最近の動きについて～水素社会推進法～」
経済産業省 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部
水素・アンモニア課長 廣田 大輔氏
- 11:25～12:10 「水素・アンモニアプロジェクトに対する JOGMEC 支援
～グリーン水素を原料とする合成燃料製造事業の事業評価の紹介～」
(独)エネルギー・金属鉱物資源機構 エネルギー開発金融部長 本橋 貴行氏
< 昼休憩 >
- 13:15～14:00 「水素社会実現に向けた NEDO の取り組み」
(国研)新エネルギー・産業技術総合開発機構 水素・アンモニア部
大規模水素利用ユニット GI 水素チーム チーム長 釘宮 貴徳氏
- 14:00～14:45 「ゼロエミッション火力の導入に向けた取り組み」
(株)JERA 企画統括部 脱炭素推進室長 高橋 賢司氏

- 14:45 ~ 15:30 「新潟県柏崎市でのブルー水素・アンモニア製造・利用一貫実証試験の概要」
 (株)INPEX 水素・CCUS 事業開発本部 技術開発ユニット
 副ジェネラルマネージャー 古座野 洋志氏
 < 休憩 >
- 15:45 ~ 16:30 「天然水素の動向 ~クリーンエネルギー資源としての可能性と課題~」
 (独)エネルギー・金属鉱物資源機構 水素事業部 水素事業課 小杉 安由美氏
- 16:30 ~ 17:15 「カーボンニュートラルに向けたアンモニアの役割」
 (一社)クリーン燃料アンモニア協会 会長 村木 茂氏
- 17:15 ~ 17:25 まとめ 石油技術協会 副会長 島本 辰夫
- 17:25 閉 会

お問い合わせ先：東京都千代田区大手町 1-3-2 経団連会館 17 階
 エネルギー資源開発盟内
 TEL：03-3214-1701 FAX：03-3214-1703
 E-mail：office@japt.org
 URL：https://www.japt.org/

会場案内図





石油技術協会誌

第 89 巻 第 5 号 (令和 6 年 9 月)

— 目 次 —

会 告	石油技術協会 令和 6 年度秋季講演会 「低炭素エネルギーシステムの社会実装に向けて～水素・アンモニア～」…………… i
作井部門シンポジウム「坑井技術者の挑戦—多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けて」	
開会の辞……………	久野 泰弘 …… 251
水圧入井掘削における坑井デザインの最適化 (英文) ……………	平泉 雄哉・池松 祥吾・松井 悠・土屋 健・奥澤 洸 富永 直弘・井戸 尚孝・伊澤 俊英 …… 253
JAPEX における CCS/CCUS 技術指針の策定とその適用事例 ……	南 潤也・安武 剛太・和気 沙織 …… 260
国内 CCS 事業における観測井の事例紹介～苫小牧における CCUS 大規模実証試験～ ……	清水 崇 …… 268
豪州における海洋 CCS 坑井計画の事例紹介 ……	遠藤 滋 …… 277
掘削分野へのデジタル技術適用に向けた取り組みについてのアップデート ……………	安部 俊吾・及川 敦司・永岡 卓也・佐藤 亮介 …… 281
メタンハイドレート開発特有の課題, それらの解決に向けた努力……………	若月 基・平田 実雄 …… 288
中条ガス田における老朽坑井の廃坑作業事例紹介 ……………	市川 和俊・田坂 幸雄・久野 泰弘・渡辺 博一・三宅 祐樹 …… 298
「坑井技術者の挑戦 - 多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けて」の討論会要旨 ……	309
閉会の辞……………	久野 泰弘 …… 310
報 告	
北海道東部および勇払沖における中新統の石灰質ナノ化石層序と珪藻化石層序……………	平松 力 …… 311
短 報	
東京低地浅層部に賦存するメタンガスの起源と移動集積メカニズムおよびその災害リスクについて ……………	鶴 哲郎・山中 寿朗・村田 澄彦 …… 324
解 説	
BP/EI 統計から見た世界の石油天然ガスの探鉱開発動向についての概観 (その 1) ……	鍋谷 淳 …… 332
講 演	
令和 6 年度春季講演会優秀発表賞……………	340
ニュース	
石油技術協会記事……………	361
令和 6 年度石油技術協会 施設見学会実施報告……………	364
坑井掘削状況……………	367
編集後記……………	367



— Contents —

ANNOUNCEMENT

SYMPOSIUM

“The Challenge of Well Engineers Towards Diverse Energy Supply and Sustainable Society”

Opening address	Yasuhiro Kuno ...	251
Optimum well design for drilling water injection wells Yuya Hiraizumi, Shogo Ikematsu, Hisashi Matsui, Takeru Tsuchiya Takeru Okuzawa, Naohiro Tominaga, Hisataka Ido and Toshihide Izawa ...		253
Development of CCS/CCUS technical guidelines and its application in JAPEX Junya Minami, Gota Yasutake and Saori Wake ...		260
Case Studies of Observation Wells in Domestic CCS Project (JCCS)	Takashi Shimizu ...	268
Introduction of offshore CCS appraisal drilling campaign in Australia	Shigeru Endo ...	277
Updates on Efforts Toward Applying Digital Technologies in Drilling Shungo Abe, Atsushi Oikawa, Takuya Nagaoka and Ryosuke Sato ...		281
Challenges specific to methane hydrate development and efforts to resolve them	Motoi Wakatsuki and Atsuo Hirata ...	288
Case study of legacy well abandonment in Nakajo Oil & Gas Field Kazutoshi Ichikawa, Yukio Tasaka, Yasuhiro Kuno, Hirokazu Watanabe and Yuki Miyake ...		298
Discussion on “The Challenge of Well Engineers Towards Diverse Energy Supply and Sustainable Society”		309
Closing address	Yasuhiro Kuno ...	310

TECHNICAL REPORT

Miocene calcareous nannofossil and diatom biostratigraphies of the eastern Hokkaido and offshore Yufutsu, Japan	Chikara Hiramatsu ...	311
--	-----------------------	-----

SHORT ARTICLE

Origin and migration-accumulation mechanism of methane gases present in shallow layers of Tokyo Lowland and their disaster risks ...	Tetsuro Tsuru, Toshiro Yamanaka and Sumihiko Murata ...	324
---	---	-----

GLOSSARY

Overview for the industrial trend of exploration and development of oil and natural gas in the world based on the BP/EI Statistical Review of World Energy (Part 1)	Atsushi Nabetani ...	332
--	----------------------	-----

LECTURES

The JAPT Student Presentation 2024		340
--	--	-----

NEWS

Proceedings of the JAPT		361
Facility tour report for icebreaker SHIRASE and JFE Steel Works		364
Drilling activities in Japan		367
Postscript		367

左 上：二酸化炭素貯留地適地調査事業 秋田沖 3D 弾性波探査 観測船およびエアガン発振の様子 (日本 CCS 調査(株)提供)
右 上：二酸化炭素貯留地適地調査事業 本荘沖 3D 弾性波探査 観測船データ観測室 (日本 CCS 調査(株)提供)
右中段：申川油田の坑井を用いたマイクロバブル CO₂ 圧入実証試験 (全景) (石油資源開発(株)提供)
右下段：INPEX 岩野原 CO₂ 圧入実証試験 (株 INPEX 提供)
左下段：米国, テキサス州, Petra Nova CCUS プロジェクト CO₂ 回収プラント (全景) (JX 石油開発(株)提供)
Upper left: “Investigation of potential sites for CO₂ storage in Japan” project, 3D seismic survey off the coast of Akita, seismic survey vessel and airgun shooting (provided by JCCS)
Upper right: “Investigation of potential sites for CO₂ storage in Japan” project, 3D seismic survey off the coast of Honjo, data observation room of the seismic survey vessel (provided by JCCS)
Middle right: Microbubble CO₂ injection demonstration test using wells in the Sarukawa Oilfield (Overview) (provided by JAPEX)
Lower right: Iwanohara CO₂ Injection Demonstration Test (provided by INPEX)
Lower left: Petra Nova CCUS Project CO₂ Capture Plant (Absorption Tower and Regeneration Tower), Texas, USA, (provided by JX Nippon Oil & Gas Exploration)

資 料
Note

作井部門シンポジウム

坑井技術者の挑戦—多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けて

SYMPOSIUM

“The Challenge of Well Engineers Towards Diverse Energy Supply and Sustainable Society”

開 会 の 辞**

作井技術委員長 久野 泰弘***

Opening address by Yasuhiro Kuno

皆さま、おはようございます。本日はお忙しいところ、令和 6 年度石油技術協会春季講演会作井部門シンポジウムにご参加いただき、誠にありがとうございます。私は作井技術委員長を務めております JX 石油開発の久野でございます。本年度の春季講演会は、会場をここ東京大学本郷キャンパスに変更して開催することになりました。作井技術委員会を代表し、春季講演会の開催にご尽力していただいた関係者の皆さまに厚くお礼申し上げます。

また、すでに事務局からご連絡差し上げましたように、今年度の春季講演会は本日のシンポジウム講演と討論会のみ、会場およびオンラインでの併催となります。なお、明日の個人講演およびポスター発表は、会場での開催のみとなりますので、ぜひご来場いただき、ご参加のほど、よろしく願いいたします。

さて、昨年度の秋田での作井部門シンポジウムでは、「エネルギートランジションにおける坑井技術者の役割—カーボンニュートラル実現とエネルギー安定供給の両立に向けた取組」というテーマで、各企業の皆さまより石油・ガス開発プロジェクトの事例、坑井デザインの最適化および作業効率化、作井分野での DX 化や CCS の取り組み、油・ガス漏洩井の完全廃坑作業など、多岐にわたりご講演をしていただきました。また、討論会におきましても活発に意見交換が行われ、エネルギー転換期を迎えた現在において、化石燃料の安定供給を維持しながらカーボンニュートラルを促進するための技術的課題や坑井技術者の役割についても再認識できたと思います。

今年度の作井部門のシンポジウムテーマにつきましても、石油・ガス開発プロジェクトに加えて、環境対応型事業に関するテーマは欠かせないと判断し、昨年度のシンポジウムの第 2 弾として「坑井技術者の挑戦—多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けて」というテーマにいたしました。また、今年度は、坑井技術者の役割から挑戦へと、一步踏み込んだテーマとしております。

近年、気候変動や長期化する国際紛争、それに伴う原油価格の高騰や為替相場の変動などにより、エネルギー情勢は依然として不安定な状況が続いています。特に、ロシアによるウクライナ侵攻やイスラエル・ハマスの衝突により、今まで数億トンにも上る CO₂ の排出が報告されています。また、これらの長期的な紛争が終結した際には、復興のために莫大な資機材やエネルギーが必要とされ、グリーン復興支援を推し進めても、なお直接的かつ間接的に大量の化石燃料が必要になると予想されます。

これらの状況を踏まえ、CO₂ 排出量を削減するために CCS 事業が、世界的にさらに活発化すると考えられます。一方で、

* 吉田 宣生[†]・久野 泰弘 (JX 石油開発)、黒田 耕平・安武 剛太 (石油資源開発)、志村 正臣・石川 正紀 (INPEX)、小玉 和弘 (テルナイト) 永岡 卓也 (JOGMEC)、古井 健二 (早稲田大)、和田 祐介 (SLB)、後藤 匡雄・増川 亨 (JX 石油開発)

[†] 世話人代表

** 令和 6 年度石油技術協会春季講演会作井部門シンポジウム「坑井技術者の挑戦—多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けて」での開会の辞 Opening address at the 2024 JAPT Drilling Symposium entitled “The Challenge of Well Engineers Towards Diverse Energy Supply and Sustainable Society” held in Tokyo, Japan, June 4, 2024.

*** JX 石油開発株 JX Nippon Oil & Gas Exploration Corporation

CCS 技術はまだ発展途上であり、その導入には低コスト化が課題となっております。したがって、今後は安全性および坑井健全性を確保しつつ、CCS 坑井デザインの最適化、技術開発、コスト削減努力など、さまざまな課題を克服することが必要であり、我々坑井技術者の貢献が期待されております。

皆さまもご存じのとおり、昨年 6 月には JOGMEC 様により「先進的 CCS 事業」として 7 件の CCS 事業が採択され、2030 年までの事業開始を目指すことが発表されました。しかしながら、オペレーターとしての CCS 事業においては、坑井技術者として非常に限られた期間内での試掘井や評価井の掘削、最終投資決定に向けた坑井エンジニアリング作業、坑井デザインの最適化やリスク評価、サービス契約締結に向けた入札作業や CO₂ 圧入井の掘削計画策定、さらに実際の CO₂ 圧入井や観測井掘削作業など、数多くの困難な課題に挑戦していく必要があります。

一方で、エネルギー安定供給のためには既存の石油・ガスの探鉱・開発事業も継続する必要があります。さらなる環境負荷低減のための努力も必要です。このように多様なエネルギー事業を推進していくため、坑井技術者の育成や人材確保問題も顕在化してきており、非常に重要な課題の 1 つであると認識しています。この人材確保・育成の取り組みにつきましては、本日最後のアジェンダでございます討論会でも皆様のご意見を賜りたいと考えております。

さて、本日の作井部門シンポジウムでは、7 名の方々に登壇していただき、興味深くかつ本年度の作井部門シンポジウムのテーマに相応しい内容のご講演をお願いしております。最初の講演は、アブダビ石油様より、アブダビ海域における水圧入井掘削のための坑井デザインの最適化についてご紹介していただきます。次の 2 件では、JAPEX 様と日本 CCS 調査様より CCS/CCUS 技術指針の策定ならびに国内 CCS 事業の事例のご紹介、お昼休憩を挟んで午後からは INPEX 様よりオーストラリアにおける海洋坑井計画についてご講演をいただきます。その後、JOGMEC 様より掘削分野へのデジタル技術適用に向けた取り組みについて、日本メタンハイドレート調査様よりメタンハイドレート開発特有の課題とそれらの解決に向けた努力、最後に JX 石油開発より中条油ガス田における老朽坑井の廃坑事例についてご紹介いただくことになっております。

その後、ご講演いただきました皆さまに再度登壇していただき、討論会での議論を展開して行きたいと思っております。会場およびオンラインでご参加いただく皆さまにも、積極的に討論会に参加していただき、知見の共有および意見交換をしていただくと幸いです。

最後に改めて、令和 6 年度春季講演会の開催に関わっていただきましたすべての皆様に心からお礼を申し上げ、開会のご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。

以上

講 演
 Lecture

Optimum well design for drilling water injection wells*

Yuya Hiraizumi^{**†}, Shogo Ikematsu^{**}, Hisashi Matsui^{**}, Takeru Tsuchiya^{**}, Takeru Okuzawa^{**}
 Naohiro Tominaga^{**}, Hisataka Ido^{**} and Toshihide Izawa^{***}

(Received August 2, 2024 ; accepted August 21, 2024)

Abstract : From August 2022 until October 2023, ADOC, Abu Dhabi Oil Co., Ltd. (Japan) drilled four water injection wells in offshore oil Field A for reservoir management purpose. The wells were designed as deviated and long horizontal wells with high hole angles to position the targeted water injection intervals of the injection wells as far away from oil production zone as possible towards the structure flank to maximize the effectiveness of water injection and minimize early water breakthrough. There were several technical challenges to drill these wells and those challenges were considered in this well design. However, numerous downhole problems and liner cementing issues occurred while drilling the wells. To address these issues, well design and drilling programs were updated on a well-by-well basis. Eventually, the last (the fourth) well was drilled without encountering any major troubles and issues. It was successful with significant improvements compared to previous wells and completion within the planned time frame.

Keywords : Optimum well design, Water injection, Hole cleaning, Hole stability, Well trajectory design, Liner cementing

1. Introduction

ADOC, Abu Dhabi Oil Co., Ltd. (Japan), was established in 1968, and since then has been conducting stable operations through the utilization of the best production technology that fully adheres to not only the operational rules and regulations, but also those for environmental protection. A new oil field (Field A) was granted as an additional oil field to its three existing ones when ADOC renewed its concession agreement in December 2012. Development of Field A commenced in 2016. A total of ten producer wells were drilled achieving zero-discharge operations and commenced production from 2017 with natural flow. After the commencement of production, four water injection wells were planned in Field A to maintain the reservoir pressure for reservoir management purposes due to sharp declines in reservoir pressure, and the wells were drilled from August 2022 until October 2023.

2. Background of the water injection operation

Field A is located in shallow water areas of the Arabian Gulf and approximately 100 km west of Abu Dhabi, and the field has three hydrocarbon reservoirs (zones A, B, and F).

The development drilling was conducted from 2016 to 2018 and a total of ten producer wells were drilled to the top of structure of the oil reservoir zones A, B, and F. Then, natural flow production commenced in 2017. However, an unanticipated sharp decline in the reservoir pressure was observed just after the initial production had started. An integrated reservoir management team was established to address the issue in the shortest possible time by implementing the best possible reservoir management approach, and the WI (Water Injection) method was adopted to accelerate pressure restoration of the reservoir. The clear objective of WI implementation was not only to restore the reservoir pressure with improved sweep efficiency, but also to extend the period of the plateau oil rate and to increase oil recovery factor, allowing wells to produce as per maximum designed oil rate with natural flow as long as possible. Four water injection wells were planned in Field A for the reservoir management purposes and were drilled from August 2022 until October 2023.

3. Basis of well design and technical challenges

It was important to position the targeted water injection intervals of the injection wells as far away from the oil

* 令和 6 年度石油技術協会春季講演会作井部門シンポジウム「坑井技術者の挑戦—多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けて」で講演 This paper was presented at the 2024 JAPT Drilling Symposium entitled “The Challenge of Well Engineers Towards Diverse Energy Supply and Sustainable Society” held in Tokyo, Japan, June 4, 2024.

** アブダビ石油株式会社 ADOC

*** アブダビ石油株式会社 (現 JX 石油開発) ADOC/Current JX Oil & Gas

† Corresponding author : E-Mail : y_hiraizumi@adoc.ae

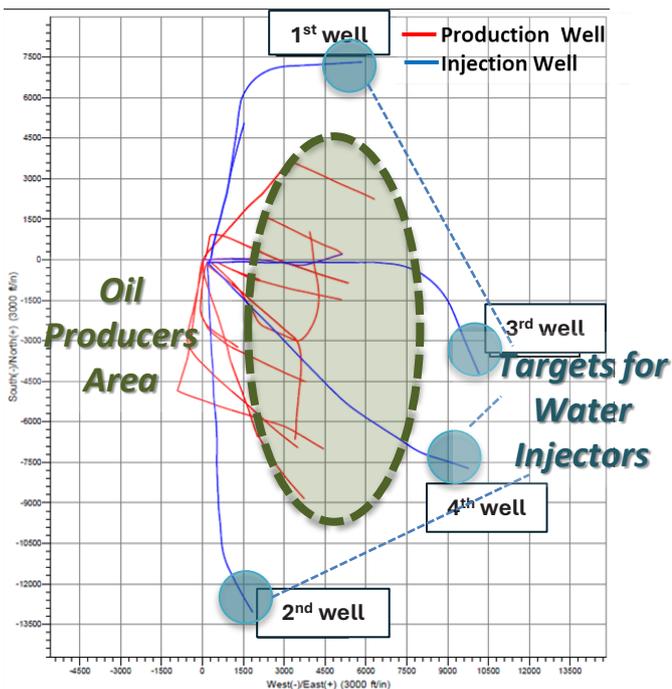


Fig. 1 Well Spider Plot

production zone as possible, and these were located in the structure flank to maximize the effectiveness of water injection and minimize early water breakthrough as shown in Fig. 1. Consequently, the water injection wells were initially designed as deviated and long horizontal wells with high hole angles.

Typical casing design of injection wells were same as that of offset production wells; after setting the 30" conductor and

18-5/8" CSG, the mud losses zone was drilled out using a 16" BHA and isolated with 13-5/8" CSG. The shale formation interval was drilled with a 12-1/4" BHA and covered with 9-5/8" CSG. Subsequently, the reservoir interval was drilled with an 8-1/2" BHA and covered with 7" liner and cemented for zonal isolation. The water injection zone was drilled horizontally with a 6" BHA and 3-1/2" or 4-1/2" TBG with a swellable packer was installed to segment each targeted sub-layer from other untargeted sub-layers of the reservoir. The typical well trajectory and CSG set depth of water injection well is shown in Fig. 2, and a typical well profile is shown in Fig. 3.

There are several technical challenges for the well design to drill horizontal section in the structure flank. The wells were kicked off in the 23" open-hole section below 30" conductor to build up hole angle and maintain tangency in the zone prone to lost circulation. The maximum DLS (dogleg severity) was 3 deg/100 ft above the 12-1/4" open hole, while maintaining tangency in the shale formation (Shale 2), the maximum inclination of approximately 43 deg was designed. The angle was greater compared to those in offset wells. However, since the vertical interval between the 9-5/8" CSG set depth and the water injection target depth was only approximately 180 ft, the maximum DLS of 8-1/2" drilling BHA was limited. Therefore, the planned well trajectory reached below the target reservoir depth, and then was built up to target water injection interval with +/-91deg. inclination. The following technical challenges were considered in this well trajectory design:

- Early kick off design (in 23" section).

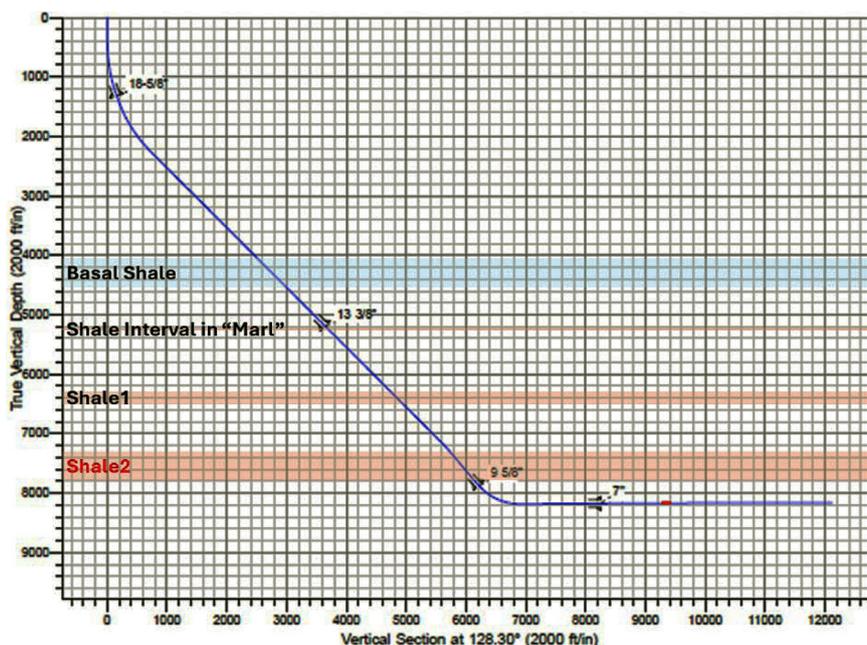


Fig. 2 Typical well trajectory of water injection well

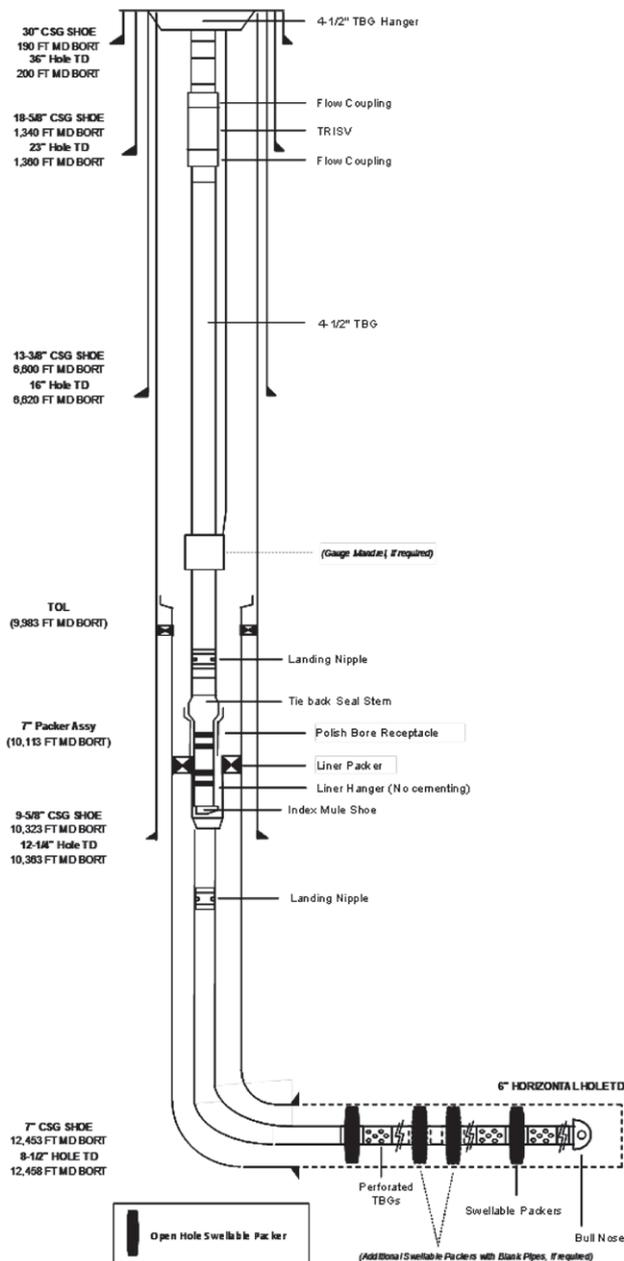


Fig. 3 Typical well profile of a water injection well

- High hole inclination (~ 43 deg) as in shale formation interval (12-1/4" hole).
- High DLS in 8-1/2" hole ($> 6-7$ deg/100ft).
- 7" liner casing running and cementing (max inc. > 90 deg).
- Drilling long horizontal section.
- Acidizing with Coiled Tubing for long horizontal section.

4. Downhole issues in shale formation intervals and well design optimization

During the drilling operations in the first well, numerous downhole problems were encountered and sidetrack (ST) was finally conducted due to pack-off and stuck BHA incidents

that happened while tripping the string in shale formations. The main causes of the troubles likely resulted from higher hole angles and insufficient hole cleaning. As the result of these troubles, the well design was not only revised to reduce the hole angle in the shale formations to ± 40 deg, but the operation procedure was also revised by adding the following for better hole cleaning.

- Circulate to clean the well until returns at shaker become clean (Three full circulation should be required at least).
- To clean the well, circulate mud at the maximum pump rate and pipe rotation speed.
- Use Hi-Vis/Hi-Weight mud to clean up well.
- In the shale formation interval, trip in/out strings and circulation without rotation as much as possible to minimize mechanical damage to the shale formations.
- Adjust the mud weight in the shale formations depending on the size and quantity of caving shale.

After the revision, the second well and ST of the first well were completed without specific hole trouble. However, pack-off and stuck BHA incidents happened again while tripping the string in shale formations in the third well.

Based on the result of drilling the third well, the well trajectory of the fourth well was redesigned and the hole angle in the shale formations was reduced to ± 34 deg to minimize the hole stability risk and to improve the hole cleaning efficiency. On the other hand, a higher DLS (up to 7.7 deg/100 ft) was required in the 8-1/2" hole section due to change the well trajectory to lower the hole angle. Therefore, two separate BHA runs were required to drill out high dogleg sections, which was to drill a high dogleg section with the minimum required MWD with a motor assembly as the first BHA run to secure high DSL and was to drill a build-up section with the full MWD and LWD and RSS assembly as the second BHA. As the result of all above revisions, the fourth well was completed in 81 days without any major troubles as almost same as 80 days original plan.

5. Optimization for 7" liner cementing

7" liner cementing is one of the most important factors in our drilling operation to isolate the un-targeted reservoir water zone and oil zone and to avoid early breakthrough of injection water. Therefore, 7" liner cementing was planned to get good cement bond as per the below pump schedule:

- Pump 250 bbls of 9.5 ppg NaCl brine by rig pump. -8 bpm.
- Pump 150 bbls of 9.5 ppg chemical wash by rig pump. -8 bpm.
- Pump 60 bbls of 13.0 ppg Mudpush Spacer by rig pump. -6 bpm.
- Pump 90 bbls of 15.8 ppg expandable cement by

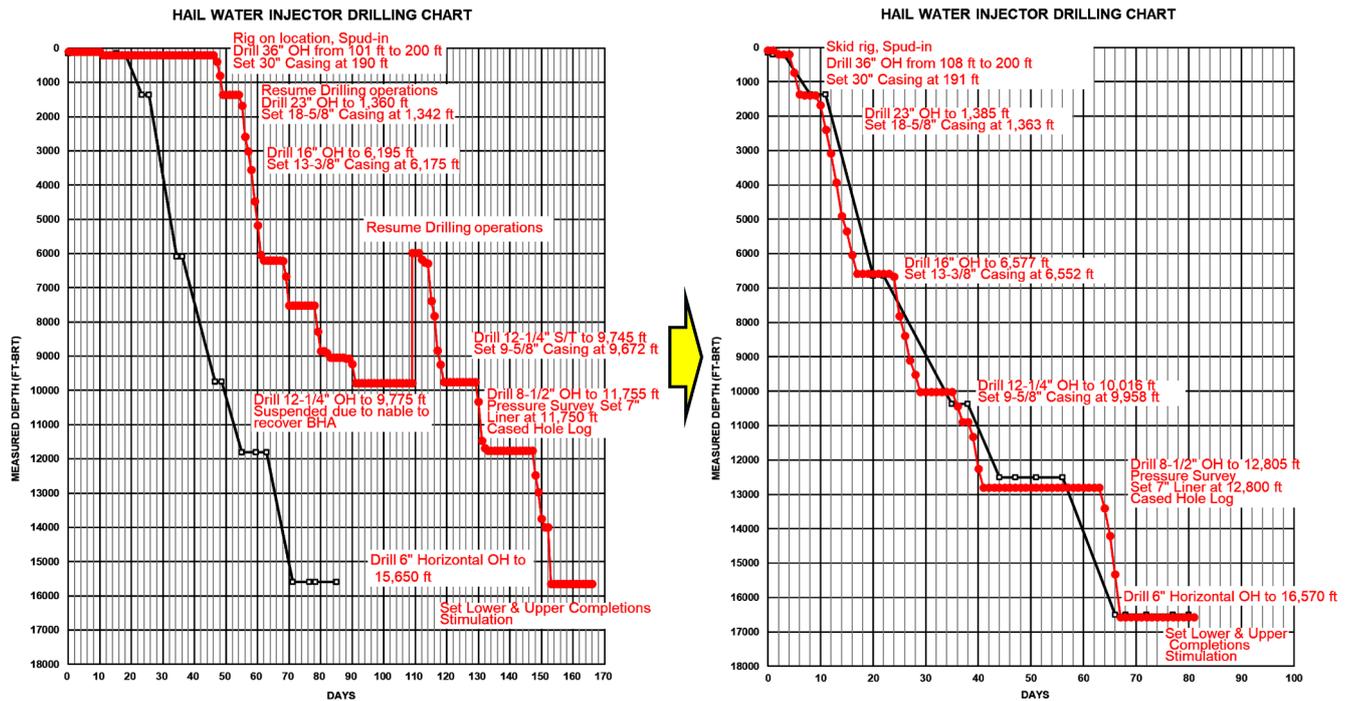


Fig. 4 Drilling chart comparison 1st well vs 4th well

cementing pump. –5 bpm.

- e) Drop Dart.
- f) Pump 10 bbls of Fresh water by cementing pump. –5 bpm.
- g) Pump 260 bbls of 11.0 ppg mud by cementing pump. –5 bpm.

After setting the 7" liner hanger, liner cementing was completed as per the planned pump schedule. Good indications of shear dart and bump plug were observed as shown in Fig. 5.

However, cement contamination was observed using USI (Ultrasonic Imaging) log for the 7" liner cementing of the first well and the most severe contamination was indicated in the 9-5/8" CSG and 7" liner overlap interval and around the 7" liner shoe. As a result, cementing program was updated for each well. Considering the results of 7" liner cementing at each well, the following points were updated in the initial cementing programs:

- Take sonic calliper log while drilling to optimize cementing volume calculation and simulation.
- Apply a higher pump rate while cementing to improve mud displacement and mud cake removal.
- Pump 90–100 bbls of spacer ahead of cement slurry for better mud displacement and mud cake removal.
- Utilize heavier density cement slurry based on ECD simulation.
- Pump 5 bbls of cement slurry behind the wiper plug.
- Change the centralizer for the liner from rigid type to

semi rigid type for better standoff.

In this water injection drilling campaign, it was the third well to get the best practice and the good cement bond of 7" liner cementing. The updated pump schedule, which was devised for the third well, is described below.

- a) Pump 250 bbls of 9.9 ppg NaCl brine by rig pump. –7 bpm.
- b) Pump 150 bbls of 9.9 ppg chemical wash by rig pump. –7 bpm.
- c) Pump 60 bbls of 13.0 ppg Mudpush spacer by rig pump. –7 bpm.
- d) Pump 123 bbls of 16.7 ppg expandable cement slurry by cementing pump. –5 bpm.
- e) Drop Dart.
- f) Pump 5 bbls of 16.7 ppg expandable cement slurry by cementing pump. –5 bpm.
- g) Pump 10 bbls of Fresh water by cementing pump. –5 bpm.
- h) Pump 264 bbls of 11.1ppg mud by cementing pump. –7 bpm.

Actual 7" liner cementing conducted for the third well was completed on original planned pump schedule and simulation and good indication was shown in Fig. 6. As the result of USI log, the cement bond was largely improved compared to previous wells (Fig. 7). On the other hand, the actual top of cement depth turned out to be at +/-200 ft MD shallower than the expected wiper plug depth because the cement dropped with gravity force to lower (heel) section due to

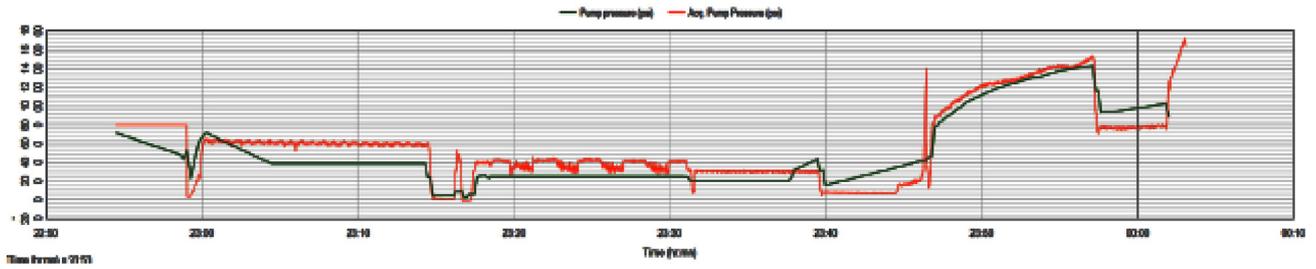


Fig. 5 Charts for the 1st well - Pressure matching – Acquired (Red) vs Simulated (Green)

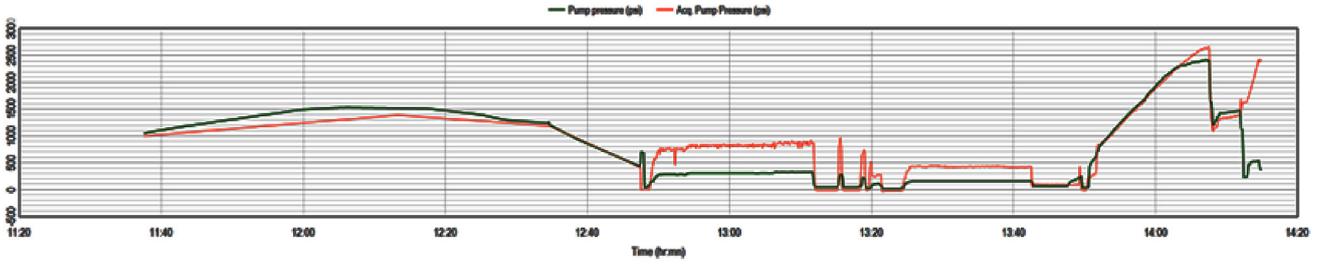


Fig. 6 Charts for the 3rd well - Pressure matching – Acquired (Red) vs Simulated (Green)

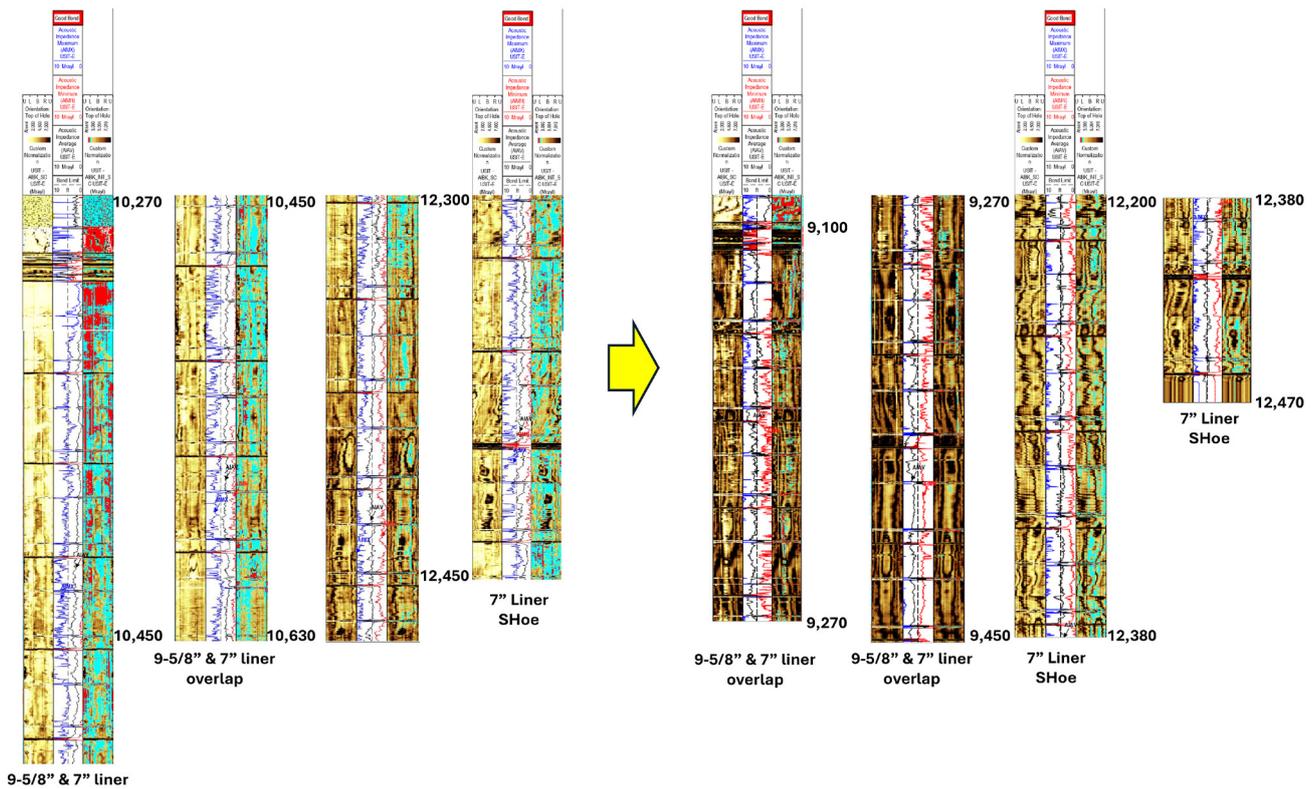


Fig. 7 USI log comparison between 1st well and 3rd well

pumping 5 bbls of cement slurry behind the wiper plug.

6. Conclusion

The well trajectory with higher deviation and longer horizontal length had a negative impact on circulation effects,

such as hole cleaning and cementing, which was presumed to be one of the causes of the aforementioned downhole issues. To address these challenges, several revisions were made to well design and the drilling programs by ADOC, including revising the well trajectory, refining hole-cleaning procedures

during drilling, and optimizing cementing procedures on a well-by-well basis.

Eventually, the fourth well was drilled without encountering any major troubles in the shale formations and the 7" liner cementing was also successful with significant improvements compared to previous wells and completion within the planned time frame. Based on the experiences gained during this drilling campaign, the following are the recommendations learned through the drilling operations:

• **Hole cleaning and hole stability**

- Circulate to clean well until return at shaker be clean (at least three full circulations should be required).
- To clean well, circulate at the maximum pump rate and pipe rotation speed as much as possible.
- Use Hi-Vis/Hi-Weight mud to clean up well.
- In the shale formation intervals, trip in/out strings and circulation without rotation as much as possible to minimize mechanical damage to shale formation.
- Adjust the mud weight in the shale formations depending on the size and quantity of caving shale.

• **Well trajectory design**

- Keep lower inclination (<40deg.) inside a shale formation to reduce the wellbore stability risk.
- Keep lower DLS (<1.0 deg/100 ft) or no plan to build up hole angle in a shale formation.
- If a higher DLS is required when drilling the 8-1/2" hole, two separate BHAs can be run to drill with minimum MWD and motor assembly only as the first BHA and to drill with full MWD & LWD and RSS assembly as the second BHA.

• **Liner cementing**

- Obtain and utilize open hole data using the calliper log for calculation of the extra cement volume and fluid volume and for running cementing simulation.
- Use heavier density slurry based on ECD simulation to improve cement bonding.
- Pump 90-100 bbls of spacer ahead of slurry for better mud displacement and mud cake removal.
- Maintain a higher pump rate for better mud displacement and mud cake removal.
- Using semi rigid type centralizer for good standoff.

SI Unit Conversion Factor

in	×	2.54*	E - 02	=	m
ft	×	3.048*	E - 01	=	m
bbl	×	1.589873	E - 01	=	m ³

水圧入井掘削における坑井デザインの最適化

平泉 雄哉・池松 祥吾・松井 悠・土屋 健
奥澤 洸・富永 直弘・井戸 尚孝・伊澤 俊英

アブダビ石油(株)は1968年会社設立以来半世紀以上にわたり、アラブ首長国連邦(UAE)アブダビ市沖の海上油田での探鉱・開発・生産操業を実施してきている。アブダビ政府からも評価を受け、2012年に権益延長および新規油田の権益取得により現在は四油田の操業を行っている。

四油田の1つField Aは2016年から2018年にかけて開発掘削が行われ、2017年より油の商業生産を開始したが、生産開始以降当初の想定を上回る油層圧力の減退が確認された。これに対し対策検討チームが発足されスタディを実施、油層圧力の回復・維持を目的としてField Aに対する水圧入計画を策定し、その実行が決定された。

合計4本の水圧入井計画され、2022年8月から2023年10月にかけてこれら水圧入井の掘削・仕上げ作業が実施された。各坑井は水圧入効果の最大化および早期の水付を最小化する目的から、水圧入位置を既存生産井からできる限り離れた構造翼部に配置するため、高傾斜、かつ長水平区間を有する坑井デザインとした。想定された掘削時の潜在的なリスクならびにその予防策については、技術課題として坑井デザイン、掘削計画にも反映されていたが、実際の坑井掘削時には主にシェール層掘削区間において複数の坑内トラブルが発生し、加えて、油層区間を遮蔽する目的で設置したライナーケーシングにおいてセメンチング不良が発生した。発生したトラブルへの対策については、坑井毎に坑井デザインおよび掘削計画に反映し、最終4坑井目の掘削はその他3坑井と比べて大幅に改善し、大きなトラブルもなくほぼ計画どおりの日数で仕上げ作業までを完了することができた。

発生したトラブルの多くは高傾斜ならびに超水平区間を伴ったことから、坑内の安定性や坑内クリーニング効果が低下したことに起因していると考えられる。今回の経験・結果を基に策定した改善提案は以下のとおり。

• **坑内クリーニング & 坑内安定性**

- シェールシェーカーにて泥水がきれいになったことを確認できるまで坑内循環を継続する
- 坑内循環時にはポンプレートとパイプローテーションをできる限り上げて行う
- ザク上げにはHi-Vis/Hi-Weightの泥を使用する
- シェール層区間での掘削編成の揚降管時には地層へのメカニカルダメージ防止のため、可能な限りパイプローテーションを行わない
- シェール層では崩落防止のため泥水比重の調整を行う

• **坑跡デザイン**

- シェール層区間の坑井傾斜を40度以下に抑える
- シェール層区間では増角率を~1.0 deg/100 ft以下、

または増角を行わないデザインとする

- ・ライナーセメンチング
- ・セメントボリュームの最適化のため、掘削中に Open Hole Calliper Log を取得する
- ・ECD シミュレーションを元に、できる限り高比重のセメントを使用する
- ・コンタミネーション防止のため、セメントスラリーに先行して 90 ~ 100 bbl のスパーサーをポンプする
- ・コンタミネーション防止のため、できる限り高いポンプレートでセメンチングを行う
- ・ケーシングセントライズのため、一体鋳造型のケーシングセントライザーを使用する

講 演
Lecture

JAPEX における CCS/CCUS 技術指針の策定とその適用事例*

南 潤也^{**†}・安武 剛太^{**}・和気 沙織^{**}

(Received July 2, 2024 ; accepted August 1, 2024)

Development of CCS/CCUS technical guidelines and its application in JAPEX

Junya Minami, Gota Yasutake and Saori Wake

Abstract : In October 2020, the Japanese government declared an ambitious climate goal, targeting net-zero greenhouse gas emissions by 2050 and aiming for a 46% reduction by 2030 relative to 2013 levels. In alignment with this goal, JAPEX, in collaboration with other consortium members, has been selected for seven projects by JOGMEC. These initiatives are strategically aligned with achieving the 2050 carbon neutrality objective and securing a stable energy supply.

In March 2022, JAPEX introduced technical guidelines for CCS/CCUS, with a particular focus on new wells, the utilization of existing wells, and the plug and abandonment of wells. These guidelines, based on international standards and expert consultations, are designed to facilitate the practical application and commercialization of CCS/CCUS technologies. A significant application of these guidelines was demonstrated during the well workover carried out in 2023.

The technical specifications contained in the guidelines mandate the installation of two cement barriers for well abandonment and include specific measures to prevent CO₂ leakage. The implementation of these guidelines in the workover operations, transitioning from a deep depleted gas layer to a shallower oil layer, conducted by JAPEX, emphasizes cost-effectiveness and considers the potential for future CCS/CCUS projects.

This initiative highlights the continuous efforts and the necessity for periodically updated guidelines to ensure the effective and reliable deployment of CCS/CCUS technologies in achieving Japan's carbon-neutral goals.

Keywords : CCS/CCUS, technical guidelines, workover, CO₂ corrosion

1. はじめに

日本政府は 2020 年 10 月に、2050 年まで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目標を掲げ、2021 年 4 月には 2030 年度において温室効果ガスを 2013 年度比で 46%削減することを宣言した。また、JOGMEC は、我が国の資源エネルギーの安定供給と 2050 年のカーボンニュートラル実現への貢献のため、CCS の普及と拡大に向けて、ハブ&クラスターによる事業の大規模化とコスト削減に取り組むモデル性のある事業を「先進的 CCS 事業」と位置付け、石油資源開発(株) (以下、JAPEX) を含むコンソーシアムから提案のあった苫小牧地域 CCS および東新潟地域 CCS を含めた 7 プロジェクトを 2023 年 6 月に候補として選定した。

JAPEX としては、ネットゼロ達成への貢献を視野に、これまでの実証試験や調査などを踏まえた CCS/CCUS の実用化・商業化を目指し、全社横断型のリスク管理を行えるように「CCS 事業に関するリスクマネジメントマニュアル」を策定した。また、坑井に関する検討に際しては CCS/CCUS 技術指針(坑井編)を 2022 年 3 月に策定した。その後、既存坑井からの CO₂ 漏洩・漏出に関するリスク分析方法に重きを置いた「運用ガイドライン」も策定している。

2022 年から計画を開始した、既存油ガス井(以下、Well-A)の生産停止に伴うリグレス作業による改修作業(層変更)では、廃層対象層は将来的な CCS/CCUS 事業の貯留対象となる可能性があったため、社内指針である CCS/CCUS 技術指針が適応される JAPEX で初めての事例となった。2023 年度に実施した改修作業は計画どおりに作業を終え、JAPEX の収益向上に貢献している。また、地熱作業からもフィードバックを取り込み、コストを削減した作業となっている。

本稿では、JAPEX の CCS/CCUS に関するリスク管理の方法と改修事例について紹介する。

* 令和 6 年度石油技術協会春季講演会作井部門シンポジウム「坑井技術者の挑戦—多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けて」で講演 This paper was presented at the 2024 JAPT Drilling Symposium entitled “The Challenge of Well Engineers Towards Diverse Energy Supply and Sustainable Society” held in Tokyo, Japan, June 4, 2024.

** 石油資源開発(株) JAPEX

† Corresponding author : E-Mail : junya.minami@japex.co.jp

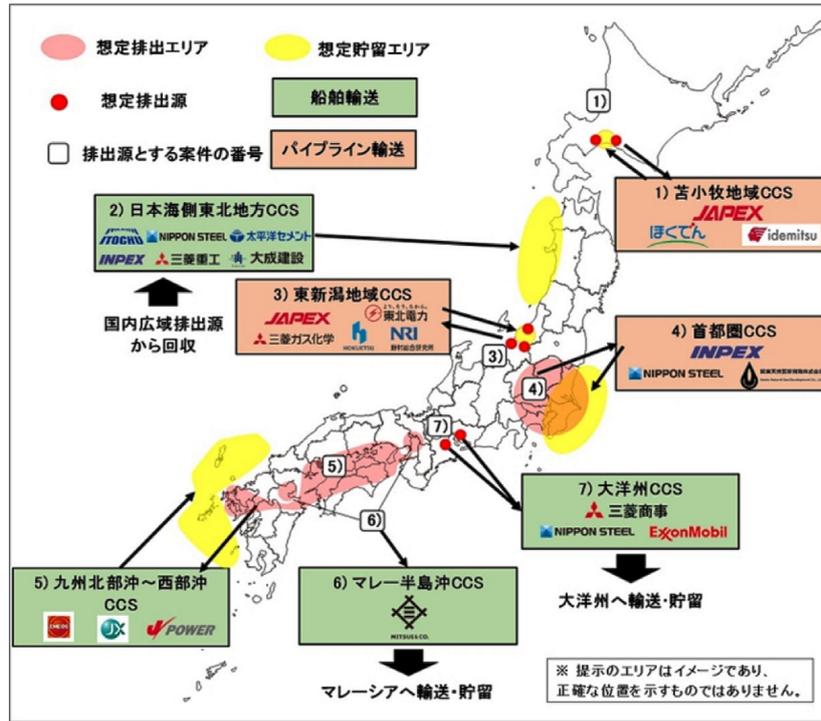


図1 選定された先進的 CCS 事業の位置図 (2023 年 6 月時点)
 JOGMEC (2023), 選定した先進的 CCS 事業の位置図 (accessed 2024/6/18)

2. JAPEX の CCS 事業におけるリスク管理

JAPEX では、CO₂ の地下圧入作業を含む全ての事業（あるいはプロジェクト）において、その計画から実行、具体

的には圧入完了後のモニタリングまでの全段階を対象とした「CCS 事業に関するリスクマネジメントマニュアル」を策定している。図2は JAPEX における「CCS 事業に関するリスクマネジメントマニュアル」の位置づけと参考文

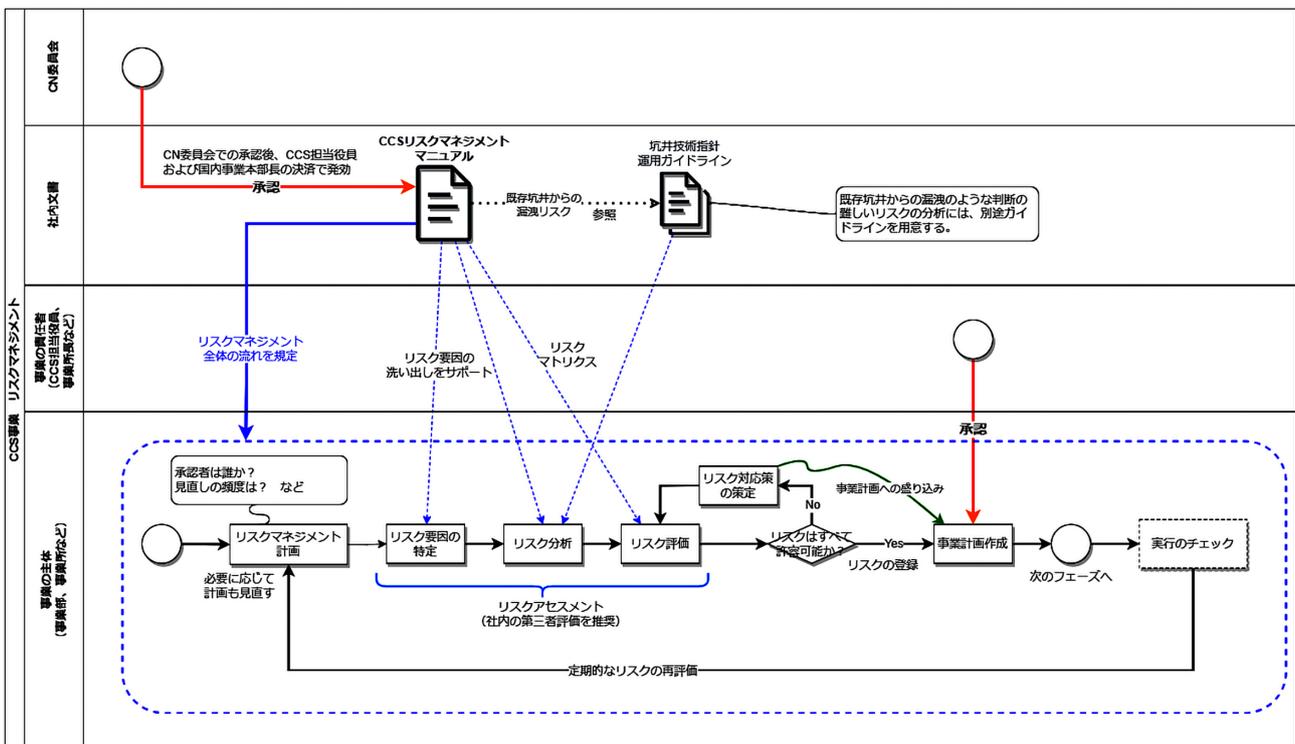


図2 「CCS 事業に関するリスクマネジメントマニュアル」の位置づけ

章を示した図であり、坑井部分に関しては後述する CCS/CCUS 技術指針（坑井編）・運用ガイドラインを参照する。

2024 年時点では、CCS は国内では前例のない事業のため、リスク要因を漏れなく抽出できるか、それらに関するリスクに対して合理的な対応策を講じることができるか、そして社外の有識者などからの客観的かつ独立的な視点も反映しつつ、どれだけ説得力を持って社内および社外の関係者にそれらの結果を説明することができるか、ということが大きなポイントとなる。したがって、このマニュアルではリスク要因の抽出の手引きとしてリスクアセスメントの一助となること、および CO₂ の地下圧入に関するリスクマネジメントの社内標準を定めて統一的な評価を行うことに重点を置いている。

2.1 CCS/CCUS 技術指針（坑井編）

新規に掘削する CO₂ 圧入井を対象とした技術指針のほか、既存井を CCS/CCUS に活用するための条件および当該条件を満たすための改修方法、そして廃坑時の留意点について、国内外の CCS/CCUS に関連する規定文書や文献・技術資料を参考にし、JAPEX 独自にまとめたものとして CCS/CCUS 技術指針（坑井編）を策定した。CCS/CCUS に利用（転用）される可能性のある坑井は、デザイン段階から適切な仕上げ仕様を求められている。具体的には、坑井を通して地下に貯留される CO₂ の影響下にあっても健全な状態が確保され、地上や他の層に CO₂ が漏洩しないような坑井であることが求められる。

また、JAPEX 所有の油ガス田には既存井が多く存在し、このようなエリアにおいて CCS/CCUS を行う際には、既存井の CO₂ 圧入井やモニタリング井への転用可否が検討されるが、地下に貯留した CO₂ がこれら坑井を介して地上や他の層へ漏洩しないことが条件となり、その条件および CO₂ 圧入井・モニタリング井の仕様を満たすために改

修作業が必要となる。また、図 3 に示すように CO₂ 圧入井やモニタリング井に限らず、同エリアに存在する油ガス生産井や休止井についても漏洩経路となり得るか確認する必要がある。漏洩経路となり得ると判断された坑井には、漏洩リスクを低減するための対応として改修作業を行う必要がある。これはすでに廃坑された坑井も例外ではなく、廃坑時の状況を確認し、必要に応じて是正措置をとる対応が求められる。なお、JAPEX では CCS/CCUS 技術指針（坑井編）の他に貯留層編・施設編を策定済みであり、包括的な技術資料として CCS/CCUS 事業推進を図っている。

2.2 CCS/CCUS 技術指針（坑井編）の課題と運用ガイドライン

CCS/CCUS 技術指針は、国内外の各種基準文章・報告書・論文および鋼管メーカーなどの各パートナーへのヒヤリング結果に基づく JAPEX 独自の指針である。一方でリスクアセスメントを実施する際に重要となる CO₂ 漏洩発生の可能性（ケーシング腐食およびセメント劣化）ならびに漏出レートの推定手法と具体的なリスクアセスメント手法の明記がなく、一部過度に保守的なリスクアセスメントに基づいて廃坑・改修の検討がなされていた。

そのため、JAPEX が係る国内外の CCS/CCUS 事業において、既存井および廃坑井を介した CO₂ 漏洩・漏出に関するリスク分析（発生確率および影響度の分析）の具体的な実践的な方法を、業界内の知見・文献の分析を基に JAPEX 独自で整理し、同事象に対して合理的なリスク分析・評価のための判断基準・指標を定めることを目的とした CCS/CCUS 技術指針（坑井編）の運用ガイドライン（既存井および廃坑井を介した CO₂ 漏洩・漏出に関するリスク分析のためのガイドライン）（以下、運用ガイドライン）を策定した（図 4）。

あるフィールドでは CCS/CCUS 事業を始める前に 4 坑

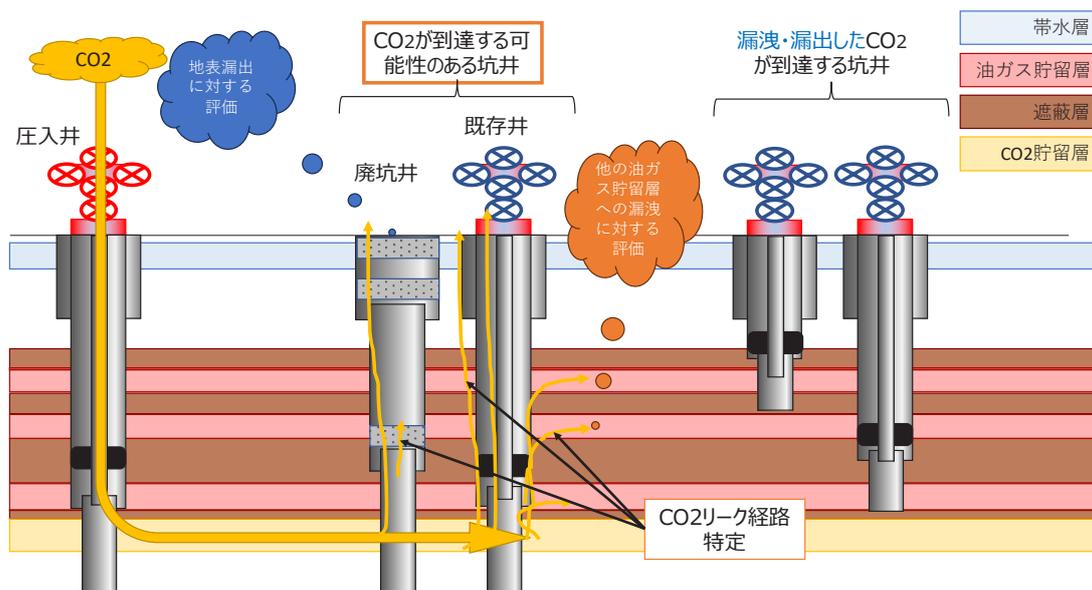


図 3 フィールドでの CO₂ 漏出・漏洩 想定ルート想定模式図

井の廃坑が必要であったが、運用ガイドラインを適用することでバリアの時間的要素など科学的なアプローチに基づいて再検討した結果、1坑井の事前廃坑は必要であるが、残り3坑井についてはそのフィールドの廃山時にまとめて実施する事が可能と整理できるようになった。

2.3 CO₂ 漏洩・漏出リスク評価・まとめ方

「CCS 事業に関するリスクマネジメントマニュアル」で規定された表1を活用して坑井に関するリスクアセスメントを実施している。実際のリスクアセスメントでは、人命・経済性の他に、CO₂ インベントリーの棄損、スケジュール遅延、事業の中断、資源の確保（人・物）、ビジネスパートナーとの関係、世評、遵法の8項目に対して評価すべき

項目があり、それぞれ目安となる具体的な指標もしくは数値が記載されているものを使用している。

具体的な評価は以下のステップで行う。

1. 掘削作業時の状況、仕上げ後のこれまでの状況が分かる情報を収集する。また、坑内図からCO₂が漏洩・漏出する可能性のある経路を特定する。
2. 発生確率：上記1.で得た情報から、漏洩・漏出経路中のバリア要素（セメント、鋼管など）の状態を総合的に判断し、その環境下における変質・腐食速度から発生確率を判定

影響度：シミュレーションソフトで推定した漏洩レート、および上記1.で得た情報（特に地上付近

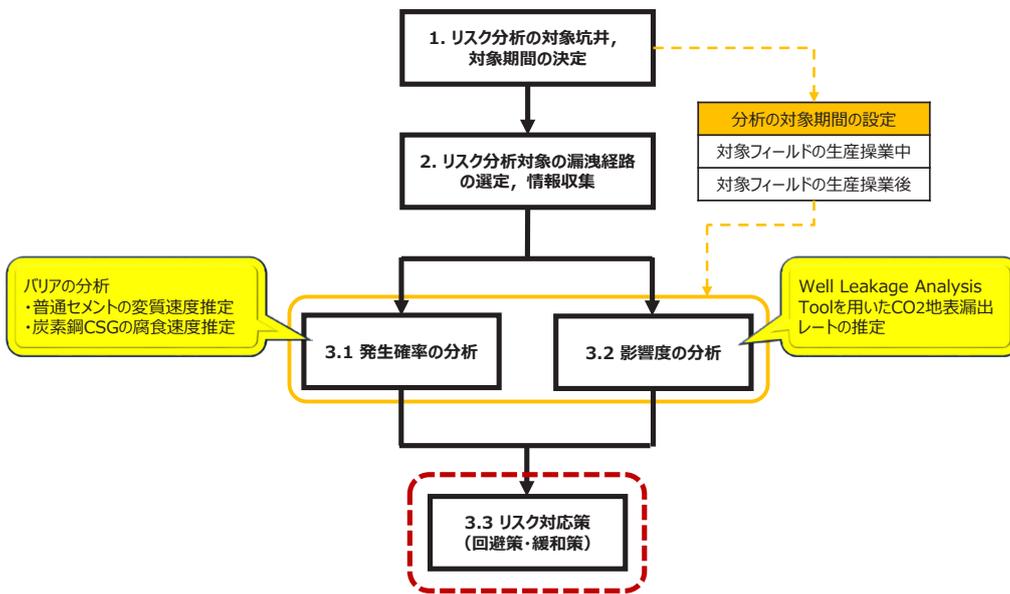


図4 運用ガイドラインの構成とポイント

表1 リスクマトリックス簡易版

		発生確率/頻度					人命	経済性
		ほとんどない	たまに	ときどき	しばしば	頻繁		
		A	B	C	D	E		
結果の 重大性	0	A0	B0	C0	D0	E0	死傷者無し	影響なし
	1	A1	B1	C1	D1	E1		軽微な影響
	2	A2	B2	C2	D2	E2	微小なけが 体調不良	小さな影響
	3	A3	B3	C3	D3	E3	不休災害	限定的な影響
	4	A4	B4	C4	D4	E4	休業災害	大きな影響
	5	A5	B5	C5	D5	E5	死亡事故 重傷事故	甚大な影響

※A5, B5：人命は赤、その他の項目は黄色

※将来的には IRRも併記

Citronelle Project link

の状態) から影響度を判定

- 回避策 (発生確率を下げるための対策) および緩和策 (影響度を下げるための対策) について, 実現可能な対策を検討する。
- 上記 3. を適用した場合のリスクを評価し, 残存リスクの受け入れの可否および再検討の余地があるかどうか整理する。

特に坑井に関するリスク評価において重要となる, 普通セメントバリアの分析, 炭素鋼ケーシングバリアの分析, CO₂ 漏出レートの推定について JAPEX の現状の考えを以下に記載する。少なくとも新たに CCS/CCUS 事業を実施していく段階においては, ほぼ全ての既存井・廃坑井が CCS/CCUS を想定した耐 CO₂ 仕様で仕上げられていない一方で, ポルトランドセメント (普通セメント) と炭素鋼ケーシングであっても, CO₂ が対象坑井に到達してから短時間で不健全化するわけではないため, 時間的要素を加味した分析が必要である。

2.4 普通セメントバリアの分析

普通セメントのバリアとしての分析には, 現状のバリア (ボンディングが良好な区間の長さ) の判定・推定, CO₂ と接触した後の経時変化 (変質・劣化) の推定, ウェルライフを通じてかかる負荷の推定および許容可否の判断といった要素がある。

各要素について不確実性はあるものの, 重要なことは, 坑井エンジニアと地質エンジニアをはじめとした関係者が, セメントボンド検層データ, セメンチングオペレーション時のトラブルの有無, オフセットウェルでの外圧異常の有無など, 利用できるあらゆるデータを用いて総合的に判断することである。既存井・廃坑井としてこれまで異常が無かったものは, 油・ガスの生産に伴う負荷に耐えてきたという事実があり, 今後 CO₂ 到達などで変化する坑井・坑井周辺環境条件が小さければ引き続き健全性・ボンディングを維持できることも期待できる。

2.4.1 普通セメントの変質長さの推定方法

セメントの変質長さについては, 分析対象のセメントバリアの温度条件をもとに, 分析対象期間における推定値を図 5 に示す。このグラフは, International Energy Agency (IEA) の Greenhouse Gas R&D Programme (Nov. 2009) にて整理, レビューされた, セメントの劣化に関する複数の実験結果をもとにしており, セメント変質長さを, 実験時の温度条件で分類して JAPEX 独自にプロットしたものである。

2.5 炭素鋼ケーシングバリアの分析

通常, 既存井・廃坑井のケーシングの健全性を直接的に確認する方法は, プロダクションケーシングに対するキャリパー測定などの実施に限られ, (他の目的での改修作業時でない単独作業であれば) チュービングの抜管などを伴う大がかりな作業になることが多い。間接的な確認方法としては, 坑井履歴あるいは現状で外圧異常が確認されている場合や, 加圧テストによる導通調査などで異常が確認された場合などが考えられるが, CO₂ 到達後の健全性を評価するための情報としてはバリアが健全もしくは不健全のどちらかが分かるのみである。つまり, 不健全であることが観測されていない限り, CO₂ が到達した後の健全性を分析する方法は, 想定される環境条件からの推定が基本となる。

分析対象の経路において, 炭素鋼ケーシングがバリアとなっている経路については, ケーシングの腐食による経時変化を加味したバリアの分析を実施し, 対象経路に関する CO₂ 漏出の発生確率を分析する必要がある。

2.5.1 炭素鋼ケーシングが圧入により到達した CO₂ の影響によりバリア機能を逸失するまでの時間 (腐食速度) について

既存井に到達した CO₂ による炭素鋼の腐食速度を推定するため, 長時間の腐食速度の変化を主眼においた旧・住友金属の実験論文 (S. Azuma *et al.*, 2013) を引用する。CO₂ の流れのない環境下において, 100 時間以内の実験時

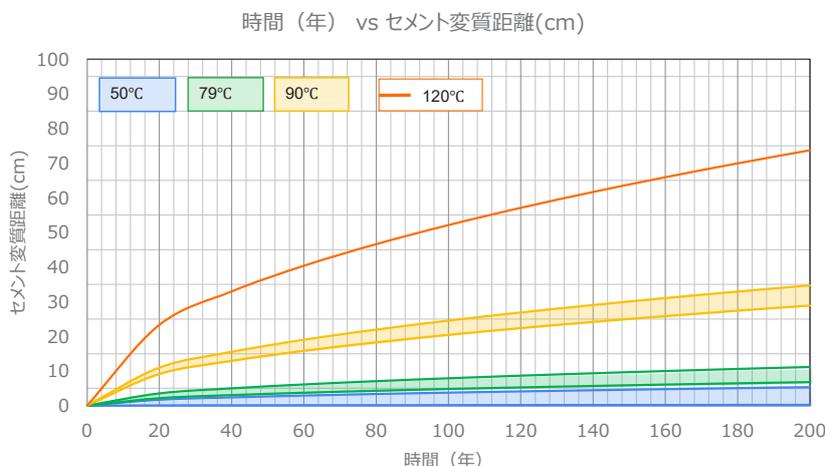


図 5 時間経過に伴うセメント変質長さ

IEA Greenhouse Gas R&D Programme (Nov. 2009) より JAPEX 独自に整理

間では高い腐食速度が示されているが、42日程度（1000時間）経過した時点では、炭酸鉄の被膜が形成され、腐食速度が著しく低下する（0.1 mm/年未満）ことが重要な点である。

バリアとしての機能を維持し続けられるかどうかは、実験のように全面腐食を前提とした場合、減肉によるケーシングの圧潰などが分析対象期間を通じて発生しないことが条件の1つとなる。

2.6 CO₂ 漏出レートの推定

CO₂ 漏出レートの推定には、Well Leakage Analysis Tool（以下、WLAT）を用いる。WLATによって漏出レートを厳密に算出できるわけではないが、計算される漏出レートの規模感の見積りをリスク分析に使用することに問題はないと当社では評価している。WLATを用いた検討は、地質および貯留層エンジニアからのデータ提供をはじめ、協同で実施していく必要がある。

入力パラメータで重要となるセメントの浸透率には文献調査により、リスクケースとして1ダルシー（以下、D）が統計的に妥当であると整理したため、これを用いる。これに加え、外圧異常などによる導通が確認されておらずバリアが機能している既存井を対象とした油・ガス生産操業期間中のセメントの劣化を原因として漏洩・漏出が発生するシチュエーションを考える場合は、短期間で大きなリークパスが形成するとは考えにくいと、リスクケースとして1Dは妥当であると考えている。

漏出レートの目安として1000 ton/年以下の少量の漏出が人や環境に与える影響が非常に少ないか、全くないことが示唆されている（M. Loizzo *et al.*, 2011）。ただし、この基準であれば長時間でも許容できるということではなく、突発的な漏出などについて致命的な状況にならないということを意味する。

一方で、JAPEXのスタンスは「CO₂ 圧入井のCO₂ 貯留層を長期間にわたり懸念のないよう密閉すること」となっており、低レートなら漏洩・漏出を許容しているということではない。あくまで、万が一漏洩・漏出が起きた場合の影響評価まで実施しているという例示である。

3. 改修事例

CCS/CCUS 技術指針の適用を受けたJAPEX 初事例 Well-A の改修作業を紹介する。

3.1 CCS/CCUS 技術指針における廃坑基準

本技術指針の目的は、「CO₂ 圧入井のCO₂ 貯留層を長期間にわたり懸念のないよう密閉すること」である。なお、本廃坑基準は鉱山保安法を遵守し、CO₂ 貯留層に対しては、より厳しい基準であるNORSOKスタンダードの要求事項を、上乘せ条件として盛り込んだものとなっている。CO₂ 貯留層の密閉措置に関しては、次の2点を技術指針とする。

- ・ CO₂ 貯留層に対しては、プライマリーとセカンダリーの2つのバリアを設置すること。
- ・ これらバリアは、遮蔽層を復元する深度に設置すること（rock to rock barrier の形成）。

なお、以下の条件を満たすケーシング内外のセメントをバリア1式と定義する。

- ・ ケーシング内側：
加圧テストにより健全性が確認されたメカニカルプラグまたは先行して設置された別のセメントプラグ上に設置された、30 m以上の耐CO₂セメントプラグ。普通セメントを使用する際は、60 m以上のコラムであればリスクアセスメントを実施の上、許容可能であるか判断する。
- ・ ケーシング外側：
遮蔽層と隣接しており、かつセメントボンド検層でボンディング良好な区間が連続して30m以上認められたアニュラスセメント。

3.2 改修作業の目的と結果

Well-Aは1995年に仕上げた掘削深度4820 mのガス生産井である。2022年に4000 m付近の深層ガスが自噴停止したことから、1400 m付近の浅層の原油生産井への層変更作業を計画した。計画していた2022年の時点では将来的な深層でのCCS/CCUS事業の可能性が検討されていたため、技術指針に沿った廃層作業を計画・実施した。

本改修作業は、改修請負会社の動員日数をミニマイズするため、自営で行う事前作業と改修請負会社の動員を必要とする本体作業に分割して計画した。

事前作業は全て日中のみの作業で実施した。2023年5月18日より資機材搬入およびライン作液などの作業準備を行い、同年5月25日より坑井開放、坑内脱圧およびフィルアップ作業を実施した。日中作業ということもあり、坑内の圧力を払っても翌朝までに坑口圧が上昇するなど、圧力払いに時間を要した。同年5月30日にワイヤーラインによるチュービング（以下、TBG）穿孔を行い、翌日5月31日にプラグバックセメンチングによる廃層を行い、後に実施されるワイヤーライン作業のためすぐにスリックラインによりスクラッチャーを降下した。翌日6月1日にセメントトップを確認後、ワイヤーラインによるTBGカットを行い、循環可能な状態であることを確認して事前作業を終了し、引き続きライン作液と事前作業片付けと本体作業準備を行った。

本体作業はリグアップ3日、夜業8.7日、リグダウン2日の計14日で、計画工程どおりに完遂した。すでに深層は廃層された状態のため、夜業は坑口装置解体から開始した。TBGハンガーは予定していたクレーンによる吊り上げでは腰切れなかったため、油圧ジャッキにより腰切り、TBG 抜揚へと移行した。抜揚したTBGは全てスクレーパー降下時のワークTBGとして再使用するため2ジョイント揚管して倒管した。スクレーピング作業後、ワイヤーライン作業によりブリッジプラグをセットし、再度スクレーパー編成にてブリッジプラグセットを確認した後、ライン入れ替え作業を行った。ガンパーフォレーションを3 Run実施し、仕上げアクセサリおよび新規TBGを降下・セットした。坑口装置は既存品を再使用したが、TBGスプール～TBGヘッドアダプター間の圧力が保持されず、

対応に時間を要した。途中、スリックラインプラグをセットして TBG 内加圧テストを実施し、TBG ハンガーのネックシールが効いていることは確認できたため、圧力を保持できないのは TBG スプールのシール面の凹凸が理由だと推察した。これは、生産中に系外へのリークは起こらないことから、許容されるべき事象と整理され、パッカーセット作業へ移行した。ブライン入れ替え作業をもって 2023

年 6 月 20 日 24:00 に坑内作業を終了した。作業日数は計画日数 9 日に対して 8.7 日で完遂した。

3.3 将来的な CCS/CCUS を考慮した廃層および経済性向上のための施策について

Well-A は計画段階において、将来的な CCS/CCUS 事業の可能性があったため CCS/CCUS 技術指針に沿った廃層が必要となった。具体的には 4000 mMD におけるプラグ

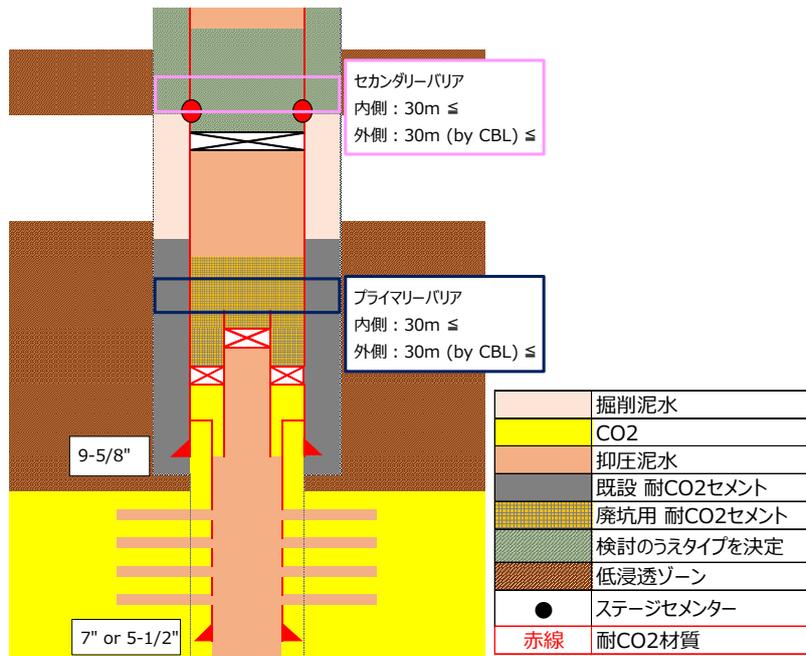


図 6 廃坑後坑内図の一例

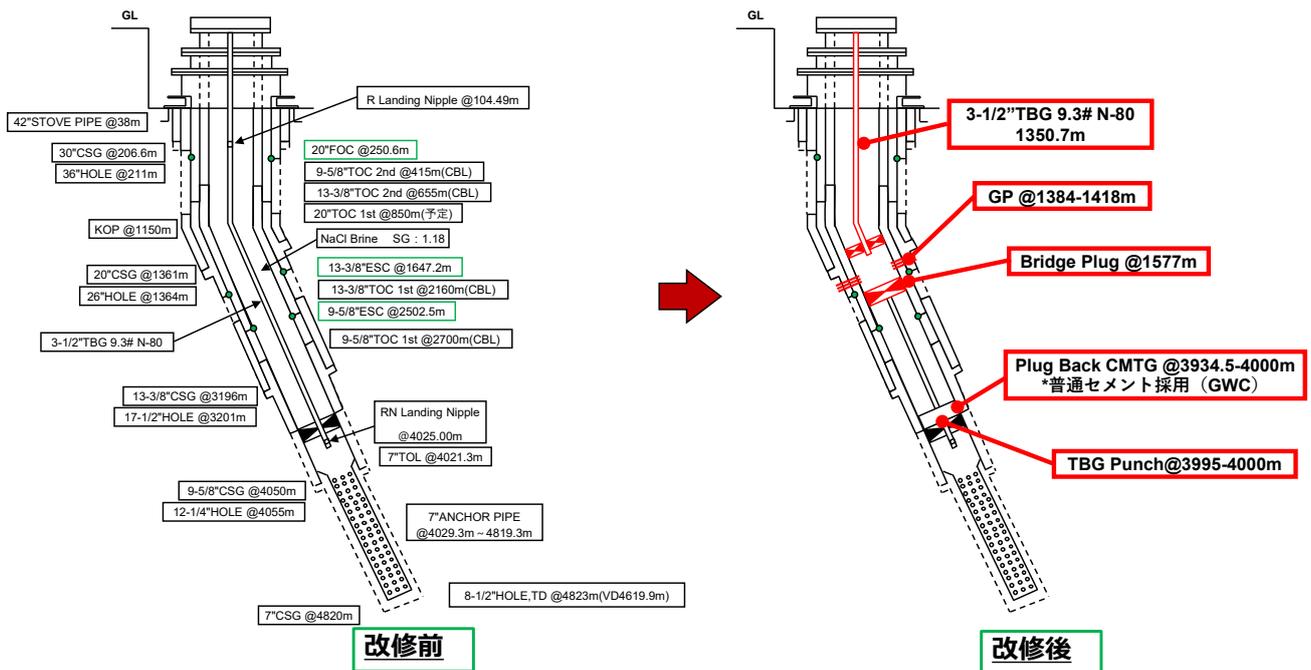


図 7 改修前後坑内図

バックセメンチングに使用されるセメントの種類およびコラム長が問題となった。本来であれば30 m以上の耐CO₂セメントコラムをスポットする必要があるが、今回の改修作業においては自営で安価に作業を行う方針であったためにリスクアセスメントを行い、主に以下の点から60 mの地熱井セメントコラムをスポットすることで対応した。

- ・ 径の細いTBGを通じてスポットされるためコンタミネーションは最小化される。
 - ・ TBG アンユラス流体は粘性の低いブラインであるので置換効率は良好であることが期待される。
 - ・ TBG 先端にはスリックラインプラグを設置するのでセメントの垂れ下がりにリスクはないと判断される。
- また、地熱作業からフィードバックを得て、再使用予定としていた坑内のTBGは2ジョイント倒管とすることで作業を効率化し、さらに、新規製作予定だった作業架台について山留材（H鋼）を活用するアイデアを得て、大幅なマンパワーおよびコスト削減に寄与している。

4. ま と め

JAPEXは、E&P事業とCCS/CCUS事業の調和を図るために各ガイドラインおよび基準文書を作成し、Well-Aにおいてそれに沿った改修作業を紹介した。今後、本格化する

CCS/CCUS事業の推進に向けて各文章の適宜アップデートを行い、事業の推進を図る。

SI 単位換算係数（SPE 表示形式）

$$\begin{aligned} \text{md} & \times 9.86923 & \text{E} - 6 & = \text{m}^2 \\ & & \text{E} - 04 & = \mu\text{m}^2 \end{aligned}$$

引 用 文 献

- JOGMEC, 2023: 選定した先進的 CCS 事業の位置図. https://www.jogmec.go.jp/ccs/advancedsupport_002.html (accessed 2024/6/18).
- IEA Greenhouse Gas R&D Programme. 2009: LONG TERM INTEGRITY OF CO₂ STORAGE – WELL ABANDONMENT, Technical Study, Report No. 2009/08.
- S. Azuma, H. Kato, Y. Yamashita, K. Miyashiro, S. Sato, 2013: The long-term corrosion behavior of abandoned wells under CO₂ geological storage conditions: (2) Experimental results for corrosion of casing steel. *Energy Procedia*, **37**, 5793–5803.
- M. Loizzo, O.A.P. Akemu, L. Jammes, J. Desroches, S. Lombardi, A. Annunziatellis, 2011: Quantifying the Risk of CO₂ Leakage Through Wellbores. September 2011 SPE Drilling & Completion.

講 演
Lecture

国内 CCS 事業における観測井の事例紹介
～苫小牧における CCUS 大規模実証試験～*

清 水 崇**†

(Received July 4, 2024 ; accepted August 8, 2024)

Case Studies of Observation Wells in Domestic CCS Project (JCCS)

Takashi Shimizu

Abstract : One of the technologies for achieving carbon neutrality in 2050 is CO₂ capture and storage technology, which captures and stores carbon dioxide (CO₂) in geological formations. Japan CCS Co., Ltd. (JCCS) was established in 2008 by 33 private companies for the purpose of research and development of CCS technology. JCCS has been commissioned to conduct four projects, one of which is a large-scale CCS demonstration project at Tomakomai called the “Tomakomai CCS Demonstration Project.” From FY2012 to 2015, the design and construction of facilities, drilling of injection wells, and preparation for demonstration test operations was conducted, and the project achieved 300,000 tonnes of CO₂ injection in November 2019. Thereafter, JCCS has been conducting monitoring, maintenance of facilities, and functional improvements, *etc.* This report summarizes the outline, results, and achievements of the JCCS Study, commissioned by the Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) and the New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO).

Keywords : CCS, CO₂ Storage, observation well, CCS monitoring

1. はじめに

2050 年カーボンニュートラル実現に向けての技術の 1 つに、二酸化炭素 (CO₂) を回収して地中に貯留する Carbon dioxide Capture and Storage (CCS) 技術がある。日本 CCS 調査株式会社 (JCCS) は CCS 技術の調査および研究開発を目的とし、洞爺湖サミットが開催された 2008 年に民間企業 33 社の出資により設立された。JCCS は 4 つの事業を受託あるいは共同受託し、そのうちの 1 つとして苫小牧における CCUS 大規模実証試験 (以下、苫小牧実証試験) を実施している。苫小牧実証試験では、2012 年～2015 年にかけて設備の設計・建設・圧入井の掘削・実証試験運転の準備などを実施し、2019 年 11 月に 30 万トンの CO₂ 圧入を達成した。2019 年 11 月以降はモニタリングや設備の保全、機能改善などを行なっている。本稿は JCCS が経済産業省ならびに NEDO (国立研究開発

法人新エネルギー・産業技術総合開発機構) の委託業務 (JPNP18006) の結果得られた概要、実績、成果などについてまとめたものである。

2. モニタリング項目と海防法令体系

2.1 モニタリング項目

苫小牧実証試験は、貯留部分については「海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律」(海防法) が適用され、環境大臣の承認を得て実施した。苫小牧実証試験における海防法令体系をベースとしたモニタリング項目を表 1 に示す。

太字で記載している項目が海防法における「監視計画」による環境省への報告義務事項にあたる。本稿では、観測井に焦点を当てて、現在の取り組みについて述べる。

2.2 海防法令体系と監視計画

図 1 に 2024 年 3 月現在の海防法令体系と監視計画の関係を示す。日本国内においては、海底下への CO₂ 貯留に関しては、海防法に基づき、「廃棄物の海底下廃棄が可能な例外として」、「特定二酸化炭素ガス」が定められている。「海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律施行令」で海底下廃棄が可能な特定二酸化炭素ガスの基準が示されている。「特定二酸化炭素ガスの海底下廃棄の許可等に関する

* 令和 6 年度石油技術協会春季講演会作井部門シンポジウム「坑井技術者の挑戦—多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けて」で講演 This paper was presented at the 2024 JAPT Drilling Symposium entitled “The Challenge of Well Engineers Towards Diverse Energy Supply and Sustainable Society” held in Tokyo, Japan, June 4, 2024.

** 日本 CCS 調査株 Japan CCS Co. Ltd.

† Corresponding author : E-Mail : takashi.shimizu@japanccs.com

る省令」で海底下廃棄の許可などが示され、告示第 2-2-(1)で海底下廃棄実施期間は、5 年を超えない範囲内で記載するものとする。とされ、告示第 2-3-(3)-2) 通常時監視の実施

時期及び頻度②海域の状況に関する事項が定められている。海域の状況に関する事項として、ア.地層内圧力温度の変化については、連続監視で年 1 回以上の報告、イ.特

表 1 モニタリング項目一覧 (2024 年 3 月現在)

観測	モニタリング項目	観測頻度	特記事項 (設置数など)
圧入井・プラント設備	坑内：温度・圧力 坑口：圧入温度・圧力・CO ₂ 圧入量 地層内圧力および温度変化など	連続・リアルタイム観測	滝ノ上層圧入井 萌別層圧入井
観測井	坑内：温度・圧力 微小振動, 自然地震 地層内圧力および温度変化など	連続・リアルタイム観測	滝ノ上層観測井 OB-1 萌別層観測井 OB-2 滝ノ上層観測井 OB-3
常設型海底受振ケーブル (OBC)	微小振動, 自然地震 二次元弾性波探査の受振	連続・リアルタイム観測	貯留層直上を通過する 1 測線
海底地震計 (OBS)	微小振動, 自然地震	・連続・リアルタイム観測 (貯留地点直上) ・連続観測 (貯留地点周辺)	貯留地点直上台 (有線型) 貯留地点周辺海域 3 台 (独立型)
陸上設置地震計	微小振動, 自然地震	連続・リアルタイム観測	苫小牧市：1 箇所 他に Hi-net 観測データも利用
繰り返し弾性波探査	貯留層中の CO₂ 分布範囲	2016 年度二次元 2017 年度三次元 2018 年度～ 2019 年度 二次元＋小規模三次元 2020 年度三次元 2022 年度三次元	ベースラインデータは 2009 年度～ 2013 年度に取得
海洋環境調査	海水の化学的性状 海洋生物の状況	四季調査を実施	ベースライン観測は 2013～2014 年度に実施

注：文字色が薄い項目は、2024 年 3 月現在設備撤去済みの事項。

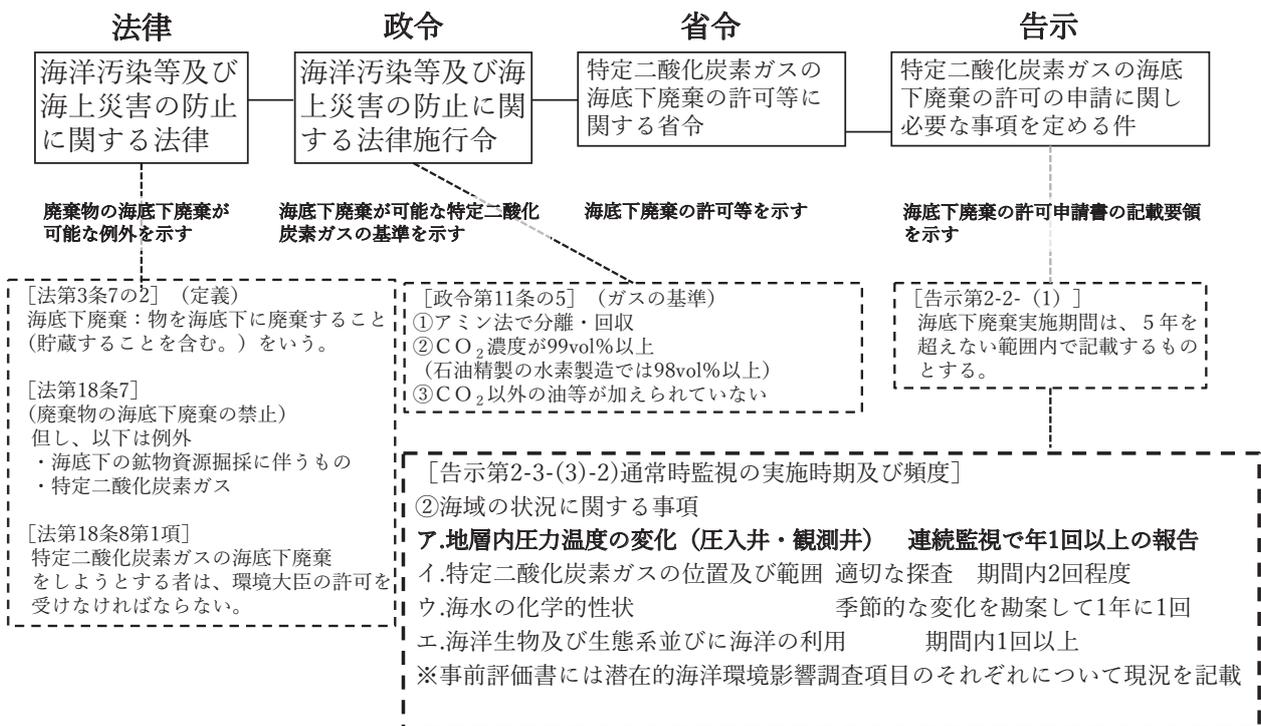


図 1 海防法令体系と監視計画の関係

定二酸化炭素ガスの位置及び範囲は「海底下廃棄実施期間内」2回程度、ウ.海水の化学的性状は季節的な変化を勘案して1年に1回、エ.海洋生物及び生態系並びに海洋の利用については「海底下廃棄実施期間内」1回以上で決められている。

なお、本実証事業ではあくまで海防法令を基にした監視計画が立案されており、2024年5月に成立した「二酸化炭素の貯留事業に関する法律」(CCS事業法)によって定められる規定・技術基準などの細則によっては、規制内容が大きく変わる可能性を有している。

3. 苫小牧におけるCCUS大規模実証試験の設備位置関係

3.1 苫小牧実証試験のモニタリング関連設備

本実証試験の当初の設備配置は引用文献 経済産業省ほか(2020)を参照のこと。図2は2024年3月現在のモニタリングに係る配置図となる。赤実線で示しているのが2坑の圧入井で、陸上から沿岸の海底下貯留層に向けた高傾斜井で、沖合に水平距離で約3kmと4kmに掘削している。CO₂の分布範囲を確認するための、三次元弾性波探査を実施し、CCSを安全かつ安定的に実施するために、貯留したCO₂の挙動(移動、広がりなど)を把握するとともに、貯留層外部への漏洩・漏出の監視を継続的に行う必要がある。

3.2 苫小牧実証試験の微小振動モニタリング設備

当初は貯留地点の周囲には海底地震計 Ocean Bottom Seismometer (OBS) や陸地震計を配置し観測を実施していたが、実証試験を継続する中で、OBSと陸地震計

がなくとも十分な観測データが得られることが判明したことから2024年3月現在は撤去し、黄色のラインで示す海底受振ケーブル Ocean Bottom Cable (OBC)、3坑の観測井(OB-1, OB-2, OB-3)での監視する温度・圧力・地震計により観測を継続している。Hi-netも活用した自然地震モニタリングを行っており、坑内地震計はHi-netおよびOBCと比較してシグナルノイズ比(S/N比)が大きいため、より小さな微小振動を捉えることができる。この対象海域の水深は比較的浅く、深いところでも40m程度である。

4. モニタリング期間中における観測井の管理

4.1 観測井の坑内情報

観測井の坑内情報の一例として、図3にOB-3の坑内イメージを示す。ケーシングプログラムについては、油ガス井と同等で特筆すべき点は少ない。チュービング(TBG)をキルストリングスとして約500mの付近まで降下し、その先端付近に油圧式の開閉バルブであるLV-4(ハリバートン社製)を設置している。坑内にワイヤーラインケーブルを用いて坑内センサーを吊り下げて常時モニタリングを実施している。LV-4は年に1回の坑内ツールメンテナンスと同時に、バルブ開閉を行っており、仕上げ実施から2024年4月現在までの経過年数はOB-1で約10年3か月、OB-3で約10年であるが問題なく作動していると判断している。

坑内ツール編成が最上部センサーから最下部のセンサーまでの距離が約300～400mになることから、坑内ツールの巻き上げ・再降下を行う際にそれに見合うリューブリケーターを坑口上部に立てることができない。そのため、



図2 苫小牧実証試験のモニタリング設備位置関係 2024年3月現在

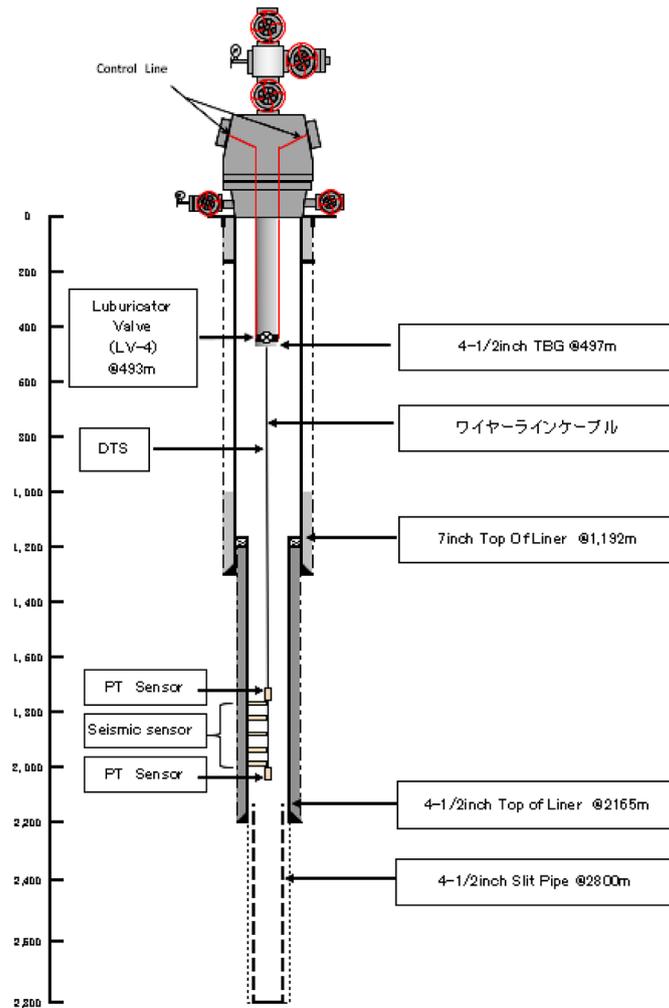


図3 観測井 OB-3 坑内イメージ

坑井内との圧力遮断をした状態でワイヤーライン (WL) 作業をするためのリュブリケーターの代替になるような形で、TBG を約 500 m 付近まで降下しその先端付近に LV-4 を設置している。

4.2 観測井の各センサー情報

観測井で降下している各センサー類の種類・設置深度を表2に示す。光ファイバー全体を温度センサーとして使用する Distributed Temperature Sensing (DTS) で坑井全体の温度分布を測定している。Fiber Bragg Grating (FBG) センサーを坑内地震計の直上に配置して、坑内温度・坑内圧力を測定している。半導体センサーにより圧力測定を実施している。2024 年 3 月現在は試験的に PPS26：シリコンオンサファイヤ素子センサー (SOS) で温度・圧力測定を実施している。本実証で採用した DTS は最大で 6 km まで測定することが可能なものの距離が延びることによって温度分解能が低下するという特徴がある。FBG センサーの動作圧力レンジは最大 100 MPa、動作温度レンジは -20℃ ~ 200℃、測定精度は ±0.5% 以下、分解能は 0.005 MPa、半導体センサーの動作圧力レンジは最大 100 MPa、動作温度レンジ - 55℃ ~ 232℃、PPS26 の動作

圧力レンジは他のセンサー同等で最大 103 MPa、精度や分解能は他のセンサーよりも高く、耐熱温度は 150℃ と他のセンサーより若干低い仕様となっている。

半導体・FBG・PPS26 センサーは 1 秒ごとの出力データを 1 分間のファイルにして出力している。DTS は 1 m 間隔 10 分平均で 1 ファイルとして出力を行っている。DTS は時間間隔を短くするにつれ、温度精度が下がることから、実用とするにはレートの平滑化が必要である。地震計については、1 ミリ秒 (1 kHz) で計測しており、1 分間のファイルで出力される。

観測井で使用しているワイヤーラインケーブルには 1 本のアーマードケーブル中に複数のメタル線と光ファイバーがそれぞれ 6 本ずつ入っている。光ファイバー部分を用いて DTS を計測し、その先にすべての温度・圧力センサーと地震計が連結されている。DTS と FBG は光ファイバーを、半導体圧力と PPS26 はメタル線を、地震計はメタル線と光ファイバー両方を、それぞれ使用して計測を行っている。光ファイバー 1 本がバックアップにあるため Distributed Acoustic Sensing (DAS) に使用することが期待される。データ転送もこのアーマードケーブル 1 本を使用

表 2 観測井のセンサー設置深度情報 (標高ベース, 単位 m)

センサー種類	計測項目		OB-1	OB-2	OB-3
DTS センサー	温度		0.0	0.0	0.0
			～ 2294.6	～ 901.9	～ 1745.8
FBG センサー	温度・圧力		2294.6	901.9	1745.8
半導体センサー	圧力		2294.6	901.9	1745.8
坑内地震計	微小振動	No.1	2302.80	910.1	1754.0
		No.2	2402.80	920.1	1854.0
		No.3	2502.80	—	1954.0
		No.4	2602.80	—	2054.0
		No.5	—	—	2144.0
PPS26 センサー	温度・圧力		2611.4	928.7	2152.6.0

表 3 各センサーの測定レンジ・精度仕様など

センサー種類				
DTS センサー	温度	サンプル分解能	10 cm ～ 1 m	
		空中分解能	1 m	
		測定温度範囲	-200℃～ 800℃ (光ファイバーに依存)	
		温度分解能	1 km	0.07℃ Typical
			3 km	0.15℃ Typical
			6 km	0.5℃ Typical
精度	約±1℃			
FBG センサー	圧力	最高圧力	100 MPa	
		動作温度レンジ	-20℃～ 200℃	
		測定精度	±0.5% 以下 (±0.5 MPa, ±1℃)	
		分解能	0.005 MPa, 0.01℃	
半導体センサー	圧力	最高圧力	100 MPa	
		動作温度レンジ	-55℃～ 232℃	
PPS26 センサー	圧力	耐圧	103 MPa	
		精度	±0.03% FS (0.03 MPa)	
		分解能	0.0003% FS (0.0003 MPa)	
		ドリフト	< 5 psi/年	
	温度	耐熱	150℃	
		精度	±0.5℃	
		分解能	0.01℃	

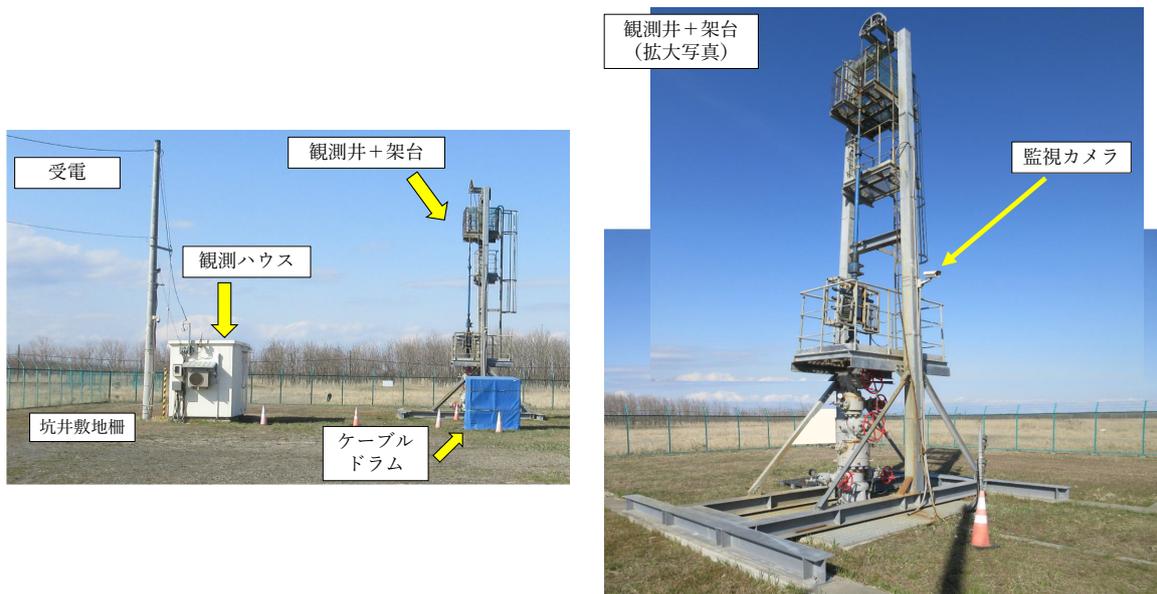


図 4 観測井の地上部・坑口編成

して実施している。ケーブルヘッドまでは光ファイバーが敷設されワイヤーラインに接続される形式になっている。坑口時点でのケーブルにはアナログデータとデジタルデータが混在している状況になるが、各坑井にある観測ハウスですべてデジタルに変換して苫小牧実証センターに送信される。

4.3 観測井の地上部および坑口編成

観測井の地上部・坑口編成の事例を図4に示す。坑口装置の上に、専用の架台を設置した上に監視カメラを設置している。坑内ツールはワイヤーラインの吊り下げ式のため、必要となるケーブルドラムは現場に残置している。観測ハウス内に坑口装置で得られたデータ情報を取り込んでおり、観測ハウスは受電設備で電力供給を受けている。また坑井の敷地柵は保安措置として敷地外周を囲っている。

4.4 観測井の周辺環境

観測井の周辺環境についてOB-3の事例を挙げる。坑井掘削時は当然のことながら、その後の長期的な維持メンテナンス期間などにも留意しておく必要がある。観測井OB-3では弁天沼周辺の豊かな生態系の近傍に位置しており、ウトナイ湖のネイチャーセンターにより保護活動が行われている。付近にはアカモズの巣があるほか、チュウヒといった希少な猛禽類も確認されており、メンテナンスの際にも周辺環境への配慮が必要となる。年1回の坑内ツールメンテナンス作業はネイチャーセンターと協議の上、4月～8月の作業は避けている。観測井OB-3敷地近傍の環境について、およびアカモズ生育地と観測井OB-3敷地間の距離的イメージを図5に示す。

4.5 圧入終了後の観測井のメンテナンス

圧入終了後の観測井のメンテナンス・監視体制は極力低負荷・低コストにするため以下①～⑤の事項を実施している。現状の実施内容と費用について記載する。

- ①圧力伝送システム利用による省力化
- ②遠隔カメラ監視併用による監視体制構築
- ③月例巡視 月1回
- ④坑口装置のメンテナンス 年1回/各坑井
- ⑤坑内ツールの巻き上げメンテナンス（坑内センサーツール）年1回/各坑井

参考に坑口装置のメンテナンス実施項目を以下に列記する。

- ・ステムパッキン部へのプラスチックパッキンの挿入
- ・バルブボディのグリスアップ
- ・ステムベアリングへのグリスアップ
- ・バルブの開閉テスト
- ・バルブの気密試験
- ・圧力計の校正
- ・定期自主点検記録
- ・不具合箇所との交換

また表4に坑内ツール巻き上げメンテナンス時の点検・整備項目を示す。

「保守・点検」に関わる費用のみに着目すると、おおむね5140万円+ α 程度の年間コストが見込まれる。観測井3坑井分の「保守・点検」部分に関わる試算コストを表5に示す。各々の試算コストは、月例巡視（月に1回3坑井を巡視）は年間約75万円、3坑井分の坑口装置のメンテナンスは年間約340万円、5坑井（圧入井2坑、観測井3坑）の圧力計の校正・交換は年間約40万円、観測井の坑内ツールの巻き上げメンテナンスは年間約4720万円が見込まれる。これとは別に、部品交換や故障によるメンテナンス費用は別途発生する可能性がある。

2024年3月現状はベンダーやメーカーのリコメンドする1年に1回のバルブメンテナンスや坑内ツールの巻き上げ点検を実施し、アーマードケーブルの腐食対策や各坑内

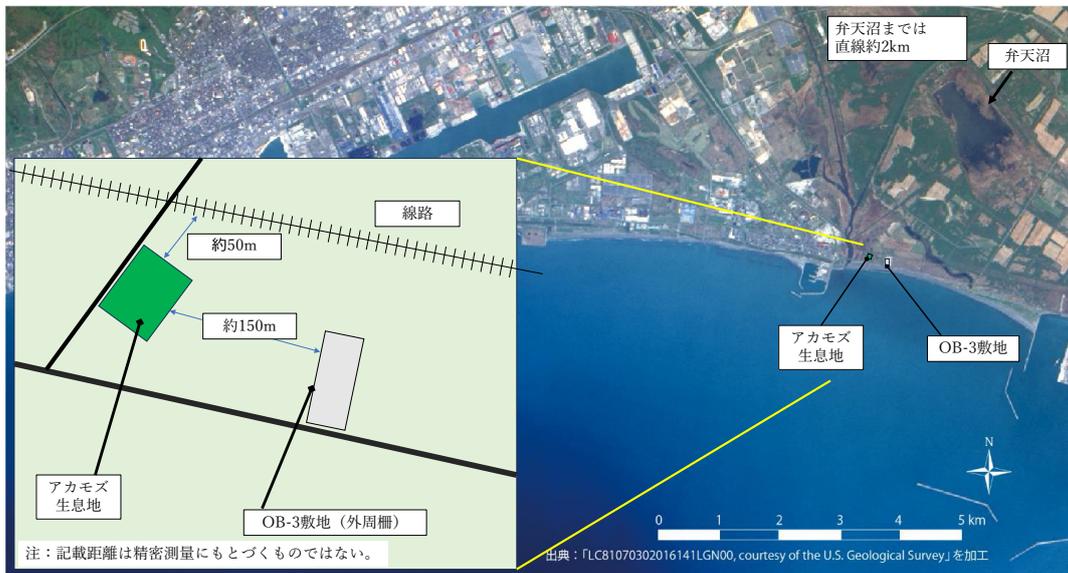


図5 観測井OB-3近傍の環境

表 4 坑内ツールの巻き上げメンテナンス時の点検・整備項目

機器	点検・整備項目
DTS	<ul style="list-style-type: none"> ・目視確認 ・動作確認
FBG センサー 半導体センサー PPS26 センサー	<ul style="list-style-type: none"> ・目視確認 ・O リング交換 ・コネクタ清掃 ・圧力ポート, オイル, 結露防止用ガス交換 ・ねじ増し締め ・グリスアップ ・整備後の出力値確認
微小振動・自然地震センサー	<ul style="list-style-type: none"> ・目視確認 ・O リング, フェイシャルシール交換 ・コネクタ,ハウジング清掃 ・マグネットクランプ清掃 ・ねじ増し締め ・整備後の動作確認
インターコネクトツールケーブル	<ul style="list-style-type: none"> ・目視確認 ・O リング, フェイシャルシール交換 ・コネクタ,ハウジング清掃 ・グリスアップ ・ねじ増し締め ・導通, 絶縁確認 ・整備後の動作確認

表 5 保守・点検に関わるコスト試算結果

観測井 3 坑井分	(千円)
月例巡視	約 750
坑口装置メンテナンス・圧力計校正・交換 (年 1 回)	約 3400
坑内ツールの巻き上げメンテナンス・坑口センサー点検など (年 1 回)	約 47200
不具合箇所の対応	+ α
合計	約 51400 + α

ツールの整備・校正などを行っているが、点検周期の検討によりコスト低減を図ることは可能と考えている。

5. モニタリング期間中における圧入井の管理

5.1 圧入井のセンサー情報

萌別層圧入井 IW-2 の坑内図を図 6 に示す。温度・圧力センサーは PKR 上に TBG 内部の状況が把握できるように設置された。IW-1, IW-2 とともに Halliburton Data Sphere®ERD™ Downhole Gauge System を使用している。ケーブルを TBG の外側にはわせる形で、プロテクターとともに設置、降下している。降下作業時には、坑内の温度・圧力を地上でモニターしながらケーブル異常がないことを確認しつつ降下された。温度・圧力センサーの仕様は表 6 に示す。IW-1 は 2015 年 2 月より約 9 年 1 か月経過、IW-2 は約 8 年 9 か月経過し、2024 年 4 月現在、温度・圧力センサーに異常はないと判断され、仕上げ後からノーメンテナンスでモニタリングが実施できている。ベンダー公表

の観測年数平均 (約 4 年半) と比較しても長寿命である。圧入が終了して 3 年以上経過していることから、温度・圧力ともに平衡状態に近づいてきていることもあり、大きな変動もないことから、センサーそのものへの負荷も低いのが長寿命となっている要因の 1 つと推察される。センサーに関しては寿命の予測が難しいことから冗長性が仕上げ設計時の課題であり、3 つ、4 つといったさらに複数のセンサーを取り付けるためには、ケーブル設置の方法や坑口装置での取り出し口のデザインの面で坑口装置のベンダー・メーカーとデザイン設計を坑井に適するよう考慮する必要がある。

5.2 圧入井の管理

圧入終了後の巡視は日常点検と記録を平日に実施している。また月例巡視として月に 1 回、圧力計、その他不具合も含めて巡視・記録を行っている。一般的な油ガス井の生産井の管理などと対比して、圧入終了後で圧力が安定して以降は急激な変化が起こる可能性は低く、一定期間中の変

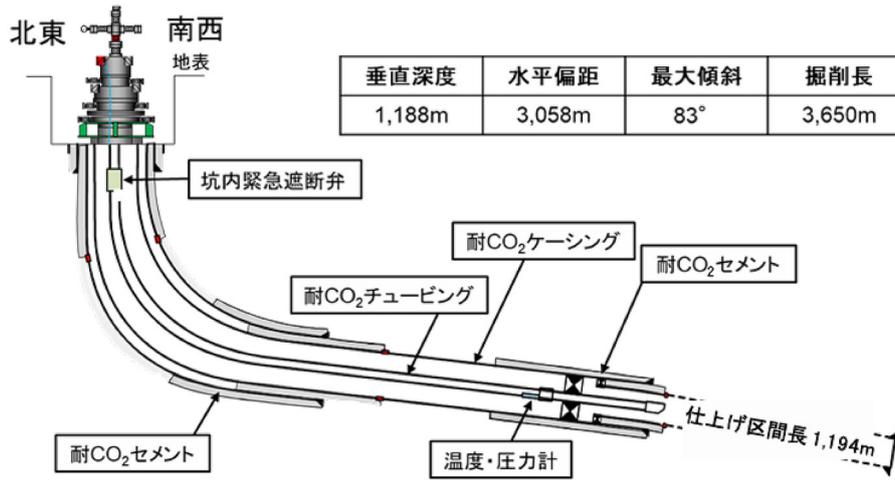


図6 萌別層圧入井 IW-2 坑内図

表6 圧入井の温度・圧力センサー仕様

項目	内容
圧力センサー種類	ERD (シリコン発振素子)
計測レンジ	10000 psi
分解能	0.00005%フルスケール (0.005 psi@10000 psi フルスケール)
精度	±0.03%フルスケール (±3 psi@10000 psi フルスケール)
ドリフト	3 psi 以下/年
温度センサー種類	ERD (シリコン発振素子)
計測レンジ	-29 ~ 150°C
分解能	0.0055°C
精度	±0.5°C
最大信号伝送距離	9144 m

表7 圧入終了後における圧入井の圧力管理基準 (JCCS 設定)

管理値	内圧 (MPaG)	外圧 (MPaG)	外2圧 (MPaG)	外3圧 (MPaG)
IW-1	0 ~ 19.1	0 ~ 0.1	0 ~ 0.1	0 ~ 0.1
IW-2	0 ~ 5.9	0 ~ 0.1	0 ~ 0.1	0 ~ 0.1

位の監視で良いと考える。また異常値の発生は Distributed Control System (DCS) でアラーム発報により検知する体制としている。前回記録との乖離時などは随時現況確認対応を行っている。

坑口圧力計仕様は、JIS 対応密閉型圧力計 (例として長野計器 A 枠, G1/2B, 耐食性 SUS 製 現行 1.6 級) を用いており特殊仕様ではない。

圧入終了後の圧入井の圧力管理値は CSG アニュラス部から地上への CO₂ の移動・漏洩検知の観点から設定している。2024 年 4 月 1 日現在の管理値を表 7 に示す。圧入井は建屋内管理を行っているが、特に冬季の寒気の影響を受け外圧・外 2 圧・外 3 圧 (以下、総称として外圧などと称する) の長い配管などで 2 ~ 3 m 程度の配管内凍結・

配管内流体の膨張などの影響を受け 0.02 ~ 0.07 MPa 程度の圧力変動がある。圧力計故障時には管理値を上回る数値の誤表示を直ぐに発見することができたが、温度影響による圧力値の微小変動が現実にあることから外圧などにかかる圧力の管理基準は今後の検討事項である。なお、管理値については、2024 年 4 月現行法令体系に基づいての要求事項ではない事に留意が必要で、将来 CO₂ の圧入事業を実施する事業者においても考慮、検討していくべき事項と推察される。

6. 将来課題提起

6.1 廃坑設計

CO₂ 圧入井の廃坑設計・廃坑後管理に関わる課題について述べる。廃坑設計は今後の規制法によることとなるが、廃坑時の PKR 残置、坑内プラグなどの措置は長期的坑井健全性担保とのコストバランスが重要課題と考えられる。廃坑基準は国内外の油ガス井で求められる基準がベースとなると推察される。廃坑方法のそれぞれの長短所や CCS 特有のリスクアセスメントを含めた施策検討が求められると推察される。廃坑作業時の抑圧方法、従来の暴噴制御装置などでの対応可否、坑内作業流体の地上における処理な

どの基礎的な検討が望まれるのではと考えられる。

6.2 廃坑後管理

観測井は長期管理する上で、陸域観測井に仕上げるメリットも考慮すべきである。廃坑後の地上付近における CO₂ 濃度の定期観測・遠隔監視・ロガー設置などが廃坑後管理の手法候補として挙げられると考えられる。今後の規制法にもよるが、長期管理するなかで CO₂ 漏出がないことの担保を示す必要性があり、モニタリング方法とのコストバランスも課題事項である。

謝 辞

この成果は、経済産業省ならびに NEDO（国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構）の委託業務（JPNP18006）の結果得られたものです。また実証実験に協力いただいた関連自治体、外注委託先であるエスケイエンジニアリング株式会社、物理計測コンサルタント株式会社に深く感謝を申し上げます。

引 用 文 献

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」）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）

講 演
 Lecture

豪州における海洋 CCS 坑井計画の事例紹介*

遠 藤 滋**、†

(Received June 19, 2024 ; accepted August 3, 2024)

Introduction of offshore CCS appraisal drilling campaign in Australia

Shigeru Endo

Abstract : INPEX was jointly awarded a greenhouse gas storage assessment permit located in the Bonaparte Basin, Australia, for geological storage to support carbon dioxide capture and storage (CCS) activities. In the preparation for upcoming evaluation and appraisal work for the CCS development project, two appraisal wells are designed to be drilled in 2024 to obtain comprehensive logging data, fluid samples, and collection of full-hole cores in this field. This paper describes the general well design and operation program including the injection test and abandonment plan for the wells dedicated to the CCS project.

Keywords : CCS, Appraisal Well, Well design, Australia

1. はじめに

株式会社 INPEX は、豪州にて実施された 2021 年 Greenhouse gas (GHG : 温室効果ガス) アセスメント鉦区公開入札において、TotalEnergies CCS Australia 社および Woodside Energy 社とともに、ボナパルト Carbon dioxide Capture and Storage (CCS : CO₂ の分離回収・貯留) 評価共同事業体として、オーストラリア北部準州沖合に位置する G-7-AP 鉦区を落札した。

本稿では、G-7-AP 鉦区における CCS プロジェクト用評価井掘削キャンペーンの概要および坑井計画について紹介する。

2. ボナパルト CCS プロジェクト概要

本鉦区は、豪州北部準州の北西沖合、水深約 30 ~ 75 メートルの海域に位置しており、CO₂ の地下貯留に適した地域とされている (図 1)。近隣のダーウィンには、当社がオペレーターを務めるイクシス液化天然ガス (LNG) プロジェクトの LNG 液化基地がある。この CCS プロジェクト

では、イクシス LNG プロジェクトにて発生する CO₂ を、新たに敷設する海底パイプラインにてダーウィンから当鉦区まで輸送し、新規に掘削予定の CO₂ 圧入井より海底下の貯留層に圧入する。第一の目標は、イクシス LNG プロジェクトにおける GHG の削減である。その後段階的に CO₂ 圧入規模を拡張していき、最終的には他社から排出された CO₂ も受け入れ、当鉦区を CCS ハブ & クラスタープ

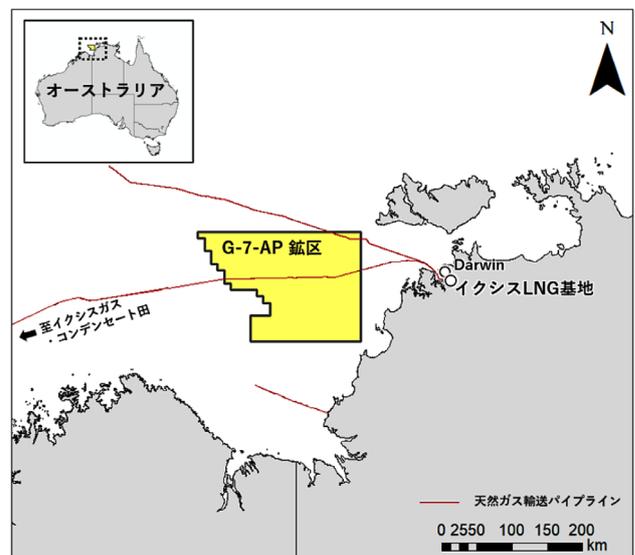


図 1 G-7-AP 鉦区ロケーション

* 令和 6 年度石油技術協会春季講演会作井部門シンポジウム「坑井技術者の挑戦—多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けて」で講演 This paper was presented at the 2024 JAPT Drilling Symposium entitled “The Challenge of Well Engineers Towards Diverse Energy Supply and Sustainable Society” held in Tokyo, Japan, June 4, 2024.

** 株式会社 INPEX INPEX Corporation

† Corresponding author : E-Mail : shigeru.endo@inpeco.jp

プロジェクトとして進めていく計画である。

3. 坑井デザイン

本 CCS プロジェクトの開発に先立ち、CO₂ 貯留層の貯留能力とその直上の遮蔽層の評価を目的として、2024 年後半から 2 本の評価井 (Well A および B) を連続して掘削する予定である。当鉱区の水深は約 30 ~ 75 メートルであり、掘削にはジャッキアップリグを使用する。

評価井の坑井掘削位置については、事前のサイトサーベイ結果に基づき、シャローガス出現の可能性が低く、またジャッキアップリグのレグ着底時のレグペネトレーション強度が十分に確保されていることを確認している。

両坑井の計画図を図 2 に示す。対象となる CO₂ 貯留層は Reservoir A および B の 2 層で、それぞれの上部には Seal A および B という遮蔽層が存在している。両坑井ともに垂直井とし、8-1/2" ビットで Reservoir A および B を同一セクションで掘削する計画である。

ケーシングデザインとしては、コンダクターパイプとして 30" x 13-3/8", サーフエスケイシングとして 9-5/8", Well B のみ 7" のプロダクションライナーを設置している。コンダクターパイプには、12-1/4" の次セクションに向けて、30" から 13-3/8" への Swaged joint を採用している。Well A は、貯留層および遮蔽層の裸坑検層後、廃坑する計画である一方、Well B については、7" ライナーを降下しセメンチング作業を実施後、貯留層への Injection test 実施後に廃坑する計画である。

使用されるセメントは、CO₂ 圧入井からの CO₂ ブルームによるセメントへの腐食リスクを考慮して、廃坑セメントプラグも含めて耐 CO₂ セメントを使用する計画とした。

地層評価手法としては、物理検層 (Logging While Drilling およびワイヤーライン検層)、コア掘り、Injection Test (圧入テスト) などを実施予定である。これらの取得データ項目については、豪州の CCS 規制当局である National Offshore Petroleum Titles Administrator への CCS プロジェクト許認可取得に関する Declaration of an identified GHG storage formation に則って計画している (Australian Government, Department of Industry, Science and Resources, 2021)。

4. Injection Test 計画

Well B においては、貯留層の *Kh* (浸透性および層厚を示す指標) およびスキんファクターの算出、また圧入レートおよび圧入能力を評価するため、清水による Injection Test および Pressure Fall Off Test を計画している。通常の石油・天然ガス坑井において実施されるフローバックでは、坑内にデブリが滞留していたとしてもフローバック時に地上に排出されるため、デブリが産出能力評価に与える影響は小さいといえる。しかしながら、Injection test ではデブリにより圧入層あるいは 7" ライナー穿孔部に目詰まりが発生すると適切な貯留層評価が難しくなるリスクが挙げられる。したがって、Injection Test 時の坑内環境は常に清浄を保つ必要がある。このため、Injection test 編成設

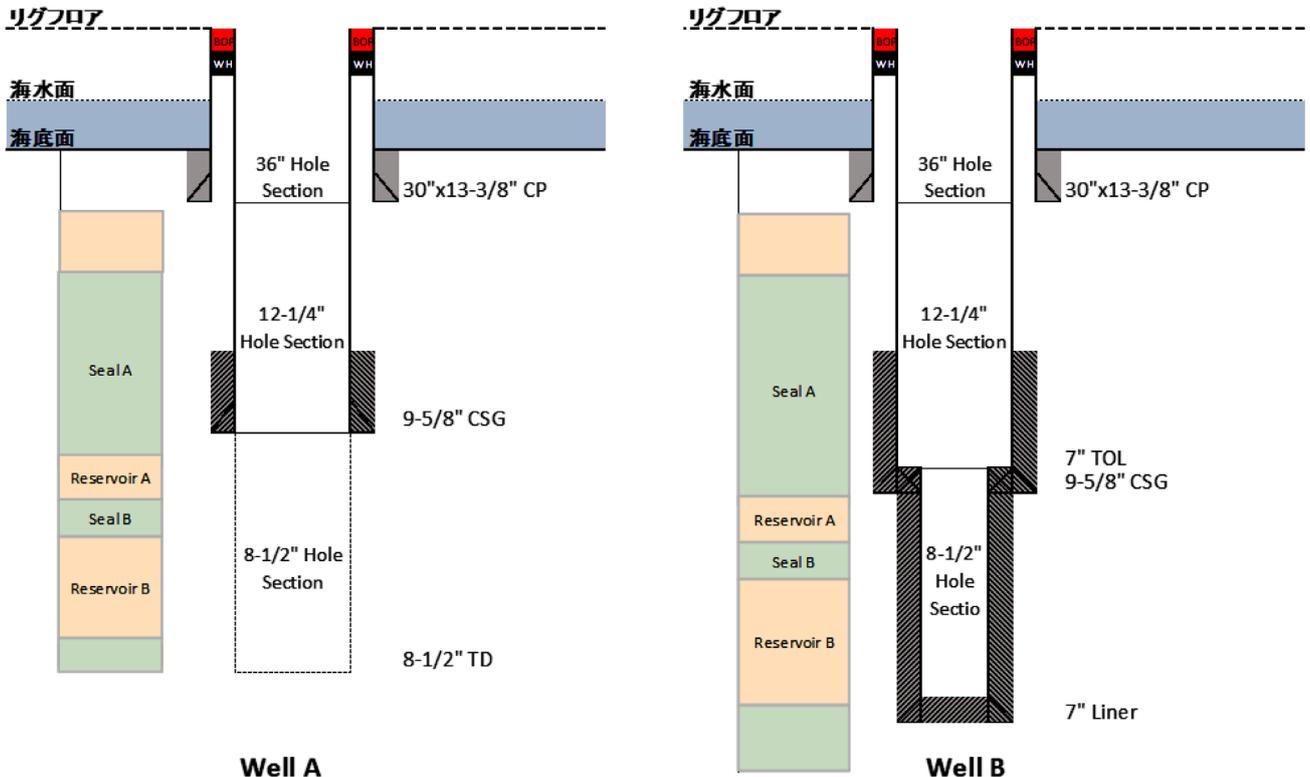


図 2 両坑井 (Well A および Well B) の計画坑内図

トプラグについては、将来的に圧入された CO₂ による腐食リスクを考慮し、リークパスとならないよう耐 CO₂ セメントを使用する。Well B については、Injection Test 終了後にパッカーおよび Perforation Gun を残置したまま廃坑するため、パッカー上にブリッジプラグを設置後、廃坑セメントプラグを設置する。なお、ケーシング管内へ設置する廃坑セメントプラグの設置深度については、Cement Bond Logging Tools 検層によりアニュラスのボンディングが確認されている区間に設置する。これらのバリアを設置後、坑口装置を撤去し、ケーシングは海底面下で切断、除去し、完全廃坑とする計画である。

6. ま と め

本稿では、豪州ボナパルト堆積盆地における CCS プロジェクトの評価井掘削キャンペーンについて、坑井デザインと作業計画の概略を述べた。本 CCS プロジェクトの第一目標は、イクシス LNG プロジェクトでの GHG 排出量削減であり、2030 年頃には年間 200 万トン以上の CO₂ 圧入を開始する計画である。その後、段階的に拡張し、他社からの CO₂ を受け入れることで、ダーウィンを世界最大規模の CCS ハブ & クラスタプロジェクトとして発展させる予定である。

また、この CCS プロジェクトは INPEX にとって初の海洋におけるオペレーター CCS プロジェクトとなる。本プロジェクトを皮切りにして、海洋 CCS プロジェクトの技

術化・事業化を推進し、CCS 分野におけるリーディングカンパニーとなることを目指す。

謝 辞

本稿の公表を許可された株式会社 INPEX に謝意を表します。また、シンポジウム講演および本稿作成にあたっては、石油技術協会春季講演会作井部門シンポジウム世話人ならびに査読者の方々にご協力を賜りました。心より感謝いたします。

SI 単位換算係数 (SPE 表示形式)

$$\text{inch} \times 2.54 \quad \text{E} - 0 \quad = \text{m}$$

引 用 文 献

- Australian Government, Department of Industry, Science and Resources, 2021: *Offshore Greenhouse Gas Guideline for Declaration of Identified Greenhouse Gas Storage Formation (including under a Cross-boundary Greenhouse Gas Assessment Permit) and Notification of an Eligible Greenhouse Gas Storage Formation.*
- NORSOK Standard, 2021: *NORSOK D-010 Well integrity in drilling and well operations.*
- OIL&GAS UK, 2018: *Well Decommissioning Guidelines Issue 6.*
- OIL&GAS UK, 2019: *Well Life Cycle Integrity Guidelines Issue 4.*

講 演
 Lecture

掘削分野へのデジタル技術適用に向けた 取り組みについてのアップデート*

安部 俊吾^{**†}・及川 敦司^{**}・永岡 卓也^{**}・佐藤 亮介^{**}

(Received July 9, 2024 ; accepted August 3, 2024)

Updates on Efforts Toward Applying Digital Technologies in Drilling

Shungo Abe, Atsushi Oikawa, Takuya Nagaoka and Ryosuke Sato

Abstract : The application of digital technology to oil and natural gas fields began with the spread of big data analysis and the Internet of Things (IoT), followed by advances in robotics, drones, AI, and efforts have been made to integrate digital technology to achieve efficient and safe operations. At JOGMEC, the Digital Transformation Group was established in FY2019 to explore the applicability of digital technology in each stage of E&P activities such as exploration, development, and production operations.

In recent years, tools that promote automation and personnel reduction, such as centralized data management and operation optimization through the application of digital twins, have been increasingly used in services provided by service companies. In addition, the advent of generative AI has also triggered initiatives aimed at improving internal operational efficiency through the use of digital technology. On the other hand, the development of elemental technologies that contribute to improving productivity and avoiding operational problems is facing the issue on generalization, since conditions such as formation and reservoir properties are greatly differ from field to field and insufficient data related with problems are available.

This paper introduces JOGMEC's activities to apply digital technology to the field of drilling in three themes: "Prediction of stuck pipe", "Detection of mud pump failure", and "Detection of sand production".

Keywords : Artificial Intelligence, Machine Learning, Prediction of stuck pipe, Detection of mud pump failure, Detection of sand production

1. はじめに

石油・天然ガス分野へのデジタル技術の適用は、ビッグデータ解析や IoT (Internet of Things) の考え方の広がりから始まり、その後ロボット・ドローンや AI の進歩に伴い、デジタル技術の融合による効率的で安全な操業を目指した取り組みが進められてきた。JOGMEC においては、2019 年度に「デジタル推進グループ」を立ち上げ、探鉱・開発・生産操業の分野ごとに、デジタル技術適用の可能性を模索している。

近年では、サービス会社によるデータの一元管理や、サ

イバー空間内に現実空間の環境を再現しモニタリングやシミュレーションを行うデジタルツインの適用による操業最適化など、自動化・人員削減を促進するツールも続々と活用実績が増加しているほか、生成系 AI の登場もきっかけとなり、デジタル技術を用いた社内業務効率化を目指した取り組みも進められている。一方で、生産性向上や操業トラブル回避などに資する要素技術の開発においては、フィールドによって地層・貯留層性状などの条件が大きく異なること、十分な量のトラブル発生時のデータが存在しているわけではないことなどにより、汎用性の向上が課題となっている。

本稿は、掘削分野へのデジタル技術適用に向けた JOGMEC の取り組みについて、最新の状況を紹介する。

2. 抑留予兆検知

抑留トラブルの発生予兆を AI を用いて検知し、アラートを発出するシステムの開発をテーマ選定を含め 2018 年度より実施している。本テーマでは、AI 開発の課題とな

* 令和 6 年度石油技術協会春季講演会作井部門シンポジウム「坑井技術者の挑戦—多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けて」で講演 This paper was presented at the 2024 JAPT Drilling Symposium entitled "The Challenge of Well Engineers Towards Diverse Energy Supply and Sustainable Society" held in Tokyo, Japan, June 4, 2024.

** 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 (JOGMEC)

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

るデータ量不足の問題を解消すべく、国立研究開発法人海洋研究開発機構 (JAMSTEC)、株式会社 INPEX (INPEX)、石油資源開発株式会社 (JAPEX) の3社より、約80坑井における抑留トラブルを含む掘削データの提供を受け、東京大学やエジンバラ大学とともにシステムの開発を進めるという、コンソーシアム体制を構築し取り組んできた。

使用するAIアルゴリズムとして、2021年頃までに一般的な機械学習アルゴリズムによる試行の結果、抑留発生の予兆を検知できる可能性が確認された。また並行して、時系列データ処理に強みのあるLSTM (Long Short-Term Memory) や画像解析に強みのあるCNN (Convolutional Neural Network) など深層学習手法の適用性検討にも着手し、検知性能の向上を確認することができた。その後2022年頃より、昨今のAI開発におけるトレンドであるAIと物理モデルを組み合わせた手法 (ハイブリッドモデル)

の適用を行った結果、検知性能に大幅な改善が見られた。

図1は、ハイブリッドモデルを用いた解析結果の一例である。上段/下段はそれぞれ別ケースの出力結果であり、抑留リスク (縦軸、0:低、1:高) の時系列変化を示したものである。また、図中のプロット (青/オレンジ) はそれぞれ異なる物理モデルを用いた結果を、グレーハイライト部分は実際に抑留が発生した時間帯を示している。図1のように、グレーハイライト部分以前に発生しているピークにおいて抑留の予兆を捉えていると考えられるほか、それ以前の正常掘進中にはおおむねピークが生じていない、つまり誤検知の発生頻度が少ない結果を得ることができている。次に、表1にハイブリッドモデルを用いた際の検知精度/誤検知回数を検証した結果の一例を示す。表中 Stuck Type の列には、推定される抑留のタイプ (不明なケースは unknown) を示しており、2種類の物理モデルを用い

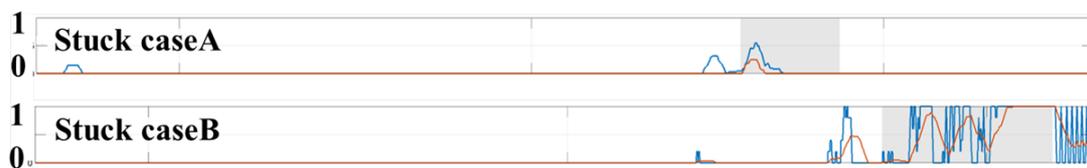


図1 ハイブリッドモデルを用いた際の出力結果例 (0:リスク低, 1:リスク高)

表1 検知精度 / 誤検知回数の検討結果

No.	Stuck Type	Model No.		No.	Stuck Type	Model No.		No.	Stuck Type	Model No.		No.	Stuck Type	Model No.	
		1	2			1	2			1	2			1	2
1	pack off	—	○	16	unknown	○	×	31	unknown	—	—	46	unknown	—	—
2	pack off	—	—	17	unknown	△	×	32	unknown	—	—	47	unknown	—	△
3	pack off	○	×	18	unknown	—	×	33	unknown	—	—	48	unknown	—	△
4	pack off	—	—	19	differential	—	—	34	pack off	—	○	49	unknown	—	○
5	pack off	—	○	20	pack off	—	○	35	differential	—	—	50	unknown	—	△
6	pack off	—	○	21	pack off	—	○	36	pack off	—	—	51	unknown	—	○
7	mechanical	○	×	22	pack off	—	△	37	unknown	—	—	52	unknown	—	△
8	differential	—	△	23	mechanical	—	—	38	unknown	—	×	53	unknown	—	○
9	differential	×	○	24	mechanical	—	—	39	unknown	—	△	54	unknown	—	○
10	unknown	○	○	25	mechanical	—	—	40	unknown	—	△	55	unknown	—	△
11	unknown	○	○	26	mechanical	—	○	41	unknown	—	△	56	pack off	—	○
12	unknown	△	×	27	unknown	—	—	42	unknown	—	—	57	pack off	—	—
13	unknown	△	×	28	unknown	—	△	43	unknown	—	×	58	unknown	—	○
14	unknown	○	×	29	unknown	—	○	44	unknown	—	△	59	unknown	—	×
15	unknown	○	×	30	unknown	—	—	45	unknown	—	—	60	unknown	—	×

○ 抑留の一定期間前に、高い異常度を示すケース × 抑留前に異常を示さないケース
 △ かなり前段階で高い異常度示すケース — 実施対象外

- アラートの発出：130日間の掘削期間中に37ケース
 - ・抑留予兆検知の可能性有(この後、現場で対応がなされた)：9ケース
 - ・誤検知であるが、除去可能：23ケース
 - ※操業状態の変化等に依るもの
 - ・誤検知(原因が特定できなかったもの)：5ケース
- 130日間の操業中、誤検知を5ケースまで減らせる可能性有り。月1回程度

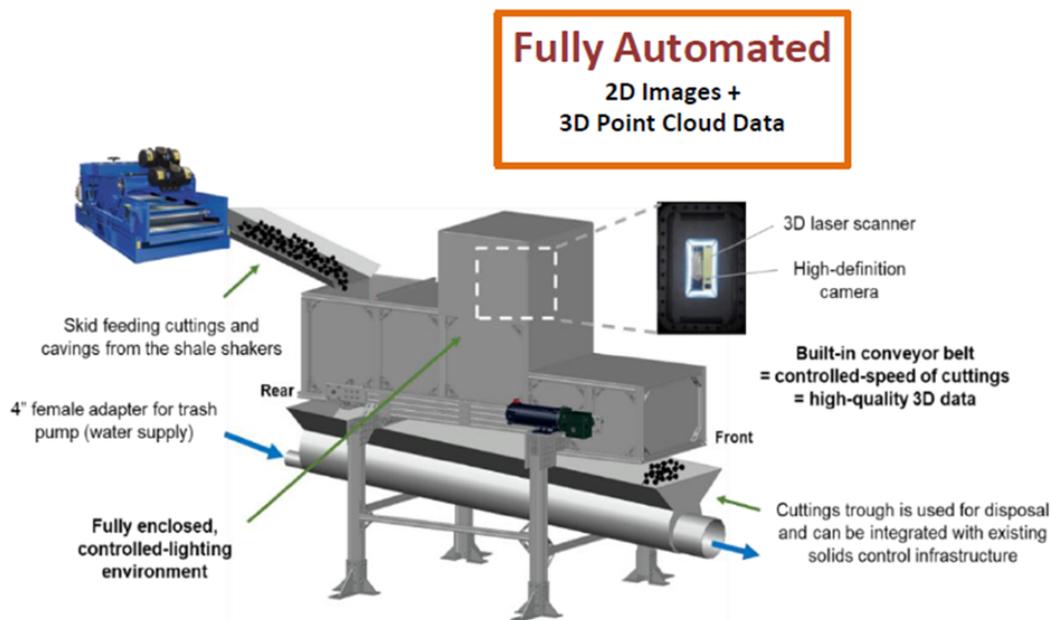
て精度を検証したものについて、○：予兆検知成功、△：早い段階でピークが得られており検知成功か誤検知かの判断が難しい、×：予兆検知失敗、の3通りでその結果を表示している。本結果より、試行したケースのうち、抑留のタイプを問わず5割程度の精度で正しく検知(○)できたことが分かった。また、表1中下段は、誤検知回数の検証結果を示している。用意した抑留を含むデータを統合し、130日分としたデータに対し、誤検知の発生頻度を検証した。130日分のデータのうち、37ケースで誤検知が確認されたが、うち9ケースについてはドリラーの操作により抑留発生を回避できたと思料されるもの、23ケースは作業の変化点を検出したと思料されるものであり、誤検知と判定すべきではないと考えている。これらを除く5ケースについては、掘削日報などからも原因を特定することができなかったことから誤検知と判断した。以上より、130日間掘進を継続したと仮定した場合の中で5回、つまり月1回

程度の誤検知が発生するものの、5割程度か(△のケースを考慮した場合には)それ以上の精度で、現場で発生を回避することのできなかった抑留の予兆を捉えることができるシステムということができ、国際競争力を有するシステムを開発できつつあるのではないかと考えている。

引き続き予兆検知精度の評価、精度向上に資する検討を継続するほか、本システムの商用化や実証機会の獲得を目指したい。

3. RAPID コンソーシアム (マッドポンプ故障予知)

テキサス大学オースティン校が主催する、掘削全自動化を最終目標とし、その要素技術を開発するコンソーシアム RAPID (Rig Automation and Performance Improvement in Drilling) は、2015年に設立され、石油開発企業 (NOC, IOC など) や掘削コントラクター、サービス会社がスポン



Adapted from Prez et al. (2023)—SPE-212569-MS

図2 Cuttings sensor & hole cleaning automation

表2 RAPID コンソーシアム開発ソフトウェア一覧

1. RAPID-Hydraulics: multi-phase flow / hydraulics model with coupled temperature and MPD control
2. RAPID-Kick: backflow fingerprinting for kicks / breathing diagnosis
3. RAPID-Clean: hole cleaning software
4. RAPID-FRA: friction reduction / pipe rocking advisory
5. RAPID-Dynamics: Lumped parameter modeling framework
6. RAPID-Catch: Stuck pipe risk prediction
7. Cementing Software: mud displacement and cement placement using ANSYS
8. Directional Drilling / Geosteering Advisory Software
9. Bit Damage Forensics Software: automated bit image classification
10. Various Data Analytics Routines: wells portfolio-based integrity analysis (Day 3), bit damage index and bit pull criteria, connection recipes, PPFG prediction, motor failure detection, etc.

サーとして参画している。JOGMECは2019年より参加し、本邦企業と共同で研究テーマを設定するなど、本コンソーシアムを通じた技術開発にも取り組んできた。

本コンソーシアム内での技術開発事例の1つとして、カッピングセンサ/ホールクリーニングがある(図2)。本技術は、揚収されたカッピングスを本装置に流し、中央部に設置されたレーザセンサと高解像度カメラによって解析することで、カッピングスの粒径や形状の分布図を作成するほか、別途開発されたカッピングストランスポートモデルと連動させることで、坑内に残留しているカッピングス量などを推定することができるシステムである。本コンソーシアム内でのハードウェアとしては唯一技術実証に進んでいるテーマであり、さらなる技術改良が望まれている。またソフトウェア開発もコンソーシアムが設立されて以来、数多く進められており(表2)、それぞれ技術レベルは異なるものの、掘削トラブル検知や機器故障の検知などに係るシステム開発が進められている。近年

では、先に記したカッピングセンサとカッピングストランスポートモデルのような、これまで開発されてきたソフトウェア/ハードウェア同士の連動や、地熱開発における坑内温度推定手法をマッドモーターに加わるダメージ量計算に適用するなど、考え方の転用も行われ始めている印象で、今後さらなる発展が期待される。なお、コンソーシアム内で開発されたソフトウェアは、スポンサーが自由に使用することができる。

JOGMECは、2021年よりマッドポンプ故障予知技術の開発に協力してきた。本技術の概要を図3に示す。本技術は、マッドポンプの吸引側/吐出側それぞれの表面に2種類のセンサを貼り付け、その振動状況を継続的にモニタリングすることで、ポンプ内部のバルブやピストンカップなどからの泥水リークやその予兆を検知することを目的としたものである。2種類のセンサはそれぞれ取得できる周波数帯域が異なり、これら波形データを統計処理し11パラメータ(2センサで計22パラメータ)に変換し、機械

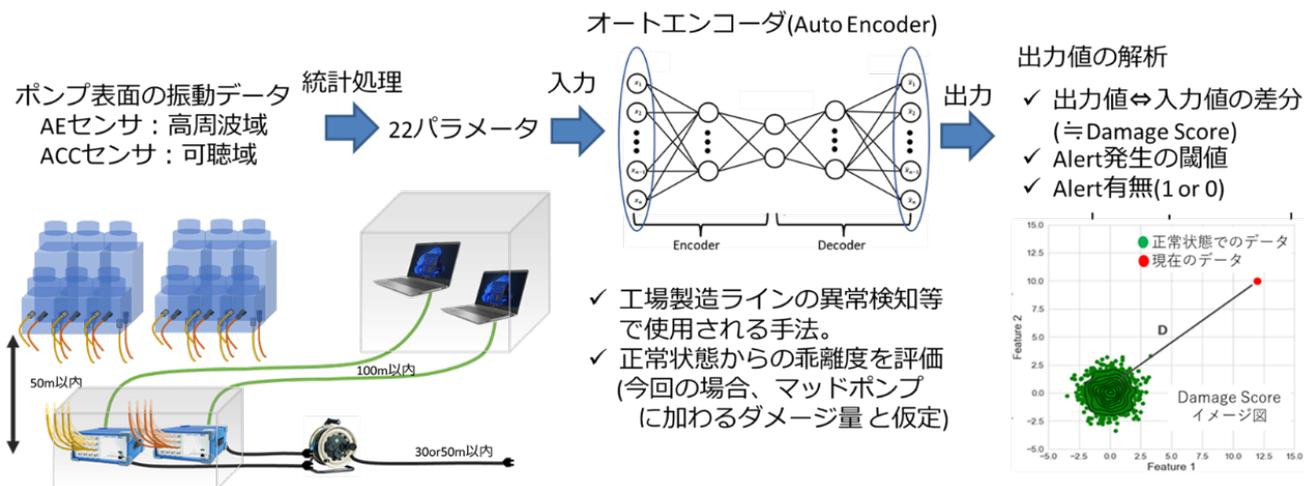


図3 マッドポンプ故障予知技術概要

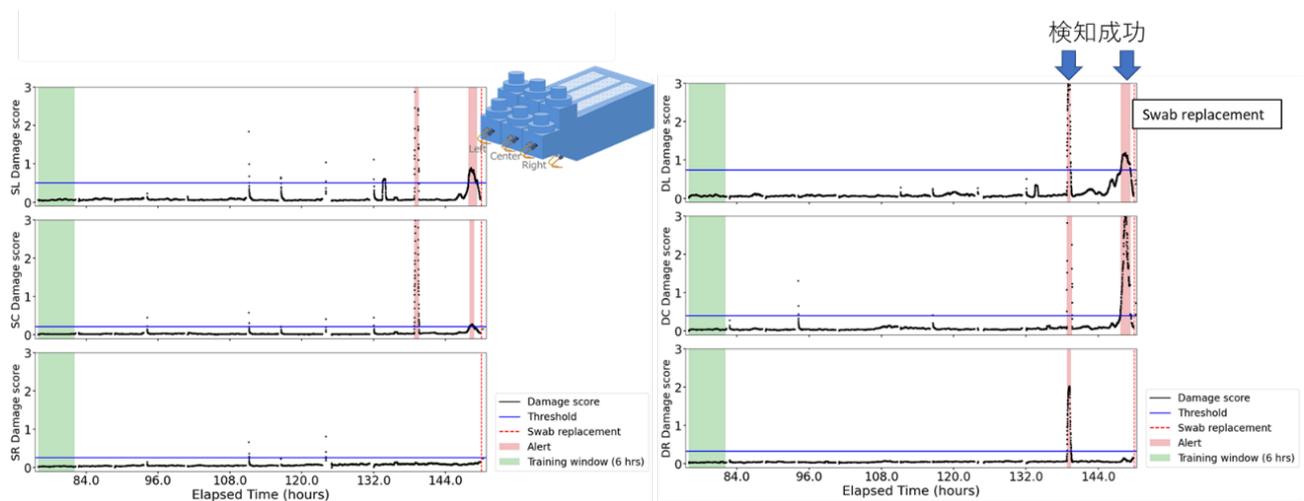


図4 マッドポンプ故障予知システム評価結果一例 (Swab とピストンカップは同義)

表3 マッドポンプ故障予知システム評価結果

機構としての評価結果	Pump1	Pump2	Total
Number of event	3	2	5
Detected	1	2	3
False alarm	8	10	18
False alarm (特殊操業期間のalarmを無視)	3	1	4

学習手法の1つであるオートエンコーダに入力する。データ取得開始から6時間分のデータを正常状態（泥水リークが生じていない時間）と仮定し、オートエンコーダにてその後のデータを解析することで損失関数（AIモデルの精度向上などにおいて、正解値と予測値のズレの大きさを算出するための関数）が計算されるが、その過程で出力される数値を正常状態からの乖離度を示す定量指標（Damage Score）として抽出する。マッドポンプの各所に設置したセンサごとにDamage Scoreを計算させることで、泥水リークの発生箇所まで特定できると考えている。

本システムは、テキサス大学による室内実験において良好な結果が得られたことを受け、2022年度に本邦2箇所の地熱掘削現場においてデータ取得を実施し、バックグラウンドノイズなどを伴う実フィールドにおける性能検証を行った。図4は、評価結果の一例である。6つのグラフはそれぞれ、トリプレックスポンプの左/中/右モジュールの吸引側/吐出側に設置したセンサの出力結果であり、例えば吸引（Suction）側の左（Left）モジュールであればSL、吐出（Discharge）側の右（Right）モジュールであればDRと表記している。いずれのグラフも、Damage Score（縦軸）の時系列変化を示しており、時刻はデータ取得開始からの累積時間としている。グラフ中緑ハイライト部分が、6時間の正常状態を仮定した期間であり、その後のDamage Scoreが別途自動計算される閾値（しきいち）（青線）を一定時間超え続けた場合、アラートが発出（赤ハイライト部分）される仕組みとした。図4は、左モジュールの吐出側（DL）でピストンカップから泥水リークが確認され部品交換を行ったケースであり、部品交換が生じた時刻より約8時間前および1時間前に当該箇所においてもアラートが発出されていることから、本ケースにおいては検知成功と評価することとした。また、部品交換の発生していないその他の部分（SL, SC, DC, DR）についても同様にアラートが発出されているものの、今回の評価においては誤検知なしとすることとした。

このようにして、約2か月間データ取得を行った1つの現場での結果に対し、故障予知性能評価を行った（表3）。表3は上段よりそれぞれ部品交換の回数、予兆の検知成功回数、誤検知回数、特殊操業期間における誤検知を除外したものを示しており、Pump1で発生した部品交換3件のうち1件を検知、2件は検知漏れであり、Pump2においては2件中2件の検知に成功したという結果であった。つまり、試行回数は少ないものの、今回の試験においては6割

の精度で泥水リークの予兆を検知できたということになる。次に誤検知回数であるが、特殊操業中、つまり正常状態を仮定した最初の6時間と性状の異なる流体を循環している場合などにおいては、当然Damage Scoreは高い値を示すため、これらの期間に生じた誤検知を除外することとし、その結果、今回のデータ取得期間中に4件の誤検知が確認されている。これらの結果を踏まえると、7回発出されたアラートのうち、3回は検知成功、4回は誤検知であり、4割程度の検知漏れが発生する精度であるといえる。基本的に、マッドポンプは泥水リーク確認後に部品交換を行う“事後保全”の考え方で運用されるケースが多く、実用化に向けてさらなる精度向上が必要であると考えている。

本テーマについて、RAPID内での技術開発はいったん中断される方針であるが、本技術の実用化に向けては、精度向上のみならず、システムの小型化/ケーブルレス化/低コスト化も必要となる。一方、同様の方法論を他モーター駆動型機器に転用できる可能性はあるため、引き続き技術ニーズには注視したい。

4. 出砂検知

坑内への砂流入を検知するAIの開発を、令和2年度頃より進めている。コンセプトは図5のとおりであり、坑内で取得または推定される温度/圧力データをAIにより分析することで、坑内への砂流入有無（0 or 1）を判定するシステムである。

本技術は、砂層型メタンハイドレート（以下、MH）からのガス生産に係る砂生産を対象とし、国内で実施した2回のMH海洋産出試験のデータを用い開発を進めてきた。開発当初には、ランダムフォレスト、 k 近傍法という、機械学習の分類手法を用いた。その後、温度/圧力データの入力方法など精度向上に資する工夫を加えることとした。最終的には、深層学習手法の1つであるCNN(Convolutional Neural Network)を用いたことで、飛躍的に精度の向上が見られた。これら精度向上の過程について、図6に示す。一般的に、分類問題における精度判定においては、正解率（図中4段目：Accuracy）のように、正しい結果を出力した確率などで評価するケースが多い。ただし、本テーマのように、大半が一方の結果である（坑内への砂流入が生じない；0）ような場合、基本的には正しい結果が出力してしまうため、定量指標としてそぐわない。また、検知漏れの度合いを示す適合率（図中1段目：Precision）、誤検知発生度の度合いを示す再現率（図中2段目：Recall）という指標も一般的に用いられるが、ある程度精度の高いシステムにおいては、おおむね正しい答え（0）を出力するため、適合率・再現率共高い値を示してしまい、これも精度評価には適さない。このように、大半が一方の結果となるような分類問題に係るシステムの評価においては、適合率と再現率の調和平均である、 F 値（図中3段目：F1-Score）という指標がよく用いられ、図6中の F 値の比較からも、CNNを適用したことにより精度が各段に向上したことが分かる。

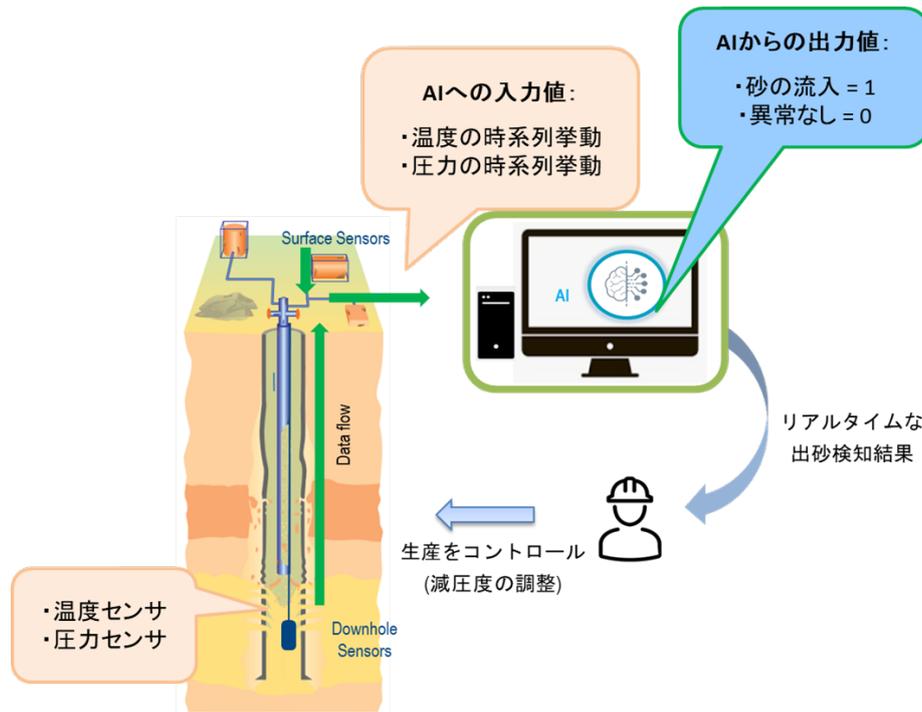
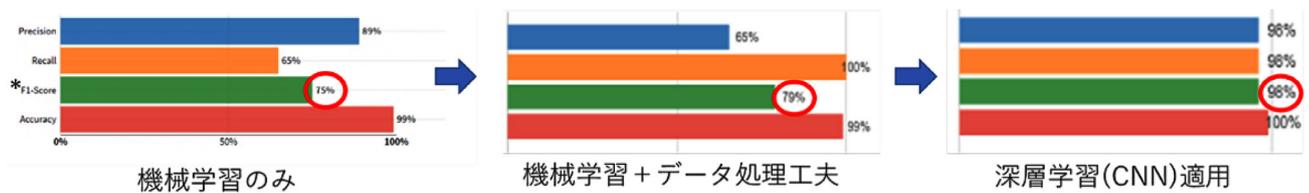


図5 出砂検知 AI コンセプト



*F1スコア：正解ラベルが極端な場合に用いられる学習モデル予測性能の定量手法(誤検知評価指標/検知漏れ評価指標の調和平均)

図6 出砂検知 AI システムの精度改善過程

現在、本システムの稼働性および精度を検証すべく、MHのアラスカ長期陸上産出試験において、システムの試験を行っている。米国で取得された必要データは全てクラウド上にアップロードされるため、国内に設置したPCにてリアルタイムにデータ収集を行い、結果の判定を行うことができています。ただし、海洋産出試験データを用いて構築したシステムを陸上フィールドでの試験に転用しているため、物理モデルを用いたデータのキャリブレーションなどの実施も検討している。なお、本テーマについては、経済産業省の委託により実施しているMH21-Sの研究の一環として得られた成果である。

5. まとめ

JOGMECでは、2019年度に石油天然ガスE&P分野へのデジタル技術の適用に関する取り組みを開始し、積極的に継続している。本稿では、掘削に関するテーマとして、抑留予兆検知システム、マッドポンプの故障予知システム、出砂検知AIの3件について紹介したが、いずれも現場実証、

有用性検証のためのデータ取得作業などまで進んでおり、抑留予兆検知・出砂検知の2テーマについては商用化や技術実証機会の獲得に向け、さらに継続して取り組みたいと考えている。

加えて、本邦企業のニーズ収集やRAPIDコンソーシアムや各種国際フォーラムへの参加を通じた情報収集を行った上、引き続き情報発信や、掘削操業効率化/安全性向上に資するさらなる技術開発にも挑戦していきたい。

謝辞

各研究開発プロジェクトの実施に協力いただいた関係各社・研究機関各位に謝意を表します。また、シンポジウム講演および本稿作成にあたっては、石油技術協会シンポジウム世話人ならびに査読者の方々にご協力を賜りました。心より感謝いたします。

参考文献

Y. Nakagawa, T. Inoue, H. Bilen, K. Mopuri, K. Miyoshi, S.

- Abe, R. Wada, K. Kuroda, M. Nishi and H. Ogasawara, 2021: Approach for Real-Time Prediction of Pipe Stuck Risk Using a Long Short-Term Memory Autoencoder Architecture, SPE-207805-MS. <https://doi.org/10.2118/207805-MS>.
- N. Tsuchihashi, R. Wada, M. Ozaki, T. Inoue, Mopuri, H. Bilen, T. Nishiyama, K. Fujita and K. Kusanagi, 2021: Early Stuck Pipe Sign Detection with Depth-Domain 3D Convolutional Neural Network Using Actual Drilling Data, *SPE Journal*, **26**, 551–562. SPE-204462-PA. <https://doi.org/10.2118/204462-PA>.
- T. Kaneko, T. Inoue, Y. Nakagawa, R. Wada, K. Miyoshi, S. Abe, K. Kuroda and K. Fujita, 2023: Hybrid Approach Using Physical Insights and Data Science for Early Stuck Detection. Presented at the Offshore Technology Conference, OnePetro. <https://doi.org/10.4043/32532-MS>.
- D. Yoon, S. Gul, O. Ashok and E.V. Oort, 2022: Towards a Practical, Generally-Applicable Condition-Based Maintenance CBM System for Mud Pumps, SPE-208741-MS, <https://doi.org/10.2118/208741-MS>.
- D. Yoon, P. Ashok, E.V. Oort, P. Annaiyappa and S. Abe, 2023: Field Validation of Scalable Condition-Based Maintenance (CBM) of Mud Pumps, SPE-212564-MS, <https://doi.org/10.2118/212564-MS>.

講 演
Lecture

メタンハイドレート開発特有の課題，それらの解決に向けた努力*

若月 基^{**†}・平田 実雄^{**}

(Received July 9, 2024 ; accepted August 8, 2024)

Challenges specific to methane hydrate development and efforts to resolve them

Motoi Wakatsuki and Atsuo Hirata

Abstract : This paper presents an overview of the technical achievements obtained through past pore-filling type methane hydrate in sand (MH) R&D efforts, with a particular focus on drilling and production technical challenges. Additionally, the remaining technical issues to be considered in the future will be introduced, along with a description of the current status of our efforts to address these technical challenges.

Hydrocarbons are necessary as a material and energy source even in a carbon-neutral society. Methane has low CO₂ emissions and contributes to a low carbon society. Research and development of methane hydrate is important for Japan's energy security. As a member of the MH21-S consortium, JMH will continue its efforts to achieve the goal of resource and industrialization.

Keywords : The MH21-S R&D consortium, Methane Hydrate R&D program, pore-filling type of methane hydrate in sand, Deepwater Drilling, Methane Hydrate project

1. はじめに

日本メタンハイドレート調査株式会社 (以下, JMH) は MH21-S 研究開発コンソーシアムの一員として, 経済産業省が実施する砂層型メタンハイドレート (以下, MH) の研究開発事業に参加し, 主に坑井掘削作業, 海洋産出試験のオペレーター業務を実施している。

この論文では, これまでの砂層型 MH 研究開発で主に技術的な課題として取り組んできて得られた成果を紹介し, これからの検討課題として残された技術課題について紹介し, それらの技術課題への現在の取り組み状況について述べる。

なお, 2018 年度までの MH 研究開発でのオペレーションに関する詳細は, 平成 30 年度石油技術協会春季講演会作井部門シンポジウムで高橋秀明氏により「多様化するオペレーションマネジメント」として詳しく報告されているの

で, ぜひそちらもご参照いただきたい。

2. 砂層型 MH 開発当初の課題

まず, 1990 年代に MH を新しい資源として開発することを考えたときには, それがどこに賦存しているのか, どうやってメタンガスを取り出すか, これまでの確立された石油ガス開発の既存技術を使うことができるのか, といったところが最初に出てくる疑問で, それらが主な課題でした。もちろん, 最後には既存のガス開発とコストの面で競争力があるのか, が問われるところですが, まずは技術的に生産することが可能であることを示す必要がありました。

3. 技術課題の概要

MH がどこに賦存しているのかに関しては, 地震探査データによりおおそ推定できるようになってきました。1990 年には 2D 地震探査データ上で解釈された BSR (海底擬似反射面: Bottom Simulating Reflector) と呼ばれる特徴的な反射面によって地層中の MH の存在を推定していましたが, 現在では 3D 地震探査データ上で解釈される MH 起因の強振幅などから濃集帯の空間的な広がりや推定し, 掘削調査によっておおその資源量の把握を行えるようになりました。

固体である MH は, 原位置で分解することで地上へガスを生産することが可能となります。MH を分解するため

* 令和 6 年度石油技術協会春季講演会作井部門シンポジウム「坑井技術者の挑戦—多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けて」で講演。This paper was presented at the 2024 JAPT Drilling Symposium entitled “The Challenge of Well Engineers Towards Diverse Energy Supply and Sustainable Society” held in Tokyo, Japan, June 4, 2024.

** 日本メタンハイドレート調査株式会社 Japan Methane Hydrate Operating Co., Ltd. (JMH)

† Corresponding author : E-Mail : motoi.wakatsuki@jmh.co.jp

には原位置の温度圧力条件を高温、低圧側へ移動して MH の安定領域から外すか、ケミカルや塩類などで溶かすことが求められます。最初の MH 実証試験井となったカナダ北西準州マッケンジーデルタ地域マリックサイト（以下、マリック）での産出試験では、坑内に温水を送ることで MH の分解を行いました。現在ではより効率的な方法として坑内を減圧することで MH を分解する方法が採用されています。ケミカルなどによる継続的な溶解方法は経済的に見合わないため採用されていません。

MH の産出試験に際し使用した装置類については、既存の石油ガス開発で使われている物を転用、応用することで実施してきており、そのような状況の中で将来に向けた課題も判明してきました。

その1つが機器コストに関する課題である。日本近海の MH 開発対象海域は浅いところでも 1000 m 前後の大水深海域に分類されますが、MH 賦存層が比較的浅い地層のため地層圧力や生産するガスの圧力が高い訳ではない。これに対し、在来型石油天然ガス開発で用いられる大水深海底機器類は、生産流体の高い圧力にも耐えられる仕様となっており、重厚長大ないわゆるハイスペックな坑口装置となっている。MH 開発ではそのようなハイスペックな機器は必要なく、耐圧などのスペックを最適化し、軽量簡易的な坑口装置とするほか、坑内での気液分離（後述）設備を省略することなどで坑井デザインもスリム化することが可能となり、オペレーションの短縮やコストの削減効果が期待できます。JMHP では、既存のシステムを転用しつつ、MH のスペックに合わせることでトータルにコストを削減することが可能な機材や技術の適用も試みており、坑口装置のスリム化、坑内データの無線転送システムの構築などで成果を上げつつあります。

また出砂対策も大きな技術課題となっています。砂層型 MH では生産層が深海底の浅い地層のため、砂岩として砂泥の粒子が固結しておらず、MH が分解することで流動的になった砂粒が生産流体とともに坑井へ向かって流れてくるため、これを生産障害とならないようにスクリーンで抑えることができるのが問題となります。特に課題となっているのが、細かな砂も止めるようなスクリーン選択をすると、早い段階でスクリーンが目詰まりして閉塞して

生産を止めてしまうおそれがあり、多く通過できるようにすると坑井内での砂の埋没による閉塞、途中の配管のエロージョンなどのトラブルを起こしてしまう恐れが出てきます。MH21-S コンソーシアムではグラベルバックを含むさまざまな種類のスクリーンに対する検討、実験室での実験、生産試験での使用実績を踏まえて、既存技術に加えて新たな手法の導入も含めて選定を進めています。

減圧方法に関連して、生産するガスと水を坑内で分離してそれぞれ別のラインで生産する方法と、ガス水を分離せず一緒に生産（船上で分離）する方法があり、これによって減圧に使用するポンプの設定や種類、設置位置が変わります。どちらも実際の産出試験で試されましたが、夫々利点欠点があるため、それらを考慮した坑井デザインが重要であり、より良い機材の選択とそれに適したオペレーション方法を検討中です。

掘削技術面での課題としては、ライザーレスでの安全な操業手法の確立、軟弱地層内での坑径拡大を抑え、各種の物理検層で求められるデータを取得することを主に達成してきましたが、今後は生産性の向上に寄与するような水平坑～高傾斜井掘削の手法確立が求められています。

4. これまでのメタンハイドレート開発オペレーション経緯と概要

次表はこれまでの日本が行った MH を対象としたオペレーションの一覧です。

それぞれのオペレーションでの技術開発などのトピックスを簡単に説明していきます。

(1) カナダマリックでの実証井掘削

1995 年、当時の通商産業省が「第 8 次国内石油および可燃性天然ガス資源開発 5 年計画」を定めた際に、その最終年度 1999 年に掘削する基礎試錐「南海トラフ」で深部の油ガスだけでなく浅部の MH も探鉱対象とすることを決めたのが、MH の資源としてのポテンシャルを探求しようとする日本の MH 研究開発プロジェクトの始まりでした。これを受けて当時の石油公団と民間 10 社による特別研究「メタンハイドレート開発技術」が始まり、基礎試錐「南海トラフ」の掘削で最大の成果が得られるような技

表 1 メタハイプロジェクトフィールドオペレーション一覧

1.	カナダ Mallik 実証井掘削	FY 1997
2.	基礎試錐「南海トラフ」	FY 1999
3.	カナダ Mallik 第 1 回陸上産出試験	FY 2001
4.	基礎試錐「東海沖～熊野灘」	FY 2003
5.	カナダ Mallik 第 2 回陸上産出試験	FY 2006-2007
6.	第 1 回海洋産出試験	FY 2012
7.	第 2 回海洋産出試験（事前掘削～廃坑作業）	FY 2016-2018
8.	R3 年度 LWD 掘削（志摩半島沖、日向灘）	FY 2021
9.	R4 年度 LWD 掘削（志摩半島沖）	FY 2022
10.	RS 年度簡易生産実験（志摩半島沖）	FY 2023
11.	アラスカ長期陸上産出試験	FY 2023-2024



図1 マリック位置図

術的準備を進めました。この基礎試錐「南海トラフ」に向けて、MHの存在がすでに確認されている実フィールドであるマリックで、研究中の技術を検証しておくことを目的とした実証井の掘削が行われました。

マリックのロケーションは北極海に面しており、夏季は湿地帯となっていて道路などのインフラも全くない僻地で、冬期に凍結した川を利用したアイスロードを作ってリグ機材を設置し、1998年2月から3月の40日間にわたり極寒のなか1150mの実証井を掘削しました。

主な成果は、MH層が実際どういうデータを示すものか、検層とVSPによって確認したこと、掘削技術としては、MHのコア採取を目的とした独自のコアサンプラーPTCS (Pressure Temperature Core Sampler)を開発したことです。PTCSはMH層のサンプルを*in-situ*の低温と高圧を保持したまま採取するべく開発されました。このツールは現在まで改良を重ね、名称もHPTC IVと呼んでいます。コアの回収率、圧力保持の成功率が非常に良いツールとして、アラスカ長期陸上産出試験(後述)のコア採取作業でも本システムを用いたコア取得作業が実施された。

(2) 基礎試錐「南海トラフ」

本井では、1999年11月～2000年2月の88日間にわたって、深部の従来型油ガスの探鉱と併せて、国内で初めてMH層が資源調査の目的で掘削されました。これによりBSRで推定されていたMHの存在を、PTCSで取得したコアと各種物理検層によって評価することができました。掘削技術的にはMH層をBSRの下まで掘り抜いてもガスは噴出せず、ライザーレスで安全に掘削実施できることが分かったことや、ライザーレス作業ではROVが安全確認などにおいて必須の装置であり、また廃坑作業などのためにリエントリーする時も必須のツールであることなどを改めて認識しました。

ちなみにこの後の基礎試錐「東海沖～熊野灘」、2回の

海洋産出試験、2回のLWD (Logging While Drilling) 掘削作業など、今までMH安定条件の領域下で、ガスがフリーでハイドレート化せず存在していた例はなく、昨年度の試掘・簡易生産実験がMH層中にフリーガスが存在することを示す初めての例となりました。

(3) カナダマリックでの第1回陸上産出試験

本原稿執筆(2024年6月末)現在、アラスカで長期陸上産出試験を実施していますが、過去2回の陸上産出試験は実証井を掘削したカナダのマリックにて実施されました。陸上産出試験の第1回目は2001年12月～2002年3月(79日間)に実施されました。主な目的として、温水循環による加熱法でのMH産出試験、ワイヤラインツール(MDT: Modular Dynamic Tester)による小規模な減圧法での産出試験、MH層の分解状況を観測井で把握する技術である坑井間地震探査の実験が挙げられました。

実績としては、5日間で約470m³のガスを生産し、世界で初めてMH層からメタンガスの生産に成功しました。もう1つ大きな成果が、MDTによってMH層を減圧した圧力データを取得したことで、これによりMH層の浸透性が確認され、以後は加熱法からエネルギー効率の良い減圧法へと転換するきっかけになりました。

他に坑井間地震探査は生産井周りの分解範囲が小さかったせいか、取得したデータからは分解範囲を識別することができませんでしたが、各坑井のCSG(ケーシング)パイプ外側に沿わせて下げた地層温度連続測定光ファイバケーブル(DTS: Distributed Temperature Sensor)による温度データの取得に成功し、その有用性からその後も海洋産出試験で活用されるようになりました。

(4) 基礎試錐「東海沖～熊野灘」

マリックでの1回目と2回目の産出試験の間に、基礎試錐「東海沖～熊野灘」が実施されました。2004年1月～5月の121日間、目的は、静岡県沖～和歌山県沖の広い範囲におけるMHの賦存状況を調査し、本海域での資源量の評価をすることで、BSRを始めとする震探上のさまざまなMH兆候と実際の賦存状況をLWDとコアによって対比するためのデータを取得しました。また次に計画されている第1回海洋産出試験の候補地を抽出することも目的としていました。合わせて将来のMHの開発に必要となると考えられる掘削・仕上げ技術の適用性を実証試験を行っています。3海域の計16地点で計32坑が掘削され、その内訳は、LWD16坑、コア掘12坑、WL検層&坑内温度計設置2坑、実証試験井2坑となっています。それらの坑井位置の水深は720m～2033mの範囲にまたがり、すべてライザーレス掘削で掘削されました。先述のように16地点32坑いずれにおいても海底面へのガスの噴出は見られませんでした。新技術の実証としては、DTSケーブルとオレンジボールと呼ばれる海底面に設置するデータ収納システムにより、地層温度長期連続測定を実施し、また8-1/2"坑でMH層への水平掘りを実施しました。

(5) カナダマリックでの第2回陸上産出試験

第2回陸上産出試験は、第1回から5年後の2006年度の

減圧法による産出実験

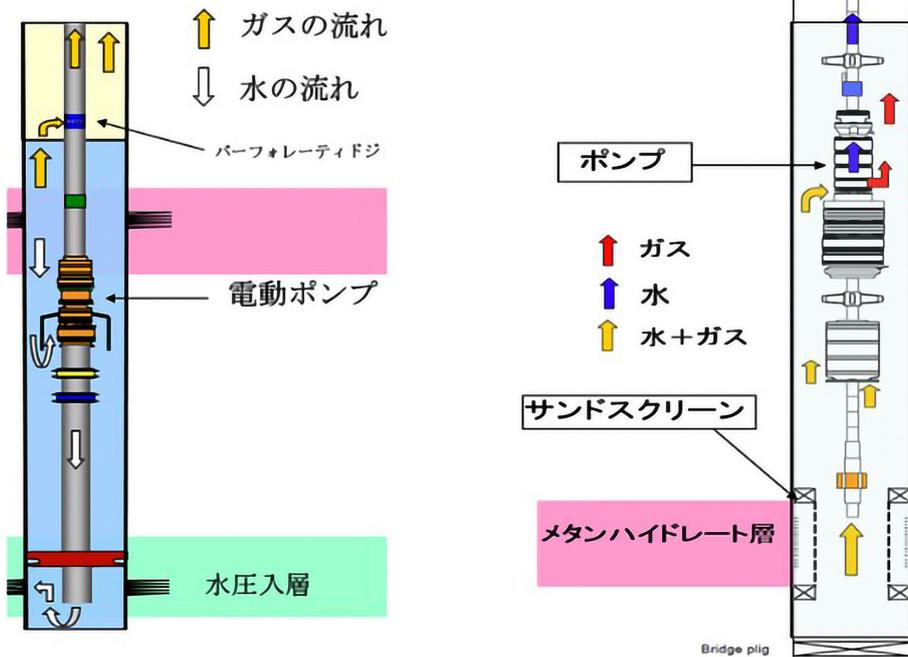


図2 減圧法産出試験坑内図

冬と、2007年度の冬の2年にわたって、同じロケーションで実施されました。

前回の第1回陸上産出試験で実施したMDTによって、MH層が浸透性を有することが分かったので、このテストではエネルギー効率が高い減圧法による産出試験を実施しました。

第1冬では、砂が坑内に流入して閉塞してしまったため、短時間(12時間でガス量は約830 m³)でフローが終わってしまいました。そこで次の冬はMH層をサンドスクリーンで覆って生産テストを行い、6日間出砂を抑えてガス計13000 m³を生産しました。日産ガス量は2000～4000 m³でした。

ここでの主な成果は、減圧法が有効な生産手法であることを確認し、スクリーンなどによる出砂対策の重要性を認識したことです。

(6) 第1回海洋産出試験

世界初の海洋でのMH産出試験は2013年1月～4月(66日間)で実施しました。

基礎試錐「東海沖～熊野灘」で掘削調査した16地点の中から、志摩半島～渥美半島の沖合第二渥美海丘が選ばれ、生産井1坑と観測井2坑が掘削されました。リグはJAMSTECの地球深部探査船「ちきゅう」を使用しました。

成果としては、世界で初めて深海底下のMH層からのガスの生産に成功したことです。減圧法により、6日間にわたって日産約20000 m³、累計約120000 m³のガスの生産を実現しました。海洋での減圧の実施に必要な機器やモニタリングシステムも有効に機能することを実証しています。また生産水は排水基準を満たしていることを確認でき



図3 地球深部探査船「ちきゅう」

ため放流しています。この試験では出砂対策としてグラベルパックを採用しましたが、エロージョンによる坑内への出砂が起きてしまい、6日間で生産試験を終えることになりました。この産出試験の結果、3つの技術課題、出砂対策、気液分離、長期の試験を可能とするライザー切り離しシステム*が挙げられました。

(7) 第2回海洋産出試験

2017年4月～7月の100日間にわたって、第1回と同じロケーションで生産井を2坑掘削し、再び「ちきゅう」を使って実施されました。目的は、第1回海洋産出試験で明らかになった技術課題の改善策の検証です。時間とともに生産量が増えるのか、減っていくのかを見極めるデータ取得のためのより長期の産出試験の実施要否の判断も含め、今後のさまざまな技術課題などへの取り組みへ反映

させることでした。第1回海洋産出試験での6日間という生産期間では不十分であったので、第2回ではせめて1か月間位はフローさせて生産挙動データを取得しようというものでした。3つの技術課題のうち、出砂対策としては、第1回のグラベルバックに代えてGeoFORM™という多孔質のポリマーを使い、坑内で膨らませて使うものと、最初からサイズを決めて硬化させたもの2種類のタイプをそれぞれ2本の生産井で使用しました。気液分離効率改善策としては、電動ポンプ(ESP: Electrical Submersible Pump)を坑内に置くことは同じですが、気液を重力分離させる坑内スペースを広く取り、また坑内機器もシンプル化しました。ライザーシステムは、切り離し後再接続のできるワークオーバーライザーシステム(WCP/EDP)を採用しました。結果は2坑で計36日間にわたって計約260000 m³のガスを生産することができました。試験期間中、ガスと水の生産レートと、生産井と観測井の各深度における温度・圧力データを連続的に取得しました。出砂対策については1坑目では出砂のため12日目に試験を中止したが、2坑目では24日間出砂を抑えて目標としていた生産期間を達成しました。坑内気液分離は1坑目では高い気液分離効率を達成しましたが、2坑目では出水量が多く、減圧を進めるためにESPを早く回したため、十分に気液分離する時間を取れなかったことで高い気液分離効率での運転ができませんでした。新しいワークオーバーライザーシステムは、ライザーの揚降管時間、天候待機時のライザー切り離し時間を短縮することができ、結果、限られた時間の中で産出試験時間を最大化することができました。また次の海洋産出試験に向けて、更なるオペレーション上の課題として出砂原因の追求と対策、坑内気液分離の改善、大量の生産水への対応などを認識しました。

(8) R3 & R4 LWD 井掘削作業

2021年度と2022年度に、簡易生産実験実施場所選定のためのLWD掘削作業を実施しています。2021年度は志摩半島沖および日向灘で計4坑井のLWD井と1坑のジオテクコア井を掘削し、2022年度は志摩半島沖で2坑井のLWD井を掘削しました。

これらの作業はMH層の存在と貯留層性状を評価するためのデータ取得を主目的とし、MHの濃集帯を確認しています。また掘削技術関係の成果としては、ライザーレスでのMDT作業を問題なく実施した実績が挙げられます。

(9) R5 試掘・簡易生産実験

商業化に向けたプロジェクトを見据えた長期海洋産出試験の候補地を選定するデータ取得を目的に、志摩半島沖の2つの候補地点(2坑井)で各5日間のフローを計画しましたが、残念ながら各種のトラブルが多発して必要な生産データ取得が十分できませんでした。

ごく簡単に作業の結果を示すと、1本目は減圧して計画どおり5日間フローするも低生産レートのまま改善できず終了、2本目は掘り止め後の揚管時にガスバブルを確認し、減圧の初期段階に管内にフリーガスが流入してハイドレートが生成し、対策中に時間切れとなり再フロー開始までた



図4 志摩半島沖調査位置図

どり着けず終了しました。

ただし、オペレーションの成果としては、生産システムをこれまでより軽量・シンプルなデザインのものとして、坑口装置、ライザーの小型軽量簡易化した機材を製作し使用したことが挙げられます。また、出砂対策装置内外に圧力計を配置して、出砂対策装置での差圧を初めて観測することに成功し、スキーンが発生していることを確認することができたのも成果です。他にもワイヤレスのデータ転送システムを実装し、深い海中で断線、漏電のリスクの少ないデータ転送システムを成功させました。

先述しましたが、2坑井のうち、先に掘削した1坑井の揚管時にガスバブルが確認され、ログデータでもガスの存在を示唆するデータが得られています。これまでメタハイ層は安定領域にあるので原理的にフリーガスは存在しないと考えていましたが、何らかの理由で(確認できるデータはなく検討中)フリーガスとして存在していた可能性があります。

ただし、この時は編成を坑内に戻して循環すると背圧でフローは止まったこと、その時のデータなどから、ガス層圧が等価泥水比重で1.045sg程度(海水平均比重1.035sg)と低いことが判明しており、今後もしフリーガス層に遭遇した場合でも、安全に対処することが可能と判断しています。

(10) アラスカ長期陸上産出試験

2023年9月19日(現地時間)からESPの運転を始め、試験作業を開始しました。本稿執筆中(2024年6月末現在)も産出試験を継続中です。

アラスカ陸上産出試験の位置付けは、以下の様に説明されています。

- ・単純で制御された条件下で長期産出試験を実現→長期生産挙動のデータを取得
- ・安定生産阻害要因などの技術的課題の解決策の検証、

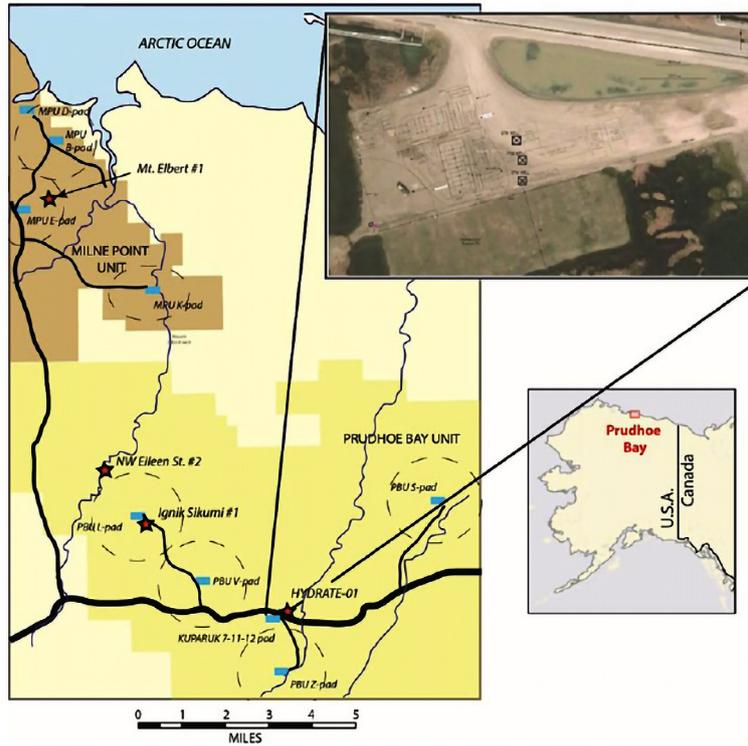
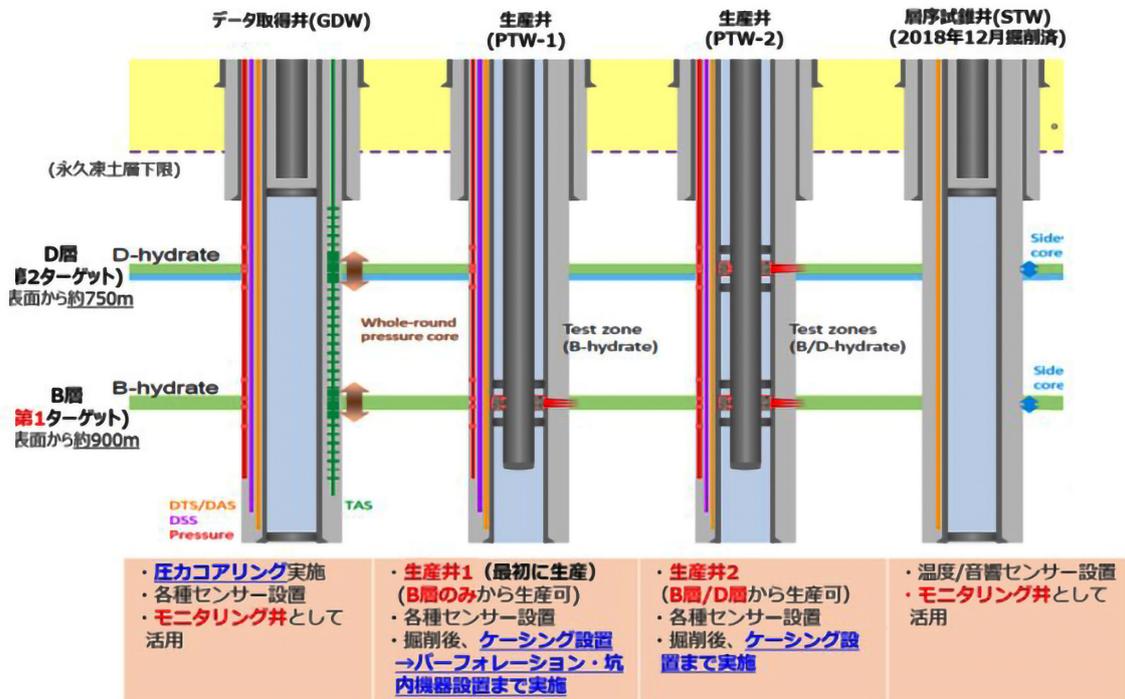


図5 アラスカ長期陸上産出試験位置図
(資源エネルギー庁第43回MH開発実施検討会資料より抜粋)

坑井計画図概要



PTW-1 (B層のみから生産) で産出試験実施中

図6 アラスカ長期陸上産出試験坑内図
(資源エネルギー庁第43回MH開発実施検討会資料より抜粋)

長期生産に伴う課題の抽出を行うこと。

- 取得したデータの解析、長期産出試験にて見いだされた事象などを次フェーズ海洋産出試験と商業化に生かすことを目指す。

5. 技術課題の整理

以下に技術課題の前提として、砂層型 MH とその開発技術に求められる特徴を挙げます。

- 開発対象の MH が存在するのは大水深といわれる海域
- 海底面下 200 ~ 300 m 程度の浅い深度に濃集帯が形成されている
- 貯留層から自噴せず、人為的に原位置でガス、水に分解してから生産する（エネルギー収支から有利な減圧法を採用）
- 未固結層からの生産のため、MH の分解に伴って生産流体（ガス、水）とともに細粒砂も産出する（出砂による閉塞リスク）
- 生産流体の温度と海底環境温度が低く、坑内から生産ラインの途中で再ハイドレート化して閉塞するリスクがある
- 坑内の減圧、MH の分解による生産水の産出を伴う。経済性の観点から、長期生産では海洋または地層への処分が必要と考えられる。

上記の特徴から派生するさまざまな技術課題があり、現状では以下のようにまとめられます。

(1) 生産システム（減圧方法も含む生産システム全体）

第 2 回海洋産出試験では気液分離効率の向上を目的として、重力分離が可能となるように径の大きな CSG パイプをある程度の長さ確保し、ガスは CSG パイプ内を通して生産し、分離した生産水は ESP で CSG 外に設置した 2"×2 条のコフレックスホースを利用して生産テストをしました。その後の R5 簡易生産実験では、気液分離をせずに坑内の設備を簡易化し、坑口装置とそれにつながるライザーパイプの改良を行い、ESP ガスハンドラーを取り付け、ガス水比の大きな生産流体に対応したものとしました。これによって坑井のスリム化・軽量化に成功しています。R5 簡易生産実験では、図 7 に記載の様に、坑口装置の大きさ、重量を削減し、前回の海洋産出試験時のライザーパイプのサイズが 9-5/8" CSG パイプであったのに対し、6-5/8" DCDP (Dual Channel Drill Pipe) を使用しテストを行いました。このテストではコミングルで生産したため 2 重管の流路のうちセンター側の流路のみを使った生産実験とし、アニユラス側の流路は必要な場合には海水をポンプできるようにしていました（実際には使用しなかった）。

坑内の仕上げ方法、装置を簡易化するという点では、ガス水を分離しないでコミングル生産する方法に利点がありますが、深海の低温環境下では、ポンプ下流で吐出圧力が高くなってしまうとガスリッチな環境下では再ハイドレート化が起きてラインをプラグさせてしまうリスクがあるといった特徴があります。坑内でガス水を分離する方法で

は、坑内の装置が複雑になってしまう点、また完全にガスと水の分離ができるわけではないので、生産の途中で再ハイドレート化してラインを詰まらせるリスクは依然としてあり、それをどのようにして防ぐのか、といった課題があります。

ポンプの選択肢としては、代表的なものとして ESP や Jet Pump が挙げられます。汎用性のある ESP はメタハイの産出試験でも多く使用されてきましたが、カバーできる流体生産量の幅が比較的狭く、電気ケーブルの短絡トラブルのリスクがあり、ガス水比が大きくなるとガスロックを起こして生産できなくなってしまうといった欠点があります。

Jet Pump は対応可能な生産量の幅、ガス水比に制限がなく、パワーケーブルも不要といった利点がありますが、特有の欠点としては、使用するパワフルイドが大量に必要で、これに必要なタンクの確保が容易ではないこと、リターン水として生産流体とともに船上に戻ってくるため、海洋投棄ができない場合は、現行法では陸へ移送して産廃処分することが求められ、多大な産廃処理コストが必要となってしまう点が挙げられます。

生産実験だけを対象とした短期だけではなく商業化を考慮した長期の運転でも使える方法、技術は鋭意検討を続けているところです。併せて生産ライン、ガス処理設備など海底面から船上までの設備も引き続き検討を行っています。これらのことを含めて、仕上げ機材、生産設備の簡素化はコスト削減に大きくつながる要素であり、引き続き重要な研究テーマとなっています。

(2) 出砂対策

各種スクリーンの選定に関して、第 1 回海洋産出試験は、出砂のために 6 日目にして試験を終了した。第 2 回海洋産出試験では、より長い期間にわたって生産データを取得するという目標を設定し、出砂を抑える技術、すなわちサンドコントロールが最重要技術課題となっていました。第 1 回海洋産出試験で採用したグラベルパックでの出砂原因として、アニユラスに充填したグラベルサンドの一部が地層からのフローによって押し除けられスクリーンがエロージョンしたというシナリオが想定されたことから、第 2 回海洋産出試験では、グラベルパック方式に替えて、アニユラス部が固体で、スクリーン部がエロージョンに強く、かつ設置作業が掘削作業用ライザーを必要とせずシンプルであるシステムとしてベーカーヒューズ社製の GeoFORM™ + ビーズインサートを採用しました（図 8）。結果としてエロージョンのトラブルを発生することはありませんでした。R5 簡易生産実験でも GeoFORM™ + ビーズインサートを採用しましたが、内外差圧の測定に成功したことで、坑内の圧力を下げても、地層の圧力が十分に下がっていなかったことが判明しています。他にもエロージョンを防ぐためにグラベルが動かないようなグラベルパックとして、微生物を利用したグラベルの固化（固定）法、低温下（MH 貯留層温度）でもグラベルを固化する特殊樹脂の調



図7 坑口，切り離し装置変遷
(砂層型 MH フォーラム 2023 報告資料より抜粋)

査・実験，それらを利用したオペレーション手法の開発を MH21-S コンソーシアムとして取り組んでいます。

生産システム，出砂対策の要点を以下にまとめます。

- ・ 出砂による閉塞リスクに関しては，油ガス開発においても出砂の対策としてさまざまなスクリーンが考案されているが，いずれ砂によって目が詰まってしまうことは避けられない。特に MH 開発においては未固結層から生産するためにスクリーン選択が難しい。
- ・ 途中での改修も考慮して最適なスクリーンを選択すべきだが，MH 層は細粒砂が多く，短期間でも閉塞してしまうリスクがある。
- ・ スクリーンは既存の技術を応用して MH 開発に適したタイプの開発も実施中。
- ・ 仕上げ区間を長く取ることでスクリーンの閉塞を引き延ばすことは可能だが，大量の水を引いてしまうリスクもある。水が多すぎると汲み上げきれずに減圧できない，生産水の海洋投棄ができないと水処理費が膨大，少なすぎると ESP の連続運転ではガスロックを起こしてしまう。
- ・ ESP は想定している幅のある水量に対応できる ESP が現状ではマーケットになく，他のポンプシステムも調査を継続している。
- ・ 坑内システムから生産ライン，ガス処理設備など海底面から船上までの設備も含めて最適化することはこれからの検討課題。

(3) 掘削技術

掘削技術としては，生産性向上のための高傾斜井を掘ることが1つの課題です。大水深域の浅い海底面下の未固結層で大きな増角率を安定して達成することはまだチャレンジですし，掘った後の仕上げも考慮すると，さらにいろいろな制約が出てくるのでハードルは上がります。



図8 GeoFORM™ (カットモデル)

過去には基礎試錐「東海沖～熊野灘」において，試験的に8-1/2”坑による水平坑井の掘削を実施し成功しており，水平坑井の掘削自体は技術的に可能であることが分かっています。将来的に有望なロケーションの候補の1つとして考えられている志摩半島沖のロケーションでは，海底面からターゲット層までの深度が浅く，海底面から限られた深度の中で，求められる大きな増角率を継続して維持し，水平に近い傾斜角を達成することは現状の技術では難しいと判断しています。浅ければ浅いほど大きな増角率が必要になることと，軟弱な地層内で掘削する坑径が大きいほど大きな増角率を達成することは困難となります。

現在1つの解決案として検討を始めているのが，コンダクターパイプのセット方法です。坑口装置を支えるコンダクターパイプは大きな重量を支えることが求められるため，十分な保持力が得られるようにある程度深くまで垂直に設置することが求められますが，これをできるだけ浅く設置することができれば，次のセクションでメタハイ層に向けた傾斜掘り区間を長く取ることができ，より高傾斜で掘り込むことが可能となります。これは傾斜掘りをできるだけ浅い深度から始めること，すなわちキックオフポイント

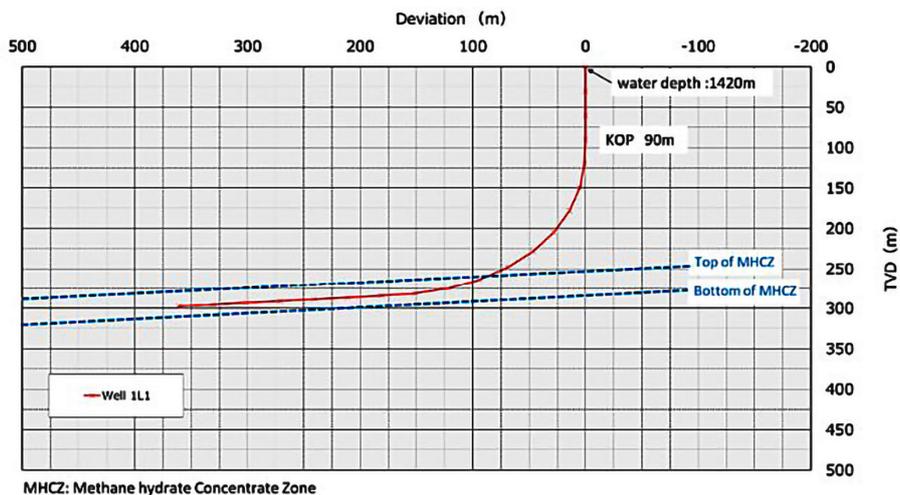


図9 理想的な高傾斜井の例

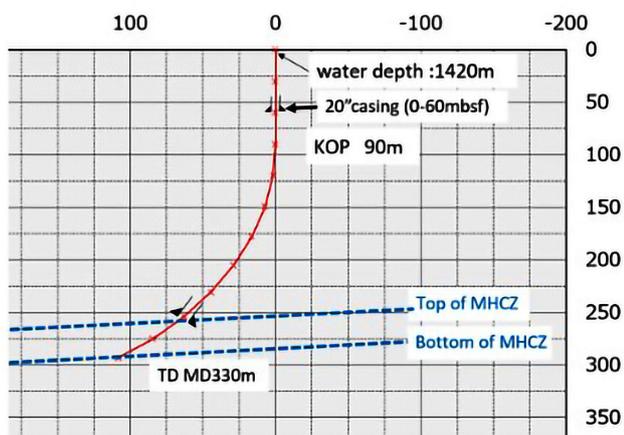


図10 現状での現実的な傾斜計画

ト (KOP) をできるだけ浅くすることでもあります。そのための方策として、北海などで用いられているコンダクターパイプに代わるサクシオンアンカー方式の導入の検討を始めている他、未固結で柔らかい地層内を安定して高増角率を達成できるような技術の確保も望まれています。また、高傾斜井の掘削後に生産井として仕上げるための仕上げ坑内機器のデザインも考慮する必要があります。

オペレーションの面では、大水深域ではあるが掘削深度自体は浅く、掘るだけであれば難易度は高くはありませんが、軟弱な浅層に起因する坑径拡大への対策が必要であり、黒潮の大蛇行による高潮流下での操船指示や VIV (Vortex Induced Vibration: 流体中の渦励起振動により掘管などのネジ戻りや疲労破壊などのトラブルを引き起こす) 対策などの繊細なオペレーションが求められます。将来開発に移行すれば複数坑井を同時に掘削・仕上げるための効率的なオペレーションの手順も検討していくことになります。また、重量のある坑口装置を支える強度のあるコンダクターパイプの設置方法の工夫、リグレートが高額な大水深リグ

に代わる MH 開発に特化した経済的なリグの開発の検討などが課題として挙げられます。

6. 技術課題のまとめ

- ・ 砂層型 MH の分布場所や分解して生産する方法は分かってきた。
- ・ 生産システムはスクリーンや減圧方法を工夫し、経済的に生産することができるような方法の研究開発を続けていく。
- ・ 掘削技術としてはさらなるオペレーションの最適化、効率化や、大水深で浅い掘削深度での高傾斜井の実現、MH 開発に特化したリグなど経済的な掘削装置の導入などがこれからの課題として挙げられる。

7. 最後に

近年盛んにいわれるようになったカーボンニュートラル社会では化石燃料の使用削減が議論されていますが、炭化水素は材料やエネルギー源 (媒体) として必要であり、メタンは CO₂ 排出量などが少なく、環境性の高いエネルギーであるため、現時点では低炭素化に貢献することが期待されています。

また、日本のエネルギー安全保障の観点からも、国産エネルギーの切り札としてのメタンハイドレート研究開発は重要であり、JMH は MH21-S 研究開発コンソーシアムの一員として、今後も地道ではあるが確実な開発努力を続けていき、国が掲げる資源化、産業化の目標達成に向け取り組んでいきます。

謝辞

本発表は、経済産業省の委託を受け、MH21-S 研究開発コンソーシアムの研究開発の一環として得られた成果に基づいています。公表を許可していただいた経済産業省ならびに MH21-S コンソーシアム、さらにはこれまでメタンハイドレートプロジェクトの関わられた皆様に謝意を表します。

参 考 文 献

- 石油資源開発株式会社, 1997:平成9年度委託調査「マッケンジーデルタにおけるメタンハイドレート実証井掘削準備作業」報告書 4-18.
- 石油資源開発株式会社, 1998:平成9年度「マッケンジーデルタにおけるメタンハイドレート実証井掘削作業」掘削報告書 1-2, 27, 37-41.
- 石油資源開発株式会社, 2000:平成11年度国内石油・天然ガス基礎調査 海上基礎試錐「南海トラフ」掘削報告書, 1, 26.
- 石油資源開発株式会社, 2004:平成15年度国内石油・天然ガス基礎調査 およびメタンハイドレート資源開発研究 海上基礎試錐「東海沖～熊野灘」掘削報告書, 173.
- 石油資源開発株式会社, 2008:平成19年度「マッケンジーデルタにおけるメタンハイドレート生産能力調査井」Aurora/JOGMEC/NRCan et al. Mallik 2L-38/ Mallik 3L-38/ Mallik 6L-38 掘削報告書, 1-4, 27.
- 石油技術協会, 2018:平成30年度石油技術協会春季講演会作井部門シンポジウム 高橋秀明氏「多様化するオペレーションマネジメント」.
- 資源エネルギー庁, 2023:資源エネルギー庁第43回メタンハイドレート開発実施検討会資料「砂層型メタンハイドレートの研究開発」アラスカ長期陸上産出試験 現場作業の進捗と試験状況.
- 砂層型メタンハイドレートフォーラム, 2023:試掘・簡易生産実験の実施報告.
- 平田実雄, 2024:MH21-S 研究開発コンソーシアム (MH21-S) 試掘チーム (JMH).
- 砂層型メタンハイドレートフォーラム, 2023:アラスカ陸上産出試験の進捗 - 試験開始! -.
- 沖中教裕, 2024:MH21-S 研究開発コンソーシアム (MH21-S) 長期陸上産出試験チーム (JOGMEC).

講 演
Lecture

中条ガス田における老朽坑井の廃坑作業事例紹介*

市川 和俊^{**†}・田坂 幸雄^{**}・久野 泰弘^{**}・渡辺 博一^{**}・三宅 祐樹^{**}

(Received June 26, 2024 ; accepted July 31, 2024)

Case study of legacy well abandonment in Nakajo Oil & Gas Field

Kazutoshi Ichikawa, Yukio Tasaka, Yasuhiro Kuno, Hirokazu Watanabe and Yuki Miyake

Abstract : The strategic abandonment of inactive wells is crucial for maintaining the integrity of oil and gas field operations. In 2019, prior to full scale introduction of JX Well Integrity Management System (JX WIMS), we assessed the integrity of all wells under our operational management. This assessment revealed that within Nakajo Oil & Gas Field, there was a legacy well at a high risk for well integrity issues, which had already shown signs of potential failure. In response to this finding, a plan was established to abandon this legacy well along with other inactive wells in the field.

This paper presents a case study of a specific legacy well that was abandoned in Nakajo Oil & Gas Field during the fiscal year 2023. We detail the methodology employed, the technical and operational challenges encountered, and the solutions implemented to effectively mitigate well integrity and safety risks. The successful abandonment of this legacy well serves as a demonstration to our commitment to environmental safety and project health. It also provides valuable insights into the best practices for legacy well abandonment, reinforcing the importance of regular well integrity assessments to preemptively address potential risks.

Keywords : Legacy Well, P&A, Well Integrity Management, Alternative Material, Annular Barrier, Epilogue

1. はじめに

油ガス田の操業において、不要な坑井を計画的に廃坑することは、プロジェクトの健全性を維持するためにも非常に重要である。

当社では、坑井のライフサイクル全体を通じた健全性リスク管理を実施するために JX Well Pack を運用している(図 1)。JX Well Pack は、2 階層のドキュメントパッケージで構成されており、Level-1 では 3 つのマネージメントシステムが、Level-2 では技術的および安全に関するスタンダードパッケージと坑井作業に関わる標準契約が策定されている。JX Well Pack の主な目的は、暴噴や油濁といった重大事故を防止することであり、当社がオペレーターとして運営する国内外の全事業所およびプロジェクトにおける坑井管理を対象としている。

2018年、JX Well Integrity Management System (JX

WIMS) を導入して本格的に運用を開始するにあたり、NORSOK D-010 や 117-NORWEGIAN OIL AND GAS などの業界標準を参照して、当社がオペレーターとして管理する全坑井に対して坑井健全性評価を実施した。評価の結果、中条ガス田において、当社唯一のレッドカテゴリー判定となる、坑井健全性リスクが高い、またはすでに顕在化している可能性がある坑井があることが明らかになった。この結果を受け、2019 年に当該坑井を含む、老朽休止井を段階的に廃坑する方針を策定し、2023 年度に作業を開始した。

本稿では、この中条ガス田廃坑方針に基づき 2023 年度に廃坑した坑井のうち、廃坑計画立案から作業実行まで極めてチャレンジングであった老朽坑井の事例を紹介する。

2. 坑井概要

本坑井は 1972 年に椎谷層をターゲットとして掘削された油ガス生産井で、当初は椎谷 G 層を穿孔して仕上げられた。その後、生産能力減退に伴い 1988 年に上部の椎谷 F 層への生産層変更を目的として改修作業を実施している。坑井健全性評価を実施した当時、すでに生産能力の減退により休止していたものの、複数の重大な健全性上の問題が明らかになり、JX WIMS によりレッドカテゴリー坑井と評価され、速やかな廃坑実施が求められた。

* 令和 6 年度石油技術協会春季講演会作井部門シンポジウム「坑井技術者の挑戦—多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けて」で講演 This paper was presented at the 2024 JAPT Drilling Symposium entitled “The Challenge of Well Engineers Towards Diverse Energy Supply and Sustainable Society” held in Tokyo, Japan, June 4, 2024.

** JX 石油開発株式会社 JX Nippon Oil & Gas Exploration Corporation

† Corresponding author : E-Mail : ichikawa.kazutoshi@jxgr.com

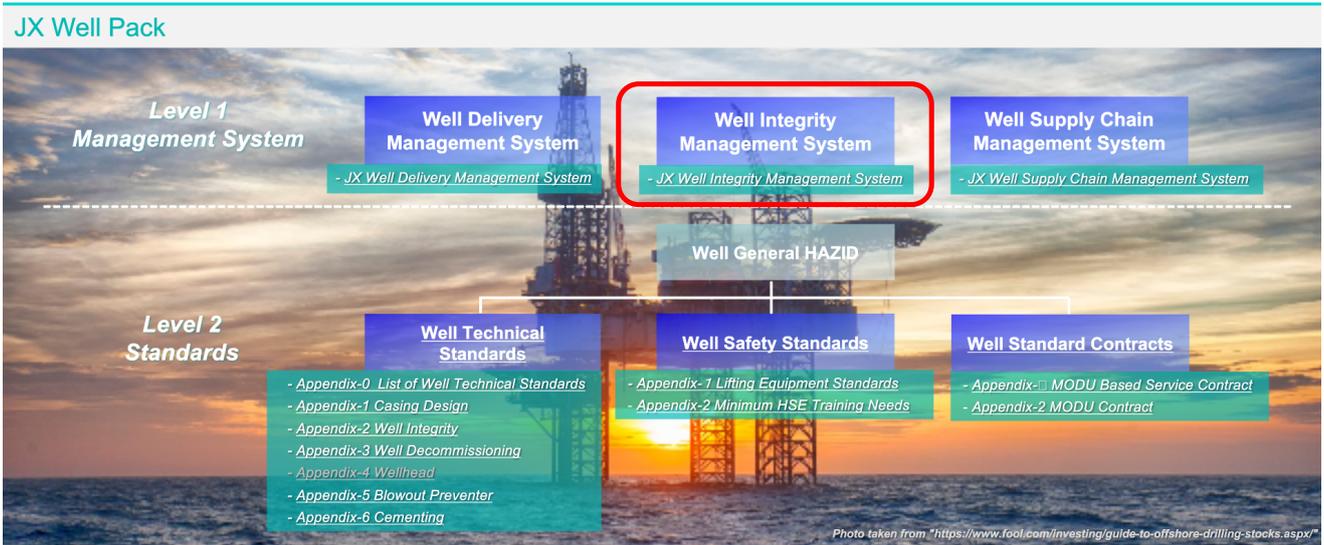


図1 JX Well Pack

坑井イベント：

- 1973年：
 - 掘削・仕上げ（逸泥のため2度の掘り直し）
 - Cアニュラスヘセメント注入（詳細不明）
- 1974年：
 - Bアニュラスの加圧テスト（200ksc）実施以降、B&Cアニュラスが圧力導通（ハンガーシールリーク？とレポート）
- 1988年：
 - 改修実施（生産層変更、F→G層）
 - B→Cに循環し、9-5/8" CSGリーク確認
- 1994年：
 - S/L作業でTBGダメージ確認 @452m以深へのアクセス不可
- 2018年：
 - 自噴停止
- 2019年：
 - JX WIMS運用開始
 - JX唯一の**レッドカテゴリー坑井**と評価（理由：Cアニュラスに有効なバリアがない）

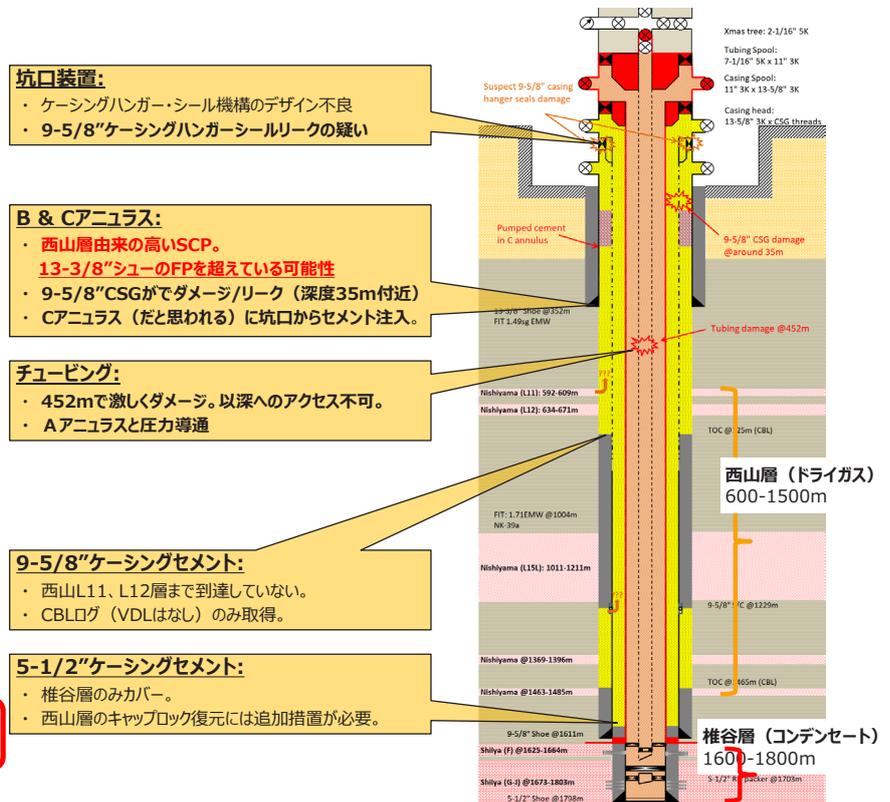


図2 坑井概要

本章では、本坑井のデザインおよび健全性上の問題点の内、廃坑実施にあたり考慮する必要があったポイントに絞って概要を紹介する。図2の坑井概要を併せて参照のこと。

2.1 坑井デザイン

表層の砂礫層を掘り抜き、泥岩層内の深度352mに13-3/8"サーフェスケーシングを設置した。その後、本坑井の生産層である椎谷層直上の泥岩層内、深度1611mに

9-5/8"中間ケーシングを設置し、最終的な掘削深度（TD）1800mまで8-1/2"坑を掘削して5-1/2"プロダクションケーシングを設置した。

廃坑計画の策定および廃坑作業実行にあたっては、以下のポイントが障害になった。

1) デザイン不良①：坑口装置

ケーシングハンガーシールの圧力シール機構のデザイン不良により、上段スプールとのフランジ接続を緩

めると圧力シール性が失われる可能性がある。なお、本坑井については、当社および製造会社にも実際の坑口装置図面が残っていなかったため、同年代に掘削された坑井情報（自社および他社）を参照せざるを得なかった。

- 2) デザイン不良②：Cアニュラスに注入されたセメント掘削時、8-1/2" 坑を深度 1800 m で掘り止めた後、5-1/2" プロダクションケーシングを降下する前に、「外々圧」の抑圧のため、150 サックスのセメントを注入したという記録が残されていた。ここでの外々圧とは、当時の呼称方法からすると 5-1/2" ケーシングの降下前なので、9-5/8" × 13-3/8" アニュラス（現在の C アニュラス）のことだと考えられた。
- 3) デザイン不良③：5-1/2"、9-5/8" ケーシングセメント 5-1/2" ケーシング、9-5/8" ケーシングともに、セメントの設置深度がレザバー（西山層・椎谷層）のキャップブロック深度とチグハグであること。廃坑にあたっては、各レザバーに対して坑井バリアの設置、いわゆるキャップブロックの復元が必要になるが、どちらのケーシングセメントも補修が必要な状況であった。

2.2 坑井健全性上の問題

複数の重大な坑井健全性上の問題が確認された。以下、坑井健全性イベントが発生した時系列に沿ってまとめるが、本坑井がレッドカテゴリーと評価された理由は、計算上、Cアニュラスにおける高い Sustained Casing Pressure (SCP) が、13-3/8" シュー付近の地層破壊圧力を超える可能性があったためである。

1) Cアニュラスの SCP

5 MPa を超える SCP が確認されていた。同アニュラスから採取したサンプルガスの成分分析結果から、SCP のソースはいずれかの西山層であることは明らかであった。

ここで、掘削時に取得された Cement Bond Log (CBL) で 9-5/8" ケーシングセメントのボンディングが確認できたのは深度 725 m までであり、西山層上部の 11, 12 層まではセメントが到達しておらず SCP の流入経路であると思われた。しかし、どちらの層も地層圧力がそれほど高くなく、5 MPa を超える SCP の説明がつかなかった。そのため、セメントされていない西山 11, 12 層の他、地層圧力が高い下部西山層からもガスが流入していると考えられた。

2) B, Cアニュラスの圧力導通

1974 年、目的は不明であるが B アニュラスに対して 200 ksc の圧力テストを実施して成功したと記録されている。他方、本テスト実施以降、B, C アニュラスの圧力挙動が同じになったとも記録されており、本加圧テストの実施により 9-5/8" ケーシングハンガーのシールがリークしたと考えられた。

1988 年、生産層変更のため改修作業が実施された。この改修作業中に、B から C アニュラスに制限循環が実施され、9-5/8" ケーシングが深度 35 m 辺りで開口していることが確認された。

3) Aアニュラスの SCP (チュービングリーク)

1988 年、スリックライン作業にて 2-3/8" チュービングが深度 452 m でダメージしており、以深へのアクセスが不可であることが確認された。

3. 廃坑計画

今回の廃坑作業は、中条ガス田では 25 年ぶりの実施になり、JX Well Pack の内、リグ作業実行フェーズにおける業務プロセスを規定した JX Well Delivery Management System (JX WDMS) が初めて中条ガス田に適用されるケースとなった (図 3)。

本坑井は生産層である椎谷層(ガスコンデンセート鉱床)

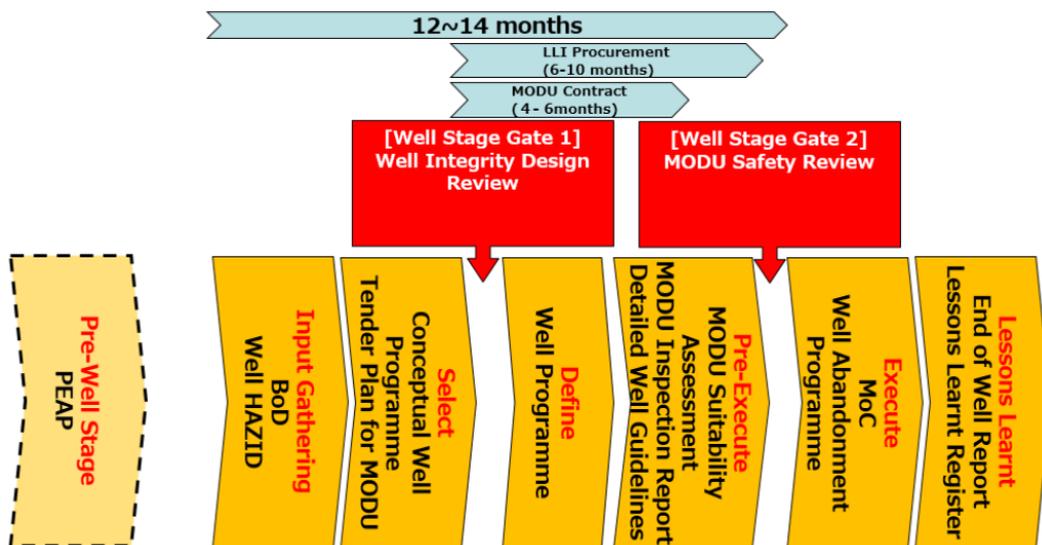


図 3 JX WDMS のプロセスフロー

の他、その上位に位置する西山層（ドライガス鉱床）も貫いているため、廃坑にあたってはそれぞれの層に対して圧力強度的にキャップロックと成り得る深度の泥岩層レベルにて廃坑バリアを設置する必要があった。

しかし、前述した坑井デザイン・仕様の問題、および坑井健全性上の問題から通常の方法では廃坑することができず、さらには老朽坑井であり非常に限られた情報しかなく、廃坑計画の立案はチャレンジングであり時間を要することになった。

一番の問題点は、9-5/8" ケーシングセメント不良に起因する C アニュラスの高い SCP が B アニュラスにも導通してしまっていることで、これが 5-1/2" ケーシングハンガーのシールデザイン不良（上段のスプールを取り外すとシール性能が失われる）と相まって、B&C アニュラスを完全に抑圧しない限り 5-1/2" ケーシングを抜管することができないことになった。

- ・ B&C アニュラスの高い SCP (ソース: 西山層, 流入経路: 不明だが複数ある可能性が高い)
- ・ 坑口装置のハンガー・ハンガーシールのデザイン不良。
- ・ 掘削時、C アニュラスに坑口から詳細不明のセメントを注入。

生産層である椎谷層の廃坑はともかく、その後続く上位の西山層に対するキャップロック復元のためには 5-1/2" ケーシングを抜管する必要があるが、そのために必要となる B&C アニュラスの SCP 抑圧をどのように実施するのが課題となった。SCP ソースであると思われた C アニュラスに対して直接的な抑圧作業を実施したいところであるが、掘削時に注入された詳細不明のセメントが障害になっており、5-1/2" ケーシング管内作業にて一番外側の C アニュラスを補修せざるを得ない状況であった。

3.1 廃坑計画方針

複数の健全性上の問題を抱えた老朽坑井に対する作業の実行であり、重大事故が発生するリスクが高いことが危惧された。そのため、可能な限りメカニカルバリアを確保し続けられる方法を採用することを第一の廃坑計画方針とした。

また、坑井状況が不明であることから途中で計画が頓挫する可能性も高かったため、リグ作業の中断・坑井サスペンドを見越した計画とし、今回のリグ作業では完全廃坑

は達成できずとも次回につながるよう、適切な廃坑計画立案の障害になっている B&C アニュラスの充填状況の不確かさを解消することを最重要目的とした。

3.2 廃坑計画概要

椎谷層および西山層に対してのバリアをそれぞれの層に対して圧力強度的にキャップロックと成り得る泥岩層レベルに設置する必要があるわけだが、バリア設置深度の決定や、設置方法の最適化のために、まずは B&C アニュラスのボンディング状況を確認することが必要不可欠であった。そこで、最初の作業ステップとして、SLB 社の最新評価サービスである B, C 両アニュラスの充填物状況を一度に評価することが可能な Epilogue Dual-String Barrier Evaluation を実施する計画とした（図 4 廃坑計画概要の Operation Step No. 3 および表 1）。

以降の廃坑手順は、基本的には下部層から廃坑バリアを設置していく計画であり、まず初めに廃坑する椎谷層は 5-1/2" ケーシング管内にセメントプラグを設置することで達成される見込みであった。ただ、その後続く西山層に対するキャップロック復元作業については、途中、どうしても変則的で複雑な方法を採用せざるを得なかった。

具体的には、図 4 の Operation Step No. 5 から No. 9 の手順になるが、5-1/2" ケーシング管内から C アニュラスに対してバリアの健全性テストや補修作業を実施するために、まずは部分的に B アニュラスにセメントを充填して上下の圧力を遮断する。その後、セメントした深度にて 5-1/2", 9-5/8" の 2 重ケーシングを地層まで穿孔し、C アニュラスの健全性テストや補修作業を実施する、というものである。

このように、多くの不確実性を伴う計画であったことから、今回の計画にて廃坑を完遂することは相当チャレンジングであると考え、いつでもリグ作業を中断し坑井をサスペンドすることができる準備を整えて廃坑作業に挑んだ。

なお、5-1/2" ケーシング管内からの作業による B&C アニュラスの SCP 抑圧には、他にも、例えばセクションミリングや Perforate, Wash & Cement (PWC) など、幾つかの方法が考えられたが、① B&C アニュラスの充填物状況が不明である状態では実行性のある計画を立てることが難しいこと、および②不成功であった場合、安全にリグ作業を中断し坑井をサスペンドすることができないことが見通

表 1 B・C アニュラスの評価項目と目的

セクション	評価項目・目的
B アニュラス	<ul style="list-style-type: none"> ・ 長期間放置された泥水の固液分離状況の評価。Isolation Scanner による気体、液体、固体相の位置確認。 ・ B アニュラスのセメント充填深度を含めたバリア設置深度の決定に利用。 ・ 固体（マッドソリッド）の分布 / ボンディング状況によっては、Perf & Test による代替バリアとしての有効性検証の実施も検討。
C アニュラス	<ul style="list-style-type: none"> ・ セメント、地層、マッドソリッドなどによるボンディング評価。 ・ 廃坑バリアの設置深度決定、および SCP 経路の絞り込み、などに利用。 ・ 中条ガス田の泥岩層特性（膨潤による圧力シール性能）に関わる知見の獲得。

廃坑計画概要：

No.	Operation Steps	Time Estimation	
		Day	Cumm.
1	Tree removal & BOP installation	2.5	2.5
2	Tubing recovery	2.8	5.3
3	Log B & C annulus contents	2.2	7.4
4	Abandon Shiiya formation	1.3	8.7
5	Cement B annulus No.1	2.8	11.5
6	Annulus seal integrity check (below Nishiyama L15)	3.0	14.6
7	Abandon below Nishiyama L15	1.5	16.1
8	Cement B annulus No.2	1.5	17.6
9	Kill C annulus & abandon Nishiyama uppers	5.2	22.8
10	5-1/2" production casing recovery	1.2	24.0
11	(Option) Recover 9-5/8" casing	1.0	25.1
12	Surface cement plug & wellhead removal	2.6	27.6

計画立案時の方針：

- 可能な限り、メカニカルバリアを確保できる作業手順を選択
 - リグ作業中断/坑井サスペンドが可能
 - 最低現、坑井状況調査は完了
 - ⇒ 途中、相当チャレンジな手順が必要な計画
- B&Cアニュラスの完全抑圧が必要（達成困難予想）
⇒ サスペンドを見越し、TBG spool/BOP間にゲートバルブ（フルポア）を設置
- B&Cアニュラスの充填物状況評価
⇒ EPILOGUE、Dual-string Barrier Evaluationの実施（SLB社）

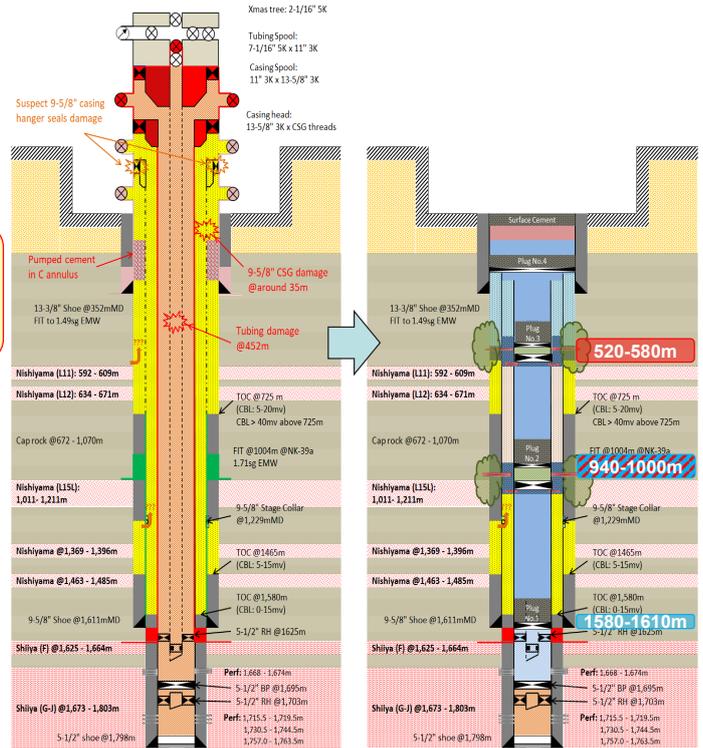


図4 廃坑計画概要

されたため、今回の廃坑方針にあわず採用を見送った。

4. 作業実績

計画どおりの方法での廃坑とはならなかったが無事故にてリグ作業を終了することができた。本章では実際の廃坑作業状況を幾つか紹介するが、廃坑バリアの設置作業に先んじて詳細な坑井情報を取得したことが、廃坑作業中の計画変更に大いに役立つことになった。

4.1 概要

約28日の作業計画（Technical limit, no contingency included）に対し、実績59日と倍以上の時間が掛かったがリグを使用した廃坑作業を無事に終了することができた。日数超過の原因は、複雑な坑井状況を計画時には正確に把握することができなかったところにあり、その結果、何度も大きな作業変更が必要になったためである。

図5に示した計画と実績のOperation OutlineとWell Barrier Schematicのとおり、実際のレザバーに対する廃坑バリアの設置深度、および設置方法が計画とは大きく異なるものになった。その他、最終ステップであるサーフェスセメントプラグの設置にあたり、圧潰していた9-5/8"ケーシング回収のため深度36~45mでミリングした際に、13-3/8"サーフェスケーシングも一緒に削ってしまったことで、表層ガスが坑内に流入するトラブルにも見舞われた。

以下、今回の廃坑作業で最も重要なポイントであったB&Cアニュラスの状況調査までと、最終的な廃坑状況について実際の坑井状況を交えて紹介する（Operation Step No. 1-3 and 12, 図5）。

4.2 Tree removal & BOP installation

繰り返すが、今回の計画では5-1/2"ケーシング管内からの作業により、一番外側のCアニュラスを圧力ソースとするB&CアニュラスのSCPを抑圧できなければ、最終的にチュービングハンガーを取外して5-1/2"ケーシングを抜管すること（Operation Step No. 10, 図4）ができないため、その場合はリグ作業を中断せざるを得ないと考えていた。

そのため、リグ作業中断・坑井サスペンドとなるケースに備えて、BOPスタック取り外しのためのメカニカルバリアとして、7-1/16" 5KのフルポアゲートバルブをBOPスタックとチュービングスプールの間に取り付けられた（図6）。

4.3 Tubing recovery

椎谷層に対するプライマリーバリアの形成、およびB&Cアニュラスの充填物状況調査実施のため、2-3/8"チュービングはプロダクションパッカー直上から回収する必要があった。中条ガス田での過去の廃坑・改修での経験では、チュービング・ケーシングともに減肉腐食の例は少なかったため（硫化水素による割れは多数発生）、深度452mのダメージについては、コネクションからジャンプアウトしている可能性が高いと考えた。しかし、実際の状況は予想とは異なり、激しい腐食により同深度にてチュービング管体が千切れていた。

深度160m以深にてピン側スレッドに腐食が確認され、210m以深からはチュービング管体にも多数のピンホールがあり中にはかなりの大きさのものもあった（4×6cm）。なお、腐食状態は、深度452mが最も酷く、それ以

計画 vs 実績:

計画27.6日に対し、実績59.0日。

- 坑井状況を正確に把握できておらず、何度か大きな作業方針の変更が必要になった。
- レザバー（椎谷層/西山層）への廃坑バリア設置は何とか完了。
ただ、極表層にて、13-3/8" サーフェスケーシングの外側から坑内に流入したガスを完全に遮断する事が出来なかった。
⇒ リグレス作業にて補修完了（2024年5月末）

No.	Operation Steps	Plan		Actual	
		Day	Cumm.	Day	Cumm.
1	Tree removal & BOP installation	2.5	2.5	2.0	2.0
2	Tubing recovery	2.8	5.3	6.2	8.2
3	Log B & C annulus contents	2.2	7.4	5.4	13.6
4	Abandon Shiya formation	1.3	8.7	1.4	15.0
5	Cement B annulus No.1	2.8	11.5	16.5	31.5
6	Annulus seal integrity check (below Nishiyama L15)	3.0	14.6		
7	Abandon below Nishiyama L15	1.5	16.1	2.2	33.7
8	Cement B annulus No.2	1.3	17.6		
9	Kill C annulus & abandon Nishiyama	2.2	22.8		
10	5-1/2" production casing recovery	1.2	24.0	2.3	36.0
	Kill C annulus & Abandon Nishiyama Upper			9.4	45.4
11	(Option) Recover 9-5/8" casing	1.0	25.1	4.8	50.2
12	Surface cement plug & wellhead removal	2.6	27.6	8.8	59.0

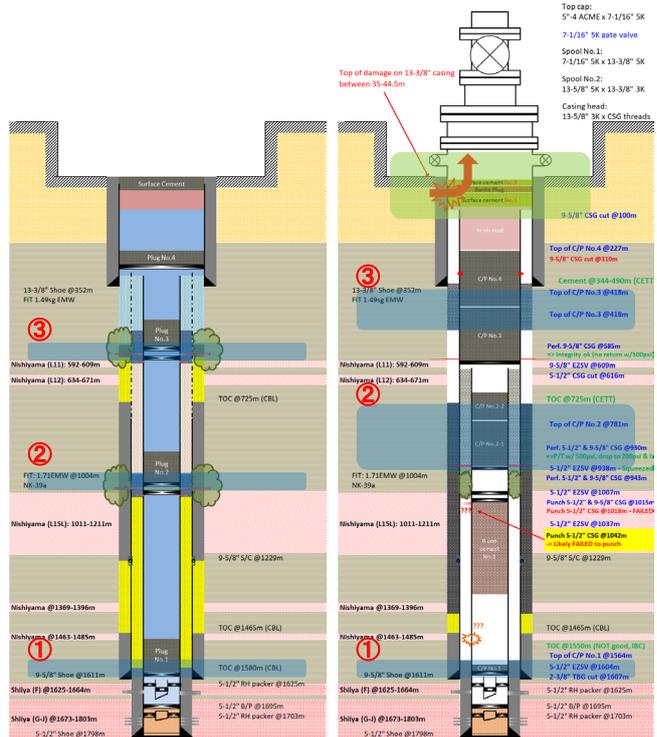


図5 計画 vs 実績概要



図6 7-1/16" ゲートバルブ



図7 チュービングの状態 @ 452 m

深では破断面から上部の状態とは異なり、局部的に腐食が進行しているところはあるものの、基本的には外面・内面ともに腐食の程度はさほどではなかった（図7）。

4.4 Log B&C annulus contents

今回、本坑井を安全に健全な状態で廃坑するために、最も重要な作業ステップであったB&Cアニュラスの充填物状況評価には、SLB社の最新セメントボンド評価検層サービスであるEpilogue Dual-String Barrier Evaluationを使用することにした。

この評価技術は、これまで基本的にはSingle-stringでしか評価できなかったセメントなどによるボンディング状況について、同時に測定した音波・超音波検層によるデータを最新のアルゴリズムにて解析することによりDual-stringのボンディング評価ができるものであり、坑内状況・測定データ品質によっては、NORSOK D-010による健全性検証要求を満たす、Azimuthal/segmentedなボンディング評価まで可能なものである（図8）。

以下、実際の坑井状況とB&Cアニュラスの充填物状況評価結果を紹介する。特筆すべき点としては、ロギング作業実施にあたり坑井状況を正確に把握できておらず作業方針を大幅に変更する必要が生じたこと。原因は、安全に実施することができた事前の健全性状況調査の手段が限られていたためであり、その程度には違いはあるものの、この種の困難は全ての老朽坑井に共通するものであるといえる。

1) 坑井状況

ロギング実施にあたり、生産層を遮断するべく5-1/2"

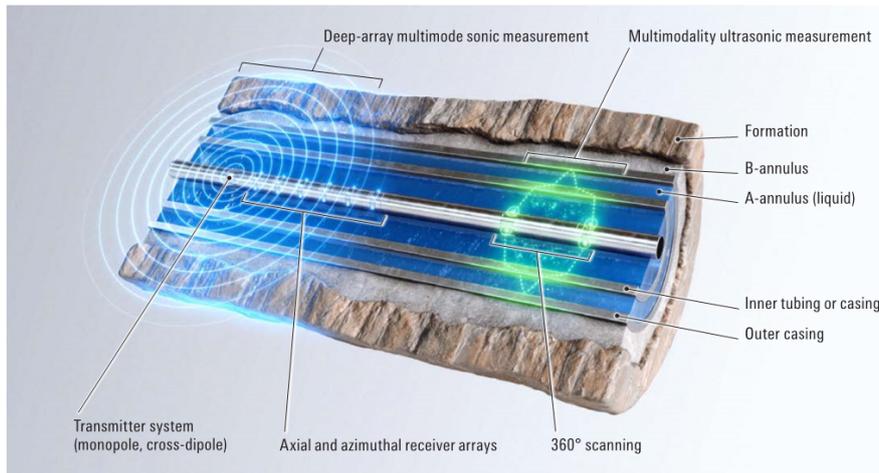


図8 Epilogue Dual-String Barrier Evaluation (SLB 社プロポーザル)

ケーシング管内にブリッジプラグを設置した。しかし、1000 psi での圧力テストに失敗し、その後実施した一連の状況調査の結果、唯一健全だと想定していた 5-1/2" ケーシングエンベロップにも実際には複数箇所にてリークがあったことが判明した。

① 5-1/2" ケーシングハンガーシール：

ケーシングハンガー位置から気泡が発生していることを視認。

② 5-1/2" ケーシング：

リーク深度は不明。複数箇所にてリークしている可能性あり。

これらのリークは圧力テストにより悪化した可能性はあるものの廃坑作業前から顕在していたものであると推測される。

状況の改善を図るためキルストリングを降下し循環調泥を実施。結果、泥水により抑圧され②のリークパスへのロスが止まったものの、依然として①のリークパスから B&C アニュラスのガスが坑内に流入している状態であり、ロギング作業実施のためには少なくともガスバブルを止めなければならなかった。

2) 計画変更

まずは B&C アニュラスの充填物状況を調査し、その結果を参考に SCP の対処方法を決定する計画であったものの、実際には唯一健全だと想定していた 5-1/2" ケーシングエンベロップにも複数のリークがあり、結果として最も不確定要素が多く、作業リスクの高い B&C アニュラスの SCP 抑圧を今達成できなければ、廃坑作業を中止せざるを得ない状況になった。

他に実行可能な選択肢がなかったこともあり、重泥のリューブリケーションによる SCP 抑圧をトライすることに作業方針を変更した。ただ、以下のような作業上の制限や不確定要素があったため、SCP 抑圧は極めて困難であろうと推測された。

- ・ C アニュラスのバリアエンベロップをダメージさせな

いため、ブルヘッド時の坑口圧力を 5.5 MPa 程度に制限する必要があること。

- ・ B&C アニュラスとも圧力をブリードオフすることができないこと。
- ・ C アニュラスに注入された詳細不明のセメントの存在。過去のレポートの中には、このセメントのため、そもそもブルヘッドできないと記載されているものもあった。
- ・ B&C アニュラスの圧力導通に加え、この圧力が 5-1/2" 管内にも導通していること。

しかし、そのような予想に反し、実際には B&C アニュラスとも泥水で置換することができた。泥水のリューブリケーションにより徐々に圧力が下がり、作業開始から 3 日目に B&C アニュラスの圧力が 1.8 MPa まで下がったところでハンガーシールからのガスバブルが断続的に止まるようになり、以降、定期的に B&C アニュラスのガスをブリードオフすることで坑内へのガス流入が起らないことを確認できた。この時点で SLB からロギング作業の実実施許可が出たため、B&C アニュラスの充填物状況調査に進んだ(図 9)。

3) B&C アニュラスの充填物状況評価

ロギング作業は問題なくスムーズに完了した。ログからは非常に多くの情報が得られ、以降の廃坑作業の最適化に寄与したわけであるが、本稿ではその内の一部である 2 重管のセメントなどによるボンディング状況評価と、最終的な本坑井の廃坑状況を説明するために超音波検層結果の一部について紹介する。

① C (9-5/8" × 13-3/8") アニュラスのボンディング状況

掘削時に取得した CBL と今回のボンディング状況を比較した。まず、図 10 のセクション②について、掘削時の CBL で比較的良好なボンディングが確認できたのは、深度 1229 m の 9-5/8" Stage Collar (S/C) から深度 725 m あたりまでであったのに対し、今回は

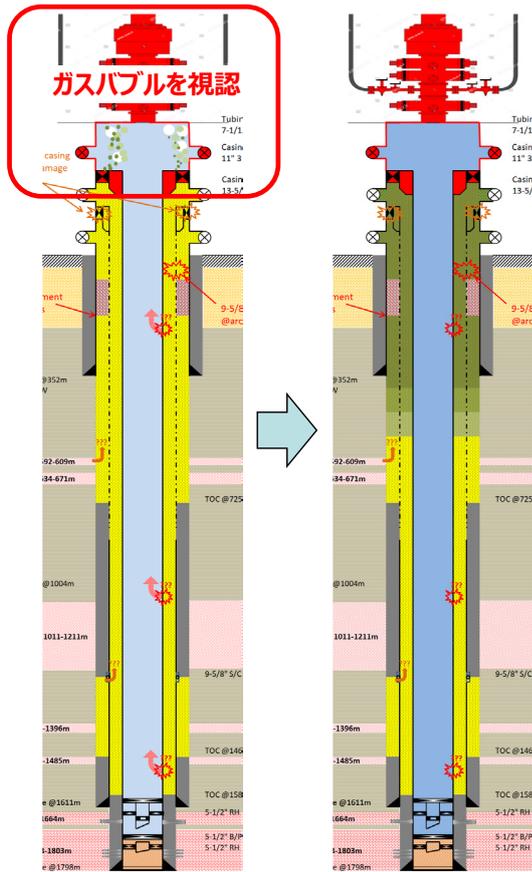


図9 B&C アニュラスのSCP 抑圧作業

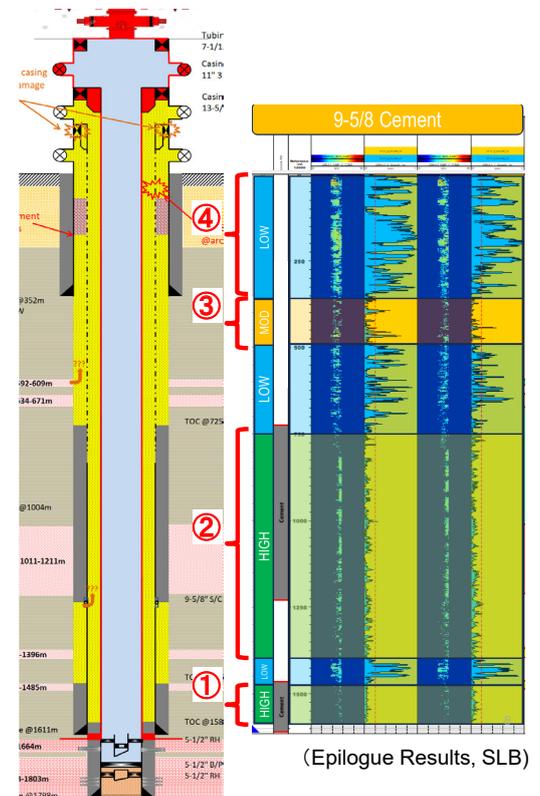
9-5/8" S/C 以深でも深度 1400 m あたりまで High Bonding であると評価された。同区間の泥岩やマッドソリッドなどでボンディングが改善されたようである。同様に、13-3/8" サーフェスケーシングシューから深度 500 m あたりまでの図 10 のセクション③については、もともと、セメントされている区間ではないものの、現在はボンディングされていることが分かった。このセクションについても同様に、泥岩やマッドソリッドなどにてボンディングされたことが確認できた (図 10)。

今回の廃坑作業では、実際のバリア設置深度や設置方法が計画とはかなり異なるものになったわけであるが、その理由は上記のとおり掘削時と現状ではボンディング状況が違ったためであった。これは、中条ガス田の泥岩層は膨潤する性質があり、時間経過とともにボンディングが改善されることが期待できるということであり、廃坑を含めた将来の坑井作業方法の最適化に資する非常に有用な知見が獲得できた。

なお、今回新たにボンディングが確認できた区間についてはセメント以外の Alternative Material によるものである可能性が高いため、それら区間の内、廃坑バリアの構成要素となる部分については、OEUK Well Decommissioning Guideline に基づき、ログで位置を確認したことに加え Perforate & Test を実施して圧力シール性能を確認している (Alternative

Step-3: Log B & C annulus contents

- ① 深度1450-1600m:
1973年: TOC@1465m (CBLのみ)
2024年: ほぼ一致。TOC1450m、1475m以深はHigh Bonding。
- ② 深度750-1400m:
1973年: 9-5/8" S/C (@1229m) 付近から725mまで (CBLのみ)。
9-5/8" S/C以深、1st stage cementのTOC@1465mまでは多少ボンディング。
2024年: **750-1400mまでHigh Bonding**
⇒ 9-5/8" S/C以深は、地層/マッドソリッドでボンディング改善
- ③ 深度350-500m:
1973年: 掘削時、同アニュラスに150sxのセメントを注入 (詳細不明)
2024年: **13-3/8"シュー (@352m) 以深でボンディングされていた。**
深度500mあたりまでModerate Bondingと評価。
⇒ ②と同様に地層/バライトでボンディングされたと思われる。
- ④ 深度0-350m:
1973年: 掘削時、同アニュラスに150sxのセメントを注入 (詳細不明)
2024年: 区間総評としてはLow Bonding。**9-5/8" CSGの回収@310mは可能だと思われた** (ただ、所々、ボンディングされている箇所あり)。



(Epilogue Results, SLB)

図10 2重管のセメントなどによるボンディング状況評価

Material/Annular Barrier)。

② Single-string と Dual-string のボンディング評価比較

本坑井の廃坑作業実施にあたり、中条ガス田での坑井環境（地質特性や同タイプの劣化した泥水・セメントなど）にて、Epilogueによる2重管のボンディング評価が信頼できるのか検証を行ったので併せて紹介する。

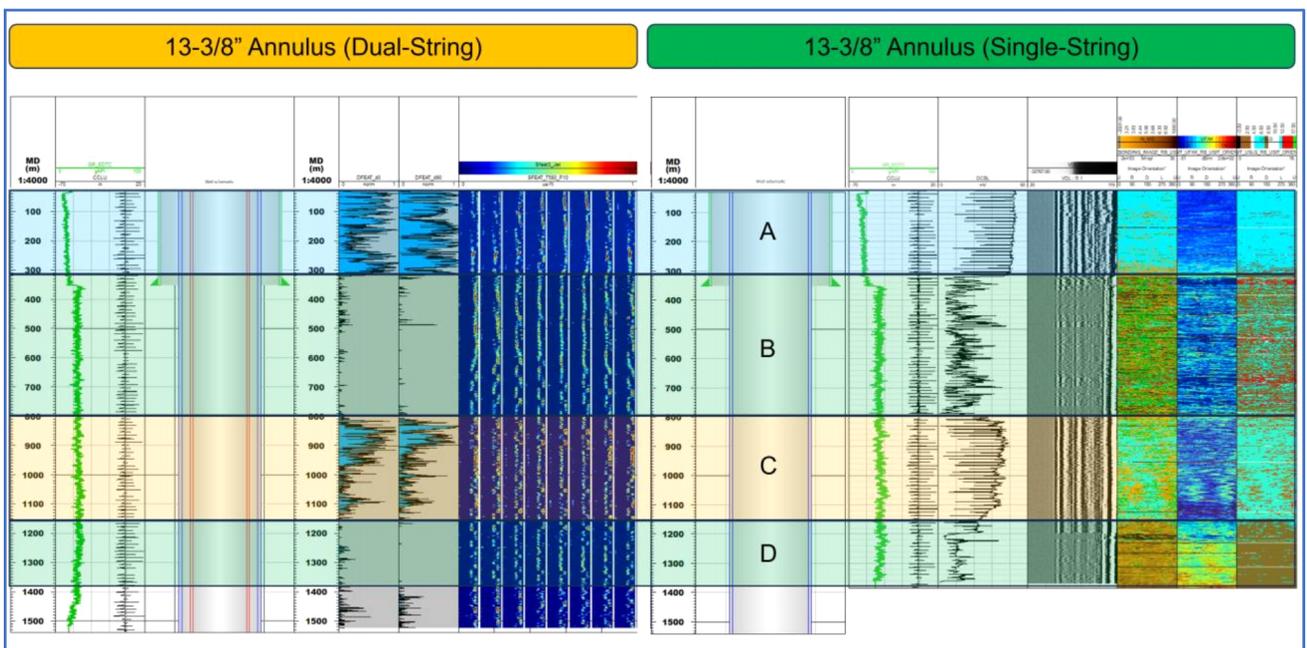
昨年度、中条ガス田では本坑井の他に老朽坑井をもう1本廃坑しており、比較的作業がシンプルであったその1本目の坑井において、Dual-string 評価を行った区間にてインナーケーシングを回収して

Single-string でのログも取得し結果を比較した。図11に示すとおり、Dual-string と Single-string によるボンディング評価結果は良く一致しており、中条ガス田での坑井環境においては、Epilogueによる2重管のボンディング評価の信頼性は高く、有効な評価方法であることが確認できた。

なお、この坑井にて実施した Epilogue Dual-String Barrier Evaluation が本邦での最初のケースとなった（図11）。

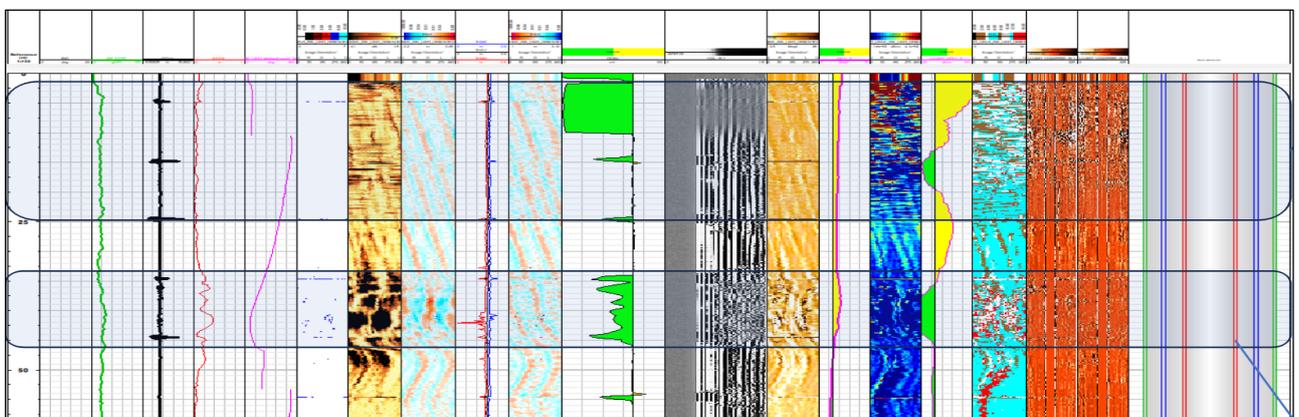
③ 超音波検層

今回の Epilogue Dual-String Barrier Evaluation には、音波検層に Sonic Scanner を超音波検層に Isolation



(Epilogue Results, SLB)

図11 Single-string と Dual-string のログ比較



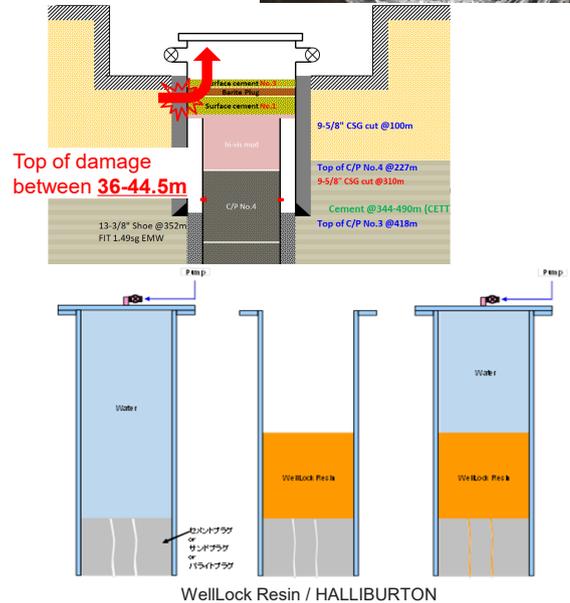
(Epilogue Results, SLB)

図12 サーフェス付近（深度0～60m）の超音波検層結果

Step-12: Surface cement plug & Wellhead removal

□ 9-5/8"ケーシング回収 :

- ・ 深度36-47mでミリング実施



□ 表層ガスの流入 :

- ・ 13-3/8"開口部トップ :
インジェクションテストにて、深度36-44.5m間にある事を確認。
- ・ 深度が浅く、完全に遮断することが困難な状況。

⇒ リグレス補修する事し、リグ作業を終了 (補修完了済み)

図 13 表層ガス流入トラブル

Scanner を使用したわけだが、次章にて最終的な本坑井の廃坑状況を説明するため、Isolation Scanner で確認した B (5-1/2" × 9-5/8") アニュラスの状況についても、その一部を紹介する (図 12)。

セクション a. (深度 0 ~ 25 m) にて 5-1/2" × 9-5/8" アニュラスの充填物状況が非常に複雑になっている。この原因は、B&C アニュラスの SCP 抑圧のために実施したリユブリケーション (泥水比重: 1.38 ~ 1.51 sg) の影響であろうと考えられた。しかし、セクション b. (深度 36 ~ 45 m) については全てのログが異常を示しており、同区間にて 5-1/2" ケーシングが 1 ジョイント完全に變形しているのではないかと推測された。

しかし、後日、同区間にて 5-1/2" ケーシングではなく、9-5/8" ケーシングが 1 ジョイント完全に圧潰しており、5-1/2" ケーシングに接していたことが原因であったと明らかになった。

4.5 Surface cement plug & wellhead removal

最後の作業ステップとなるサーフェスセメントプラグの設置について紹介する。

途中、幾つもの困難があり、また計画変更も何度か必要になったものの、B&C アニュラスの充填物状況調査の結果をもとにレザバー (椎谷層・西山層) に対する廃坑バリアの設置を完遂することができた。しかし、最後にサーフェスセメントプラグを設置すれば廃坑作業完了というところ

で、またしても問題が発生することになった。

サーフェスセメントプラグの設置のため 9-5/8" ケーシングを回収する際に、深度 36 ~ 45 m で圧潰していたジョイントのミリング中に 13-3/8" サーフェスケーシングも一緒に削ってしまうことになり、その部分から表層ガスが坑内に流入することになった。

9-5/8" ケーシングを回収した後、圧入テストにて 13-3/8" サーフェスケーシングの開口部トップは深度 36 ~ 44.5 m 間にあることが確認できた。そのため、サーフェスセメントプラグにて同区間も一緒に遮断しようとしたが、開口部深度が非常に浅く、セメントが硬化する際の液柱圧力ロスを補うことが困難であり、表層ガスがサーフェスセメントプラグを抜けてしまった。

この時点で幾つかの事情によりリグ作業の継続に制限が生じたため、リグ作業を終了することに決定した。なお、上記のガスが抜けたサーフェスセメントプラグについては、後日、WellLock[®] Resin (HALLIBURTON) を使用して無事補修作業を完了した。一連の坑井状況を図 13 に示す。

WellLock[®] Resin についても本邦で使用した最初のケースとなった。

5. まとめ

老朽坑井を廃坑することの一番の難しさは、十分な坑井情報がないため、適切に作業計画を立案し、作業実行の準備をすることが困難であることだと認識しているが、今回

の廃坑ケースでは正にその部分に難しさがあった。

加えて、特に石油開発が活発ではない日本国内での作業実施にあたっては、必要なサービス・資機材は基本的には事前に調達しておく必要があるものの、坑井情報不足に起因する不確定・不安要素を全てカバーするだけの追加のサービス・資機材を事前調達しておくことは、費用面から現実的ではなく、どこまで準備しておくのかという点についても難しい選択を迫られる。

今回の廃坑事例をもとに、いかに坑井の健全性および作業安全とトレードオフにならないよう廃坑費用を抑えることができるかが今後の課題である。

謝 辞

以下の皆様方（順不同）には、昨年度実施いたしました中条ガス田の廃坑作業遂行に多大なるご協力を頂きました。改めて深く御礼申し上げます。

- ・ エスケイエンジニアリング株式会社
- ・ 株式会社テルナイト
- ・ 株式会社物理計測コンサルタント
- ・ シュルンベルジェ株式会社
- ・ 石油資源開発株式会社
- ・ ハリバートン・オーバーシーズ・リミテッド

引 用 文 献

- NORSOK, 2021: Well integrity in drilling and well operations, D-010:2021.
- Norwegian Oil and Gas Association, 2017: NORWEGIAN OIL AND GAS RECOMMENDED GUIDELINE FOR WELL INTEGRITY, No.117 Rev.6.
- Offshore Energies UK, 2022: Well Decommissioning Guidelines, Issue 7.
- Offshore Energies UK, 2022: Use of Barrier Material in Well Decommissioning Guidelines, Issue 3.
- American Petroleum Institute, 2021: Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells, API RECOMMENDED PRACTICE 90-1 SECOND EDITION.
- American Petroleum Institute, 2016: Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells, API RECOMMENDED PRACTICE 90-2 FIRST EDITION.

資 料

Note

作井部門シンポジウム*

「坑井技術者の挑戦 – 多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けて」

Drilling Conference and Symposium

Discussion on “The Challenge of Well Engineers Towards Diverse Energy Supply and Sustainable Society”

「坑井技術者の挑戦 – 多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けて」
の討論会要旨**

作井部門シンポジウムでは、シンポジウム講演に続いて、平泉雄哉氏（アブダビ石油）、南 潤也氏（石油資源開発）、清水崇氏（日本 CCS 調査）、遠藤滋氏（INPEX）、永岡卓也氏（JOGMEC）、若月基氏（日本メタンハイドレート調査）、市川和俊氏（JX 石油開発）の 7 名のパネリストにご登壇いただき、会場の皆様、ファシリテーターの吉田宣生氏（JX 石油開発）とともに、討論会を行った。

討論会の前半では、「坑井技術者の挑戦」というシンポジウムテーマに因んで、パネリストの方々から、掘削作業における挑戦や、人材育成および掘削・作井業界の認知度向上における困難について、それぞれお話いただいた。シンポジウム講演の内容にとどまらず、自身の体験に基づいたメッセージが発信された。

討論会の後半では、会場の参加者とともにさらに討論を進め、以下のトピックについて意見交換を行った。

- ・ 学生に対する掘削・作井というダイナミックな業界の魅力の伝え方
- ・ メディアなどを用いた一般の方々への掘削・作井業界

の認知度向上とその手法

- ・ 掘削・作井会社による人材育成コンソーシアム設立など、学生に対する掘削現場体験の機会提供
- ・ デジタルトランスフォーメーション・AI を用いた掘削技術に関わる具体的なスキルセットの整理とそれを用いた人材育成手法
- ・ 経験豊富な坑井技術者からの知識・技術伝承の重要性と効率的な技術習得

既存の掘削・作井事業だけでなく、環境対応型事業である CCS (Carbon dioxide Capture and Storage) 事業に対応するためにも、作井技術向上という要素に加えて、業界全体で掘削・作井に関わる若手技術者の育成が重要であること、多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けた挑戦を続けていくことの必要性について、活発な討論が行われた。会場の参加者からも多くの貴重なご意見をいただくことができ、非常に有意義な討論会となった。

以上

* 令和 6 年度石油技術協会春季講演会作井部門シンポジウム「坑井技術者の挑戦—多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けて」で講演 This paper was presented at the 2024 JAPT Drilling Symposium entitled “The Challenge of Well Engineers Towards Diverse Energy Supply and Sustainable Society” held in Tokyo, Japan, June 4, 2024.

** ファシリテーター：吉田 宣生 (JX 石油開発)、平泉 雄哉 (アブダビ石油)、南 潤也 (石油資源開発)、清水 崇 (日本 CCS 調査)、遠藤 滋 (INPEX)、永岡 卓也 (JOGMEC)、若月 基 (日本メタンハイドレート調査)、市川 和俊 (JX 石油開発)

資 料
Note

作井部門シンポジウム

坑井技術者の挑戦—多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けて

SYMPOSIUM

“The Challenge of Well Engineers Towards Diverse Energy Supply and Sustainable Society”

閉 会 の 辞*

作井技術委員長 久野 泰弘**

Closing address by Yasuhiro Kuno

皆さま、昨日のシンポジウム講演および本日の個人講演、そしてポスター発表と 2 日間、最後までご清聴いただきまして誠にありがとうございました。また、講演者の皆さまには大変興味深い内容のご講演をいただき、厚くお礼申し上げます。

今年度の作井部門シンポジウムでは「坑井技術者の挑戦—多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けて」というテーマで、各社の多様なエネルギーに関する事業の紹介および取り組みについてご講演していただきました。また、個人講演では大学で行われている研究内容およびその成果、また企業の皆さまからはジオメカや坑井健全性に関する課題、坑底機器の開発や多目的船のご紹介、国内掘削、仕上げおよび廃坑作業の実績、坑井技術者の育成など、さまざまな題目でご講演いただきました。また、討論会では、活発な意見交換が行われ、大変充実した内容の講演会になったと思います。

開会の挨拶でも少し述べさせていただきましたが、2030 年の CCS 事業の本格的な社会的実装の目標達成には、限られた期間内で、坑井技術者として果敢な挑戦が必要となります。特に企業間の垣根を越え、ともにアイデアを出し合い、技術的知見を共有しながら、オールジャパンとしてこのミッションを成功させることが何より重要であると考えます。特に、JOGMEC 様をはじめ、企業と学生間の人的交流およびネットワーキングは情報交換のみならず、さらなる技術向上にも有効ですので、石油技術協会および作井技術委員会がその機会を提供するためのプラットフォームの役割を果たせればと思います。

また、石油技術協会は、昨年創立 90 周年を迎えました。この記念すべき 90 周年という節目の年を迎えることができたのも、これまでご協力していただきました協会の皆様のおかげであり、引き続き皆さまとともに石油技術協会および作井技術委員会の活動をますます盛り上げていきたいと考えております。

なお、過去 2 年間、JX 石油開発が作井技術委員会の幹事会社を務めてさせていただきました。いくつか至らない点ややり残したこともございますが、運営幹事や作井技術委員会の皆さま、各分科会、および協会の皆さまのご協力により、何とか務めることができました。皆さま、本当にありがとうございました。この春季講演会終了後、JOGMEC 様に次期作井技術委員会の幹事会社を引き継いでいただく予定となっております。引き続き、作井技術委員会の活動へのご支援、ご協力をどうぞよろしくお願い申し上げます。

最後になりますが、講演者の方々はもちろんのこと、作井技術委員会運営幹事の世話人および事務局、会場係、また討論会のファシリテーターを務めていただきました運営幹事の吉田さん、石油技術協会関係者の皆さま、および春季講演会にご参加いただきました全ての皆さまに感謝申し上げますとともに、石油技術協会および作井技術委員会が今後ますます発展していくことを祈念し、閉会のご挨拶とさせていただきます。本日は誠にありがとうございました。

以上

* 令和 6 年度石油技術協会春季講演会作井部門シンポジウム「坑井技術者の挑戦—多様なエネルギー供給と持続可能な社会の実現に向けて」での閉会の辞
Closing Address at the the 2024 JAPT Drilling Symposium entitled “The Challenge of Well Engineers Towards Diverse Energy Supply and Sustainable Society”
held in Tokyo, Japan, June 4, 2024.

** JX 石油開発株 JX Nippon Oil & Gas Exploration Corporation

報 告
Technical Report

北海道東部および勇払沖における中新統の
石灰質ナノ化石層序と珪藻化石層序

平 松 力[†]

(Received February 14, 2024 ; accepted August 9, 2024)

Miocene calcareous nannofossil and diatom biostratigraphies
of the eastern Hokkaido and offshore Yufutsu, Japan

Chikara Hiramatsu

Abstract : Calcareous nannofossil shows sporadic occurrence from the Miocene formations in Hokkaido, possibly due to its nature province mainly in the pelagic ocean in a low latitude. Despite the rare occurrence, it is significant data to assign the fossil zones and designate the accurate geologic age for the deeper formations under the ground where the index fossil diatoms for the Miocene are dissolved by the diagenesis for the silica mineral phase transition. This report indicates the useful calcareous nannofossil biostratigraphy of the Miocene distributing deeper portion of subsurface in eastern to southern Hokkaido.

Calcareous nannofossil assemblage interpreted as being in CN3 (Okada and Bukry, 1980), with NPD3A (Yanagisawa and Akiba, 1998) diatom assemblage is found from the Well-A located in the Nemuro area, eastern Hokkaido. The calcareous nannofossil assemblage is characterized by associating *Helicosphaera scissura* but missing *Sphenolithus heteromorphus* and *Discoaster* species.

Calcareous nannofossil *Catinaster coalitus* ranging for the CN6-8a zones occurs from the outcrops of the Chokubetsu Formation in the Ishiizawa section in the Atsunai area, 130km southwest direction from Nemuro. Its occurrence from Hokkaido is the first discovery. The same samples are assigned to NPD5C of diatom zone. The occurrence shows the province of *C. coalitus* expanded to the Atsunai area during early Late Miocene.

The boundary of Major interval F and E defined by Young (1998) where coccolith size of genus *Reticulofenestra* drastically becomes smaller to upwards is recognized in the Well-B situated offshore Yufutsu. *Discoaster quinqueramus* is found from the interval E of the Well-B and the outcrops of the Nina Formation in the Biratori area (Okada, 1981).

The occurrences during the CN3-4, CN6-8a, Major interval F and E and CN9 are considered to relate with the intermittent warm water current reaching Hokkaido for a short period in Miocene.

Keywords : calcareous nannofossil, diatom, biostratigraphy, Miocene, Hokkaido, CN3-4, *Catinaster coalitus*, Major interval E and F, CN9

1. はじめに

1.1 研究目的

石灰質ナノ化石は堆積物中の豊産、汎世界的分布、種の多様性、顕著な進化からみて優れた示準化石であり、ジュラ紀以降の海成層の対比や年代決定に用いられてきた(高山, 1976)。新生代の石灰質ナノ化石層序は Martini (1971) および Okada and Bukry (1980) によって設立された代表的な標準化石帯が、コードナンバー (NN 帯や CN 帯など)

を導入することで使いやすくなっている。

北海道における石灰質ナノ化石の層序学的な研究例として、白亜系蝦夷層群を対象とした研究 (Okada *et al.*, 1987)、始新統幌内層の研究 (Okada and Kaiho, 1992) が知られており、これらの層準の年代決定に対する石灰質ナノ化石の有用性が示された。これに対し北海道の中新統に限ると、石灰質ナノ化石の産出に乏しく、基礎試錐の結果をまとめた能條ほか (2003)、勇払油ガス田の坑井データを示した Hanagata and Hiramatsu (2005) および平取地域を調査した岡田 (1981) を除けば、研究成果はほとんど報告されていない。これは北海道に分布する中新統の堆積岩から産出する微化石が主に珪藻化石であり(加藤ほ

* 石油資源開発株式会社 Japan Petroleum Exploration Co. Ltd.

[†] Corresponding author : E-Mail : hirama2chikara@gmail.com

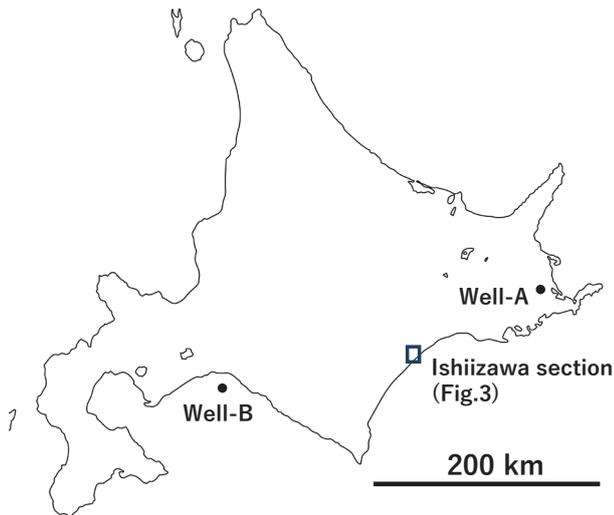


Fig. 1 Locality map of the Well-A, the Ishiizawa section and the Well-B

か、1990)、堆積当時その海域に生息していた石灰質ナノプランクトンの個体数が極めて少なかったことに起因する可能性が高い。北海道からサハリン島の年代層序対比図をまとめた栗田ほか(2000, 図4)を参照しても、年代決定に用いられている化石は主に珪藻化石であり、石灰質ナノ化石による報告はない。

北海道の地表試料の地層の年代決定と対比には珪藻化石が役立つことが実証されてきたが(例えば、秋葉・一ノ関, 1983; 嵯峨山, 2000)、珪藻化石は続成作用に弱く、オパールA帯からオパールCT帯へのシリカ鉱物相転移の過程で、殻の頑丈な種を除き、ほとんどが溶解してしまう(平松, 2004)。Aoyagi and Kazama (1980) が示しているように、オパールA帯からオパールCT帯へのシリカ鉱物相転移は主に温度に依存し、その境界温度は45°Cとされている。

坑井試料の場合、その地点の地温勾配によるが、深度1000 m程度を超えて深くなると、上記した続成作用の影響によって、珪藻化石の産出はほとんどなくなる(石油技術協会, 2013)。すなわち、珪藻化石は浅部層準では地層に時間目盛を印すという示準化石として大いに役立つが、深部層準においてはその役割を果たすことができない。石油天然ガスなどの資源探査、あるいはcarbon dioxide capture and storage (CCS) を目的とした坑井を掘削する場合、地下深部に分布する目的層準を評価するために、地表から掘り止め深度までの地層の年代を連続的に把握し、地表セクションと対比することは重要な課題となる。

珪藻化石を産出しなくなる深部層準、とくに北海道の中新統において、石灰質ナノ化石が上述した役割を果たす化石基準面(示準化石の出現・消滅などを示す同一時間面)は存在するのか、あるとすれば具体的にどのような基準面であるのかという課題は未解明であり、これを明らかにすることが本論の目的である。北海道の中新統で石灰質ナノ化石基準面(calcareous nannofossil datum plane)が認め

られることになれば、深部層準の年代決定、地層対比に役立つ、目的層準の評価作業に資することになり、その意義は大きい。

1.2 分析方法と試料

本論では北海道の東部から南部に分布する中新統に対し、Okada and Bukry (1980) のCN帯を用いて議論する。また、代表的な示準化石種の分類や石灰質ナノ化石帯区分を年代ごとにまとめたPerch-Nielsen (1985) およびYoung (1998) を主要な参考文献として活用した。分析対象の坑井位置および地表試料のルート位置の全体図をFig. 1に、Well-Aの地質柱状図をFig. 2に、石井沢セクションの試料採取位置をFig. 3にそれぞれ示した。

石灰質ナノ化石分析用スライドの作成については高山(1978)に従った。偏光顕微鏡下、倍率1600倍の条件で、ニコルと直交ニコルの双方でスライドを観察し、石灰質ナノ化石の検出と同定を行なった。石灰質ナノ化石帯区分の定義に関してはOkada and Bukry (1980) およびYoung (1998) に従った。

化石産出表中の産出頻度および保存状態に関する略語は以下の内容で用いた。すなわち、試料あたりの産出頻度については、スライドの単位面積あたりに検出された個体数に応じてVR (very rare), R (rare), F (few), C (common), A (abundant) の5段階で評価した。化石の保存状態については、破損状態、溶解度、再結晶度の程度に基づきVP (very poor), P (poor), M (moderate), G (good), VG (very good) の5段階で評価した。

珪藻化石分析用スライドの作成や分析方法などについては秋葉ほか(1982)に従った。珪藻化石帯の定義はAkiba (1986) およびYanagisawa and Akiba (1998) に、珪藻化石層序と年代層序の関係については柳沢・渡辺(2011)にそれぞれ従った。珪藻化石帯区分はNPD (Neogene North Pacific Diatom, Yanagisawa and Akiba (1998)) コードを用いた。

各スライドにつき、石灰質ナノ化石、珪藻化石ともに個体数が100個体になるのを目安に調査を実施し、100個体算定後も稀産種の確認のため、各スライド全域を検鏡した。その際、確認された種については+(present)として表記した。100個体に満たない貧化石試料に関しては、スライドで全域の個体数を産出表に示した。Well-Aの珪藻化石産出表をTable 1に、Well-Aおよび石井沢セクションの石灰質ナノ化石群集は各種の相対頻度としてTable 2に表記した。また、Well-Bの石灰質ナノ化石産出表をTable 3に示した。

以下では、下位層準から上位層準へ、北海道中新統から産出する珪藻化石群集と石灰質ナノ化石群集について述べる。

2. 北海道東部 Well-A から産出した珪藻化石・石灰質ナノ化石群集

2.1 珪藻化石群集

本坑井の掘削地点は道東の根室地域に位置する (Fig.

1)。白亜系より上位の深度には新第三系の堆積岩が分布し (Fig. 2), このうち深度 604 m, 617.9 m, 620.9 m, 633 m の 4 試料から珪藻化石の *Crucidenticula kanayae* 帯 (NPD3A) が確認された (Table 1, Fig. 9(6))。 *Kisseleviella carina*, *Paralia sulcata*, *Stephanopxis* 属など, 浅海環境を示す (柳沢, 1996) 群集内容である。4 試料すべてから化石帯認定

に有効な *C. kanayae* および *Crucidenticula ikebei* が連続的に検出され, Yanagisawa and Akiba (1998) の *C. kanayae* 帯に認定され, その年代は前期中新世である。深度 633 m より深い層準からの珪藻化石の産出は認められない。

2.2 石灰質ナンノ化石群集

深度 604 m ~ 633 m 区間の 4 試料のうち, 深度 604 m か

Table 1 Diatom occurrence chart of the Well-A

	Diatom Zone (NPD)			
	3A	3A	3A	3A
	604	617.9	620.9	633
	Abundance	C	C	C
	Preservation	M	M	M
Marine Diatoms				
<i>Actinocyclus</i>	<i>ingens</i> Rattray	3	1	2
A.	sp.			1
<i>Actinoptychus</i>	<i>senarius</i> (Ehr.) Ehr.	2		2
A.	spp.	1	2	2
<i>Arachnoidiscus</i>	sp.		+	
<i>Cavitatus</i>	<i>jouseanus</i> (Sheshukova) Williams	2	+	1
C.	<i>miocenica</i> (Schrader) Akiba et Yanagisawa	1		+
<i>Cocconeis</i>	<i>costata</i> Gregory	2	1	1
C.	<i>scutellum</i> Ehr.			+
C.	spp.	2		1
<i>Coscinodiscus</i>	<i>marginatus</i> Ehr.	4	5	5
C.	spp.	4	15	13
<i>Crucidenticula</i>	<i>ikebei</i> Akiba and Yanagisawa	2	1	2
C.	<i>kanayae</i> Akiba and Yanagisawa	20	8	11
<i>Delphineis</i>	spp.	1	3	3
<i>Grammatophora</i>	spp.		3	1
<i>Hemiaulus</i>	cf. <i>polymorphus</i> Grun.			+
H.	sp.	+		
<i>Ikebea</i>	<i>tenuis</i> (Brun) Akiba	+	+	1
<i>Kisseleviella</i>	<i>carina</i> Sheshukova	21	2	3
K.	sp.A	1		1
<i>Medialia</i>	<i>splendida</i> Sheshukova			+
<i>Navicula</i>	spp.		1	
<i>Paralia</i>	<i>sulcata</i> (Ehr.) Cl.	2	25	26
<i>Pxilla</i>	<i>gracilis</i> Temp. and Forti	+	+	+
<i>Rhaphoneis</i>	<i>amphicerus</i> Ehr.		2	
R.	<i>miocenica</i> Schrader			+
<i>Stellarima</i>	<i>microtrias</i> (Ehr.) Hasle and Sims.	2	4	2
<i>Stephanopxis</i>	spp.	18	20	21
<i>Thalassionema</i>	<i>nitzschioides</i> (Grun.) H. and M. Perag.	6	4	2
<i>Thalassiosira</i>	spp.		1	
<i>Thalassiothrix</i>	<i>longissima</i> Cleve and Grunow	1	1	
<i>Triceratium</i>	<i>condecorum</i> Bright.	1		
<i>Trochosira</i>	<i>spinosa</i> Kitton	1	1	+
Nonmarine Diatoms				
<i>Aulacoseira</i>	<i>granulata</i> (Ehr.) Simonsen s. l.	3		2
Total number of diatoms counted		100	100	100
Resting spores of Chaetoceros		67	23	26

Abundance (A : Abundant, C : Common, F : Few, R : Rare, VR : Very Rare)
 Preservation (G : Good, M : Moderate, P : Poor, VP : Very Poor)

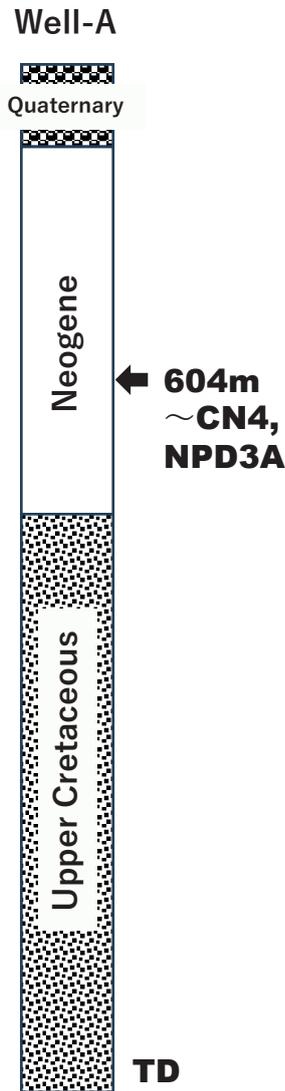


Fig. 2 Geologic column of the Well-A and occurrence point of calcareous nannofossil. Diatom zone (NPD3A) indicate late Early Miocene around 604 m in depth.

Table 2 Calcareous nannofossil occurrence chart of the Well-A and the Ishiizawa section

Well name and locality number	We11-A	Ishiizawa	
		MIM 2005	MIM 2006
GPS No., depth (m)	604 m	112	113
Nanno zone (CN-)	~ 4	6-8a	6-8a
Abundance	C	C	C
Preservation	M-P	M	M
<i>Braarudosphaera bigelowii</i> (Gran and Braarud) Deflandre	+	-	-
<i>Calcidiscus macintyreii</i> (Bukry and Bramlette) Loeblich and Tappan	-	F	F
<i>Catinaster coalitus</i> Martini and Bramlette	-	F	F
<i>Coccolithus pelagicus</i> (Wallich) Schiller	A	-	C
<i>Cyclicargolithus floridanus</i> (Roth and Hay) Bukry	F	-	-
<i>Dictyococcites antarcticus</i> Haq	F	-	F
<i>D. productus</i> (Kamptner) Backman	-	-	-
<i>Discoaster</i> cf. <i>bellus</i> Bukry and Percival	-	-	F
<i>D. variabilis</i> Martini and Bramlette	-	-	F
<i>D.</i> spp.	-	-	F
<i>Helicosphaera scissura</i> Miller	C	-	-
<i>Pontosphaera multipora</i> (Kamptner) Roth	+	-	-
<i>Reticulofenestra gelida</i> (Geitzenauer) Backman (5–7 μm)	-	-	A
<i>R. gelida</i> (Geitzenauer) Backman (>7.0 μm)	-	-	A
<i>R. haqii</i> Backman	-	-	C
<i>R. minuta</i> Roth	-	-	C
<i>R. minutula</i> (Gartner) Haq and Berggren	-	-	C
<i>R. pseudumbilicus</i> (Gartner) Gartner (5–7 μm)	-	-	C
<i>R. pseudumbilicus</i> (Gartner) Gartner (>7.0 μm)	-	-	A
<i>R.</i> spp. (small < 5 μm)	D	-	-

Abundance (A: Abundant, C: Common, F: Few, R: Rare, VR: Very Rare, B: Barren)

Preservation (VG: Very Good, G: Good, M: Moderate, P: Poor, VP: Very Poor)

Relative abundance of species

(D: Dominant (>50%), A: Abundant (10%–50%), C: Common (1%–10%), F: Few (<1%)

ら石灰質ナノ化石の産出が認められる。群集内容は小型の *Reticulofenestra* spp. (small) が 80% 以上を占める単調な群集内容で、これに *Coccolithus pelagicus*, *Helicosphaera scissura* を伴う (Table 2, Fig. 9(2) and (3))。

本群集からは CN3 帯の上限を規定する *Helicosphaera ampliaperta* の近縁種である *H. scissura* が検出される。本種の産出上限も CN3 帯の上限とされ (Perch-Nielsen, 1985; Young, 1998), 佐藤ほか (1991) では *H. ampliaperta* と *H. scissura* 両種の絶滅層準は同じであり、その層準を NN4/NN5 境界としている。これに対し、北大西洋における *Helicosphaera* 属の産出層準を研究した Boesiger *et al.* (2017) によると、*H. scissura* の消滅層準は NN5 帯 (CN4 帯, 14.022 Ma) に、出現層準は NN2 帯 (CN1c 帯, 20.350 Ma) にあるとされている。前者に基づき解釈すると、深度 604 m の試料は CN3 帯上限より下位に対比される。後者の結果に基づくと、深度 604 m の試料は CN4 帯-CN1c 帯の範囲内 (前期中新世~中期中新世前期) に対比されることになる。いずれにしろ、石灰質ナノ化石群集

のみでは化石帯認定に幅を持つ結果となる。上述したように、珪藻化石帯区分の NPD3A 帯に認定されることから、両化石帯の対応関係 (石油技術協会, 2013) に基づくと、本深度は Okada and Bukry (1980) の CN3 帯に含まれると解釈される。しかし、Okada and Bukry (1980) の CN3-4 帯を特徴づける *Sphenolithus heteromorphus* はまったく検出されなく、しかも *Discoaster* 属の産出も認められない。したがって、石灰質ナノ化石群集のみでは CN3-4 帯を認定することはできない。1 試料ではあるが、珪藻化石帯の NPD3A 帯に相当する前期中新世の道東における石灰質ナノ化石群集の一端が確認されたことに、本結果の意義がある。

3. 厚内地域の直別層から産出した石灰質ナノ化石 *Catinaster coalitus*

3.1 試料採取地点と化石の出現状況

北海道東部浦幌町厚内川の南西に位置する石井沢の先行研究は、秋葉・一ノ関 (1983) で珪藻化石試料位置図が示

Table 3 Calcareous nannofossil occurrence chart of the Well-B

Depth (m)	680 m	760 m	980 m	1080 m	1580 m	1740 m	1780 m	1920 m
Nanno zone (CN-)	NZ	9	8b-9	8b-9	6-8a	6-8a	6-8a	6-8a
Abundance	VR	F	R	R	F	VR	F	F
Preservation	VP	P	P	P	P	VP	P	P
<i>Calcidiscus leptoporus</i> (Murray and Blackman) Loeblich and Tappan	-	3	1	2	1	-	-	1
<i>C. macintyreii</i> (Bukry and Bramlette) Loeblich and Tappan	-	1	-	2	1	-	-	2
<i>Coccolithus pelagicus</i> (Wallich) Schiller	1	16	30	12	11	12	40	30
<i>Cyclicargolithus floridanus</i> (Roth and Hay) Bukry	-	+	+	+	-	-	-	-
<i>Dictyococcites antarcticus</i> Haq	-	1	2	3	1	-	1	6
<i>D. productus</i> (Kamptner) Backman	1	44	25	32	1	4	+	4
<i>Discoaster</i> cf. <i>bollii</i> Martini and Bramlette	-	-	-	-	-	-	+	-
<i>D. braarudii</i> Bukry	-	-	-	-	-	-	+	-
<i>D. quinqueramus</i> Gartner	-	1	-	-	-	-	-	-
<i>D. variabilis</i> Martini and Bramlette	1	1	-	-	-	-	-	-
<i>D.</i> spp.	-	-	-	-	1	-	-	-
<i>Helicosphaera carteri</i> (Wallich) Kamptner	-	1	-	-	1	-	1	1
<i>Reticulofenestra gelida</i> (Geitzenauer) Backman (5–7 μm)	-	2	10	6	14	1	11	12
<i>R. gelida</i> (Geitzenauer) Backman (>7.0 μm)	-	1	1	-	39	13	40	29
<i>R. haqii</i> Backman	-	4	8	21	7	1	-	5
<i>R. minuta</i> Roth	-	12	10	10	3	-	-	2
<i>R. minutula</i> (Gartner) Haq and Berggren	-	7	5	8	3	-	1	-
<i>R. pseudoumbilicus</i> (Gartner) Gartner (5–7 μm)	-	2	4	3	9	1	4	3
<i>R. pseudoumbilicus</i> (Gartner) Gartner (>7.0 μm)	-	1	-	-	5	1	2	4
<i>Sphenolithus abies</i> Deflandre	-	3	4	1	3	1	-	1
Total number of nannofossils counted	3	100	100	100	100	34	100	100

Abundance (A : Abundant, C : Common, F : Few, R : Rare, VR : Very Rare, B : Barren) + : present
 Preservation (G : Good, M : Moderate, P : Poor, VP : Very Poor) NZ : not zoned

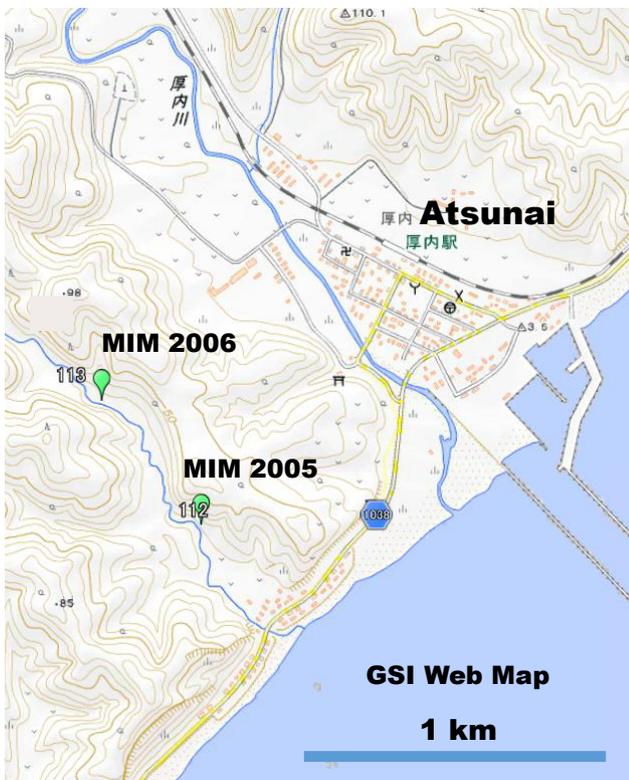


Fig. 3 Sample locality map of the Ishiizawa section is from the digital geographic map by the Geographical Survey Institute

されていて、今回筆者らが採取した MIM2005, MIM2006 は秋葉・一ノ関 (1983) の Af-79-471 ~ 477 の範囲に相当し、その地質年代が後期中新世前期とされる *Denticulopsis hustedtii* Zone の *Coscinodiscus yabei* Subzone の静内層上部 (秋葉・一ノ関, 1983), *Thalassiosira yabei* 帯 (NPD5C 帯) (Yanagisawa and Akiba, 1998) に認定されている。

石井沢から採取された 2 試料 (MIM2005, MIM2006) から石灰質ナノ化石が検出された (Fig. 3)。2 試料はシルト岩であり、棚井 (1961) による地質図幅の層序区分に基づくと、ともに直別層に属する。2 試料からの産出頻度は普通程度で保存状態は中程度である。群集内容については石灰質ナノ化石産出表 (Table 2) に示した。

3.2 MIM 2005, MIM2006 から産出した石灰質ナノ化石群集

両試料から産出する石灰質ナノ化石群集の特徴は、*Reticulofenestra* 属を優占種とすることにある。とくにコッコリスの長径が 7 μm を超える大型の *Reticulofenestra gelida* や *Reticulofenestra pseudoumbilicus* の産出頻度が高い。*R. gelida* は高緯度地域でのみ産出する寒冷種であると考えられている (Perch-Nielsen, 1985)。

下位層準から上位に向かい、*Reticulofenestra* 属が大型から小型に急激に変換する層準は、広く追跡される重要な対

比基準面として確認されており、後述する Major interval E および F 帯の境界とされている (Young, 1998)。この境界は Okada and Bukry (1980) の CN8a/8b 垂帯の境界に対比される。したがって、両試料は Major interval E および CN8a 垂帯の上限より下位に対比される (Fig. 4)。

また、両試料から *Catinaster coalitus* の産出が確認された (Fig. 9(5))。本種の出現は Okada and Bukry (1980) の CN6 帯の基底を定義する。また、Young (1998) によると、本種の出現は NN8 帯の基底 (CN6 帯基底と同じ) で、消滅が NN10 帯の中にあるとしている。したがって、

両試料ともに CN6 帯を含め、それより上位に認定される。以上の示準化石種の産状から、両試料は Major interval E あるいは CN6-8a 帯 (NN8-10 帯) の範囲内に対比され、その地質年代は後期中新世前期と考えられる (Fig. 4)。
Catinaster calyculus および *Discoaster hamatus* が認められないので、CN7 帯より上位には相当しないとする解釈も可能であるが、ここでは暖海性の示準化石種が検出されないことを根拠に化石帯を解釈していない。以上の年代層序に基づく、両試料ともに秋葉・一ノ関 (1983) の設定した静内層、すなわち直別層 (上部) に対比されると考えられる。

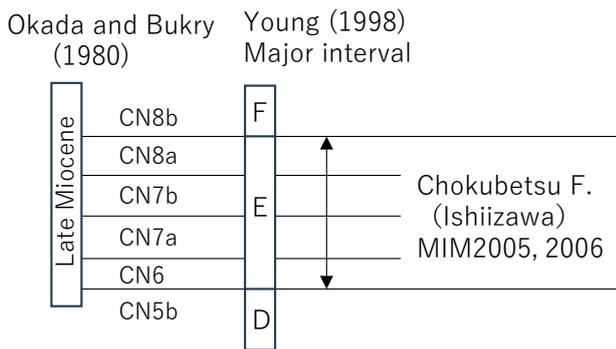


Fig 4 Calcareous nanofossil zones of the samples from the Ishizawa section

4. 勇払沖 Well-B での Major interval F/E 帯の境界

一般的に、北海道の坑井試料を対象に分析を実施した場合、上部中新統から連続して石灰質ナノ化石を産出するケースは少ない。勇払沖 Well-B (Fig. 1) からは、比較的連続して産出が認められたので、上位から順に記述する。

分析に供した 20 試料のうち、8 試料 (680 m, 760 m, 980 m, 1080 m, 1580 m, 1740 m, 1780 m, 1920 m) から石灰質ナノ化石が検出された。産出頻度はほとんどの試料で極めて低く、保存状態は悪い傾向にある。群集内容については Table 3 の石灰質ナノ化石産出表に、石灰質ナノ化石層序や産状については Fig. 5 にまとめた。なお、珪藻化

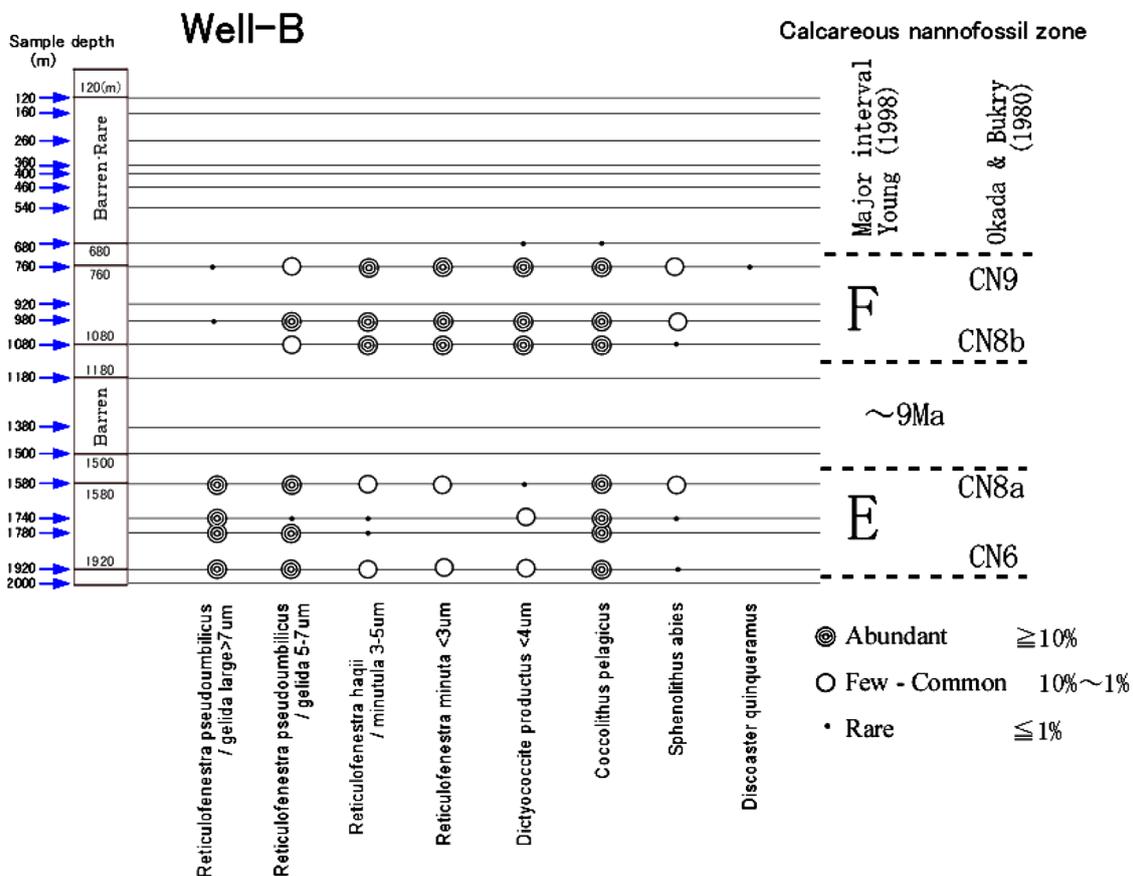


Fig. 5 Calcareous nanofossil assemblage and its nanofossil zones from the Well-B located offshore Yufutsu

石は石灰質ナノ化石を産出する中新統からは貧産出あるいは無産出であり、化石帯の認定はできない。深度 120 m ~ 680 m, 1180 m ~ 1500 m および 2000 m の試料からは石灰質ナノ化石がほとんど検出されず (Fig. 5, Table 3), 無化石帯 (あるいは~貧化石) と設定した。

4.1 深度 120 m ~ 680 m 間, 上部無化石~貧化石帯 (Barren-Rare)

分析を実施した区間において無化石~貧化石層準が上部と下部で認められた。本区間はその上部に相当する。粗粒な碎屑物や貝化石の破片と思われる石灰質破片を多く含んでいる。

4.2 深度 760 m ~ 108 m 間 (Major Interval F に対比)

本層準からは長径が 5 μ m より小さな小型の *Reticulofenestra* 属 (*R. haqii*, *R. minuta*, *R. minutula*) および *Dictyococites productus* を主体とし, *Coccolithus pelagicus* を伴う群集が認められる。化石帯認定に重要な種としては, 深度 760 m から *Discoaster quinquerramus* が検出された。したがって, 本試料は Okada and Bukry (1980) の CN9 帯に認定され, その地質年代は後期中新世後期と考えられる。深度 980 m ~ 1080 m 間からは上述した群集に *R. pseudoumbilicus* (5-7 μ m), *Sphenolithus abies* を随伴する群集が認められる。Young (1998) の Major interval F 帯あるいは Okada and Bukry (1980) の CN8b-11 帯に認定される。したがって, *D. quinquerramus* の産出を考慮すると, 深度 760 m ~ 1080 m は Young (1998) の Major interval F 帯あるいは Okada and Bukry (1980) の CN8b-9 帯の範囲内に対比され, 地質年代は後期中新世後期と推定される。

4.3 深度 1180 m ~ 1500 m 間, 下部無化石帯 (Barren), 深度 2000 m

上位の化石帯が認定された化石帯の対比に基づき, 下部の無化石帯は Major Interval F/E 境界に対比される。なお, 追加で調査した深度 2000 m の試料も無化石であった。

4.4 深度 1580 m ~ 1920 m 間 (Major Interval E に対比)

本区間から産出する石灰質ナノ化石群集の特徴は, *Reticulofenestra* 属を優占種とすることにある。とくにコッコリスの長径が 7 μ m を超える大型の寒冷種 *R. gelida* (Perch-Nielsen, 1985) や *R. pseudoumbilicus* の産出頻度が高く, これに *Coccolithus pelagicus* を伴う。

下位層準から上位に向かい, *Reticulofenestra* 属が大型から小型に急激に変換する層準 (コッコリスの長径が 7 μ m より大きい *Reticulofenestra* 属の消滅層準) は, 広く追跡される重要な対比基準面として確認されており, Major interval E および F 帯の境界とされ, その年代値は約 9 Ma である (Young, 1998)。この境界は Okada and Bukry (1980) の CN8a/8b 亜帯の境界に相当する (Fig. 5)。上位の層準 (深度 760 m ~ 1080 m 間) で検出された大型の *Reticulofenestra* 属の劣産の群集を考慮すると, 本区間の上限は Major interval E および CN8a 亜帯の上限より下位に対比される。

本区間の試料からは *Coccolithus miopelagicus* がまったく検出されない。北大西洋における *C. miopelagicus* の消

滅層準は, Martini (1971) の NN7 帯 - NN8 帯間 (CN5b - CN6 帯) に位置し, その年代値は 10.23 Ma とされている (Takayama and Sato, 1987)。また, 日本海側東北地域において *C. miopelagicus* の消滅層準は CN5 帯 - CN8 帯の範囲内に存在すると考えられている (平松ほか, 1997)。さらに, Young (1998) によると, 本種の消滅は NN7 帯上限 (CN5 帯と CN6 帯の境界) に位置づけられている。北海道南部海域における *C. miopelagicus* の産出範囲は明確ではないが, 以上の結果を参照すると, 本種の産出上限はほぼ CN5 帯と CN6 帯の境界に限定される。本区間からは *C. miopelagicus* がまったく検出されないため, CN6 帯を含め, それより上位の化石帯に認定される可能性が高い。したがって, 本区間は Major interval E あるいは CN6-8a 帯の範囲内に対比され, その地質年代は後期中新世前期と考えられる。ただし, 石井沢で検出された *C. coalitus* のような指標種が検出されないため, 認定された化石帯の信頼度は低く, 本区間の下限の年代については不確実性が残る。

以上の化石帯認定に基づく, 下部無化石帯 (深度 1180 m ~ 1500 m 間) の層準に Major interval E 帯と F 帯境界, あるいは CN8a 亜帯と 8b 亜帯境界が位置すると考えられ, 9 Ma 前後の年代が与えられる (Fig. 5)。

5. 考察 - 北海道東部 Well-A ~ 南部勇払沖 Well-B における中新統の石灰質ナノ化石基準面 -

汎世界的に分布を広げていた種類も存在するが, 石灰質ナノ化石は植物プランクトンとしての生息当時, その生息中心域が低緯度海域にある種が多く, しかもそこでの多様性が高く, 生層序の基本となる標準的な石灰質ナノ化石帯区分は低緯度海域で設定されてきた (Perch-Nielsen, 1985)。一方, 高緯度になると多様度は減少し, 群集内容が単調となるため (高山, 1976), 化石帯を規定する示準化石の産出が極めて少ない場合, すなわち示準化石種の生物地理区 (分布範囲) の北限近傍あるいは外側の地域において, 化石帯区分を決定することが困難な場合がある。その具体例の 1 つが北海道の中新統であると考えられる。

本論では散点的な結果ではあるが, 北海道陸域および近海の中新統から産出する石灰質ナノ化石群集を示すことで, 北海道の中新統で石灰質ナノ化石基準面として有効なものを提示する。

5.1 CN3-CN4 帯 (前期中新世後期~中期中新世前期) (Fig. 6 の①)

Well-A の深度 604 m から産出した珪藻化石群集は NPD3A 帯を示し, 石灰質ナノ化石群集は CN3 帯の可能性が示唆されることを述べた。しかし, Okada and Bukry (1980) の CN3-4 帯を特徴づける *Sphenolithus heteromorphus* はまったく検出されなく, しかも *Discoaster* 属の産出も認められない。*S. heteromorphus* および *Discoaster* 属は暖海性の遠洋種 (Perch-Nielsen, 1985) である。Well-A の掘削位置が当時の浅海環境であったため, 遠洋性の両タクサが検出されないという解釈も可能である

が、遠洋種の珪藻化石種（例えば *Crucidentricula* 属）は検出されている。当時の海洋環境が温暖ではあったものの、*S. heteromorphus* および *Discoaster* 属の不在に基づく、石灰質ナノ化石の一部の分類群は前期中新世後期の道東域まで分布を広げることができなかった可能性が高い。現時点において、1地点の群集データに基づく解釈であり、極めて根拠に乏しいため、さらなる産出地点の発見が必要である。

この年代における古気候は貝化石群集の変遷から Climatic Optimum として知られる前期中新世の温暖化イベント（土, 1986）である。熱帯ないし亜熱帯系の浅海性群集で特徴づけられる門の沢動物群は日本各地に広く分布し、その北限は北海道中部に達する（鎮西, 1986）。現在太平洋岸で銚子付近まで、日本海側では東北地方南部まで分布している黒潮系の動物群が、当時ははるか北まで分布を広げていたことになる（鎮西, 1986）。この層準は須藤ほか（2005）が示した常磐地域の白土層群に対比され、Kamikuri *et al.*（2007, Fig. 10）の Climatic optimum 1 に相当する。

Well-A で認められた石灰質ナノ化石群集はこの温暖期の一時期における北海道東部の海洋表層群集を示している。石灰質ナノ化石は、この時代、北海道東部まで分布域を広げた種（*H. scissura*, *C. floridanus* など Table 2）

が生息していた一方で、分布を広げることができなかった分類群（*S. heteromorphus*, *Discoaster* spp.）がいる可能性を示した。日本海側東北地方地域で広く CN3-5a 帯が分布しており（佐藤, 1982；平松ほか, 1997）、北海道の日本海側の基礎試錐「石狩湾」の盤の沢層、基礎試錐「天北」の増幌層からも *S. heteromorphus* が産出する（能條ほか, 2003）。北海道南部では勇払油ガス田坑井 C の深度 2140 m から CN3-4 帯を示す *S. heteromorphus* の産出が確認されている（Hanagata and Hiramatsu, 2005）。北海道中新統における CN3-4 帯の群集の広がりに関しては、研究例が十分ではなく不明な点が多いが、以上の産出をまとめると以下のとおりである。CN3-4 帯の標準化石である *S. heteromorphus* を伴う暖流は日本海側では天北地域まで達していた。一方、*S. heteromorphus* の分布は北海道南部から東部では勇払地域と Well-A の地点の間にまでしか及ばず、CN3-4 帯を認定できる適用範囲、すなわち本種の生物地理的範囲の北限がこの区間に存在することを示唆している。

珪藻化石の *Crucidentricula kanayae* 帯（NPD3A；16.6-17.0 Ma）は北海道では奥尻島の釣懸層（秦・長谷川, 1970, Akiba, 1986）、日高山脈南西端の上杵白層（芳賀ほか, 1999）および厚内地域（Akiba, 1986）から産出が知られている。Well-A から石灰質ナノ化石とともに暖流系珪

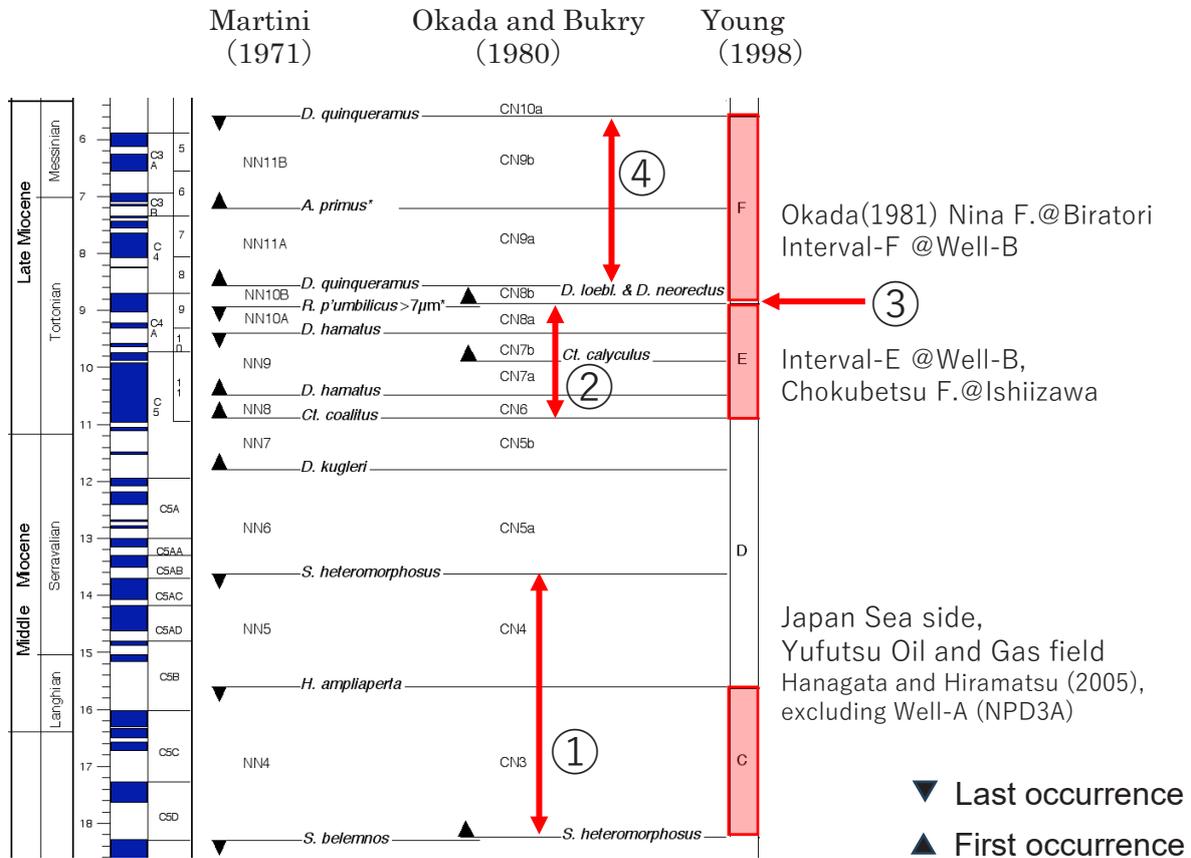


Fig. 6 Stratigraphic positions of calcareous nannofossil assemblages from the Well-A, the Ishiizawa section and the Well-B. They are additionally written to the summarized figure of Young (1998)

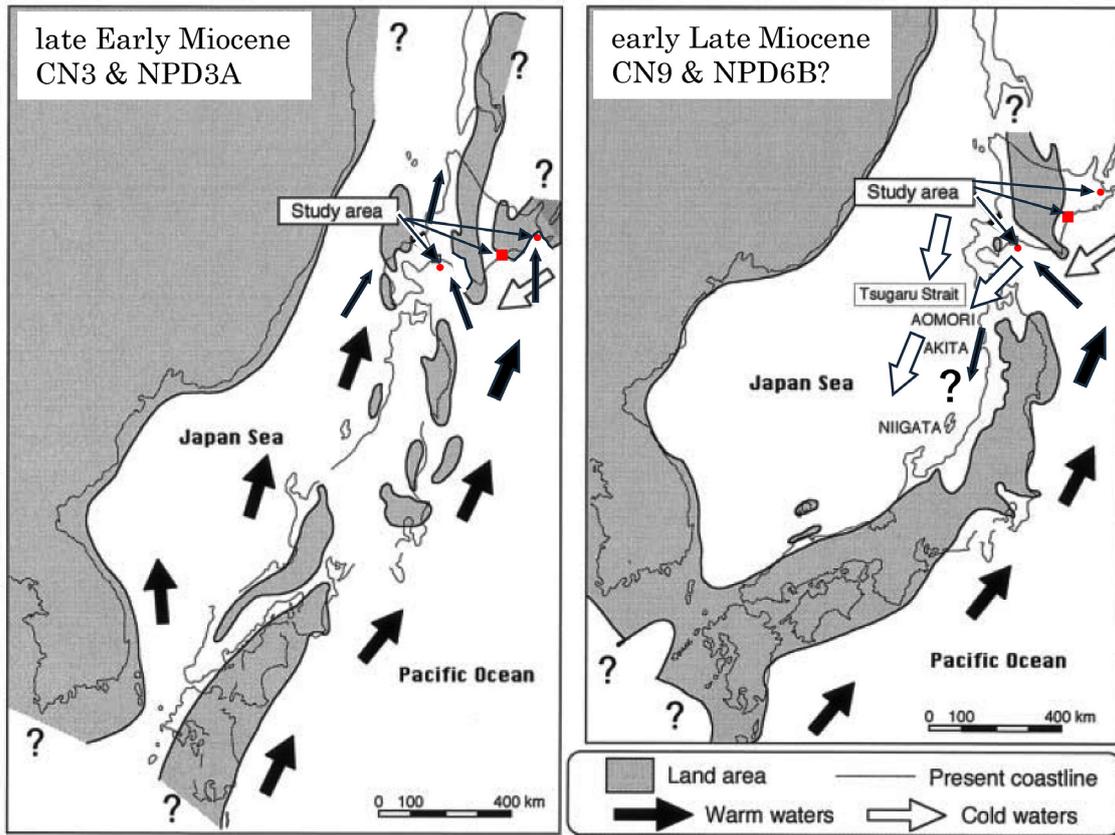


Fig. 7 Paleocurrent map during the short period in late Early Miocene and early Late Miocene of Hokkaido and Tohoku region based on occurrence of warm water species of calcareous nannofossil and fossil diatoms. The figure is mainly based on Hanagata and Hiramatsu (2005).

藻化石 *Crucidentricula* 属 (Yanagisawa and Akiba, 1990) が産出することから、当時の海進に伴う暖流の影響が道東まで及んでいたことは確実である。暖流系種である石灰質ナンノ化石の *Sphenolithus heteromorphus* および珪藻化石の *Crucidentricula kanayae* の産状を参考にして、中期中新世前期の古海流を復元した Hanagata and Hiramatsu (2005, Fig. 7) に加筆し、前期中新世後期に暖流が達したと推定される地域まで矢印で示した (Fig. 7; 左図)。当時の黒潮と親潮のぶつかるいわゆる亜熱帯前線 (subtropical front) の位置を、北海道東部において十勝沖付近に図示した結果 (Chinzei, 1978) と調和的である。

CN3-4 帯の示準化石である石灰質ナンノ化石 *S. heteromorphus* の分布から判断して、北海道日本海側および勇払周辺までの北海道南部において、本種の出現・消滅を示す化石基準面が利用可能である一方、Well-A 地点の北海道東部地域では、現時点の調査結果に基づく限り、化石基準面を追跡することはできない。ただし、*Helicosphaera scissura* が検出されたことから、CN4 帯上限よりは下位に相当する層準の認定に役立つ。同じ層準が珪藻化石帯の NPD3A 帯に認定されたことで、*S. heteromorphus* は検出されないが、石灰質ナンノ化石帯の CN3 帯に含まれることが解釈された。これは *S. heteromorphus* の欠損を理由に CN3-4 帯の可能性が否定

され得ないことを示している。その消滅が CN5a 帯上限を規定する *Cyclicargolithus floridanus* の産出も Well-A で認められたが、*S. heteromorphus* が検出されないため、道東地域では CN4 帯と CN5a 帯の識別ができないと推察される。CN3-4 帯の認定が不可能であることから、石灰質ナンノ化石は CN5a 帯上限の認定に有効である。

5.2 *Catinaster coalitus* の産出、CN6-CN8a 帯、後期中新世前期 (Fig. 6 の②)

厚内地域の石井沢セクション直別層から産出が認められた石灰質ナンノ化石 *C. coalitus* は日本海側東北地方の上-中部中新統からの産出は現時点まで報告されていない。この層準は秋田地域では女川層、新潟地域では寺泊層にほぼ対比され、石灰質の浮遊性微化石をほとんど産出しない層準に相当する (米谷, 1978)。これに対し、本種あるいはその近縁種の産出は太平洋側から報告がある。仙台市西方に分布する旗立層 (上部) から本種の産出が認められており (Fig. 8)、その層準は珪藻化石層序の NPD5B 帯 (*Denticloopsis praedimorpha* 帯) に相当する (柳沢, 1999)。本種に近縁な *Catinaster calyculus* は、福島県富岡地域で掘削された N-2 ボーリングコア (深度 219.50–219.64 m) の多質層群上部、南磯脇層から検出されている (柳沢ほか, 1998)。その試料は CN7b-8a 帯に認定されており、同じ試料の珪藻化石帯は NPD5D 最下部 (*Denticulopsis dimorpha*

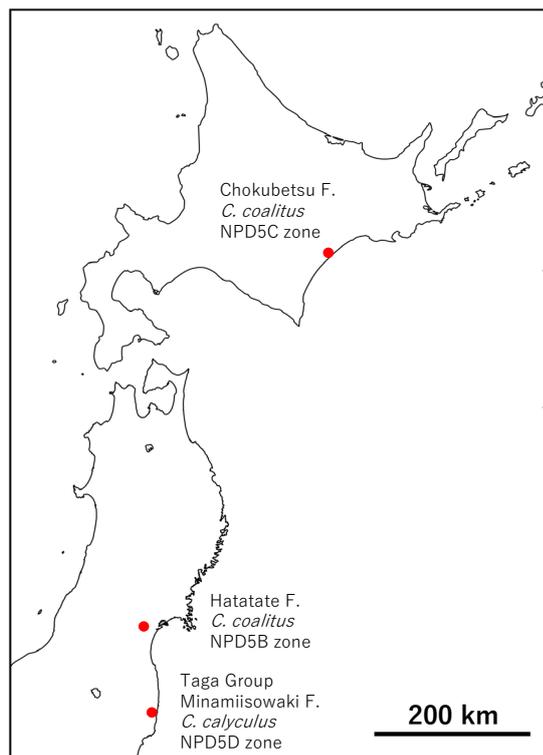


Fig. 8 Sample locations and Formations of yielding calcareous nannofossil *Catinaster coalitus* and *Catinaster calyculus*, and their diatom zones (NPD) based on Yanagisawa (1999) and Yanagisawa *et al.* (1998).

帯)に相当する(柳沢ほか, 1998)。*Catinaster*属は大西太平洋赤道海域で豊富に産出し、層位的産出状況からみて *C. coalitus* と *C. calyculus* は同じ進化系列にあり、後者は前者から進化したと考えられている(Raffi *et al.*, 1998)。両種ともに Okada and Bukry (1980) の示準化石種として用いられている。直別層からの *Catinaster* 属の産出は、現時点で本邦中新統における最北の記録である (Fig. 8)。

本種の産出は連続せず、石井沢セクションでは2地点のみで検出されている。したがって、産出層準が本種の出現と消滅層準の間に位置することは確かめられるが、化石基準面としての出現・消滅層準を認定することはできない。本論の結果は、*C. coalitus* が中新世の一時期に道東厚内地域まで分布を広げており、示準化石として北海道の中新統でも利用可能であることを示唆する。ただし、日本海側東北地方においてこの層準からの石灰質ナノ化石の産出は確認されていない。したがって、この時期の *C. coalitus* の産出で示唆される暖流系は日本海まで及んでいない可能性がある。

5.3 Interval E 帯と F 帯の境界 (CN8a, CN8b 境界), 約 9 Ma (Fig. 6 の③)

本論で示した Young (1998) の Major interval E 帯と F 帯との境界は、従来の指標種 (Martini, 1971; Okada and Bukry, 1980) の産状で定義されていない境界である

が、中新世の石灰質ナノ化石群集変化で、主要種である *Reticulofenestra* 属のコッコリス長径サイズが急変するという、最も顕著で明瞭なイベントの1つである。本境界は同時面であり、古海洋の変化に伴う石灰質ナノ化石の進化上の反応と関係することが指摘されている (Young, 1998)。ただし、この境界は日本海側の中新統からは認められておらず (平松ほか 1997)、少なくとも北海道地域の太平洋側で追跡可能なイベントである可能性が高い。中緯度に位置する本邦において、寒冷種である大型の *Reticulofenestra* 属の消滅層準は認定が容易で、しかも有用な石灰質ナノ化石基準面として利用可能であり、*Coccolithus miopelagicus* の産状と合わせて検討することによって、地層の年代範囲をより限定することが可能になると考えられる。

5.4 CN9 帯, *Discoaster quinqueramus* 産出層準, 後期中新世後期 (Fig. 6 の④)

岡田 (1981) は北海道平取地域の上部中新統荷菜層から CN9 帯を示す *D. quinqueramus* の産出を報告している。この CN9 帯が確認された同じ地点の珪藻化石帯は NPD6B 帯である (米谷ほか, 1981)。CN9 帯は 5.6-8.3 Ma (石油技術協会, 2013)、NPD6B 帯は 7.7-8.7 Ma (柳沢・渡辺, 2011) の年代を示すことから、本試料の年代は 7.7-8.3 Ma の範囲内と極めて短い範囲に限定される。

本論では勇払沖 Well-B の深度 760 m から *D. quinqueramus* の産出を報告した。産出が連続しないので、*C. coalitus* の場合と同様に、産出層準が本種の出現と消滅により規定される CN9 帯を認定することは可能であるが、化石基準面としての出現・消滅層準を確定することはできない。

岡田 (1988) は CN9 帯に相当する群集を、秋田県北部の藤琴川層と山形県北部の草薙層から報告し、いわゆる「暖流のスパイク」と呼ばれる暖流の北上現象が、中新世末期の東北日本海側や脊梁山地にも及んだことを述べている。したがって、北海道で認められた *D. quinqueramus* 産出層準は日本海側東北地方で報告されている層準に対比できる可能性がある。CN9 帯に相当する後期中新世後期、*D. quinqueramus* が産出する地域にまで暖流が影響したと推定し、CN3 帯の場合と同様に、Hanagata and Hiramatsu (2005) の図に加筆し、Fig. 7 (右図) に示した。日本海は閉鎖独立した海域であったものの、太平洋側から日本海側東北地方北部への暖流の流入が一時的に存在していたと推察される。鹿野ほか (1991) は 12-7 Ma の古地理図を復元し、10 Ma の海岸線と海流を示している。日本海および太平洋側東北地方ともに寒流が卓越する海流系が復元されており、基本的な古海流系は鹿野ほか (1991) が示したとおりで、その時期内において、極めて短期的な暖流の流入を推定したのが Fig. 7 (右図) である。この層準は Kamikuri *et al.* (2007, Fig. 10) の Climatic optimum 3 に相当する可能性がある。この層準で暖流系珪藻化石の割合が増加傾向にあるのかを調べることは興味深いテーマである。

Fig. 7 で示した両時期の暖流系が北方の北海道南部から

東部まで達し、当時の主要な表層プランクトンであった浮遊性珪藻群集に暖海性石灰質ナノプランクトンが加わり、生物地理区が短期的にでも広がったものと考えられる。これらのデータは同一時間面としての対比基準面として有用であると同時に、石灰質ナノ化石の産出が気候変動の考察や古海流の復元に有効なデータになり得ることを示唆

している。

例示した北海道の中新統から認められた石灰質ナノ化石の産出が、北海道東部から南部のどこの地域でも確認できるとは限らず、しかも連続的に産出せず、Well-Aや石井沢セクションのような散点的な産状を示す可能性が高い。しかし、このような産状をあらかじめ理解し、試料間隔の

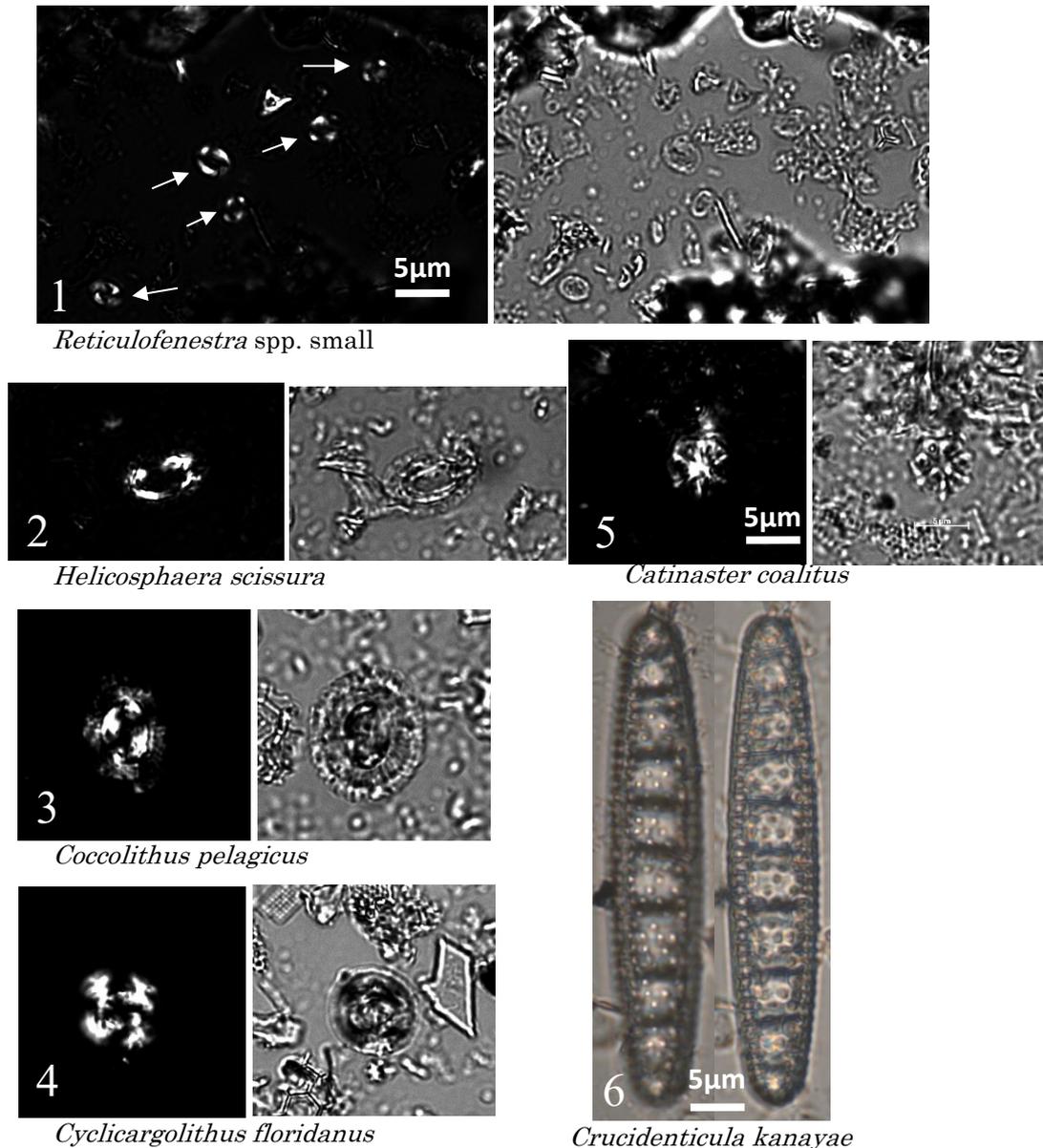


Fig. 9 Optical micrograph of calcareous nanofossils and diatom from this study.

Magnifications are the same for all photos, and scale bar indicates 5 μm . Nanofossil specimens (Photo 1-5) are shown as both open- (right) and cross- (left) polarized light images. Photo 6 of same diatom specimen shows 2 images under different focus depth with left side shallower.

1. *Reticulofenestra* spp. (small), Well-A, 604 m in depth
2. *Helicosphaera scissura* Miller, Well-A, 604 m
3. *Coccolithus pelagicus* (Wallich) Schiller, Well-A, 604 m
4. *Cyclicargolithus floridanus* (Roth and Hay) Bukry, Well-A, 604 m
5. *Catinaster coalitus* Martini and Bramlette, MIM2005, Ishizawa section, Atsunai
6. *Crucidentricula kanayae* Akiba and Yanagisawa, Well-A, 604 m

密な調査分析を通し、さらなるデータを蓄積することで、北海道中新統の石灰質ナンノ化石の研究が進展するものと期待される。

6. ま と め

本論では北海道東部～南部の中新統を対象にして、石灰質ナンノ化石を産出する層準を取り上げ、その群集内容を示した。Well-A の分析結果から、珪藻化石の *Crucidentacula kanayae* (NPD3A) 帯において、北海道東部まで分布域を広げた石灰質ナンノ化石種 (*Helicosphaera scissura*, *Cyclicargolithus floridanus* など) が生息していた一方で、分布を広げることができなかった分類群 (*Sphenolithus heteromorphus*, *Discoaster* spp.) がある可能性が示唆された。厚内地域石井沢の直別層から *Catinaster coalitus* の産出を報告し、本邦における本種の最北の分布記録であることを述べた。勇払沖 Well-B では Young (1998) の Major interval E 帯と F 帯との境界を見出し、従来の指標種 (Martini, 1971; Okada and Bukry, 1980) の産状で定義されていない境界であることを指摘した。主要種である *Reticulofenestra* 属のコッコリス長径サイズが急変するという、認定しやすい基準面として、指標種の産出に乏しい中緯度に位置する本邦において、今後上部中新統の重要な対比基準面となると考えられる。また、*Discoaster quinqueramus* を産出する CN9 帯に相当する層準が、勇払沖から平取地域で確認され、「暖流のスパイク」と呼ばれる暖流の北上現象が、中新世末期の東北日本海側脊梁山地から北海道勇払沖、平取地域にも及んだことを示した。

これらの石灰質ナンノ化石の産出は、北海道中新統の地表試料からは豊富に産出する珪藻化石がほとんど検出されなくなる坑井の深部層準に対し、年代決定の一助となることが期待される。また、これらの石灰質ナンノ化石群集の産状は、当時の海洋表層環境における暖流の影響と関係があると考えられる。

謝 辞

石油資源開発株式会社には本論の公表を許可していただいた。同社技術本部技術研究所の三輪美智子氏には初稿段階の原稿に目を通していただき、有益なコメントをいただいた。試料採取には石油資源開発株式会社の富田覚氏ほか多数の協力があった。石灰質ナンノ化石分析用スライドの前処理は、菊口佐智子氏、渡邊弘美氏の卓抜した技術による。匿名の査読者からいただいた有益なコメントは原稿の改善に大いに役立った。以上の方々に深謝の意を表します。

引 用 文 献

- Akiba, F., 1986 : Middle Miocene to Quaternary diatom biostratigraphy in the Nankai Trough and Japan Trench, and modified Lower Miocene through Quaternary diatom zones for middle-to-high latitudes of the North Pacific. In Kagami, H., Karig, D. E., Coulbourn, W. T., *et al.*, *Init. Repts. Deep Sea Drilling Project, U. S. Govt. Printing Office*, Washington D. C., **87**, 393–480, doi: <https://doi.org/10.2973/dsdp.proc.87.106.1986>.
- 秋葉文雄・一ノ関鉄郎, 1983 : 北海道における新第三系の微化石層序と年代層序—特に釧路炭田南西部地域を例として—. 石技誌, **48**(1), 49–61, doi: [org/10.3720/japt.48.49](https://doi.org/10.3720/japt.48.49).
- 秋葉文雄・柳沢幸夫・石井武政, 1982 : 宮城県松島周辺に分布する新第三系の珪藻化石層序. 地調月報, **33**, 215–239.
- Aoyagi, K. and Kazama, T., 1980 : Transformational changes of clay minerals, zeolite and silica minerals during diagenesis. *Sedimentology*, **27**, 179–188.
- Boesiger, T., de Kaenel, E., Bergen, J., Bowning, E. and Blair S., 2017: Oligocene to Pleistocene taxonomy and stratigraphy of the genus *Helicosphaera* and other placolith taxa in the circum North Atlantic Basin. *J. Nannoplankton Res.*, **37** (2–3), 145–175.
- Chinzei, K., 1978 : Neogene molluscan faunas of the Japanese Islands : an ecologic and biogeographic synthesis, *Veliger*, **21**, 155–170.
- 鎮西清高, 1986 : 中新世における日本海域の海洋環境の変化と日本海の拡大. 新第三紀の海洋. -IGCP-246 の課題-. 海洋科学, **18**, 181–187.
- 芳賀正和・黒田智子・浅野裕史・金川久一・伊藤谷生, 1999: 北海道中央部, 中新統上柁白層の珪藻化石年代 (前期中新世末期) とその意義. 地質雑, **105**, 589–592.
- Hanagata, S. and Hiramatsu, C., 2005 : Miocene-Pliocene Foraminifera from the subsurface section in the Yufutsu Oil and Gas Field, Hokkaido. *Paleontological Research*, **9**, 273–298.
- 秦 光男・長谷川康雄, 1970 : 北海道奥尻南部新第三系の地質と化石系層群. 地球科学, **24**(3), 93–104.
- 平松 力, 2004 : 勇払油・ガス田における上部中新統～鮮新統の珪藻化石層序. 石技誌, **69**(3), 291–299.
- 平松 力・三輪美智子・井上洋子・深沢和恵, 1997 : 東北地方の日本海沿岸地域における中新統の石灰質ナンノ化石層序. 瑞浪市化石博研報 (*Bull. Mizunami Fossil Mus.*), **24**, 27–38.
- Kamikuri S., Nishi H. and Motoyama I., 2007; Effects of late Neogene climatic cooling on North Pacific radiolarian assemblages and oceanographic conditions. *Palaeogeogr, Palaeoclimat, Palaeoecol*, **249**, 370–392.
- 鹿野和彦・加藤碩一・柳沢幸夫・吉田史郎編, 1991 : 日本の新生世界層序と地史. 地質調査所報告, **274**, 114p.
- 加藤 誠・勝井義雄・北川芳男・松井 愈, 1990 : 日本の地質 1, 北海道地方, 共立出版株式会社, 80–120.
- 栗田裕司・小布施明子・小笠原憲四郎・長谷川四郎・天野和孝・久田健一郎, 2000 : ロシア・サハリン島における漸進統～中部中新統有機質微化石層序 (渦鞭毛藻化石・花粉化石) と年代・古環境. 地学雑誌, **109**(2), 187–202.

- 米谷盛壽郎, 1978: 東北日本油田地域における上部新生界の浮遊性有孔虫層序. 池辺展生教授記念論文集, 35-60.
- 米谷盛壽郎・秋葉文雄・一ノ関鉄郎, 1981: 日高地域(2) - 平取 -. 土 隆一編, 日本の新第三系の生層序及び年代層序に関する基礎資料「続編」. 36-37.
- Martini, E., 1971: Standard Tertiary and Quaternary calcareous nannoplankton zonation. In Farinacci, A., ed., *Proceedings of 2nd Planktonic Conference Roma, 1970 Proceedings 2*, Tecno-scienza, 738-785.
- 能條 歩・板木拓也・石村豊穂, 2003: 北海道における新生界の微化石研究 - 1990年以降の研究成果の総括と今後の課題 -. 地球科学, **57**, 343-355.
- 岡田尚武, 1981: 北海道平取地域. 土 隆一編, 日本の新第三系の生層序及び年代層序に関する基礎資料「続編」. 80.
- 岡田尚武, 1988: 東北日本北部の新第三系における石灰質ナノ化石層序. 飯島 東 (編), 第三紀珪質頁岩の総合研究, 81-86.
- Okada, H. and Bukry, D. (1980): Supplementary modification and introduction of code numbers to the low - latitude coccolith biostratigraphic zonation (Bukry, 1973; 1975). *Marine Micropaleontology*, **5**, 321-325, doi: 10.1016/0377-8398 (80) 90016-x.
- Okada, H. and Kaiho, K., 1992: Paleogene calcareous nannofossils from Hokkaido, Japan. In Ishizaki, K. and Saito, T., eds., *Centenary of Japanese Micropaleontology*. Terra Scientific Publishing, Tokyo, 461-471.
- Okada, H., Yamada, M., Matsuoka, H. and Isobe, T., 1987: Calcareous nannofossils and biostratigraphy of the Upper Cretaceous and Lower Paleogene Muroto Group, eastern Hokkaido, Japan. *Jour. Geol. Soc. Japan*, **93**, 329-248.
- Perch-Nielsen, K., 1985: Cenozoic calcareous nannofossils. In, H. M. Bolli, J. B. Saunders and K. Perch-Nielsen (Editors), *Plankton Stratigraphy*, Cambridge Univ. Press, 427-554.
- Raffi, I., Backman J. and Rio, D., 1998: Evolutionary trends of tropical calcareous nannofossils in the late Neogene. *Marine Micropaleontology*, **35**, 17-41.
- 嵯峨山積, 2000: 北海道の新生界中部中新統~鮮新統層序と堆積盆の動き. 北海道立地質研究所報告, **71**, 59-102.
- 佐藤時幸, 1982: 石灰質微化石群集に基づく七谷層と西黒沢層の層序学的考察. 石技誌, **47**(6), 374-379.
- 佐藤時幸・馬場 敬・大口健志・高山俊昭, 1991: 日本海側における海成下部中新統の発見と東北日本の台島期-西黒沢期における環境変動. 石技誌, **56**(3), 263-279.
- 石油技術協会, 2013: 石油鉱業便覧, 古生物分析, 221-239.
- 須藤 斎・柳沢幸夫・小笠原憲四郎, 2005: 地質調査所研究報告, **56**(11/12), 375-409.
- 高山俊昭, 1976: 石灰質ナノプランクトン. 浅野清 (編), 微古生物学 (中巻), 朝倉書店 (東京), 1-66.
- 高山俊昭, 1978: 石灰質ナノプランクトン. 高柳洋吉 (編), 微化石研究マニュアル, 朝倉書店 (東京), 51-59.
- Takayama, T. and Sato, T., 1987: Coccolith biostratigraphy of the North Atlantic Ocean, Deep Sea Drilling Project Leg 94. In Ruddiman, W. F., Kidd, R. B., Thomas, E., et al., *Init. Repts. DSDP*, U. S. Govt. Printing Office, **94**, 651-702.
- 棚井敏雅, 1961: 5万分の1地質図福説明書「厚内」, 38p.
- 土 隆一, 1986: 新第三紀のイベントとその時間空間的ひろがり. 新第三紀の海洋. -IGCP-246の課題-. 海洋科学, **18**(3), 132-135.
- 柳沢幸夫, 1996: 水深指標としての珪藻群集. 堆積学研究, **43**, 59-67.
- 柳沢幸夫, 1999: 仙台市西部に分布する中部中新統旗立層の珪藻化石層序. 地質調査所月報, **50**, 269-277.
- Yanagisawa, Y. and Akiba, F., 1990: Taxonomy and phylogeny of the tree marine diatom genera, *Crucidentacula*, *Denticulopsis* and *Neodenticula*. *Bull. Geol. Surv. Japan*, **41**, 197-301.
- Yanagisawa, Y. and Akiba, F., 1998: Refined Neogene diatom biostratigraphy for the northwest Pacific around Japan, with an introduction of code numbers for selected diatom biohorizons. *Jour. Geol. Soc. Japan*, **104**, 395-414, doi: <https://doi.org/10.5575/geosoc.104.395>.
- 柳沢幸夫・中村光一・鈴木祐一郎・沢村孝之助・吉田史郎・田中裕一郎・本田裕・棚橋学, 1998: 常磐炭田北部双葉地域に分布する第三系の生層序と地下地質. 地質調査所月報, **40**, 405-467.
- 柳沢幸夫・渡辺真人, 2011: 5万分の1地質図幅「戸賀及び船川」地域(男鹿半島)の新第三紀及び第四紀の珪藻化石層序資料. 地質調査総合センター研究資料集, **533**, 1-17.
- Young, J., 1998: Neogene. In Bown P. R., ed., *British Micropalaeontological Society Publications Series, Calcareous Nannofossil Biostratigraphy*. Chapman & Hall. p. 225-282.

短 報
Short Article

東京低地浅層部に賦存するメタンガスの起源と 移動集積メカニズムおよびその災害リスクについて

鶴 哲郎^{*†}・山中 寿朗^{*}・村田 澄彦^{**}

(Received March 20, 2024 ; accepted August 13, 2024)

Origin and migration-accumulation mechanism of methane gases present in shallow layers of Tokyo Lowland and their disaster risks

Tetsuro Tsuru, Toshiro Yamanaka and Sumihiko Murata

Abstract : Origins of methane gases present in shallow layers in the Tokyo Lowland have been investigated. The methane gases have often leaked during construction works such as pile driving, causing fire accidents and sometimes explosions. Based on observations and composition analyses of gas bubbles rising from canal-beds and river-beds, it was clarified that the gases have two kinds of origins: the South Kanto gas field and bottom mud microbials. Since the former is known as the largest gas field in Japan and has a huge amount of gas reserves, the potential risks at the construction works will be never reduced for a long time in the future. From this point of view, a natural gas production and carbon dioxide capture, utilization and storage (CCUS) might be the best solution to reduce the disaster risks from the methane gases in the Tokyo Lowland.

Keywords : Tokyo Lowland, methane gas, fault, South Kanto gas field, seismic survey, CCUS

1. はじめに

関東平野のほぼ中央に位置する東京低地では、杭の打設やボーリング坑の掘削などの建設工事の際にたびたびメタンガスが湧出することが知られている(国土交通省, 2007)。Fig. 1 は 1958 年以降に発生したメタンガス湧出事故の場所を示しており、これらの場所の多くで火災も発生している。また、シールド工法によるトンネル掘削時のガス爆発事故(中山, 1994)やマンホール内でのガス爆発事故(たとえば、読売新聞オンライン, 2022)といった人的被害に至った事故もある。これらの火災や爆発事故は、全て地下数 10 m の深度に賦存する浅層メタンガスが湧出したことによって発生したものであると考えられている。

一方、地下 1000 m を超える深部に賦存するメタンガスに起因すると考えられている事故も発生している(たとえば、東京都地質調査業協会, 2014)。2005 年、東京都北区の温泉掘削現場(掘削深度 1500 m)においてケーシング内の洗浄作業時に大量の天然ガス(主にメタンガス)が湧出し、現場の休憩室内に置いてあった石油ファンヒーター

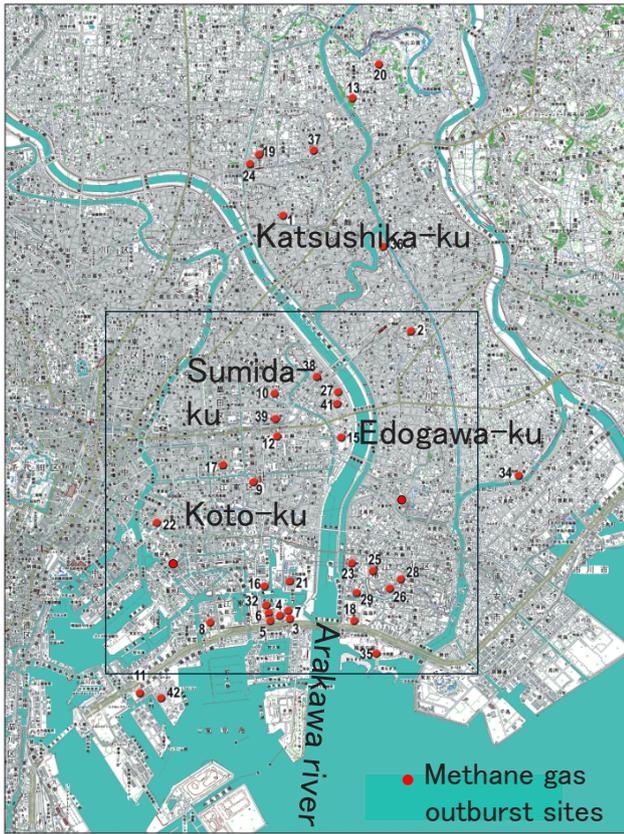
に引火し、火災事故に至った事例や、2007 年、渋谷区の温泉汲み上げ施設において地下室に滞留・充満した天然ガスに引火し、爆発事故に至った事例である。このように、東京低地を中心とした関東平野南部では地下の天然ガスに起因する火災や爆発事故が多数発生している。これらの事故に関する多くの技術資料によれば、それらの天然ガスの起源として、関東南部の地下深部に分布する南関東ガス田の天然ガスを示唆しているものが多い(たとえば、国土交通省, 2007)。しかし、科学的な根拠は明示されていない。

南関東ガス田(Fig. 2)とは、千葉県、茨城県、埼玉県、東京都、神奈川県にまたがる、我が国最大の水溶性天然ガス田である(佐脇ほか, 2016)。戦後復興期における都市ガスなどの燃料や化学工業原料としての需要の高まりに応じて、茂原・白里・千葉・江東・江戸川などの諸ガス田が急速な発展をとげた(河井, 1961)。特に、隅田川と荒川に挟まれた地域(東京都江東区の東京ガス田と呼ばれた地域)では、深度 100 ~ 数 100 m の上総層群中の江東砂層から盛んに水溶性天然ガスが採取されていた(石和田, 1956)。その後 1970 年代初頭までの間、Fig. 3 に示すように、荒川を挟んで江東区から江戸川区南部にかけての地域では、深さ 550 ~ 2050 m という深井戸から地下水(天然ガスかん水)とともに水溶性天然ガスが採取されていた(国土交通省, 2007)。しかし、これらの水溶性ガス田について

* 東京海洋大学 Tokyo University of Marine Science and Technology

** 京都大学 Kyoto University

† Corresponding author : E-Mail : tsuru_tetsuro@tbz.t-com.ne.jp



(modified after MLIT 2007)

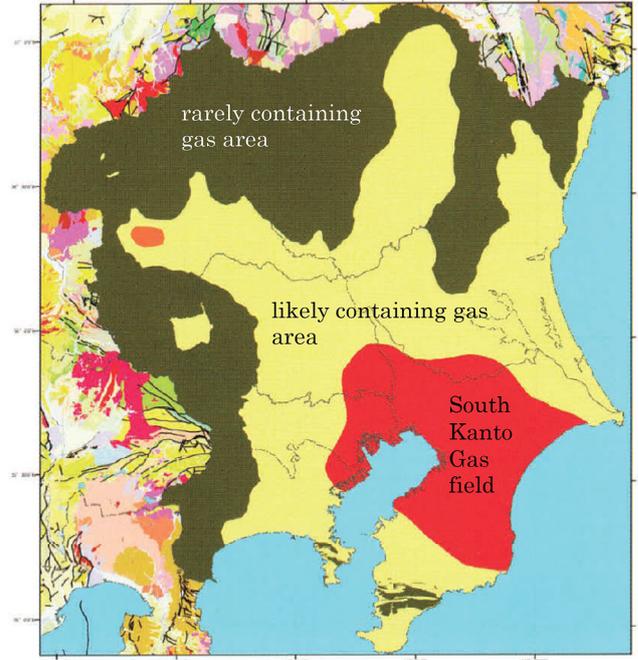
Fig. 1 Locations of methane gas outburst accidents in the Tokyo Lowland. Red circles indicate the locations of methane gas outburst caused at the construction site such as pile driving.

ては、多量の地下水の汲み上げに起因する地盤沈下の深刻化を招いたため、1972年7月に、東京都によってガス採取の自主規制が要請された。その後、東京都による鉱業権（鉱区）の買収によって、同年12月31日をもって天然ガスの採取は全面的に停止となった。現在は、千葉県のみで生産が行われている。

1970年代以降、海上保安庁水路部（現海洋情報部）の反射法地震探査により、東京湾北部海域において天然ガスの存在を示唆する音響散乱層が発見された（海上保安庁水路部、1979；加藤、1984；岩淵ほか、1998）。また、2017年以降、水中スピーカーを振源として使用した反射法地震探査と海底でのガス採取により、東京湾北部の広い範囲の海底下7～8m付近に連続して天然ガス層が存在しており、それらの主成分がメタンであることが示された（鶴ほか、2021）。さらに、東京低地を流れる河川の川床下でも天然ガス層の存在が示された（熊谷、2023）。これらの反射法地震探査断面で認められたガス層の一例を、Fig. 4に示す。

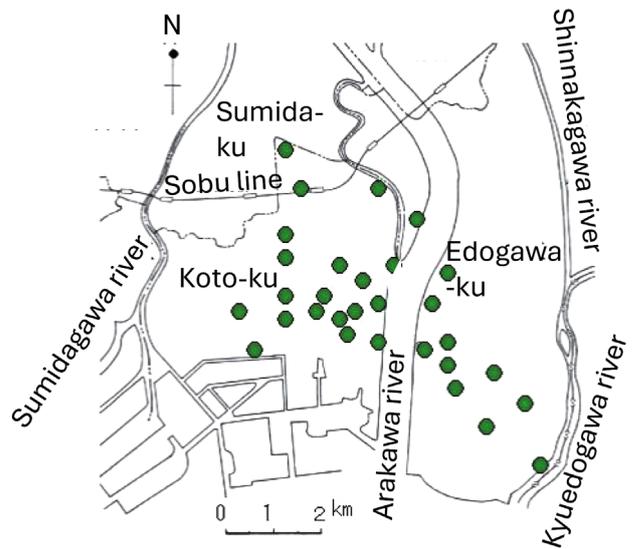
このように、東京低地および東京湾北部を中心とした首都圏の地下には、メタンを主成分とする天然ガスが地下1000mを超える深部から地下数mの浅層部まで広く分布している。前述したとおり、これらの天然ガスの起源は

燃料資源図「関東地方」
Fuel Resource Map "Kanto Region"



(partly adapted from Sawaki et al. 2016)

Fig 2 South Kanto Gas Field (from Fuel Resource Map "Kanto Region" published by Advanced Industrial Science and Technology in 2015). An area filled with red color, around the northern Tokyo Bay, indicates the South Kanto Gas field. Its outer areas filled with yellow and dark-ocher colors are that likely containing gas and that rarely containing gas, respectively.



(modified after MLIT 2007)

Fig. 3 Natural gas production wells drilled for economic revitalization after the second World War. A total of 40 wells were drilled at 30 locations (green-filled circles), where methane gases dissolved in brine were collected at depths of 550 to 2050 m until December 1972.

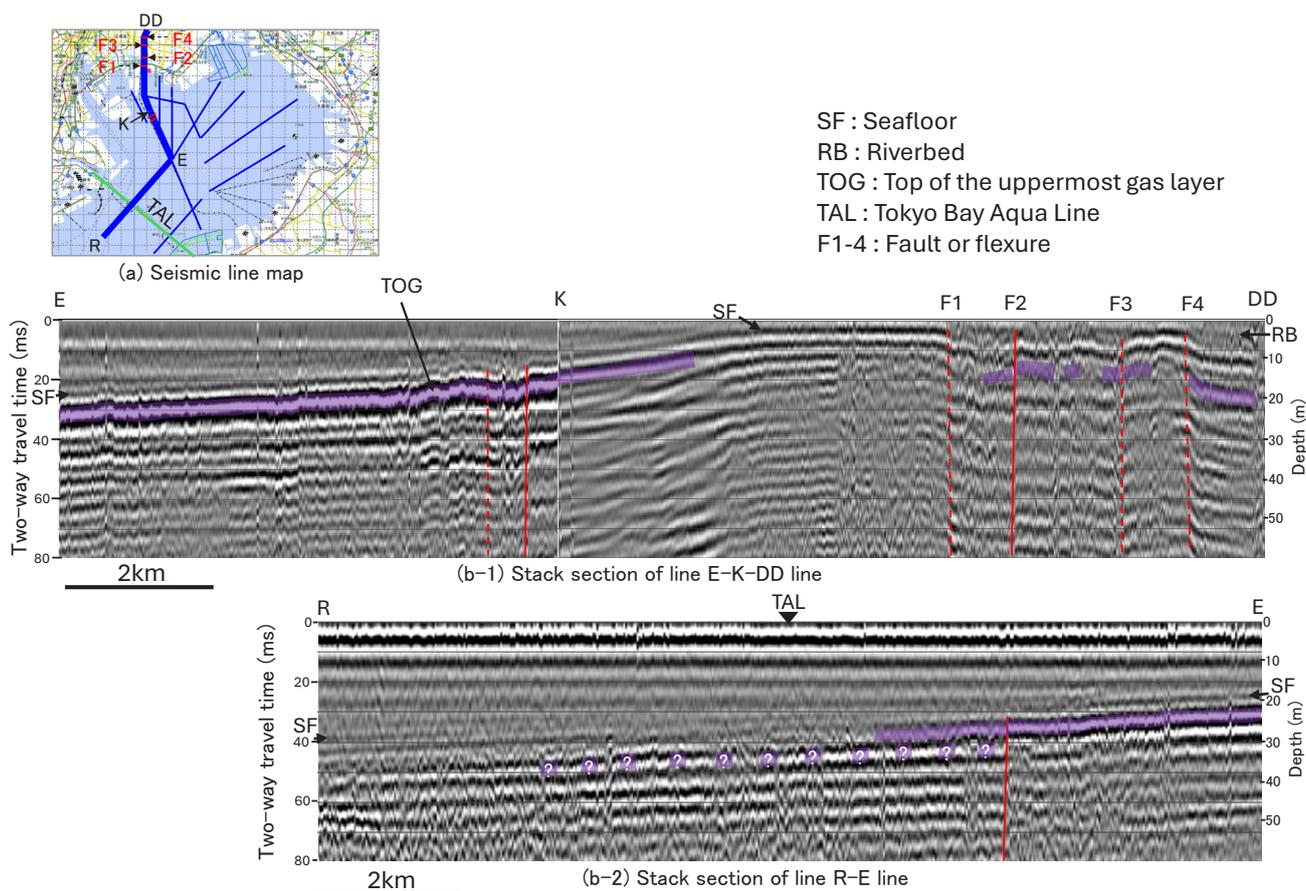


Fig. 4 Natural gas layers imaged on seismic profiles in the northern Tokyo Bay and along the Arakawa river. The top of the uppermost gas layer, detected by velocity analyses, are marked by semi-transparent paint-out zones with purple color. Red solid lines and broken lines show faults and flexures, respectively. TAL represents the Tokyo Bay Aqua-Line. SF and RB are the seafloor and the riverbed, respectively. The depth scale of the seismic profile was converted from the two-way travel time with 1500 m/s.

南関東ガス田の水溶性天然ガスであろうとされているものの、科学的なデータに基づく報告は公開されていない。なお、地下100m以浅の浅層ガスについては、南関東ガス田の範疇に含まれることはないものの、同ガス田の一部である東京ガス田ではかつて浅層ガス、あるいは貧弱な水溶性ガス鉱床と呼ばれた(石和田, 1956)。

本稿では、湧出ガスの成分分析と反射法地震探査データから、ガスの起源および集積メカニズムに関する科学的な考察を加える。また、湧出ガスに関する潜在的な災害リスクを述べたうえで、災害を軽減するための天然ガス開発、および、それに伴って生じる地盤沈下の抑制効果も考慮した二酸化炭素地下貯留(carbon dioxide capture, utilization and storage: CCUS)を提案する。

2. 東京湾北部沿岸域における湧出ガスの組成

2.1 既存研究

第1章で述べたように、東京低地および東京湾北部の地下にはメタンを主成分とする天然ガスが広く分布している。それらのガスの起源を明らかにするため、本章では、東京湾北部沿岸域の運河や河川などで湧出しているガスを

採取・分析した結果について報告する。

東京湾北部では、1990年代に集中的に実施された海中のメタン濃度測定により、海域としては高い濃度のメタンガスが溶存していることが知られていた(たとえば、中村ほか, 1994; 滝井ほか, 2001)。それらのメタンの起源としては、青潮現象が頻繁に見られる海域(風呂田, 1987)、流入河川および湾岸の埋立地からの側方移動の可能性が指摘された(中村ほか, 1994)。また、浚渫窪地(しゅんせつくぼち)でメタン濃度が特に高かったことから、そのような場での底泥での活発なメタン生成も示唆された(滝井ほか, 2001)。2018年、筆者らは、過去に青潮現象がしばしば観察された浦安沖の浚渫窪地の海底に約5mの金属棒を差し込み、上昇してきたガスを採取・分析した(鶴ほか, 2021)。その結果、96.8%がメタンであることが明らかになった。

一方、陸域では、東京湾北部沿岸域の運河や河川におけるガスの湧出現象は、古くからよく知られていた。これらのガスの起源としては、停滞性の比較的浅い汽水域や淡水域でもよく見られる底泥中の微生物が発生するメタン(たとえば、Capone and Kiene, 1988)であろうと考えられて

いた。これらのメタンは、底泥中の酢酸、あるいは、二酸化炭素および水素などの基質からメタン生成菌によって生成される。これらのことから、沿岸域ではメタン生成の場である底泥に陸域からの河川の流入などによって豊富な有機物が供給されるため、メタン発生のポテンシャルはかな

り高いと考えられている (中村ほか, 1994)。

2.2 湧出ガスの採取

筆者らの研究グループで実施した布留川 (2022) および松田 (2022) などの詳細なガス採取・分析研究によって、東京湾北部沿岸域の運河や河川の湧出ガスの起源として、

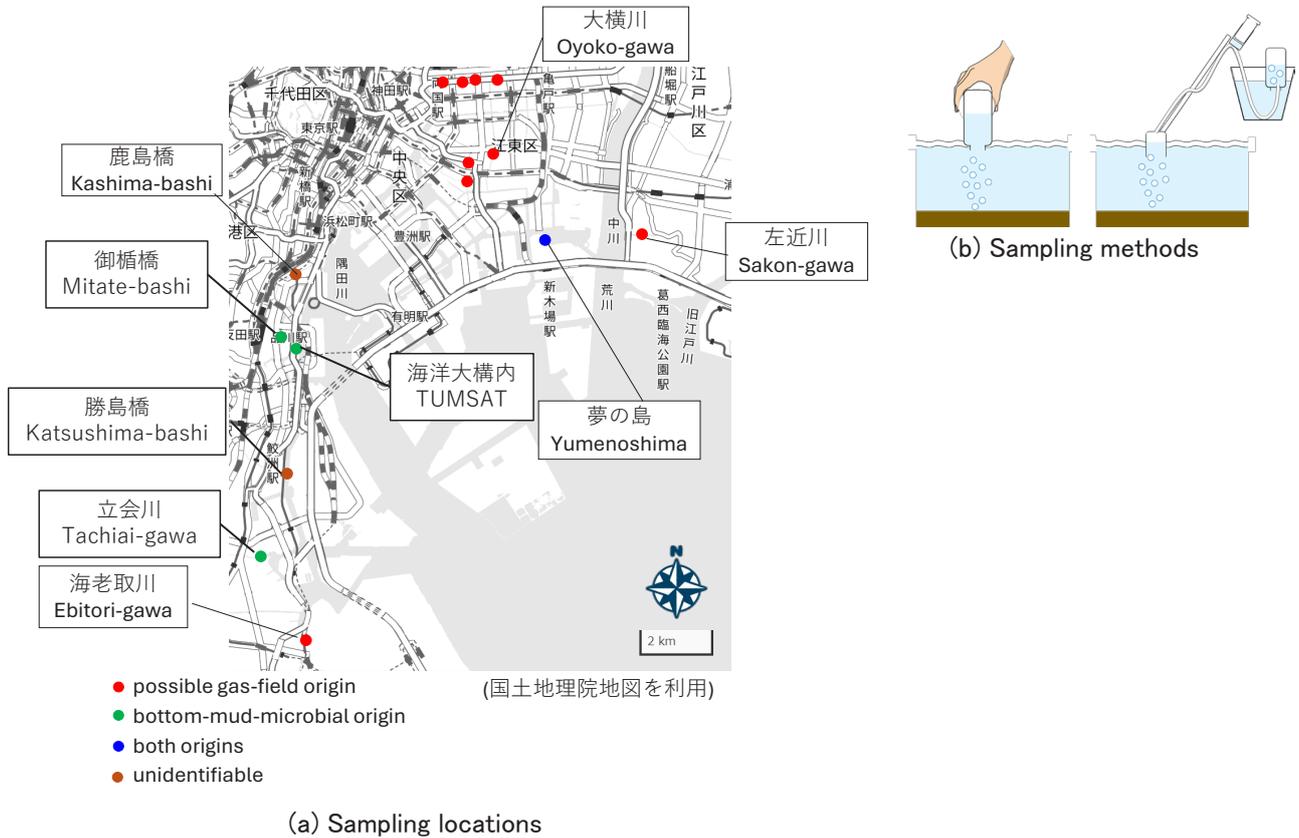


Fig. 5 Gas sampling locations and sampling methods. (a) Gas bubbles rising from canal-beds and riverbeds were sampled at a total of nine locations. Red, green, blue and brown circles represent origins of methane gases; possible gas-field, bottom-mud-microbial, both and unidentifiable, respectively. (b) The gas bubbles were sampled by hand or using an extendable rod.

Table 1 Gas composition, carbon isotope ratio and bubbling-up pattern

Location	Composition					Concentration (%)		$\delta^{13}\text{C}(\text{‰})$	Bubbling up pattern	Origin
	O_2	N_2	CH_4	C_2H_6	CO_2	CH_4				
海洋大構内 TUMSAT* ¹	3.16	17.03	79.40	ND	0.41	-82.0	Scattered	Mud* ³		
御楯橋 Mitate-bashi	2.89	18.74	77.59	ND	0.78	-74.9	Scattered	Mud* ³		
立会川 Tachiai-gawa	0.41	11.48	84.62	ND	3.50	-60.1	Scattered	Mud* ³		
海老取川 Ebitori-gawa	0.38	11.38	85.69	trace level	2.55	-67.7	Clustered	Gas field* ⁴		
大横川 Oyoko-gawa	0.78	11.77	86.66	trace level	0.79	-72.6	Clustered	Gas field* ⁴		
左近川 Sakon-gawa	5.92	21.81	72.18	trace level	0.09	-70.4	Clustered	Gas field* ⁴		
夢の島 Yumenoshima	12.86	44.18	42.72	trace level	0.25	-69.6	Clustered	Gas field* ⁴		
西門橋 Saikado-hash ⁱ * ²	0.55	2.02	96.89	0.020	0.51	-65.9	Clustered	Gas field* ⁴		
勝島橋 Katsushima-bashi	7.85	87.60	2.12	ND	2.43	-24.6	Scattered	unknown		
鹿島橋 Kashima-bashi	11.12	83.27	1.39	ND	4.22	-52.5	Clustered	unknown		

*¹ : Tokyo University of Marine Science and Technology

*² : Mutsuzawa-machi, Chosei-gun, Chiba

*³ : Bottom mud microbial origin

*⁴ : South Kanto gas field origin

底泥微生物に加えて地下深部の南関東ガス田という2つの起源があることが分かってきた。これらの研究によって実施されたガス採取の場所を Fig. 5a に示す。ガスの湧出地点については兼子ほか (1951) のガス徴を基に、干潮時に現地を探索した。ガスは直接採取、または棒やチューブなどを用いて、水上置換によってガラス製の捕集ビンに採取した (Fig. 5b)。ここで、採取後に水中の微生物によるガス生成を防ぐために、ベンザルコニウム塩化物液 (10 w/v%) を 1 mL 注入した。ガス採取を行った地点の内、大横川、鹿島橋、立会川および海老取川で特に多くの湧出が見られた。

採取した湧出ガスの組成分析結果を Table 1 に示す。同表には、比較のため、南関東ガス田の生産地域の1つであ

る千葉県睦沢町の西門橋で採取したガスの組成を合わせて示した。これらのガスの組成分析には、水素炎イオン化検出器 (FID) を備えた SHIMAZU GC-14A および Agilent GC 7890A ガスクロマトグラフを使用した。この分析結果から、勝島橋と鹿島橋を除く湧出ガスの主成分はメタンであり、濃度は 72 ~ 87% であった。また、海老取川、大横川、左近川および夢の島で採取したガスからは微量のエタンが検出された。

さらに、布留川ほか (2021) によれば、湧出形態には不特定多数の場所から散発的に湧出するパターン (“Scattered”) と、ある特定の場所から連続的あるいは間欠的に房状に連なって湧出するパターン (“Clustered”) があることが分かった (Table 1)。“Scattered” は東京海洋

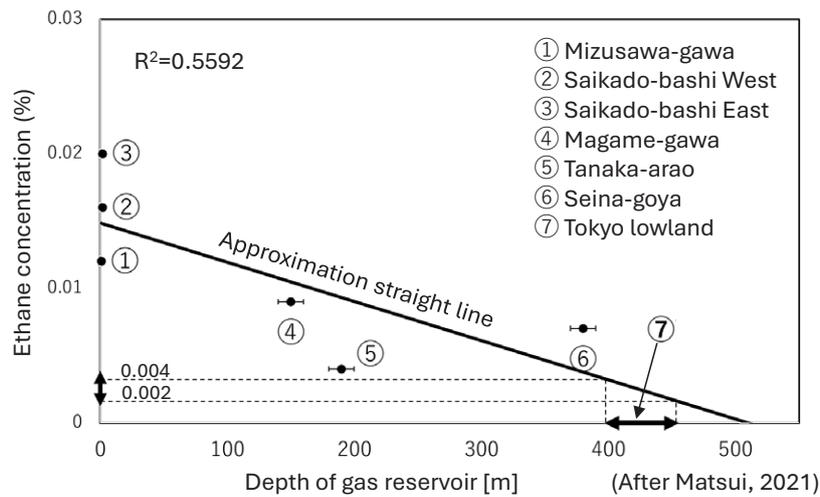


Fig. 6 Ethane concentrations in the leaking gases versus gas reservoir depths. Concentration of ethane decreases with depth of the reservoir because ethane is selectively lost in comparison to methane by the chromatographic effect of sediments during migration (Schoell, 1983).

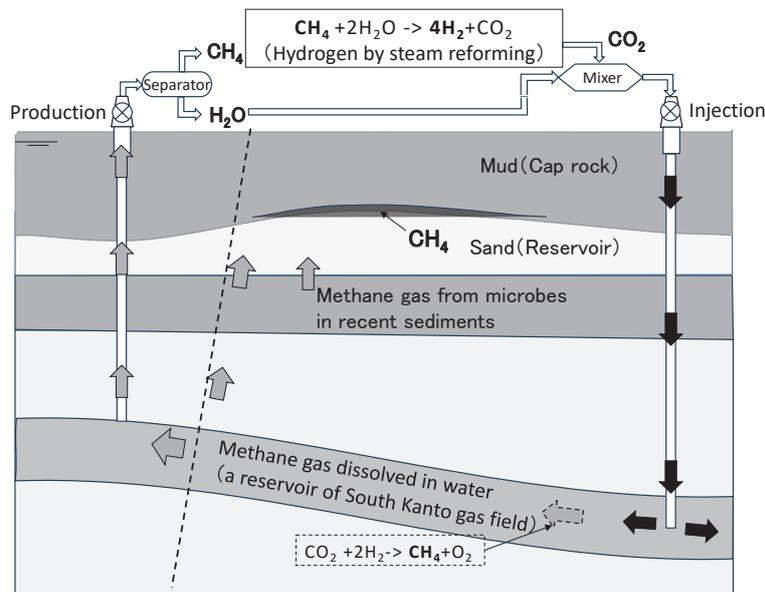


Fig. 7 Concept of natural gas production and CCS for disaster prevention.

大学構内、御楯橋、立会川および勝島橋の湧出地点で、“Clustered”は海老取川、大横川、鹿島橋、左近川および夢の島で観察された。なお、西門橋の湧出パターンは“Clustered”である。

ここで、エタンの濃度について報告する。ガスが細粒堆積物中を長距離・長時間移動した場合、その炭素同位体組成は一定のまま、 $C1/(C2+C3)$ 比（ここで、 $C1$:メタン、 $C2$:エタン、 $C3$:プロパン）が上昇する（早稲田・岩野, 2007）、あるいは、 $C3 > C2 > C1$ の順序で炭化水素が失われる（Igari *et al.*, 1988）ことが知られている。これらの既存研究の成果を考慮すれば、東京湾沿岸域において地下深部に存在していたガスが堆積物中を上方に移動することでエタンを失う現象（以下、エタン吸着現象）が起き、地表で湧出するガスからはエタンが検出されない可能性がある。Fig. 6に松井（2021）による湧出ガスのエタン濃度と、その起源と推定されるガス層深度（上方移動する前のガスの胚胎深度）との関係を示す。採取場所は、（図中の⑦を除き）千葉県長生郡および大網白里市であり、いずれも南関東ガス田の生産地域における湧出ガスである。ガス層深度については、経済産業省（2007）および石和田（1956）を参照した。同図から、湧出ガスのエタン含有量はガス層深度が深い（ガスの移動距離が長い）ほど少なくなっている（多くのエタンが失われる）ことが分かる。ここで、東京低地の湧出ガスの一部が南関東ガス田起源であるとすると、それらのガス貯留層（上総層群：鮮新世～前期更新世）の深度は約400 m以深であることから（石和田, 1956）、Fig. 6の近似直線によれば、そのエタン含有量は0.002～0.004%程度であると推定される（松井, 2021）。

3. 考 察

3.1 ガスの起源

第2章で述べたように、東京湾北部沿岸域で採取されたほとんどの湧出ガスは、メタンが主成分であった。また、それらの湧出形態が2つのパターンに分かれること、および、エタンを含むグループと含まないグループに分かれることが明らかになった。Table 1を見ると、興味深いことに湧出形態とエタンの有無に共通の組み合わせがあるのが分かる。すなわち、不特定多数の場所から散発的に湧出する（“scattered”）ガスはエタンを含まず、ある特定の場所から房状に連なって湧出する（“clustered”）ガスは微量ながらエタンを含むことである。

まず、エタンの有無について考察する。Igari and Sakata（1988）などの研究によれば、南関東ガス田の水溶性天然ガスには微量のエタンが含まれている。また、楡井・矢田（1985）などの南関東ガス田の地表湧出ガス（上ガス）の研究によれば、西門橋で湧出しているエタン（0.02%）を含むガスは南関東ガス田起源であると考えられる。

次に、Fig. 6を見ると、南関東ガス田の千葉県地域における湧出ガスのエタン含有量と東京低地の湧出ガスにおける推定エタン含有量に対するガス貯留層深度の関係が、ほぼ線形な関係を有しているように見える。南関東ガス田の

主要貯留層である上総層群が千葉県から東京低地まで連続して分布することを考慮すれば、東京低地で湧出するエタンを含むガスは南関東ガス田起源の可能性が高い。また、東京低地の湧出ガスを南関東ガス田起源と仮定すると、エタン含有量がガス貯留層深度の増加に伴って低下する現象は、エタン吸着現象で説明できる（松井, 2021）。さらに、Fig. 6の近似直線に基づけば、東京低地におけるエタン含有量は0.002～0.004%程度と微量であると推定され、このことも、定量的な分析が困難（Table 1では“trace level”と記載）であったことと整合する。以上、エタンの有無および含有量から推定すると、海老取川、大横川および左近川で採取されたガスは南関東ガス田起源であると考えられる。

一方、東京海洋大学構内、御楯橋および立会川の湧出ガスは、エタンを含まない。石和田（1956）によれば、これらの湧出地点における南関東ガス田のガス層深度は大横川および左近川とほぼ同じ400 m程度である。この深度であれば、南関東ガス田起源のガスには微量のエタンが含まれるはずであるが、東京海洋大学構内、御楯橋および立会川の湧出ガスにはエタンは含まれていない。したがって、東京海洋大学構内、御楯橋および立会川の湧出ガスは底泥微生物起源であると考えられる。

なお本稿では、夢の島の湧出ガスの起源については、同ガスのメタン含有量が窒素のそれより低いことから不明とした。勝島橋と鹿島橋のガスについてもメタン含有量が極めて低いことから、同様に起源不明とした。

炭素同位体比については、メタンが主成分である湧出ガス（勝島橋と鹿島橋以外のガス）は、エタンの有無や湧出形態の違いに無関係に $-60.1 \sim -82.0\%$ の値を示した（Table 1）。このことは、南関東ガス田のメタンガスも、底泥微生物起源のメタンガスと同様、微生物起源である（たとえば、早稲田, 2010；Igari and Sakata, 1989）ことを考えると理解できる。

3.2 移動集積メカニズム

前述したように、東京低地の湧出ガスの一部は南関東ガス田起源であると考えられる。Fig. 6に示すように、この地域における同ガス田の主要貯留層（上総層群：鮮新世～前期更新世）の深度は約400 m以深である（石和田, 1956）。したがって、海老取川、大横川および左近川の湧出ガスは、厚さ400 m以上の後期更新世以降の地層中を上方移動あるいはアップディップ側へ移動して地表に湧出していることになる。しかし、東京低地におけるこれらの地層を考えると、浸透性の良い砂層だけでなく、ガスを遮蔽する泥層や砂泥互層からも構成される（たとえば、遠藤ほか, 2013）ことから、何らかのガス移動経路が必要である。

このような移動経路として、石油システムの概念（たとえば、奥井, 1998）に基づけば、断層・フラクチャーを介したガス移動や、シール能力が最も貧弱な（毛管スレッシュホールド圧が小さい）ところを選択的に移動するケースが候補としてあげられる。東京低地の河川で実施された地震探査から明らかになった、ほぼ川床まで達する断層（Fig.

4 中の F1 ~ F4) と、それらの断層の近傍に分布するガス層の発見(熊谷, 2023)は、移動経路としての断層の役割を強く支持するものである。さらに、ガスが断層や低シール能力部を介して地表に湧出する場合、湧出箇所はそのような特定の場所であればならない。南関東ガス田起源のガスの湧出形態が、特定の場所から房状に連なって湧出することも、断層や低シール能力部を介したガス移動と整合的である。

このように、東京低地では、地下深部の天然ガスが断層を介して地表近くまで上昇してきていると推定できる。石和田(1956)によれば、それらのガスの貯留層は、上総層群の砂層(江東砂層など)やその上位の七号地層と呼ばれる後期更新世の砂層である。それらの砂層は、完新世の泥層(有楽町層)によって不整合に覆われている(たとえば、遠藤, 1979)。すなわち、東京低地浅層部の南関東ガス田起源のメタンガスは、断層などの移動経路を経由して地表付近の七号地層などの砂層に集積し、その上位の有楽町層(泥層)によって遮蔽されていると考えられる。

3.3 災害リスク軽減のための資源開発と地盤沈下抑制を加味した CCUS

南関東ガス田起源のメタンガスは、断層などを移動経路として地表へ向かって上昇し、それらの一部は地表から大気中に放出されている。しかし、一部のガスは、地表から数 m ~ 数 10 m の深度に胚胎し、建設工事などの際に湧出ガス引火による爆発事故を招いている(国土交通省, 2007)。南関東ガス田が、可採埋蔵量 3685 億 m³ の我が国最大の水溶性天然ガス田である(たとえば、国土交通省, 2007)ことを考慮すれば、東京低地におけるメタンガスは今後も長期間湧出し続けることは必至である。メタンの強い可燃性を考慮すれば、メタン湧出事故の潜在リスクは今後も低下することはない。このような背景から、以下に、当該潜在リスク低減のための天然ガス開発と、それに伴って生じる地盤沈下の抑制効果も考慮した CCUS について述べる。

このリスク低減の最も効果的な方法は、南関東ガス田のガスを取り除くことである。すなわち、Fig. 7 に示す水溶性天然ガスの生産である。生産したガスは、エネルギー資源として利用することも可能であり、水蒸気改質により水素に変換して将来のエネルギー資源として利用することも可能であろう。しかし、過去の事例によれば、生産によって深刻な地盤沈下が起こるため、生産量と同等の水を圧入することが不可欠である。さらには、メタン利用・水素製造いずれの手法においても二酸化炭素が発生する。したがって、本稿では、それらの二酸化炭素を水に溶解させ、二酸化炭素溶解水としてガス貯留層に圧入することを提案する。すなわち、メタンガスの湧出という災害リスクを軽減するための、従来の天然ガス開発と地盤沈下防止策を加味した二酸化炭素の地下貯留(CCUS)である(Fig. 7)。もちろん、この手法によって東京低地浅層部に賦存するメタンガスを 100%取り除くことおよび二酸化炭素を 100%漏洩させないことは不可能であろう。だが、資源開発によっ

て湧出ガスの起源となるガスを確実に減少させることができる。この観点で、人命に関わる災害リスクを軽減できることは大きな意義がある。

林(2014)による高圧水溶液中の二酸化炭素とメタンの溶解度測定によれば、前者の溶解度は後者の溶解度の約 10 倍あることから、南関東ガス田では二酸化炭素の効率的かつ大規模な地下貯留が期待できる。また、同ガス田では、二酸化炭素還元型のメタン生成微生物が現在も活動しているという痕跡が発見された(Urai *et al.*, 2021)。このような二酸化炭素からのメタンガス生成については、アフリカの火山湖においても確認されている(Nayar, 2009)。米国の油田における carbon dioxide capture and storage (CCS) 事業では、圧入した二酸化炭素のうち、少なくとも 13 ~ 19%がメタンに変換された可能性があると報告されている(Tyne *et al.*, 2021)。これらの研究成果および観測事実に基づけば、南関東ガス田における CCUS は、一部ではあるものの再生可能サイクルを満たすかも知れない。

4. ま と め

本稿では、東京湾沿岸域における湧出ガスの採取および分析、ならびに、東京湾および流入河川域での地震探査の結果を基に、湧出ガスの起源および移動集積メカニズムについて検討した。その結果、東京低地で湧出するガスには、南関東ガス田を起源とするガスと底泥微生物を起源とするガスの 2 つのタイプが存在することが明らかになった。また、南関東ガス田起源の湧出ガスの移動経路としては、断層が最有力候補として考えられる。

南関東ガス田の埋蔵量とメタンガスの強い可燃性を考慮すれば、今後も建設工事などの際にメタンガスの湧出・爆発事故のリスクが低減することは考えにくい。したがって、こうした災害を防ぐためにはガスを除去することが望ましい。もちろん、東京低地浅層部に賦存するメタンガスを 100%取り除くことや圧入した二酸化炭素の地表への漏洩を 100%防止するという完全な技術は現存しないであろう。しかし、現在の資源開発分野で使われている技術を利用すれば、人命に関わる事故を防ぐことや地盤沈下を抑制することが可能になるであろう。以上、防災のための天然ガス開発と、地盤沈下抑制効果を加味した CCUS を提案する。

謝 辞

本研究を実施するに当たり、布留川竜氏、松田溪登氏、高新一希氏および熊谷直音氏(当時、東京海洋大学大学院)には、東京湾沿岸域の湧出ガスの採取および地震探査データの取得を実施していただいた。また、松井風雅氏(当時、東京海洋大学)には千葉県の上ガス採取を実施していただいた。本研究は、JSPS 科研費 JP21H01589 の助成を受けました。2 名の匿名査読者の方には貴重なコメントをいただき、本稿が大いに改善しました。ここに深甚なる感謝の意を表します。

参 考 文 献

- Capone D. and Kiene R., 1988 : Comparison of microbial dynamics in marine and freshwater sediments: Contrasts in anaerobic carbon catabolism. *Limnol. Oceanogr.*, **33**, 725-749.
- 遠藤 毅, 1979 : 武蔵野台地および下町低地の第四系に関する堆積学的研究-特に地下地質の層厚変化について-. 地学雑誌, **88**(2), 43-59.
- 遠藤邦彦・石綿しげ子・堀伸三郎・中尾有利子, 2013 : 東京低地と沖積層-軟弱地盤の形成と縄文海進-. 地学雑誌, **122**(6), 968-991.
- 風呂田利夫, 1987 : 東京湾における青潮の発生. 水質汚濁研究, **10**, 470-474.
- 布留川竜・松田溪登・鶴 哲郎, 2021 : 東京湾沿岸水域における湧出ガスの起源推定と湧出量の調査. 日本堆積学会 2021 年度オンライン大会.
- 布留川竜, 2022 : 東京湾沿岸水域の天然ガス湧出地点における湧出量に関する研究. 東京海洋大学大学院修士論文.
- 林嘉久, 2014 : GC を用いた高圧水溶液中のメタン, 二酸化炭素溶解度の直接測定. 石油技術協会誌, **57**(3), 125-132.
- Igari, S. and Sakata, S., 1988 : Chemical and isotopic compositions of natural gases from the Japanese major oil and gas fields: Origin and compositional change due to migration. *Geochemical Journal*, **22**, 257-263.
- Igari S. and S. Sakata, 1989 : Origin of natural gas of dissolved-in-water type in Japan inferred from chemical and isotopic compositions: Occurrence of dissolved gas of thermogenic origin. *Geochemical Journal*, **23**, 139-142.
- 石和田靖章, 1956 : 東京ガス田. 石油技術協会誌, **21**(4), 132-142.
- 岩淵 洋・西川 公・野田直樹・田賀 傑, 1998 : 東京湾北部の海底断層調査. 水路部技報, **16**, 85-88.
- 海上保安庁水路部, 1979 : 東京湾北部の音波探査結果. 地震予知連絡会会報, **22**(3-7), 53-55.
- 加藤 茂, 1984 : 東京湾の海底地質構造. 地学雑誌, **93**(3).
- 兼子 勝・金原均二・池辺展生・小池 清・石和田靖章 1951 : 関東地方総合地質図. 地質調査所.
- 河井興三, 1961 : 南関東ガス田地帯についての鉱床地質学的研究. 石油技術協会誌, **26**, 212-266.
- 経済産業省, 2007 : 「南関東天然ガス田(水溶性ガス田)」に関する調査結果について. 平成 19 年 12 月 26 日(水)発表資料. https://warp.da.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/281883/www.meti.go.jp/press/20071226003/003_shosai.pdf (accessed 2024/03/17).
- 国土交通省, 2007 : 施設整備・管理のための天然ガス対策ガイドブック(営繕工事における天然ガス対応のための関係官公庁連絡会議編).
- 熊谷直音, 2023 : 水中スピーカーを用いた反射法地震探査における音圧レベル・解像度向上のための最適な発振波形の検討. 東京海洋大学大学院修士論文.
- 松井風雅, 2021 : 堆積層中のガス移動が芝浦地区発生ガスの炭化水素組成に与える影響. 東京海洋大学卒業論文.
- 松田溪登, 2022 : 東京湾沿岸水域における水底から湧出するガスの起源推定. 東京海洋大学大学院修士論文.
- Nayar, A., 2009 : A lakeful of trouble. *Nature*, **460**, 321-323.
- 中村岳史・野尻幸宏・大槻 晃・橋本伸哉, 1994 : 東京湾海水中のメタン濃度とその変動. 地球化学, **28**, 47-57.
- 中山俊雄, 1994 : 東京都江東区越中島地下トンネルガス爆発事故から学ぶ. 地学教育と科学運動, **23**, 27-31.
- 楡井 久, 矢田恒晴, 1985 : 房総半島東岸にみられる上ガス利用について-人間と人間が作り出す人間と自然の動的平衡-. 第四紀研究, **24**(3), 247-252.
- 奥井明彦, 1998 : 用語解説「石油システム」. 堆積学研究, **48**, 95-102.
- Schoell, M., 1983 : Genetic characterization of natural gases. *Am. Assoc. Geol. Bull.* **67**, 2225-2238.
- 佐脇貴幸・金子信行・前川竜男・猪狩俊一郎, 2016 : 燃料資源図「関東地方」について. 産業技術総合研究所, GSJ 地質ニュース, **5**, 45-49.
- 滝井 進・田中秀之・相崎守弘, 2001 : 東京湾奥部底泥における硫酸還元とメタン生成. 水環境学会誌, **24**, 35-41.
- 鶴 哲郎・竹内賢太郎・板橋哲也, 2021 : 練習艇「ひよどり」によって発見された東京湾北部の海底ガス集積層. 石油技術協会誌, **86**(2), 105-111.
- 東京都地質調査業協会, 2014 : 技術ノート(No.47) 特集 : 東京の天然(地中)ガス. https://www.tokyo-geo.or.jp/technical_note/bv/No47/.
- Tyne, R. L., P. H. Barry, M. Lawson, *et al.*, 2021 : Rapid microbial methanogenesis during CO₂ storage in hydrocarbon reservoirs. *Nature*, **600**, 23/30, December.
- Urai, Atsushi, Y. Takano, H. *et al.*, 2021 : Origin of Deep Methane Associated with a Unique Community of Microorganisms in an Organic- and Iodine-Rich Aquifer. *ACS Earth Space Chem.*, **5**, 1-11.
- 早稲田周・岩野裕継, 2007 : ガス炭素同位体組成による貯留槽評価. 石油技術協会誌, **72**(6), 585-593.
- 早稲田周, 2010 : 国内天然ガスの炭素同位体地球化学. *Res. Org. Geochem.* **26**, 3-12.
- 読売新聞オンライン, 2022 : 東京・江戸川のマンホール内で爆発, 地上付近と内部に一時閉じ込めの作業員 2 人死亡. <https://www.yomiuri.co.jp/national/20221206-OYT1T50128/> (accessed 2024/03/17).

解 説
 Glossary

BP/EI 統計から見た世界の石油天然ガスの 探鉱開発動向についての概観 (その 1)

鍋 谷 淳[†]

(Received July 13, 2024 ; accepted August 28, 2024)

Overview for the industrial trend of exploration and development of oil and natural gas in the world based on the BP/EI Statistical Review of World Energy (Part 1)

Atsushi Nabetani

Abstract : BP statistical review of world energy published by BP since 1952 until 2022 has been transferred to the Energy Institute (EI) since 2023 and published as the EI statistical review of world energy. However, in this text, since it has been known and familiar as BP statistics in oil and gas industry, the author has decided to refer the statistical data published by EI since 2023 to as BP statistics or BP/EI statistics.

Based on BP statistics (2024), the author has reviewed the industrial trend of exploration and development of oil and natural gas in the world. The results show that since 1970, the annual production of oil in the world has been increasing rapidly, but the reserves-to-production ratio (R/P) of oil has been on a slight increasing trend, as proved reserves have also increased rapidly. In the BP statistics (2024), there is only data on proved reserves for 1980–2020, so I can only discuss the R/P ratios for 1980–2020, but the R/P of oil, which was 29.7 years in 1980, gradually increased to 53.4 years in 2020, the longest. This increase was due to the fact that Canadian oil sand and shale oil in the United States, which had previously been considered as unconventional resources and had not been added to proven reserves (until then treated as mining), were approved by the US Security and Exchange Commission (SEC) to add to the proved reserves of oil, and the authorization came into effect on January 12010 (SEC, 2009). The rapid increase in oil production and reserves from these resources has a lot to do with it.

It also found that the R/P of gas has remained flat since 1970, as the world's annual natural gas production has skyrocketed, but proved reserves have also soared. In the BP statistics (2024), there is only data on proven reserves for gas from 1980 to 2020, so we can only discuss the figures for 1980–2020 for R/P, but the R/P peaked (62.1 years) in 2001 and decreased slightly to 48.8 years in 2020. It became clear that there was no significant difference compared to 1980.

Based on these results, I would be fortunate if I could correct the misunderstanding that “there is only 30 or 40 years of oil left” that has been whispered in the public for decades, and to spread a correct understanding of R/P.

Keywords : R/P ratio, proved reserves, average daily production, annual production, OPEC
 other major producing countries, US SEC

1. はじめに

BP が 1952 年以來、2022 年まで公表してきたいわゆる BP 統計 (BP statistical review of world energy) は 2023 年以降、Energy Institute (EI) に移管され、EI statistical review of world energy として公表されるようになったが、本文では、これまで石油業界において BP 統計として周知され親しまれてきた経緯もあるので、2024 年公表の当該統計資料も BP 統計または BP/EI 統計と呼ぶことにした。

石油天然ガス資源の可採年数 (reserves-to-production

ratio : R/P) は「ある年の年末時点での確認埋蔵量 ÷ 当該年の年間生産量」で定義される。本文では、BP 社が毎年 6 月ごろ同社のホームページで公開しいわゆる BP 統計と通称されてきた統計資料のうち EI によって 2024 年 6 月に公開された統計資料 (EI, 2024) に基づいて、世界各国・各地域の確認残存可採埋蔵量 (単に確認埋蔵量または埋蔵量と呼ばれる) と生産量の現状とその変遷および、それらから求められる世界の油ガス探鉱開発の現状を概観し、また R/P の変遷を明らかにした。そして、その結果に基づいて数十年前から世間一般でささやかれている「石油はあと 30 年分か 40 年分しか残っていない」とする誤解を正すとともに、R/P に関する正しい理解を広める目的で本文は

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

執筆された。

拙著によって世間一般の認識が少しでも正しい方向に導くことができれば、筆者の望外の喜びである。なお、BP/EI 統計においては、石炭を含む炭化水素系資源のみならず再生可能エネルギー (renewable energy) に関する統計データも示されているが、本文では石油天然ガス資源のみについて議論することにした。本文は BP 統計の正しい読み方を示す 1 つの指針となることが期待される。本文は、そのための第 1 弾と位置づけられる。初めに、埋蔵量に関する用語について整理しておこう：

【埋蔵量に関わる用語の整理】

個々の油田またはガス田に存在する油やガスの総量である「原始埋蔵量」(OIP: original in place) に「回収率」(RF: recovery factor) を乗じたものが「究極可採埋蔵量」(URR: ultimate recoverable reserves) である。回収率は個々の油田またはガス田によって違うし時代ごと技術レベルによって違うが、現在の技術レベルにおいては通常、油田の場合は 30%前後、ガス田の場合は 60～80%といわれている (ENEOS, 2014)。例えば、ある油田に 100 億バレル¹⁾ の原始埋蔵量があったとしても、現在の技術レベルにおいては 30 億バレル程度しか回収できない。

究極可採埋蔵量から累計生産量 (CP: cumulative production) を減じた値が「残存可採埋蔵量」(RRR: remaining recoverable reserves) である。

生産が始まっていない油ガス田については、究極可採埋蔵量＝残存可採埋蔵量。究極可採埋蔵量の真の値は、油ガス田が完全に枯渇するまで本当のところは分からないが、何も分からないでは技術的・経済的にチャレンジできないので、見切り発車的に探鉱・開発を始めるのが普通である。

残存可採埋蔵量については、技術的・経済的に考えた場合の確実性に基づいて、「確認埋蔵量」(proved reserves)、「推定埋蔵量」(probable reserves)、「予想埋蔵量」(possible reserves) の 3 種に大別される。米証券取引所に上場する石油会社は基本的に「確認埋蔵量」のみを報告することが義務づけられているので、各社の年報 (annual report) では「確認埋蔵量」(proved reserves) は単に「埋蔵量」(reserves) とも記されている。「確認埋蔵量」は 1P 埋蔵量とも呼ばれ、「確認埋蔵量」に「推定埋蔵量」を加えたものは 2P 埋蔵量、2P 埋蔵量に「予想埋蔵量」を加えたものは 3P 埋蔵量と呼ばれる。以上の定義上の内容を整理すると、以下のような式にまとめられる：

$$\text{URR} = \text{OIP} \times \text{RF} \quad (1)$$

$$\text{RRR} = \text{URR} - \text{CP} \quad (2)$$

$$1\text{P reserves} = \text{proved reserves} \quad (3)$$

$$2\text{P reserves} = 1\text{P reserves} + \text{probable reserves} \quad (4)$$

$$3\text{P reserves} = 1\text{P reserves} + \text{probable reserves} + \text{possible reserves} \quad (5)$$

個々の油田やガス田そして、それらの総和である各国・

各地域の埋蔵量を報じる記事を読む場合、これらのどの埋蔵量について記述しているのか注意する必要がある。新聞やネット記事においては、どの埋蔵量について論じているのかわかりにしていけない場合が多い。ある地質構造に対する掘削前、すなわち物理探鉱や近傍の地質データしかない場合に推定される可採埋蔵量は「期待埋蔵量」(expected reserves) と呼ばれるが、これは文字どおり、確度の低い期待埋蔵量であるので、各社の年報のような正式な文書では公開されないことが普通である。

実際、米証券取引所に上場する石油会社の年報において報告されている数字は、特にことわりのない場合、複数坑井の掘削後の「確認埋蔵量」なので、堅めの数字が報告される傾向がある。誇大報告をすると、上方報告あるいは下方報告のいずれにおいても、投資家を裏切ったと見なされ、米証券取引委員会 (U.S. Securities and Exchange Commission: 通常 SEC と略される) より高額なペナルティを科せられるからである。

一方、後で述べるように、OPEC 加盟国 (イラン、イラク、クウェート、サウジアラビア、ベネズエラ、リビア、UAE、アルジェリア、ナイジェリア、ガボン、赤道ギニア、コンゴ共和国の 13 か国) やその他国営石油会社および非上場の石油会社が公表している確認埋蔵量については、その前提条件や確実性がはっきりしない場合が多いが、BP 統計においては一応それらの数字を信じたうえで議論を進めている。

R/P は「ある年の年末時点での確認埋蔵量 (RR@the end of each year) ÷ 当該年の年間生産量 (annual production of each said year: AP と略す) で定義されるので、次式で表される：

$$\text{R/P} = \frac{\text{RR @ the end of each year}}{\text{AP of the said each year}} \quad (6)$$

なお、BP 統計の定義する油 (本文では石油とも記す) とは、原油 (crude oil) とシェールオイル (shale oil)、オイルサンドオイル、コンデンセート (condensate)、NGLs (natural gas liquid)、エタン (ethane)、LPG (liquefied petroleum gas)、天然ガスの生産の際に発生するナフ (naphtha) より成る、すなわち液相炭化水素 (liquid hydrocarbon) を意味している。また、BP の定義するガスとは、井戸元などで焼却あるいはリサイクルされる天然ガスは除くが、GTL (gas to liquids) で液相炭化水素に転換される天然ガスは含んでいる。

2. 世界各国・各地域の確認残存埋蔵量と生産量および R/P の現状

2024 年版の BP/EI 統計に基づいて世界各国・各地域の確認残存埋蔵量と生産量および R/P その他の現状を表 1 にまとめた。

EI (2024) では、石油および天然ガスについては 2023 年の平均生産量が示されているが、2021 年以降の確認残存埋蔵量が示されていない。本文で示す油ガスの R/P は、

¹⁾ 1 barrel = 1.589874 m³

2020 年末時点の確認残存埋蔵量と 2023 年の生産量に基づいて計算している。

アメリカは世界第 1 位の産油国であるが、石油の R/P

が 10 年未満で OPEC 加盟国などと比べると異常に小さい印象を受ける。米国において R/P が 13 年を超えた年は 1980 年以降、2011～13 年の 3 年だけである。この小さな

表 1 BP/EI 統計（2024）に基づく主要産油ガス国の生産状況ほか

ここで BPD は barrel/day の略。BCFPD は billion cubic feet /day の略。MM は million の略。TCF は trillion cubic feet の略。BP 統計（2024）では、石油および天然ガスについては 2023 年の平均生産量が示されているが、2021 年以降の埋蔵量が示されていない。したがって、下表で示す油ガスの R/P は、2020 年末時点の埋蔵量と 2023 年の生産量に基づいて計算している。□ は no data を意味する。

国名・地域名	石油の生産状況ほか					天然ガスの生産状況ほか			
	埋蔵量 (Billion bbl) @ 2020 年末	生産量 (1000 BPD) @2023 年	R/P (年)	消費量 (1000 BPD) @2023 年	精製能力 (1000 BPD)	ガスの埋蔵量 (TCF) @2020 年末	ガス生産量 (BCFPD) @2023 年	ガスの R/P (年)	ガス消費量 (BCFPD) @2023 年
イラン	157.8	4662	92.7	1817	2604	1133.66	24.35	127.6	23.8
イラク	145.0	4355	91.2	875	1219	124.61	0.96	355.6	1.8
クウェート	101.5	2908	95.6	411	1309	59.85	1.31	125.2	2.2
サウジ	297.5	11389	71.6	4052	3289	212.57	11.04	52.8	11.0
UAE	97.8	3922	68.3	1139	1259	209.73	5.38	106.8	6.5
アルジェリア	12.2	1074	31.1	440	657	80.49	9.82	22.5	4.5
リビア	48.4	1271	104.3			50.49	1.58	87.5	
ナイジェリア	36.9	1540	65.6		529	193.28	4.23	125.2	
アンゴラ	7.8	1150	18.6						
コンゴ共和国	2.9	278	28.6						
ガボン	2.0	223	24.6						
赤道ギニア	1.1	88	34.2						
ベネズエラ	303.8	853	975.8	396	1303	221.08	2.87	211.0	2.9
OPEC 合計	1214.7	34048	97.7						
カタール	25.2	1,772	39.0	370	429	871.06	17.51	136.3	4.3
シリア	2.5	40	171.2			9.49	0.29	89.7	
エジプト	3.1	610	13.9	742	795	75.49	5.52	37.5	5.8
チュニジア	0.4	38	28.8						
オマーン	5.4	1049	14.1	233	435	23.53	4.18	15.4	2.9
イエメン	3.0	49	167.7						
UK	2.5	715	9.6	1325	1219	6.60	3.34	5.4	6.1
ノルウェー	7.9	2022	10.7	213	226	50.47	11.28	12.3	0.4
中国	26.0	4198	17.0	16577	18484	296.59	22.67	35.8	39.2
インドネシア	2.4	638	10.3	1604	1242	44.22	6.22	19.5	4.4
マレーシア	2.7	565	13.1	930	955	32.07	7.84	11.2	4.5
インド	4.5	728	16.9	5446	5085	46.63	3.06	41.7	6.1
オーストラリア	2.4	383	17.2	1056	235	84.39	14.68	15.7	3.9
カナダ	168.1	5653	81.5	2351	1954	83.13	18.41	12.4	11.7
USA	68.8	19358	9.7	18984	18429	445.63	100.17	12.2	85.8
メキシコ	6.1	2040	8.2	1962	1558	6.29	3.44	5.0	9.4
トリニダード	0.2	72	7.6	33	140	10.24	2.42	11.6	1.4
エクアドール	1.3	475	7.5	287	196				0.05
コロンビア	2.0	777	7.1	484	501	3.04	1.17	7.1	1.3
ブラジル	11.9	3502	9.3	2567	2290	12.31	2.27	14.9	2.9
アルゼンチン	2.5	1074	6.4	690	580	13.62	4.02	9.3	4.3
ロシア	107.8	11075	26.7	3635	6781	1320.48	56.73	63.8	43.9
カザフスタン	30.0	1891	43.5	349	400	79.71	2.98	73.3	2.1
アゼルバイジャン	7.0	620	30.9	130	150	88.42	3.44	70.4	1.5
トルクメニスタン	0.6	194	8.5	146	271	480.33	7.38	178.3	3.6
その他 CIS	0.3	44	18.7	102	67	0.10	0.03	9.1	0.6
CIS 合計	146.2	13868	28.9	4636	8421	1998.89	74.84	73.2	57.7
その他世界の合計	22.6	3037	20.4	30601	28155	242.39	27.87	23.8	122.4
全世界合計	1732.4	96376	49.2	100221	103498	6641.84	392.74	46.3	388.0

R/Pは、アメリカにおける有力石油会社は米証券取引所に上場する会社が大半であり、堅めの確認残存埋蔵量の報告が義務づけられていることと関係しているように思われる。

3. 各国・各地域の石油天然ガスの生産量と確認埋蔵量および可採年数

3.1 石油について

2023年の世界各国・各地域の石油の平均日産量の割合は図1のとおりであり、1965年以降の石油生産量の推移

は図2のとおりである。世界全体の9640万バレルの平均日産量のうち35.3%をOPEC加盟国が占めている。しかしながら、世界の産油国はアメリカであり、第2はOPEC加盟国のサウジであるものの第3位はOPECプラスではあるがOPECに加盟していないロシアである。

1980年以降の主要産油国の確認埋蔵量と石油生産量の推移は、それぞれ図3および図4のとおりである。カナダにおいて1998年から99年にかけて確認埋蔵量が急増しているのは、アルバータ州のERCB (Energy Resources

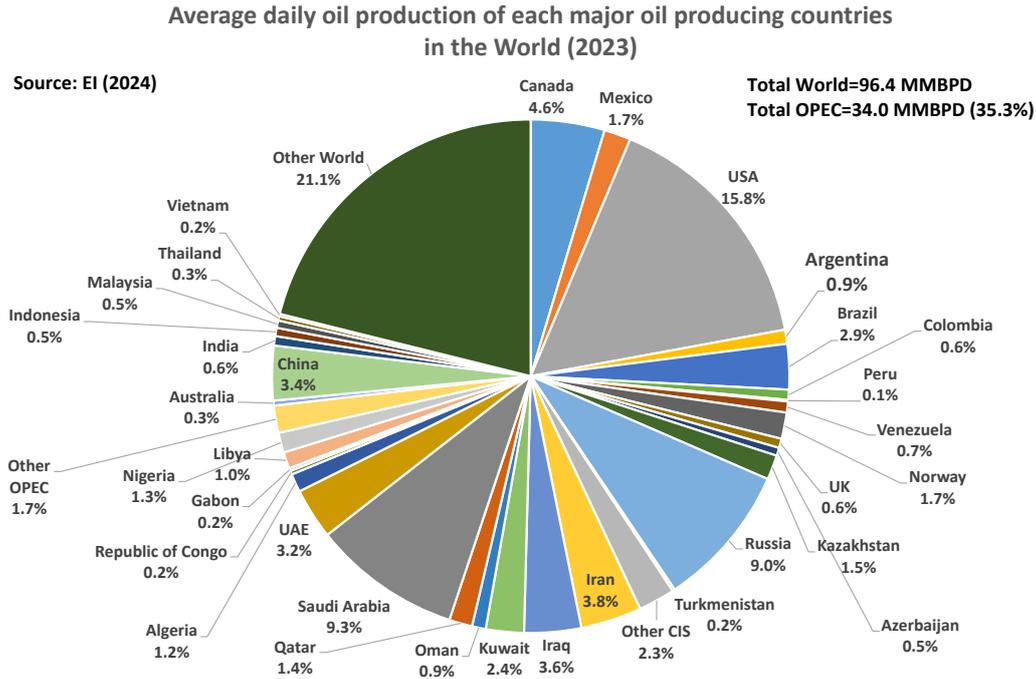


図1 世界の2023年の石油平均日産量の割合
BP/EI統計(2024)に基づいて筆者作成

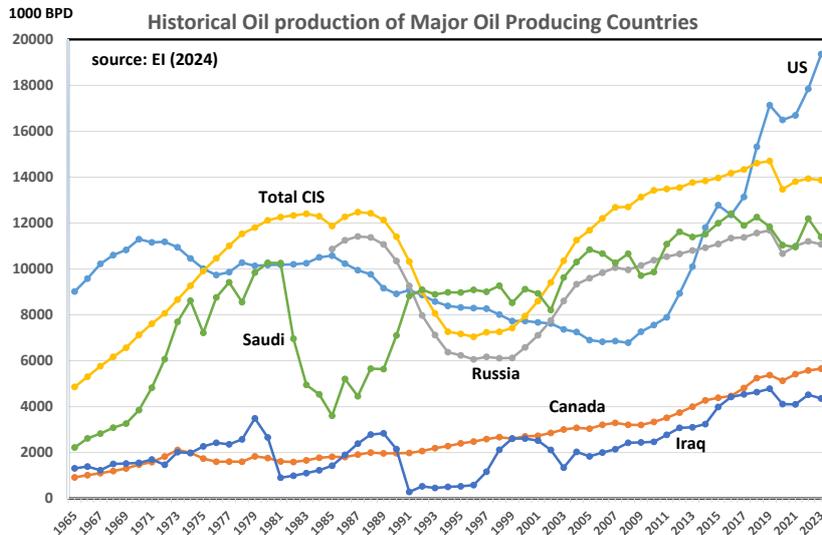


図2 1965年以降の主要産国の石油生産量推移
BP/EI統計(2024)に基づいて筆者作成

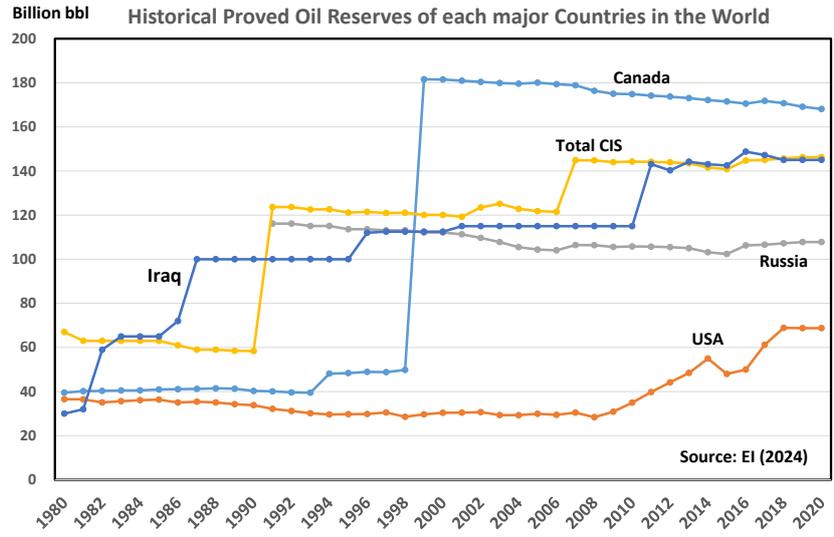


図3 1980年以降の主要産油国の確認埋蔵量の推移
BP/EI 統計（2024）に基づいて筆者作成

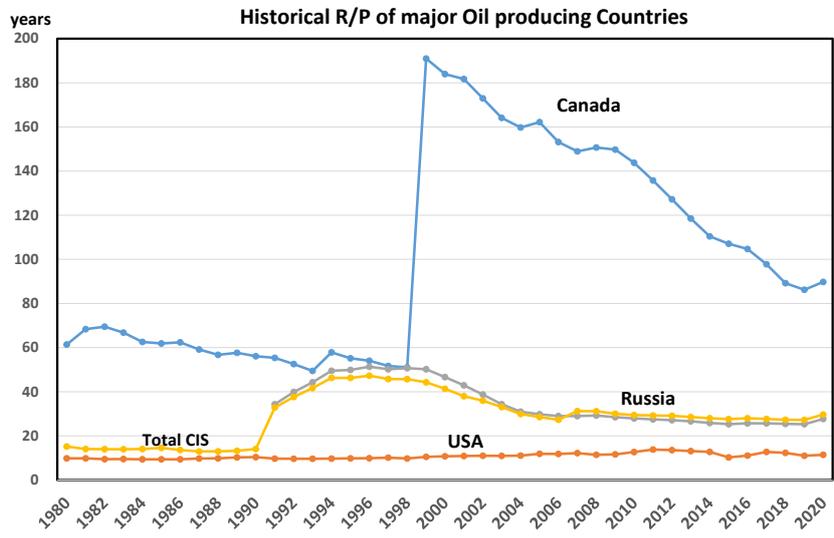


図4 1980年以降の主要産油国のR/Pの推移
BP/EI 統計（2024）に基づいて筆者作成

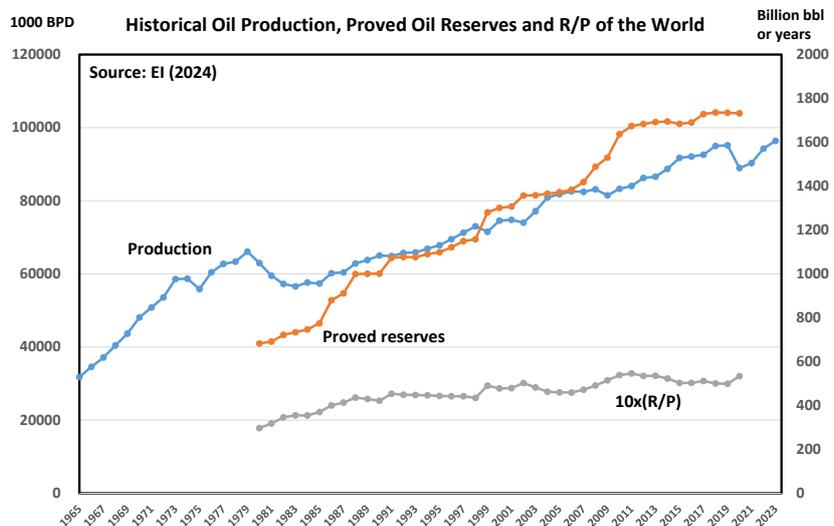


図5 1965年以降の世界の石油の生産量と確認埋蔵量およびR/Pの推移
BP/EI 統計（2024）に基づいて筆者作成

Conservation Board) がそれまで非在来型と見なしていたオイルサンド資源を在来型と見なす政策に転換したことと大きく関係している。この転換により、カナダの確認埋蔵量はオイルサンドを含めてカナダの確認埋蔵量は1998年から99年にかけて急増した。生産量も1965年以降、緩やかな増加傾向が続いているが、1999年以降、オイルサンドからの石油生産が急増したわけではない。

1965年以降の世界の石油の生産量と確認埋蔵量およびR/Pの推移については図5のとおりである。同図による

と、1970年以降、石油の年間生産量は急増しているが、確認埋蔵量も急増しているため、石油のR/Pはやや増加傾向である。BP/EI統計(2024)においては1980～2020年の確認埋蔵量のデータしか存在しないので、R/Pについても1980～2020年の数値しか議論できないが、1980年には29.7年だったR/Pが徐々に増加し2020年には最長の53.4年になった。この増加は、それまで非在来型資源と見なされて確認埋蔵量に加えられていなかった(それまではmining扱い)カナダのオイルサンドや米国のシェールオ

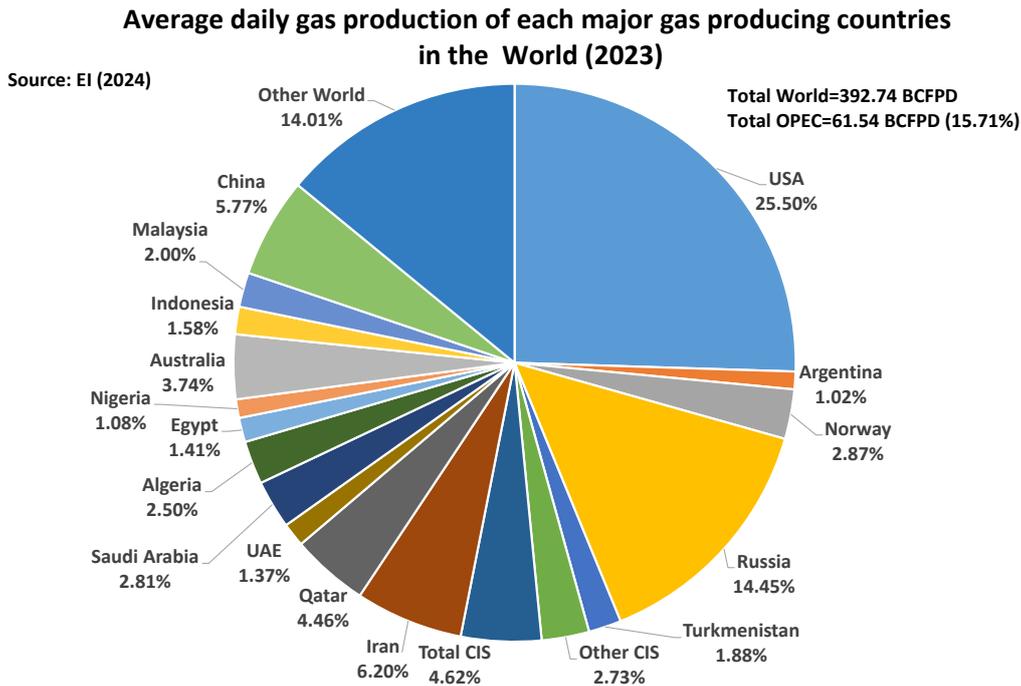


図6 2023年の世界の天然ガスの平均日産量の割合
BP/EI統計(2024)に基づいて筆者作成

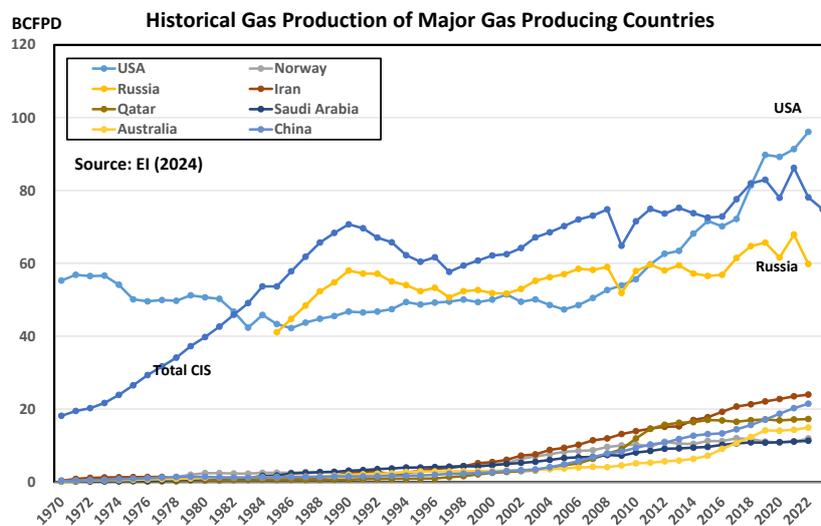


図7 1970年以降の主要産ガス油の石油生産量推移
BP/EI統計(2024)に基づいて筆者作成

イルなどが石油の確認埋蔵量に加えることがSECによって認可され同認可が2010年1月1日に発効したこと（SEC, 2009）と2010年以降、これら資源からの石油の生産量と確認埋蔵量が急増したことが大きく関係している。

3.2 天然ガスについて

2023年の世界各国・各地域の天然ガスの平均日産量の割合は図6のとおりであり、1970年以降の生産量の推移は図7のとおりである。世界第1位の産ガス国は米国であり、第2位はロシア、第3位はイランである。

世界全体の3927.4億立方フィート²⁾の平均日産量のうち15.71%をOPEC加盟国が占めているものの、油の平均

日産量に占める割合（35.3%）に比べて小さく、石油資源に比べてガス資源の世界における遍在性が顕著であることを示している。

図7のとおり、1970年以降、ロシアの天然ガス生産量は漸増傾向であるもののトルクメニスタンにおける生産量は急増しているため、全CIS諸国のガス生産量は急増している。また、2007年以降、アメリカのガス生産量が急増しているが、これは主にシェールガスの生産量が急増していることと関係している。その他諸国のガス生産量も漸増傾向である。

主要産ガス国の1980年以降のガスのR/P（図8）を見

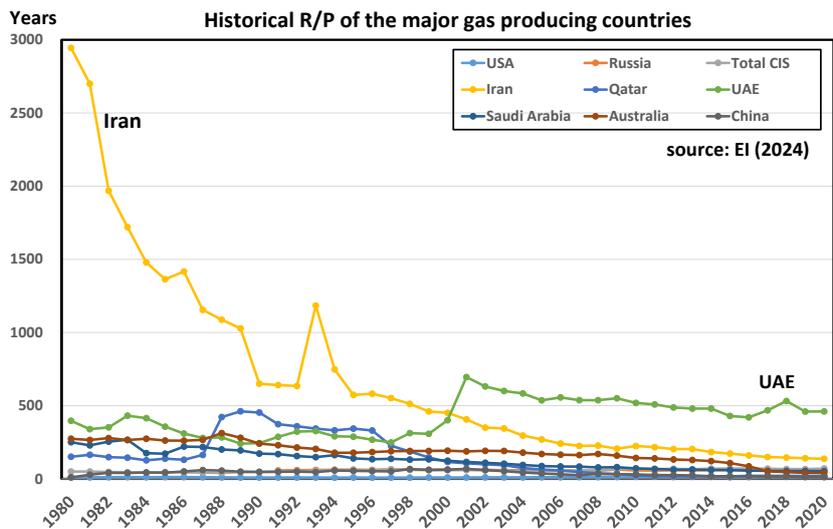


図8 1980年以降の主要産ガス国の確認埋蔵量の推移
BP/EI 統計（2024）に基づいて筆者作成

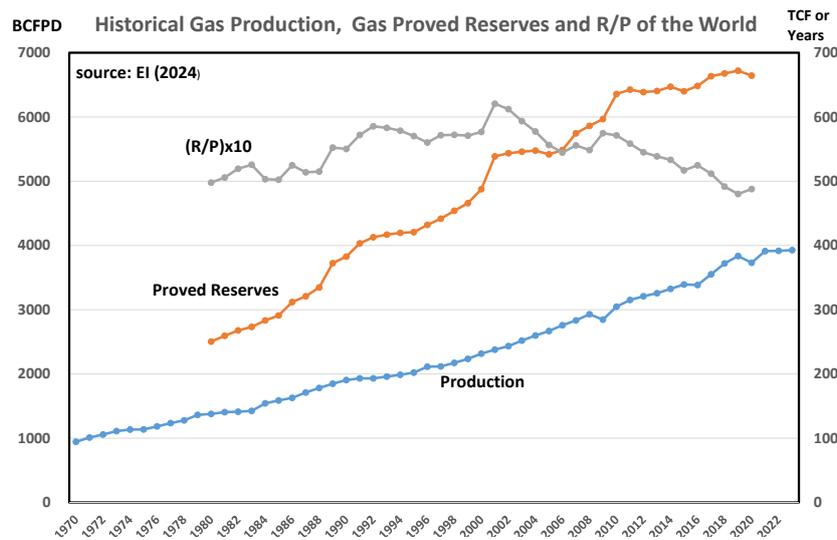


図9 1970年以降の世界の天然ガスの生産量と確認埋蔵量およびR/Pの推移
BP/EI 統計（2024）に基づいて筆者作成

²⁾ 1 ft = 0.3048 m

ると、イランの生産量は激減している一方、米国は21世紀初頭頃から急増。その他諸国の生産量は横ばいである。

図9のとおり1970年以降、世界の天然ガスの年間生産量は急増しているが、確認埋蔵量も急増しているため、ガスのR/Pは横ばいである。BP統計(2024)においては1980-2020年の確認埋蔵量のデータしか存在しないので、R/Pについても1980~2020年の数値しか議論できないが、1980年には49.8年だったR/Pが2001年にはピーク(62.1年)になり2020年には48.8年にわずかに減少したが、1980年に比べて大きな違いはない。

4. ま と め

BP/EI統計(2024)に基づいて世界の石油天然ガスの探鉱開発事情を概観した。

その結果、1970年以降、世界の石油の年間生産量は急増しているが、確認埋蔵量も急増しているため、石油のR/Pはやや増加傾向であることが明らかになった。EI(2024)においては1980~2020年の確認埋蔵量のデータしか存在しないので、R/Pについても1980~2020年の数値しか議論できないが、1980年には29.7年だった石油のR/Pが徐々に増加し2020年には最長の53.4年になった。この増加は、それまで非在来型資源と見なされて確認埋蔵量に加えられていなかった(それまではmining扱い)カナダのオイルサンドや米国のシェールオイルなどが石油の確認埋蔵量に加えることがSECによって認可され同認可が2010年1月1日に発効した(SEC, 2009)結果、2010年以降、これら資源からの石油の生産量と確認埋蔵量が急増したことが大きく関係している。

また、1970年以降、世界の天然ガスの年間生産量は急増しているが、確認埋蔵量も急増しているため、ガスのR/Pは横ばいであることが明らかになった。BP統計(2024)においてはガスについても1980~2020年の確認埋蔵量のデータしか存在しないので、R/Pに関しては1980~2020

年の数値しか議論できないが、1980年には49.8年だったR/Pが2001年にはピーク(62.1年)になり2020年には48.8年にわずかに減少したが、1980年に比べて大きな違いはないことが明らかになった。

これらの結果に基づいて数十年前から世間一般でささやかれている「石油はあと30年分か40年分しか残っていない」とする誤解を正すとともに、R/Pに関する正しい理解を広めることができたとすれば、筆者の幸いとするところである。

謝 辞

筆者の本来の専門は石油探鉱地質であるが、INPEX在籍期間(1981~2021年)の後半、世界の石油天然ガス情勢や国営石油会社を除く有力石油会社の上流資産に関する調査業務を担当することが多かった。その一環として筆者は、石油鉱業連盟(2024年にエネルギー資源開発連盟に改称)の「石鉱連資源評価ワーキング・グループ報告書(2002)」作成に関わったことがある。その際、報告書の作成のためのチームの座長であった東京大学の藤田和男教授(現・名誉教授)よりBP統計の読み方などを教示された。また、INPEX在籍当時、本田博巳元参与から資源論の全般にわたって指導を仰いだ。これらの方々に感謝の意を表す。

引 用 文 献

- EI, 2024: Statistical Review of World Energy. <https://www.energyinst.org/statistical-review> (accessed 2024/07/01).
- ENEOS, 2014: 石油便覧第3節. <https://www.eneos.co.jp/binran/part01/chapter01/section03.html> (accessed 2024/07/01).
- US SEC, 2009: Federal Register, <https://reports.shell.com/annual-33-8995fr.pdf> (accessed 2024/02/19).

令和6年度春季講演会優秀発表賞

令和6年度春季講演会の個人講演において、学生発表を対象とした「優秀発表賞」受賞者とその発表内容を紹介し、技術委員会からの講評を掲載します。

それぞれの発表内容については受賞者より「講演」として投稿していただきました。

受賞者には、これを機に研究内容を「論文」などにまとめ、投稿していただくことを期待しております。

(会誌編集委員会)

I. <探鉱技術委員会の講評>

糸数 昌平（東京大学）ほか

口頭発表：「二相流格子ボルツマン法を用いたさまざまなキャピラリー数と粘性比における相対浸透率の解明：貯留層内の正確なCO₂挙動予測に向けて」

CCS/CCUSでは、地下に圧入されたCO₂の挙動やトラップメカニズムを高精度で把握する必要があり、その際相対浸透率は重要な評価パラメータである。本研究では、従来あまり考慮されてこなかったキャピラリー数および粘性比という無次元数が相対浸透率に与える影響に着目し、デジタル岩石モデルを用いて定量的・効率的に評価・解析することで、高精度の流動シミュレーション手法をフィールドスケールへ拡張する際のレシピ・データベース化を目指している。研究の動機付け・着想、手法、結果さらに将来展望が明快に分かりやすくまとめられており、高く評価される。

II. <生産技術委員会の講評>

廣本 康己（秋田大学）ほか

口頭発表：「ポリマーゲルを用いた遮水作用による石油回収率増加に向けた実験的評価」

本発表は、ポリマーゲルを用いた遮水メカニズムを用いて石油回収率を向上させることを最終目的として、ポリマーゲルの基本的な分析を行ったうえで、室内実験により遮水特性を調べた結果について報告した。研究の背景や目的を明瞭に示したうえで、各検討事項、実験と観察の結果まで大変よくまとまっている。ポリマーゲル圧入による油回収率の向上効果については、大変興味深い結果が示されており、非常に好意的に受け取れた。豊富な知識・経験に基づき、専門ではない者にも分かりやすい説明がなされ、議論での受け答えもよく、学生優秀発表賞として相応しいと判断し推薦に至った。

植村太貴（東京大学）ほか

ポスター発表：「バイオ・無機マルチトレーサ法による八橋油田のモニタリング」

本講演は、油田のモニタリングに有効な新規マルチトレーサ法の実証を目的としており、自然トレーサとして環境中の無機成分（無機溶存イオンなど）に加え、微生物叢

組成を新たに組み合わせることで、得られる地下情報の解像度向上を検証したものである。評価試験では、八橋油田から採取した流体試料（生産流体、圧入水）を用いて、クラスタリング解析などを実施し、同クラスター内の水試料において微生物叢組成と化学組成に相関が示されている。またトレーサの分析に加え、仕上げ層などの各坑井の情報を比較し、八橋油田の地下貯留層などの原位置情報を推定することで、生産水の起源、各貯留層および浅い環境にそれぞれ特徴的なバイオマーカーや無機イオン組成、コミングル仕上げの生産井での生産への各貯留層の寄与度、井戸間の導通性および圧入水ブレイクスルーについての示唆が得られており、本マルチトレーサ法の有用性も示されている。本講演の内容には新規性・独創性が十分に認められ、油田のモニタリング技術向上に大きく貢献するものであり、協会の内外に有益な提示を行っている。本件は国内外の石油・天然ガス鉱業に関する優れた講演であると認定され、今後の発展が期待されることから学生優秀発表賞に値すると判断した。

III. <作井技術委員会の講評>

深澤 城司（秋田大学）ほか

口頭発表：「CFD-DEM 双方向連成解析による水平坑井掘削時のホールクリーニング挙動の評価」

本講演は、CFD（計算流体力学）とDEM（個別要素法）を組み合わせた双方向連成解析という高度な手法を用い、水平坑井掘削時のホールクリーニング挙動を詳細に評価するという研究に関するものであり、これは非常に革新的なアプローチである。

解析結果のプレゼンテーションにおいては、図表やシミュレーション動画を効果的に活用し、視覚的に分かりやすく説明されていた点が非常に印象的であり、特に、流体と固体粒子の形状や個別の粒子の相互作用を定量的に示し、カッティングスの運搬挙動を詳細に再現することで、ホールクリーニング効率の改善に向けた泥水のレオロジーやドリルストリングの回転による攪拌効果の評価が可能となることは、実際の水平坑井掘削作業の検討において非常に有効であると考えられる。

また、質疑応答の際にも、質問に対して的確かつ迅速に回答されており、発表内容への深い理解と自信がうかがえた。今後は、実験データを用いて、CFD-DEM 双方向連成

解析で得られたホールクリーニング効果の結果を検証することで、作井工学分野の発展に大きく寄与することが期待できる。

以上の理由から、研究内容およびプレゼンテーションの両面において、優秀発表賞（口頭発表部門）に値すると判断した。

和田 琉（東北大学）ほか

ポスター発表：「せん断増粘流体を用いた岩石破碎の個別要素法によるシミュレーションに関する研究」

先行研究における室内実験で、せん断増粘流体（STF）を用いた岩石破碎の際に観察された複数回の流体圧の急降下と顕著な AE 活動、多方向への破碎き裂の生成に注目し、そのメカニズムを解明するために数値シミュレーション上でせん断増粘流体の増粘効果を取り扱う手法を検証している。

本研究では、水圧破碎のシミュレーションに実績のある DEM（個別要素法）プログラムをベースに、せん断増粘流体の流動計算を可能にする新しい計算手法を考案し、プログラムの破綻を防ぎつつ粘度変化を計算することに成功している。今後、実験で観察された複数回の流体圧の急降下と多方向へのき裂造成を再現するため、詳細な条件調整を行い、より精度の高いモデルを構築し、岩石の応力状態やせん断増粘流体の粘度変化を可視化することで破碎メカニズムの解明が期待される。

ポスター発表資料では、グラフや図表を多く使用し、説明も明瞭で分かりやすかった。さらに、質疑応答においても的確に回答され、研究内容を深く理解していることがうかがえた。以上の理由から、研究内容およびプレゼンテーションの両面において、優秀発表賞（ポスター発表部門）にふさわしいと判断した。今後のさらなる研究の発展に期待する。

IV. < CCS 委員会の講評 >

片山 滉基（早稲田大学）ほか

口頭発表：「汎用プリポストプロセッサと統合した広域ジオメカニクスモデルによる CCS における断層安定性解析」

本研究では、CO₂ 地中貯留に伴う断層安定性評価を目的として、三次元有限要素法モデルに 2 物体の接触、剥離、破壊を考慮できるジョイント要素を導入した広域ジオメカニクスモデルを開発している。同モデルは、オープンソース CO₂ 流動シミュレータとの連成や汎用プリポストプロセッサとの統合により、CO₂ 圧入による孔隙圧変化を、実際の貯留層を想定した複雑な地質構造に対して検討可能である。

講演においては、国内の中条フィールドにおける CO₂ 圧入を想定した当該ジオメカニクスモデルによるケーススタディが紹介されていた。

地中貯留において残された重要な課題である、ジオメカニクスと流体流動の連成を可能とする複雑なモデリングに対する取り組みが高く評価され、学生優秀発表賞に選出された。

小澤 慶大（早稲田大学）ほか

ポスター発表：「Spring-Slider Earthquake Machine を用いた断層滑り実験と速度状態依存摩擦則の数値解析— CCS における誘発地震の影響評価—」

本研究では、CO₂ 地中貯留に伴う誘発地震発生リスクの理解を目的として、実験と数値シミュレーションの両面から検討が行われている。

断層の滑りを模擬した室内実験は、速度状態依存摩擦則の数値モデルの予測結果とも整合的であることが示された。

今後、誘発地震発生メカニズムのさらなる理解を深めること、また、実際の CO₂ 貯留事業を模擬した系において、誘発地震リスク評価や安全な圧入計画立案に資する知見が得られることが期待される。

Spring-Slider Earthquake Machine を 用いた断層滑り実験と 速度状態依存摩擦則の数値解析* — CCS における誘発地震の影響評価 —

小澤 慶大^{**†}・古井 健二^{***}

**Fault slip experiment using
the Spring-Slider Earthquake Machine
and numerical analysis
of rate-and-state dependent friction law
— Evaluation of the influence of induced seismicity on CCS**

Keito Ozawa and Kenji Furui

1. 研究背景・目的

地球温暖化の影響が日々顕著になる中、2015年のパリ協定においても明確にされたように、世界各国は温室効果ガスの排出削減への取り組みを強化している。排出量削減に向けた取り組みの一環として、大気中に排出された二酸化炭素を他の気体から分離して回収し、地中深くに貯留・圧入する技術である carbon dioxide capture and storage (CCS) が注目を集めている。しかし、CCS 実用化に向けた課題として、地層への二酸化炭素圧入による断層不安定化への懸念があり、CCS における誘発地震のリスク評価が求められている。

地震は、断層が突然加速度的に滑ることによって起こる現象 (stick-slip 現象) である。長い非動作期間と突然のすべり現象が交互に起こる予測不可能な現象は、地下の応力・孔隙圧条件、地殻のひずみ速度、岩石の摩擦・弾性特性など、多くのパラメータによって支配されているが、地震の発生とこれらパラメータとの関係性については未解明な部分が多い。

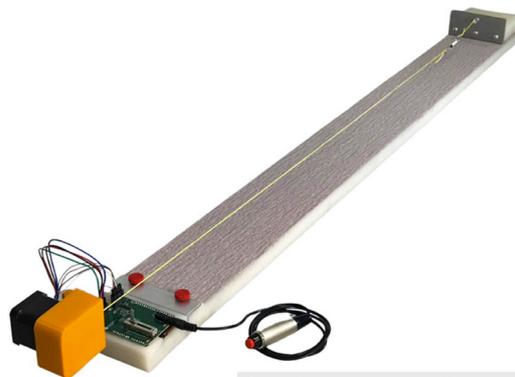
本研究の目的は、地震の規模と周期がこれらのパラメータによってどのような影響を受けるかを明らかにすることである。バネとスライダを用いた断層滑り試験装置 (Spring-Slider Earthquake Machine) を用いて、CCS における誘発地震を模擬した実験を行い、断層滑り現象における応力、荷重速度、岩盤や断層の力学特性の影響を評価する。また、複雑な地震現象を多角的に理解しリスク評価を行うために、断層運動の記述に広く用いられている速度状

態依存摩擦則に基づいた数値解析モデルにより実験データを解析し、実験と数値シミュレーションの両側面から研究を行う。断層の stick-slip 滑り過程の視覚化と定量化を行うことで、地震発生機構への理解を深め、地震発生リスク低減のための提言を行う。

2. 研究手法

本研究では、図1に示す LEEMAN GEOPHYSICAL 社の Spring Slider Earthquake Machine を用いて実験を行った。Spring Slider Earthquake Machine は、2つの表面間の stick-slip 運動を模擬する装置であり、時間 (s)・変位量 (mm)・せん断荷重 (N) を測定し、記録・分析することが可能である。

本実験では、スライダベースプレートとスライダブロックの接触面を断層に擬し実験を行う。モーターはベースプレート上に設置されたスライダを引っ張り、システムにひずみエネルギーを加える役割を持つ。これは、プレートテクトニクスにおけるプレートの駆動力に相当する。地震エネルギーを蓄える岩石の弾性を表すためにバネを使用し、バネの種類を変更することで岩石の弾性率の大小を表現する。また、モータースピード (荷重速度) を変更することで、プレートの動きによるひずみ速度を、サンドペーパーを変更することで異なる岩石の摩擦特性を表現する。そして、スライダの上面に設置する重りを変更することで、断層面に負荷される垂直応力を表現している。この垂直応力は、二酸化炭素圧入においては、断層面に作用する有効応力に対応することから、垂直荷重の変化は孔隙圧の変化としてとらえることができる。Spring-Slider Earthquake Machine では、孔隙流体を直接的に考慮することができないが、本実験においては、重りを変えることで、スライダとベースプレート接触面の垂直応力を変化させ、孔隙圧の影響を間接的に考慮した。表1に、本実験の主要変数と、その物理的解釈をまとめる。また、図2に、本実験の概略図を示す。赤字で示している4つの変数が実験変数であり、これら変数に対応して実験で測定される変数を青字で示している。



(LEEMAN GEOPHYSICAL社ホームページより引用)

図1 Spring Slider Earthquake Machine

* 令和6年6月4日 令和6年度石油技術協会春季講演会個人講演
開発・生産部門にて講演 This paper was presented at the 2024 JAPT
annual meeting held in Tokyo, Japan, June, 4, 2024.

** 早稲田大学大学院 創造理工学 研究科 Graduate School of
Creative Science and Engineering, Waseda University

*** 早稲田大学 創造理工学部 Waseda University, School of Creative Science and
Engineering

† Corresponding author : E-Mail : keito615031@akane.waseda.jp

表 1 実験変数と実験値、物理的解釈

実験変数	実験値	物理的解釈
垂直荷重 (g)	0・500・1000	孔隙圧変化
バネ定数 (N/mm)	0.14・0.31・0.36・1.64	断層面と周囲岩石との弾性応答
荷重速度 (mm/s)	11.4・60.9・107.8	ひずみ速度
サンドペーパー (Grit)	60・80・100	断層の摩擦係数

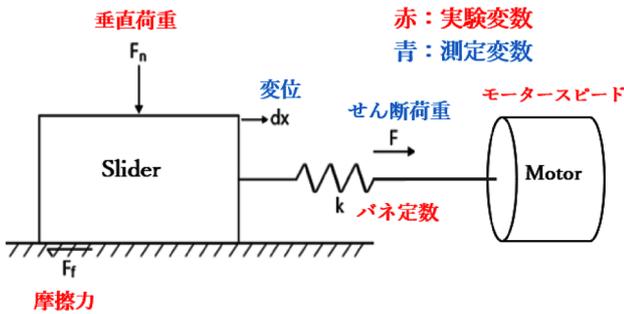


図 2 実験概略図

3. 研究結果・考察

3.1 結果指標

指標として、平均滑り量 dx (mm) とせん断力降下量 dF (N)、再発生時間 recurrence time (s)、地震モーメント Mo (N・mm) の4つの項目について整理する。平均滑り量とせん断力降下量は実験結果であり、再発生時間は実験の総動作時間をピーク回数で割って算出し、地震モーメントは平均滑り量とせん断力降下量の積で算出している。

3.2 実験結果

図3～6に、垂直荷重、バネ定数、荷重速度、摩擦係数を変化させたときの再発生時間の結果を示す。再発生時間は、垂直荷重に対して linear decline、バネ定数、荷重速度、摩擦係数に対しては exponential decline となる傾向が得られた。平均滑り量やせん断力降下量、地震モーメントについても、垂直荷重、バネ定数、摩擦係数は exponential decline となる傾向が得られた。

3.3 数値シミュレーションとの比較

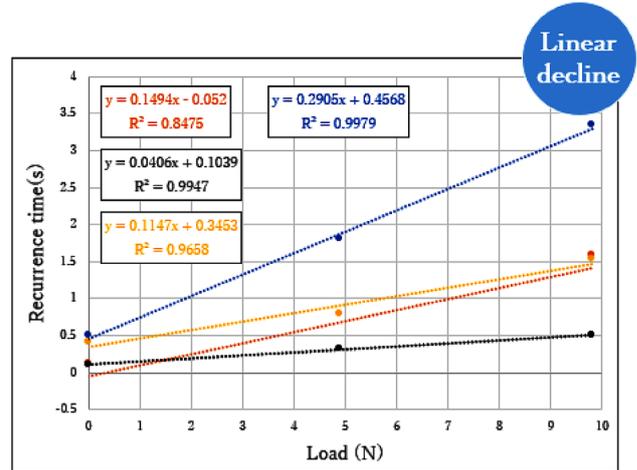
本研究での支配方程式（無次元）は式(1)から式(3)のようになる。

$$\dot{u} = v_0 - v \tag{1}$$

$$\dot{v} = \frac{1}{\varepsilon^2} \left[u - \frac{1}{\kappa} (1 + a \ln v + \theta) \sigma \right] \tag{2}$$

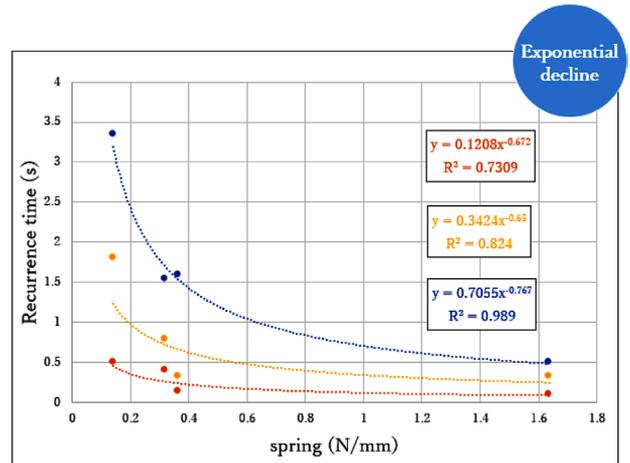
$$\dot{\theta} = -v(\theta + b \ln v) \tag{3}$$

ここで、 u は荷重点と物体との相対変位、 v_0 は荷重速度（ひずみ速度に対応）、 v は物体の速度（断層の速度に対応）、 κ は水平方向のバネの剛性（断層の剛性に対応）、 σ は断層面に作用する垂直応力、 θ は状態変数（摩擦表面に



高 孔隙圧 低

図 3 垂直荷重の変化に対する再発生時間の傾向

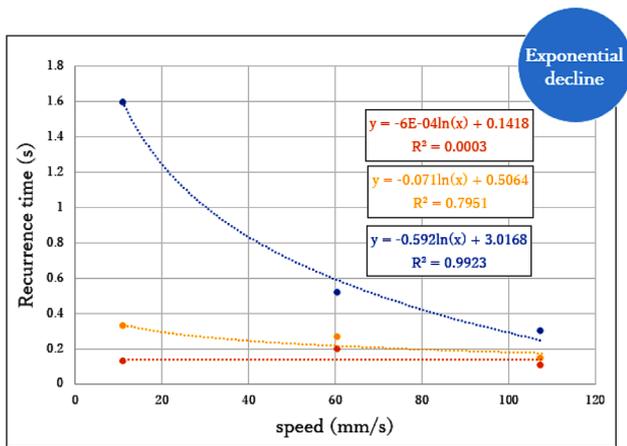


大 弾性応答 小

図 4 バネ定数の変化に対する再発生時間の傾向

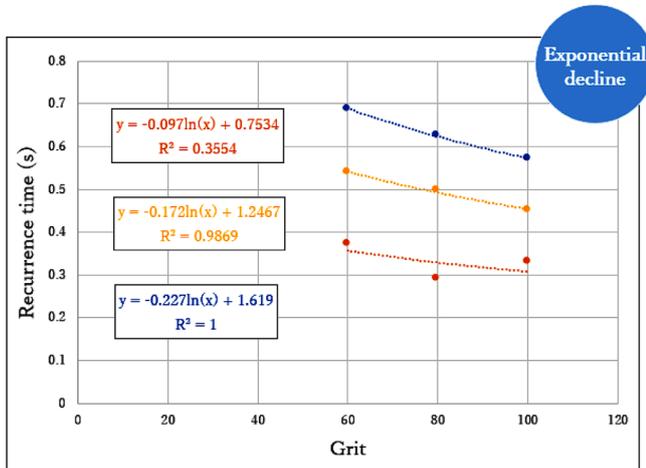
おける、真の接触面積に関する物理量を表す) である。他の物理量や支配方程式の詳細に関しては、Alghannam and Juanes (2020) を参照されたい。

支配方程式はそれぞれ、式(1)が相対速度の式、式(2)が運動方程式、式(3)が状態変数の時間発展方程式を表して



遅 ひずみ速度 速

図5 荷重速度の変化に対する再発生時間の傾向



大 摩擦係数 小

図6 摩擦係数の変化に対する再発生時間の傾向

いる。これらは、3本の非線形連立常微分方程式であるため、先行研究である伊藤(2023)と同様に、埋め込み型半陰的ルンゲ・クッタ法を用いて数値解を求めた。

数値シミュレーションによる結果として、垂直荷重に対して linear decline, バネ定数, 荷重速度, 摩擦係数に対しては exponential decline となる傾向が得られた。これは、実験結果と同様の傾向を示している。

3.4 考察

実験結果より、垂直荷重の変化は孔隙圧の変化に対応しているため、孔隙圧の高い地盤において、stick-slip 運動の周期は短く、規模は小さいということが分かる。同様に、荷重速度はひずみ速度に対応しているため、ひずみ速度が速い場合、stick-slip 運動の周期は短くなることが分かる。CCSでは二酸化炭素を地下に圧入するため、孔隙圧やひずみ速度の増加が懸念される。孔隙圧やひずみ速度の増加は断層面の拘束を減少させ、断層の滑りを促進するため、誘発地震の発生リスクを高める可能性がある。短い周期で発生する地震の規模は比較的小さいことが明らかになったが、CCSの社会実装に向けては、圧入する二酸化炭素の量と速度を適切に調整し、モニタリングを継続して行うことが不可欠である。

バネ定数に関しては、弾性応答に対応しているため、断層面と周辺岩盤の弾性応答が小さい場合、stick-slip 運動の周期は短く、地震の規模は小さくなることが分かる。同様に、摩擦係数に関しては、岩石同士の摩擦係数が小さい場合、stick-slip 運動の周期は短く、地震の規模は小さくなる。つまり、こうした地震発生リスクの高い条件下では CCS を実施するべきではない。事前の地質調査を徹底することで CCS の適地を決定する必要がある。これまでの内容を図7にまとめる。

4. 結論

stick-slip 運動を実験によって視覚的に捉え、垂直荷重・バネ定数・荷重速度・摩擦係数について感度解析を実施し、



図7 CCS 社会実装に向けた提言

stick-slip 運動との間に明確な関係性を見いだすことができた。これらパラメータと stick-slip 運動との関係性から、孔隙圧や断層周辺の岩石の硬さ、ひずみ速度、岩石の摩擦特性などが、地震の周期や規模にどのような影響を及ぼすか明らかにし、CCS における誘発地震への影響を評価することができた。

謝 辞

本研究は株式会社 INPEX との受託研究課題「ジオメカニクスに関する技術スタディ及び技術指導」(早稲田大学理工学術院総合研究所・持続的未來社会領域)の一部として実施された。記して謝意を表する次第である。

引 用 文 献

- Alghannam, M., and Juanes, R., 2020: Understanding rate effects in injection induced earthquakes. *Nat Commun.*, **11** (1), 3053, doi: <https://doi.org/10.1038/s41467-020-16860-y>.
- 伊藤聡志, 2023: 埋め込み型半陰的ルンゲ・クッタ法による滑り速度・状態依存摩擦解析と水圧破碎微小振動解析への適用. 早稲田大学 創造理工学研究科, 66-148.
- LEEMAN GEOPHYSICAL LLC, 2023: Spring Slider Earthquake Machine, <https://leemangeophysical.com/product/spring-slider-earthquake-machine/> (accessed 2024/08/06).

汎用プリポストプロセッサと 統合した広域ジオメカニクスモデル による CCS における断層安定性解析*

片山 滉基**・ヴォ タン フン***

古井 健二****,†・谷口 智洋*****

**Fault stability analysis for CCS using regional-scale
3D geomechanics model integrated
with commercial pre- and post-processing software**

Koki Katayama, Vo Thanh Hung

Kenji Furui and Tomohiro Taniguchi

1. 研究背景・目的

Carbon capture and storage (CCS) 事業化の技術課題として、CO₂ 地中貯留による断層不安定化が挙げられる (Song *et al.*, 2023; Park *et al.*, 2022; Cheng *et al.*, 2023)。断層不安定化の特徴として、貯留層や坑井から離れた地域 (Skoumal *et al.*, 2020)、基盤岩上部 (Aoki *et al.*, 2019)、0.01~0.1 MPa 程度の小さなクーロン応力の変化でも断層が不安定になる可能性がある (Foulger *et al.*, 2018) ことが報告されている。

本研究では定量的な断層安定性解析手法を確立することを目的とし、断層安定性解析が可能な広域ジオメカニクスモデルの開発、また、複雑な地下構造を構築するために汎用プリポストプロセッサとモデルの統合を行った。これにより CCS 事業の安全性向上や CO₂ 貯留地域の事業への理解増進を図る。

開発した広域ジオメカニクスモデルを JX 石油開発株式会社が権益を所有する新潟県中条フィールドにて CCS を行うと仮定した場合の断層安定性解析を実施することで、モデルの有用性を確認した。

2. 理論・手法

三次元有限要素法ジオメカニクスモデルへ、Beer (1985) が提唱するジョイント要素を導入し、流体圧入に伴う断層安定性解析モデルを開発した。三次元有限要素法ジオメカニクスモデルでは、圧入層の孔隙圧変化から周辺岩盤の応

力変化を計算する。ジョイント要素は、2 物体の接触 / 剥離 / 破壊を簡易に取り扱うことができる有限要素であり、厚さ 0 で定義できる。そのため、岩石の接合部や割れ目をモデル化することが可能であり、本研究では断層の剥離や滑りを表現するためにジョイント要素を岩盤間 (ソリッド要素間) に生成した。ジョイント要素の変位は上下のソリッド要素間の相対変位で求まる。この変位をジョイント要素の剛性に掛け合わせることで断面に作用する表面力が求まる。ジョイント要素の破壊 (降伏) 判定はクーロン破壊基準を使用し、表面力をもとに判定を行った。破壊後は表面力から滑り量を計算した。断層の安定性と断層滑り量を、それぞれクーロン応力変化と地震モーメントで評価した。また、断層安定性解析モデルを CIMNE 社が提供する汎用プリポストプロセッサ GiD に統合し、自動要素生成機能を活用することで複雑な地質構造を再現した。

JX 石油開発株式会社提供の中条フィールドの地質データをもとに岩盤物性値、一次元メカニカルアースモデルから地圧と孔隙圧勾配データを取得し、中条ジオメカニクスモデルを構築した (図 1)。正断層、走向 25 度、傾斜角 45 度とする仮定の断層を基盤岩上部に最小主応力方向に面するように設定し (図 2)、岩石の物性値は一般的な堆積岩と火山岩のデータを使用した。断層の摩擦係数や基盤岩の孔隙圧についてパラメータスタディを行った。また、オープンソースの CO₂ 流動シミュレータと断層安定性解析モデルを連成し、CO₂ 圧入による孔隙圧時間推移を考慮した断層安定性解析を実施した。

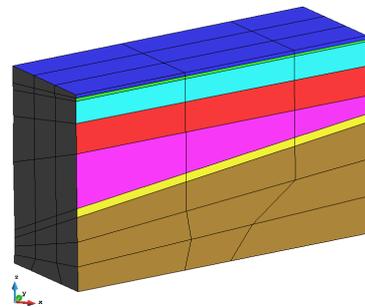


図 1 中条ジオメカニクスモデル (4557 m × 4972 m × 3048 m)

(上位から魚沼層、灰爪層、西山層、椎谷層、寺泊層、七谷層、基盤岩)

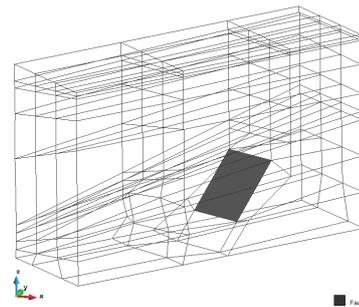


図 2 中条ジオメカニクスモデル仮断層

* 令和 6 年 6 月 4 日、令和 6 年度石油技術協会春季講演会個人講演、開発・生産部門にて講演 This paper was presented at the 2023 JAPT annual meeting held in Tokyo, Japan, June, 4, 2024.

** 早稲田大学大学院 創造理工学研究科 (現 JX 石油開発株式会社) Graduate School of Creative and Engineering, Waseda University, now JX Nip.

*** 早稲田大学 理工学術院総合研究所 Waseda Research Institute for Science and Engineering

**** 早稲田大学大学院 創造理工学研究科 Graduate School of Creative and Engineering, Waseda University

***** JX 石油開発株式会社 JX Nippon Oil & Gas Exploration Corporation

† Corresponding author : E-Mail : furui@waseda.jp

3. 解析結果

一般的な断層の摩擦係数である 0.6 を仮定した場合、当該フィールドの応力・孔隙圧条件では断層の不安定化は生じなかった。

3.1 CO₂ 圧入により貯留層の孔隙圧が上昇した場合の断層安定性解析

断層に加わる応力とクーロン破壊基準を比較した結果、断層滑りを生じさせるためには摩擦係数を 0.11 まで低下させる必要があることが分かったため、摩擦係数を 0.11 として解析を行った。貯留層は地上から 3 層目の西山層に設定し (図 3)、CO₂ 圧入による貯留層圧上昇値は、過去の中条フィールドの生産による圧力減退と同程度と仮定し、貯留層の孔隙圧が 1 psi、5 psi 上昇したケースで断層安定性解析を行った。この結果、図 4 より、5 psi 圧入した時のケースにてクーロン応力変化が大きくなり、断層に地震モーメントが生じたため、孔隙圧変化が 1 psi では断層不安定化のリスクは小さく、5 psi まで圧入すると断層不安定化のリスクは大きくなることが分かった。また、断層が不安定になった際のモーメントマグニチュードは 1.37 と計算された。

3.2 基盤岩の孔隙圧が局所的に高い場合の断層安定性解析

断層の摩擦係数 0.11 は一般的な値と比較して極端に小さい値である。そのため、断層が位置する基盤岩の孔隙圧勾配を 10.46 kPa/m から 16.97 kPa/m に変更し、摩擦係数を大きな値に設定した。本条件にて断層に加わる応力とクーロン破壊基準を比較した結果、断層の摩擦係数を 0.55 まで大きくすることが可能であったため、摩擦係数を 0.55 として再度解析を行った。貯留層の孔隙圧が 1 psi 上昇したケースで断層安定性解析を実施した結果、図 5 より、クーロン応力変化と地震モーメントが断層の下部をはじめとして大きくなり、1 psi 程度の孔隙圧上昇でも断層不安定化

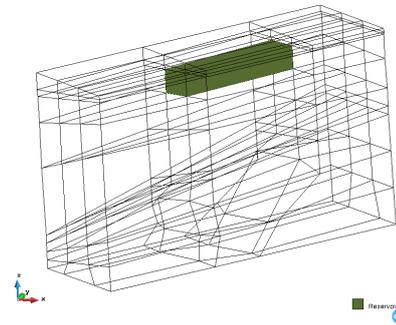


図 3 中条ジオメカニクスモデル貯留層

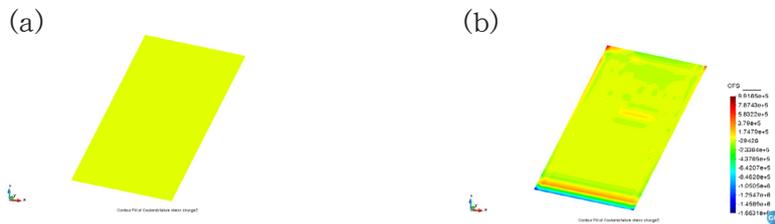


図 4a 摩擦係数 0.11 の際の断層のクーロン応力変化
貯留層の孔隙圧が 1 psi 上昇したケース、(b) 5 psi 上昇したケース



図 4b 摩擦係数 0.11 の際の断層の地震モーメント
貯留層の孔隙圧が 1 psi 上昇したケース、(b) 5 psi 上昇したケース

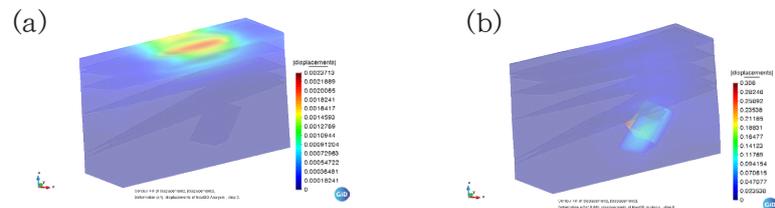


図 4c 摩擦係数 0.11 の際の全体変位
貯留層の孔隙圧が 1 psi 上昇したケース、(b) 5 psi 上昇したケース

の可能性があることが分かった。また、断層が不安定になった際のモーメントマグニチュードは 1.74 と計算された。

3.3 流動シミュレータとの連成解析

中条地域では、現在、CCSは計画されていないが、完全陰解法三相ブラックオイルシミュレータの Open Porous Media (OPM) を使用して、短期 CO₂ 圧入試験を模擬した流動シミュレーションを行った。圧入期間は 1 日、シャットイン後の観測期間を 30 日とし、シャットイン直後とシャットインから 30 日後の CO₂ プルームと孔隙圧を計算した (図 6a-b)。図 6a は CO₂ プルームを上面と側面から見た図であり、CO₂ プルームは圧入から時間が経つにつれて浮力の影響で上方に移動し、その後水平方向に移動していることが分かる。図 6b は孔隙圧を上面と側面から見た図であり、孔隙圧はシャットイン直後に変化は見られなかったが、シャットインから 30 日後には貯留層上方の坑井が位置する中心で上昇したことが分かる。断層の摩擦係数が 0.11 の条件でそれぞれのケースの流動シミュレーションの孔隙圧の結果をジオメカニクスモデルにインプットし、断

層安定性解析を実施した。その結果、図 7 より、シャットインから 30 日後にクーロン応力変化と地震モーメントが大きくなったため、シャットイン直後は断層不安定化のリスクは小さく、シャットインから 30 日後は断層不安定化のリスクが大きくなることが分かった。また、断層が不安定になった際のモーメントマグニチュードは 2.77 と計算された。なお、シャットイン直後と 30 日後の解析は連続して行っておらず、それぞれ別のケースとして計算している。

4. 結 論

本研究では、三次元有限要素法ジオメカニクスモデルにジョイント要素を加えた断層安定性解析モデルの開発に成功した。また、断層安定性解析モデルを汎用プリポストプロセッサと統合し、複雑な地下構造を再現することに成功した。ケーススタディを行った結果、断層安定性評価において、断層の幾何学的情報や力学特性だけでなく、深部の応力・孔隙圧状態が重要な役割を持つことが示された。ま

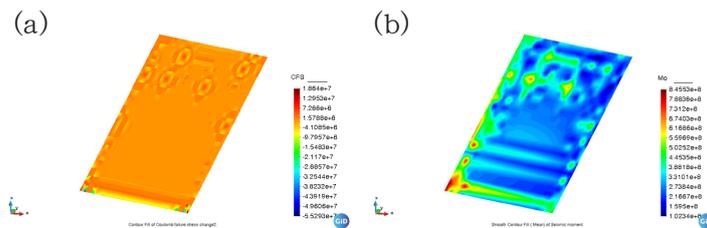


図 5 基盤岩の孔隙圧が局所的に高い場合の断層の評価
(a) クーロン応力変化, (b) 地震モーメント

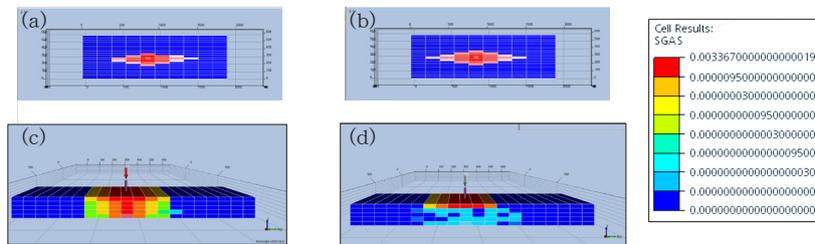


図 6a 貯留層の流動シミュレーションの CO₂ プルーム変化
(a) シャットイン直後 (x-y 面), (b) シャットインから 30 日後 (x-y 面)
(c) シャットイン直後 (y-z 面), (d) シャットインから 30 日後 (y-z 面)

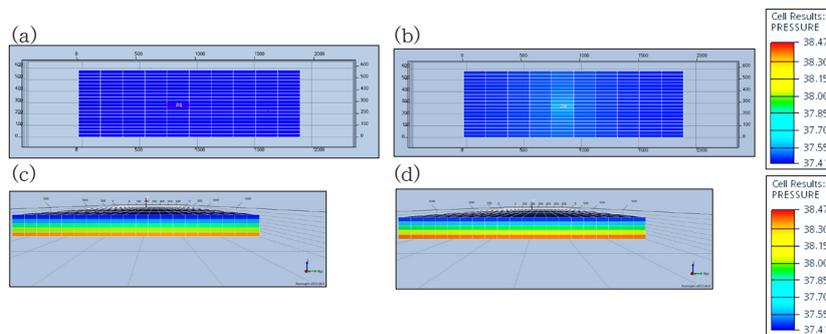


図 6b 貯留層の流動シミュレーションの孔隙圧変化 (Unit : bar)
(a) シャットイン直後 (x-y 面), (b) シャットインから 30 日後 (x-y 面)
(c) シャットイン直後 (y-z 面), (d) シャットインから 30 日後 (y-z 面)



図 7a 流体流動シミュレータと連成した際の断層のクーロン応力変化
(a) シャットイン直後, (b) シャットインから 30 日後



図 7b 流体流動シミュレータと連成解析した際の断層の地震モーメント
(a) シャットイン直後, (b) シャットインから 30 日後



図 7c 流体流動シミュレータと連成解析した際の全体変位
シャットイン直後, (b) シャットインから 30 日後

た、本研究で推定されたモーメントマグニチュードは小さく、周辺環境への影響は少ないことが分かった。なお、本ケーススタディでは断層が最も滑りやすいワーストケースを想定している。そのため、断層の条件を変更しても断層不安定化のリスクは、今回のケースよりも低くなると考えられる。

今後は、CO₂の流動挙動を考慮した時間依存の断層滑り解析が可能となるようにプログラムを改良し、実フィールドでの断層安定性解析を実施する予定である。

謝 辞

本研究は JX 石油開発株式会社との寄付研究「CCS プロジェクトの安全性向上を目指した研究」(早稲田大学理工学術院総合研究所)の一部として実施された。記して謝意を表する次第である。

SI 単位換算係数 (SPE 表示形式)

psi	×	6.894757 E + 03	= Pa
bar	×	1 E + 05	= Pa

引用文献

Aoki, M., Kimura, K., Iijima, Y., Furui, K. 2019: Numerical study of injection-induced seismicity using a FEM-BEM coupling approach. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada, September 30-October 2, doi.org/10.2118/195807-MS.

Beer, G. 1985: An isoparametric joint/interface element for finite element analysis. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, **21**, 585–600, doi.org/10.1002/nme.1620210402.

Cheng, Y., Liu, W., Xu, T., Zhang, Y., Zhang, X., Xing, Y., ...Xia, Y. 2023: Seismicity induced by geological CO₂ storage. *Earth-Science Reviews*, **239**, doi.org/10.1016/j.earscirev.2023.104369.

Foulger, G. R., Wilson, M. P., Gluyas, J. G., Julian, B. R., Davies, R. J. 2018: Global review of human-induced earthquakes. *Earth-Science Reviews*, **178**, 438–514, doi.org/10.1016/j.earscirev.2017.07.008.

Park, J., Griffiths, L., Dautriat, J., Grande, L., Rodriguez, L.V., Iranpour, K., ...Best, A. I. 2022: Induced-seismicity geomechanics for controlled CO₂ storage in the North Sea (IGCCS). *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **115**, doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103614.

Skoumal, R. J., Barbour, A. J., Brudzinski, M. R., Langenkamp, T., and Kaven, J. O. 2020: Induced seismicity in the Delaware Basin, Texas. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, **125**, e2019JB018558, doi.org/10.1029/2019JB018558.

Song, Y., Jun, S., Na, Y., Kim, K., Jang, Y. and Wang, J. 2023: Geomechanical challenges during geological CO₂ storage. *Chemical Engineering Journal*, **456**, doi.org/10.1016/j.ccej.2022.140968.

講 演

Lecture

二相流格子ボルツマン法を用いた さまざまなキャピラリー数と 粘性比における相対浸透率の解明： 貯留層内の正確な CO₂ 挙動予測に 向けて*

系数 昌平^{**†}・辻 健^{**}・梁 云峰^{**}
蒋 飛^{***}・白井 啓史^{****}
谷口 智洋^{****}・曹 奎焕^{****}

**Investigation of relative permeability
at various capillary numbers and viscosity ratios using
two-phase lattice Boltzmann method:
Accurate prediction of CO₂ behavior
in a geological reservoir**

Shouhei Itokazu, Takeshi Tsuji, Yunfeng Liang, Fei Jiang
Keishi Usui, Tomohiro Taniguchi and Gyuhan Jo

1. 序 論

Carbon dioxide capture and storage (CCS) は温暖化の緩和策として注目されており、その貯留効率や安全性を担保するうえで CO₂ の挙動を高い精度で予測することが求められている。相対浸透率は、CCS などにおいて濡れ性流体と非濡れ性流体からなる二相流の挙動をモデル化するうえで重要なパラメータである。従来の相対浸透率の測定方法は、岩石コア試料に対して長い時間をかけた実験を実施する必要があった。しかし近年ではイメージング技術の向上や、graphics processing unit (GPU) などの計算能力の向上により、デジタル化された岩石モデル (図 1) に対する流体シミュレーションで、相対浸透率を推定することができるようになってきた (Jiang and Tsuji, 2017; Suwandi *et al.*, 2022)。

間隙内部の二相流の相対浸透率はさまざまな要因による影響を受ける。例えば、岩石の間隙形状といった不均質性 (Benson *et al.*, 2013)、二相の流体間に働く界面張力 (interfacial tension: IFT (Jiang and Tsuji, 2015))、流体の粘性と流速 (Tsuji *et al.*, 2016)、濡れ性などである (Lefebvre *et al.*, 1973)。Lenormand ら (1988) は、多孔質媒体中の二相流の挙動は、粘性比とキャピラリー数という無次元

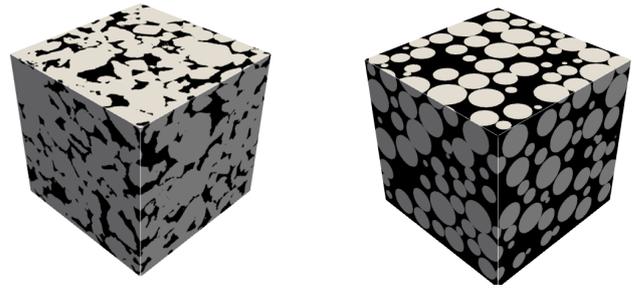


図 1 Bentheimer 砂岩とビーズパックモデルの三次元デジタル岩石モデル例

数で説明できると報告している (Lenormand *et al.*, 1988; Yamabe *et al.*, 2015)。そこで Suwandi ら (2022) は、ベレア砂岩における非濡れ性流体の相対浸透率 (K_{rw}) をさまざまな粘性比 (M) とキャピラリー数 (Ca) で計算し、それら 2 つの無次元数と K_{rw} の関係を明らかにした。しかし、その研究では 1 つの岩石に対してのみ計算していることや、キャピラリー数が 10^{-4} 以下で計算できていないことから、貯留層スケールのモデリングに利用するのに十分な特性を把握できていない。

本研究では二相流格子ボルツマン法を用いて、さまざまな岩石に対して貯留層の温度圧力条件 (キャピラリー数と粘性比) に応じた CO₂ の挙動と K_{rw} を計算した。それにより、貯留層スケールの CO₂ の挙動を精度良く予測するスキームの確立を試みた。

2. 手 法

2.1 二相流格子ボルツマン法

格子ボルツマン法 (Lattice Boltzmann method; LBM) は、流体を有限個の種類の速度を持つ仮想的な粒子の集合とみなし、それらの粒子の衝突と並進を計算する手法である。三次元で計算する場合には立方体の格子を設定し、仮想的な粒子は常に格子のノード上に存在すると仮定する。また粒子は 19 種類の速度ベクトルを持つ。これらの空間的に離散化された粒子分布と、流速方向と速さの離散化によって、計算機の負荷が大幅に抑えることができる。LBM は複雑な界面を扱うことができ (Hasert *et al.*, 2014; Liu *et al.*, 2016)、複雑な間隙構造を持つ天然岩石内の多相流挙動を計算するうえで、適当なアプローチだと考えられる (図 2)。この手法を用いてさまざまな物性値 (圧力勾配、粘度、界面張力など) におけるシミュレーションが可能となる (Jiang and Tsuji, 2016)。

2.2 デジタル岩石

マイクロ CT スキャンによって得られた実岩石の間隙形状の断面データにおいて間隙と粒子を区別し、それらを三次元化することで、デジタル岩石モデルを構築した (図 1)。また本研究では、天然岩石の他に粒径のばらつきの程度が異なる 4 種類のビーズパックモデルを構築した。

* 令和 6 年 6 月 5 日、石油技術協会春季講演会個人講演、地質・探鉱部門で講演 This paper was presented at the JAPT Conference on June 5, 2024.

** 東京大学大学院 工学系研究科 School of Engineering, The University of Tokyo

*** 山口大学大学院 創成科学研究科 Graduate School of Sciences and Technology for Innovation, Yamaguchi University

**** JX 石油開発株式会社 JX Nippon Oil & Gas Exploration Corporation

† Corresponding author: E-Mail: itokazu-shohei590@g.ecc.u-tokyo.ac.jp

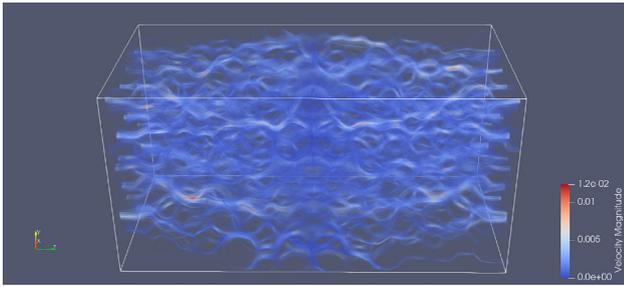


図2 LBMで計算された間隙内部の流体挙動例

3. 結 果

Bentheimer 砂岩と Doddington 砂岩に対して、さまざまな M と Ca の条件で二相流の挙動シミュレーションを実施し、 K_{nw} を計算した (図2)。さらに $M-Ca$ ダイアグラム上に計算で得られた K_{nw} をマッピングした (図3)。

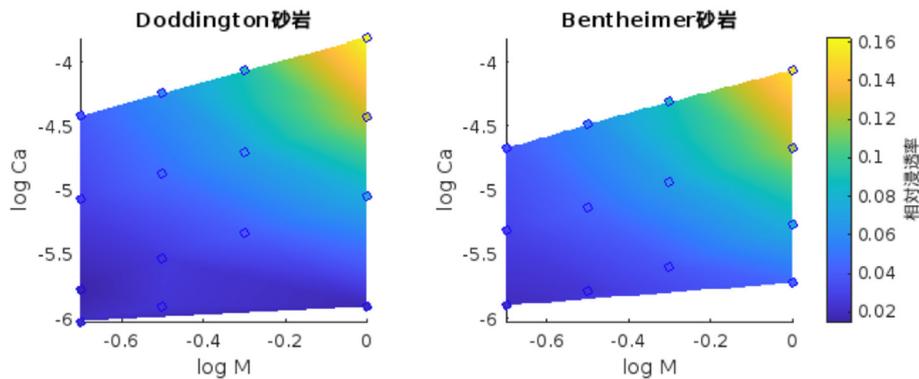


図3 非濡れ性流体における天然岩石における相対浸透率マップ比較 ($S_{nw} = 20$)

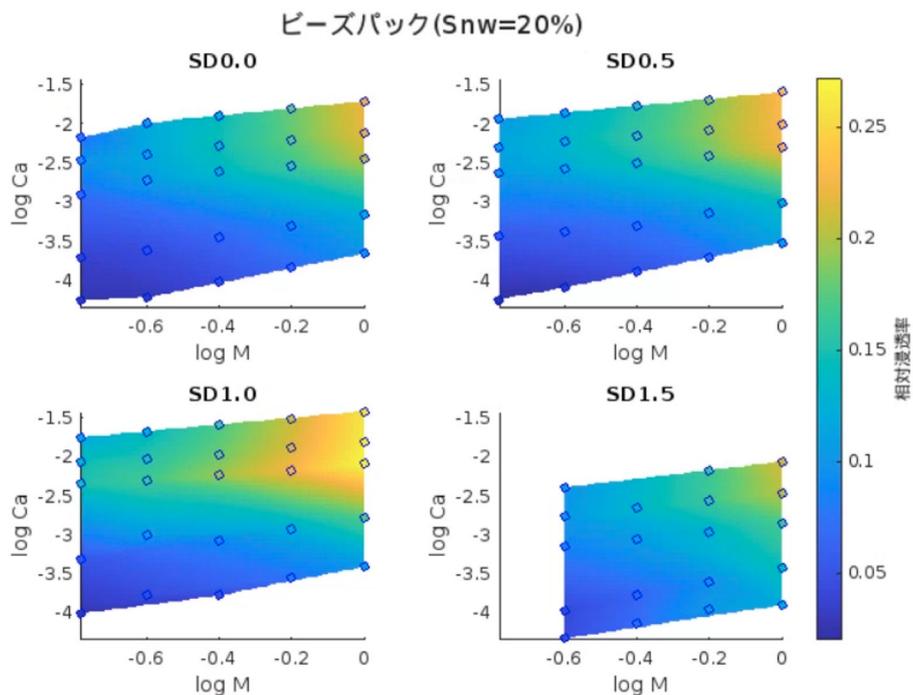


図4 非濡れ性流体における粒径のばらつきの程度が異なるビーズパックモデルにおける相対浸透率マップ比較 ($S_{nw} = 20$)

計算では、シミュレーションのノイズとなる孤立した流路をデジタル岩石モデル上で削除することによって、両方の岩石モデルで Ca が 10^{-6} 付近まで計算を行うことが可能となった。

また粒径のばらつきの程度が異なる、各ビーズパックモデルに対してさまざまな条件で計算を行い、 $M-Ca$ ダイアグラム上の K_{nw} を求めた (図4)。これらの結果から、 K_{nw} は M と Ca 両方の影響を受けていることが分かった。

4. 考 察

本研究で開発した手法を利用することで、多様な岩石において、さまざまな貯留層条件 (M, Ca) での K_{nw} を計算することができた。作成した $M-Ca$ に依存した相対浸透率マップは、貯留層スケールの多相流シミュレーションで、非濡れ性流体の K_{nw} を精度良く与えるのに有用である。これまで一般的に実施されている貯留層スケールでの多相流シミュレーションでは、飽和度に依存した K_{nw} で計算が行

われている。しかし図3, 4で明らかのように, K_{rw} は M , Ca の条件によって大きく変化する。一般の CCS では, M は大きくは変わらないが, Ca は圧入坑井からの距離によって大きく変化する。例えば, 圧入坑井近傍の貯留層においては高い圧力勾配が形成され, 圧入した流体の流速が高い (Ca が大きい)。一方で圧入地点から遠い貯留層においては流体速度が遅い (Ca が小さい)。これにより広いスケールでの貯留層では Ca の値に大きな違いが生じ, K_{rw} も異なることが推測される。作成した相対浸透率マップを用いることで, このような貯留層条件の違いを反映したの推定が可能になり, 貯留層内の CO_2 挙動の予測精度向上につながる。さらに Ca と M は貯留層の状態や CO_2 の圧入方法によって決まるため, 本研究で開発した手法を利用すれば, CO_2 を効率的に貯留することのできる条件を明らかにすることができる (Tsuji *et al.*, 2016)。

M と Ca を使用する利点は, 両パラメータが無次元であることである。そのため, 間隙スケールの研究で得られた結果は, 貯留層スケールまでスケールアップすることが容易である。よって本研究で推定した相対浸透率マップは, CCS や石油開発で一般的に用いられている貯留層スケールの流体シミュレーションへの適用が可能と考えられる。しかし, 間隙形状の特徴が貯留層内で不均質的に分布していることが多く, そのような多様な岩石を含む貯留層モデルを構築することは簡単ではない。間隙の大きさ, 間隙の連続性, その他多くの要因の違いにより, 貯留層内で空間的に変化する可能性が高い。そのため, 本研究で実施したようなシミュレーションを多くの岩石に適用し, データベース化する必要があると考えられる。また反射法地震探査データなどから, 岩相の三次元空間分布を推定することが可能になるため (Tsuji *et al.*, 2005), それぞれの岩相に応じた K_{rw} の情報, つまり $K_{rw}(Ca, M, K_{rw})$ を, 地質モデルの各グリッドに与えることができる。それにより, これまでよりも精度の良い貯留層スケールの CO_2 の挙動予測が可能となると考えられる。

謝 辞

本研究は JSPS 科研費 (JP22K03927 ; JP23K04647 ; JP24H00440 ; JP24K01417) の助成を受けて実施した。

引用文献

Benson, S. *et al.*, 2013: Global CCS institute targeted report no. 2 relative permeability analyses to describe multi-phase flow in CO_2 storage reservoirs. Global CCS Institute.
 Hasert, M., Masilamani, K., Zimny, S., Klimach, H., Qi, J., Bernsdorf, J., and Roller, S., 2014: Complex fluid simulations with the parallel tree-based Lattice Boltzmann

solver Musubi. *Journal of Computational Science*, **5**(5), 784–794.
 Jiang, F., Tsuji and T., Hu, C., 2014: Elucidating the role of interfacial tension for hydrological properties of two-phase flow in natural sandstone by an improved lattice Boltzmann method. *Transp Porous Med*, **104**(1), 205–229.
 Jiang, F., and Tsuji, T., 2015: Impact of interfacial tension on residual CO_2 clusters in porous sandstone. *Water Resources Research*, **51**(3), 1710–1722.
 Jiang, F., and Tsuji, T., 2016: Numerical investigations on the effect of initial state CO_2 topology on capillary trapping efficiency. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **49**, 179–191.
 Jiang, F., and Tsuji, T., 2017: Estimation of three - phase relative permeability by simulating fluid dynamics directly on rock - microstructure images. *Water Resources Research*, **53**(1), 11–32.
 Lefebvre du Prey, E.J., 1973: Factors Affecting Liquid-Liquid Relative Permeabilities of a Consolidated Porous Medium. *Society of Petroleum Engineers Journal*, **13**(01), 39–47.
 Lenormand, R., Touboul, E., and Zarcone, C., 1988: Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media. *Journal of Fluid Mechanics*, **189**, 165–187.
 Liu, H., Kang, Q., Leonardi, C. R., Schmieschek, S., Narváez, A., Jones, B. D., ... and Harting, J., 2016: Multiphase lattice Boltzmann simulations for porous media applications: A review. *Computational Geosciences*, **20**, 777–805.
 Suwandi, N., Jiang, F., and Tsuji, T., 2022: Relative Permeability Variation Depending on Viscosity Ratio and Capillary Number. *Water Resources Research*, **58**(6), e2021WR031501.
 Tsuji, T., Matsuoka, T., Yamada, Y., Nakamura, Y., Ashi, K., Tokuyama, T., Kuramoto, S., and Bangs, N., 2005: Initiation of plate boundary slip in the Nankai Trough off the Muroto peninsula. southwest Japan. *Geophys. Res. Lett.*, **32**(12), L12306.
 Tsuji, T., Jiang, F., and Christensen, K. T., 2016: Characterization of immiscible fluid displacement processes with various capillary numbers and viscosity ratios in 3D natural sandstone. *Advances in Water Resources*, **95**, 3–15.
 Yamabe, H., Tsuji, T., Liang, Y., and Matsuoka, T., 2015: Lattice Boltzmann simulations of supercritical CO_2 -Water drainage displacement in porous media: CO_2 saturation and Displacement mechanism. *Environmental Science & Technology*, **49**, 537–543.

講 演

Lecture

バイオ・無機マルチトレーサ法による
八橋油田のモニタリング*

植村 太貴**・貞方 龍之佑**

二神 遼太郎**・渡辺 駿一***・前田 雄大***

佐野 鴻之***・小林 肇**†

Monitoring of Yabase oilfield
by using bio-inorganic multi-tracer technique

Taiki Uemura, Ryunosuke Sadakata, Ryotaro Furagami

Shunichi Watanabe, Yudai Maeda

Hiroyuki Sano and Hajime Kobayashi

1. はじめに

他のモニタリング手法では情報を得ることが難しい貯留層などで、トレーサ試験の重要性が高まっている。トレーサ試験では、大別して「自然」と「人工」のトレーサが用いられる。従来、自然トレーサでは、対象の環境中に元来存在する無機成分（無機溶存イオン、微量成分、同位体元素など）が用いられてきた。

近年、環境中の“微生物叢（そう）”を自然トレーサとして利用する「微生物トレーサ法」の地下環境モニタリングにおける有用性が示唆されている（小林ほか、2020）。微生物叢とは微生物の集合であり、自然環境に遍在している。細菌など多様な種によって構成されており、それら“組成”（どのような種が、どのような割合で含まれているか）は環境ごとに異なっている。微生物トレーサ法とは、環境中の微生物叢を追跡指標として利用する環境モニタリング手法である。試料（環境水など）からDNAを抽出して配列を解読し、含まれる微生物叢の組成を分析することで、試料が由来する環境について情報を得る。近年、成熟した油田のモニタリングでの有用性が示唆されている（Kobayashi *et al.*, 2023）。

本研究では、この微生物トレーサ法を従来の自然トレーサ（無機溶存イオンなど化学分析）と組み合わせる新規「バイオ・無機マルチトレーサ法」の実証を目的とした。油田から採取した水試料の微生物叢組成（微生物トレーサ）と化学組成（無機トレーサ）を並行して比較分析することで、得られる地下情報の解像度向上を検証した。

2. 手 法

水試料のサンプリング：2023年11月に八橋油田の生産

* 令和6年6月4日、令和6年度石油技術協会春季講演会個人講演、開発・生産部門にて講演 This paper was presented at the 2024 JAPT annual meeting held in Tokyo, Japan, June, 4, 2024.

** 東京大学 The University of Tokyo

*** 株式会社 INPEX INPEX CORPORATION

† Corresponding author : E-Mail : kobayashi@frcer.t.u-tokyo.ac.jp

井11井（P-1からP-11）、圧入井2井（I-1とI-2）から試料を採取しそれぞれ化学分析と微生物分析に供した。なお、生産流体の解析には水層のみを使用した。滅菌したポリプロピレン容器に試料を500 mLほど取得、フィルターろ過により試料中の微生物を回収して-20°Cで保存した。

DNAの抽出：DNeasy PowerWater Kit（QIAGEN社）を用いてDNAを抽出した。得られたDNA溶液をさらにNucleoSpin gDNA Clean-up Kit（Macherey Nagel社）を用いて濃縮し、終濃度が数〜数10 ng/μLのDNA溶液20 μLを得た。

16S rRNA遺伝子の増幅：水試料から抽出したDNAを鋳型として、マーカー遺伝子である16S rRNA遺伝子をPCRにより増幅した。本実験では、幅広い微生物種の情報を一度の解析で得ることを目的に、細菌と古細菌両方の認識が可能であるユニバーサルプライマーU789F（5'-AGATACCCBGGTAGTCC-3'）とU1068R（5'-CTGACGRCRRCCATGC-3'）のペアを用いた。このプライマーは16S rRNA遺伝子に含まれている、V1-V9の超可変領域のうち、V6領域を標的としている。

DNA塩基配列の解読とアノテーション：PCRにより得られた配列をMiSeq2500（Illumina社）により網羅的に解読した。次世代シーケンサー解析によって得られたDNA塩基配列データを分子系統学的な微生物叢解析に供した。次世代シーケンサーによる出力データは数万もの16S rRNA遺伝子の標的領域のDNA配列なので、バイオインフォマティクス解析により、統計的解析が可能な解析用の微生物叢データを作成する必要がある。本解析では、バイオインフォマティクスプラットフォームQIIME2を用いた。QIIME2では、配列データの前処理（解析に不要な配列の除去など、ペアエンドリードの結合、メタデータファイルの作成）、配列の相同性によるクラスタリング、系統型（OTU）の作成、OTUの既知微生物種との類似性による分類アノテーション、分類アノテーションによるスーパークラスターの作成、解析用データの作成を行なった。

無機トレーサ分析：イオンクロマトグラフィーなどを用いて、得られた試料の水層中のCl⁻、Na⁺、HCO₃⁻、HBO₃⁻、Br⁻、Ca²⁺、I⁻、K⁺、Mg²⁺、Fe²⁺のイオン濃度、および伝導度、pHを測定した。

3. 結果および考察

それぞれのサンプルの種レベルの微生物組成を図1に示す。概観として、生産水と圧入水では微生物叢組成が大きく異なっていた。

微生物叢組成の類似性に基づいてクラスタリング解析を行った結果を図2に示す。クラスタリングは、コサイン類似度の群平均法による凝集によってクラスタリングを行った。コサイン類似度とは、 n 次元空間での、2つのベクトル（ X, Y ）の類似性を定量化する指数の1つである。-1から1までの値を取り、絶対値が大きいほど2つのベクトルの方向性は近くなる。また値が負であると、2つのベクトルは同じ方向性を持ちながら逆の向きを示すことにな

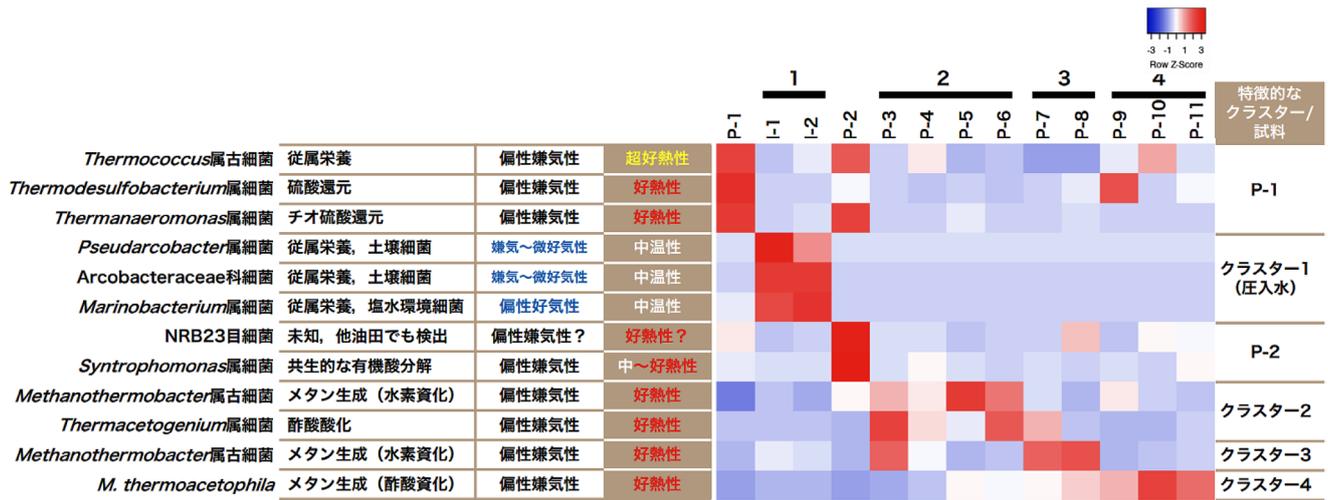


図3 各クラスター・試料に特徴的な微生物種の性状と比検出量ヒートマップ

表1 八橋油田の水試料の化学組成

	P-1	P-2	P-3	P-4	P-5	P-6	P-7	P-8	P-9	P-10	P-11	I-1	I-2
Cl (mg/L)	6310	8150	11000	10700	9150	10100	12200	6280	10900	8380	9450	7750	7840
Na (mg/L)	4470	6060	7700	7590	6800	7210	8570	5180	7770	6460	7010	5800	5820
HCO ₃ (mg/L)	1260	1480	1620	1640	2110	1790	1700	2740	1740	2060	1900	1590	1600
HBO ₃ (mg/L)	193	242	350	311	317	348	344	316	349	337	353	268	271
Br (mg/L)	31	31	71	59	58	58	81	35	85	37	59	48	37
Ca (mg/L)	73	60	42	38	30	37	50	15	40	30	24	47	47
I (mg/L)	8.2	9.8	19	20	ND	18	ND	ND	ND	14	17	13	12
K (mg/L)	37	46	48	92	42	38	47	38	36	42	45	40	45
Mg (mg/L)	19	12	13	11	12	11	20	6.6	16	11	9.7	12	13
Fe (mg/L)	0.13	1.1	5.1	3.2	0.96	2.4	9	1.8	ND	1	0.65	2.1	2.7
伝導度 (mS/m)	1900	2100	2590	2630	2320	2470	2880	1800	2670	2180	3400	2030	2050
pH (25°C)	7.72	7.35	7.72	7.65	7.87	7.8	7.48	7.62	7.8	7.85	7.65	7.8	7.8

はB層から、P-8はB層とC層から生産されている。P-8については、微生物トレーサは主にB層のものが、無機トレーサはC層のものが見えている可能性がある。一般的に深度が深い方が微生物濃度は低くなる傾向があるため、微生物トレーサではP-7と類似していることから同じクラスターに属しているが、化学組成のトレンドはP-7とは異なる結果となったと推測できる。

以上より、微生物トレーサと従来の自然トレーサ（無機イオン分析など）を同時に分析することで、より解像度の高い地下の原位置環境についての情報が得られることが示唆された。

謝辞

本研究は、東京大学と株式会社 INPEX の共同研究として、株式会社 INPEX と東京大学、および日本学術振興会科学研究費助成事業 (21K04691, 24K01414) の支援で実施された。

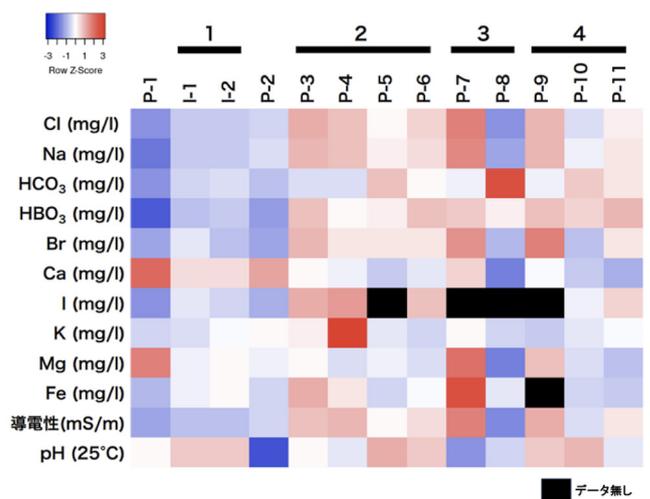


図4 化学成分の検出量ヒートマップ

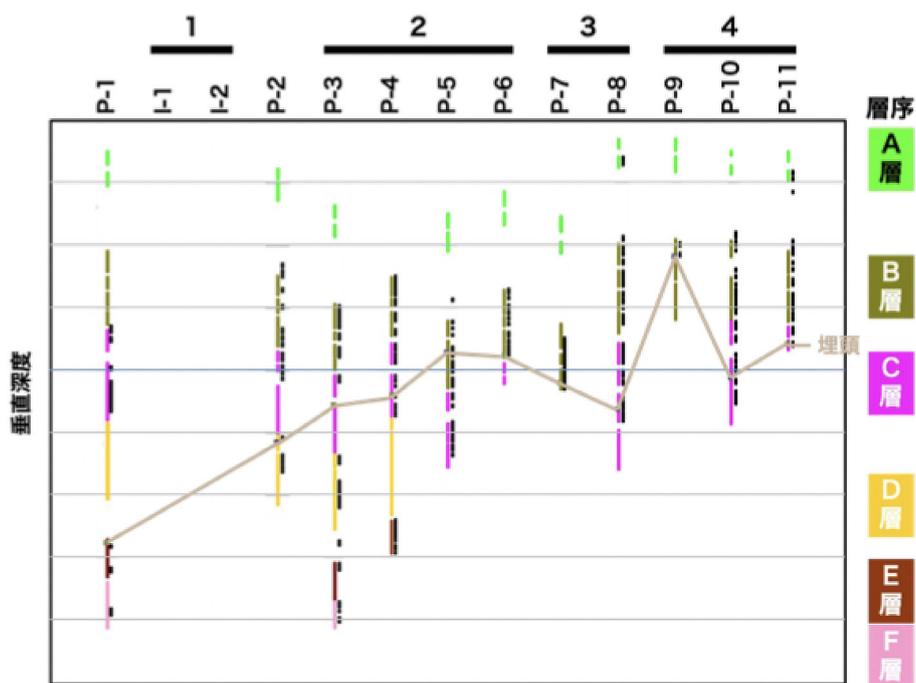


図5 各坑井の仕上げ層

引用文献

小林 肇・宮本寛之・渡辺駿一・佐藤光三・岩間弘樹・米林英治, 2020: 油ガス田における微生物源追跡技術の利用. 石油技術協会誌, **85**(3), 49-156, doi: 10.3720/japt.85.149.

Kobayashi, H., Goto, A., Feng, X., Uruma, K., Momoi, Y., Watanabe, S. and S Okano, Y., 2023: Long-term microbial DNA-based monitoring of the mature Sarukawa oilfield in Japan. *SPE Reservoir Evaluation Eng.*, **26**(3), 1110-1119, doi: 10.2118/214313-PA.

講演

Lecture

ポリマーゲルを用いた 遮水作用による 石油回収率増加に向けた実験的評価*

廣本 康己**・阿部 一徳**†

セーデキ カワジャ ナウィード***

藤井 光**

Experimental study of weak gel for deep profile control:
transportation evaluation through porous media

Koki Hiromoto, Kazunori Abe

Khawaja Naweed Seddiqi and Hikari Fujii

1. 研究背景・目的

水攻法が適用されている多くの油田では、ウォーターカットが増加する課題に直面している。この原因としてさまざまな要因が挙げられるが、本研究では浸透率の不均一性による水の卓越流路形成に着目した。ウォーターカットの適切な管理は流体処理施設の圧迫や配管の腐食などを抑え効果的な油ガス生産につながるため重要な項目であり、遮水剤を用いて水を制御する手法の研究が注目されている(栗原ほか, 2014)。しかし、貯留層内における遮水剤の設置位置の制御および、各流体のプロファイルコントロール技術には課題が残っている。

そこで、本研究ではアクリルアミドポリマーをベースとしたゲル(以下、ポリマーゲル)を用いて水の卓越流路を遮水し、砂岩コアを用いた掃攻試験によるポリマーゲルの水の経路制御および、増油効果評価に加え、走査電子顕微鏡(以下、scanning electron microscope (SEM))を用いて流動性評価を行った。

2. 実験手法

2.1 ポリマーゲルの作製・選定

ポリマーゲルの遮水性および、流動性評価を行うにあたり使用するポリマーゲルの作製および、選定を行った。使用した試薬、濃度条件を表1、作製手順を図1にまとめる。Sydansk and Southwell (2000) がポリマーゲルの評価法として、ポリマーゲルが入ったボトルを上下反転させ、その形状によってタイプ分けを行う手法(以下、ボトルテスト)を提唱しており、大量のサンプルを簡易的に評価できるこ

とから一般的に使用されている(図2)。本研究では貯留層内でポリマーゲルが水攻法によって流動することで、遮水作用が広範囲に及ぶことを期待してタイプEまたはFをターゲットとし、Weakゲルと称した。選定条件として短時間でWeakゲルを形成し、その後長期間Weakゲルの性質を保つサンプルを選定することとした。ゲル化開始後1日おきにボトルテストを行い、以降の実験では選定された濃度条件のポリマーゲルを用いて行った。

2.2 ポリマー溶液のレオロジー特性測定

選定されたポリマーゲルのポリマー溶液のせん断応力、粘度とせん断速度との関係を、回転式粘度計(Brookfield社, DV2T)を用いて測定した。

2.3 砂岩コアを用いた掃攻試験

ポリマーゲルの遮水性評価のために掃攻試験装置(Vinci社, SRP350)を用いて掃攻試験を行った。浸透率の違いによる遮水性の違いを確認するために、異なる浸透率帯である低浸透率コア(約150 mD)と高浸透率コア(約300 mD)の砂岩コアを用いた(表2)。水飽和、油飽和を行った後、貯留層条件に近づけるためにエージングを約3週間行った。掃攻試験では、始めに水攻法を行い、油が排出されなくなるまで行った。次にポリマー溶液を0.2 pore volume (PV) 圧入し、恒温槽で1週間静置させてゲル化させた。最後に再度水攻法を追加の油が排出されなくなるまで行った。ポリマー溶液圧入前と圧入後の水攻法時の圧入圧力および、油回収率を比較することで遮水性評価を行った。なお、すべての工程での流量は0.4 cc/minで行い、水飽和と油飽和では室温、エージングと掃攻試験では60°Cの条件で行った。

2.4 SEMを用いた流動性評価

ポリマー溶液を圧入しゲル化させた砂岩コアを任意の場所で切断し、切断面を観察した。この時、ポリマーゲルによる孔隙閉塞構造をSEM観察から探した。加えて、エネルギー分散型X線分光法(以下、energy dispersive x-ray spectroscopy (EDX))による元素分析を行うことでポリマーゲルの閉塞性を確認した。

3. 実験結果

3.1 ポリマーゲルの作製・選定

表1のとおり各試薬濃度条件で混合し、1日おきにボトルテストを行いながらポリマーゲルを作製した。その結果、サンプルB-2(FLOPAM濃度0.5 wt%, PEI濃度0.4 wt%)の時、最も早くWeakゲルになり、かつ長期間Weakゲルを保つ性質を持つサンプルであることから選定された(表3)。以降、サンプルB-2を使用して実験を行った。

3.2 ポリマー溶液のレオロジー特性測定

サンプルB-2のポリマー溶液のせん断応力、粘度とせん断速度との関係を、回転式粘度計を用いて測定した。せん断速度を増加させるとせん断応力は増加し、粘度は低下する結果となった(図3)。このことからポリマー溶液は擬塑性流体であることが確認された。

* 令和6年6月4日、令和6年度石油技術協会春季講演会個人講演、開発・生産部門にて発表。 This paper was presented at the 2024 JAPT annual meeting on June 4, 2024.

** 秋田大学大学院 国際資源学研究所 Graduate School of International Resource Sciences, Akita University

*** 秋田大学 地方創生センター Center for Regional Revitalization in Research and Education, Akita University

† Corresponding author: E-Mail: abe@mine.akita-u.ac.jp

表1 使用試薬および濃度条件

	薬剤名	濃度 (wt%)	分子量 (g/mol)
ブライン	NaCl	0.5	58.44
ポリマー	FLOPAM	0.4~0.6	10.3~13.0×10 ⁶
架橋剤	ポリエチレンイミン (PEI)	0.3~0.6	600
酸化防止剤	チオ尿素	0.005	76.12

表2 砂岩コアの物性値

サンプル名	気体浸透率 (mD)	水浸透率 (mD)	孔隙体積 (cc)	孔隙率 (%)	油飽和率 (%)
Berea 117	173.63	146.97	17.54	20.10	63.95
Berea 103	438.37	311.07	19.41	22.40	60.25

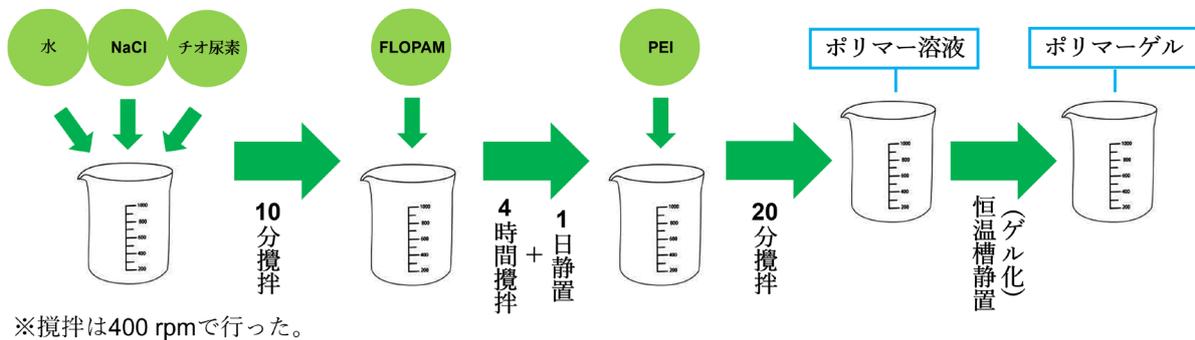


図1 ポリマーゲルの作製手順

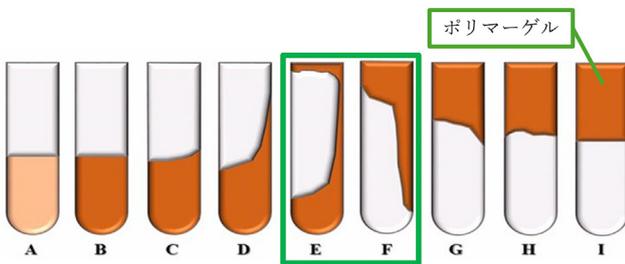


図2 ゲル強度によるタイプ分けの図

3.3 砂岩コアを用いた掃攻試験

ポリマーゲルの遮水性評価のためにサンプル B-2 を用いて掃攻試験を行った。両浸透率帯のコアで、ポリマー溶液圧入前の水攻法時よりもポリマー溶液圧入後の水攻法時の方が圧入圧力および、油回収率が高い結果となり、高浸透率コアの方が低浸透率コアより油回収率の増加量が多い結果となった (図4)。このことからポリマーゲルが水の卓越流路を閉塞し、ポリマー溶液圧入前よりも水が流れにくくなっていると考えられ、十分な遮水性および、増油効果を持つことが確認された。

3.4 SEM を用いた流動性評価

SEM を用いてポリマーゲルによる孔隙閉塞構造を観察した。掃攻試験後の砂岩コアを用いて圧入口付近の観察を

行ったところ、約 30 μm の孔隙中に鋭利な形状の物質が詰まっていることを確認した (図5)。また EDX の結果、炭素が検出されたことからポリマーゲルであることが確認された (図6)。

4. 考察・結論・展望

4.1 考察

SEM 観察によって、ポリマーゲルが約 30 μm の孔隙を閉塞していることが確認された。また、一 (2020) が行った、今回使用した砂岩コアと同程度の物性値を持つ砂岩コアを用いた水銀ポロシメータによる孔隙径分布測定結果によると、本研究で観察された約 30 μm の孔隙は比較的大きいサイズの孔隙であることが確認される (図7)。加えて、他の場所においても同程度のサイズの閉塞構造を持つ箇所は観察されたが、小さいサイズの閉塞構造を持つ箇所は観察されなかった。このことから、小さい孔隙にポリマー溶液が侵入していないことが推察される。ポリマーゲルの設置位置制御を行ううえでの課題として、小さい孔隙にポリマー溶液を侵入させる方法の確立が挙げられる。この策として、本ポリマー溶液は典型的な擬塑性流体のレオロジー特性を有していることから (図3)、流量を増加させることでポリマー溶液の粘度を下げ、小さい孔隙にも侵入させることが可能と考えられる。これらをまとめると、流量をコントロールすることでポリマーゲルの設置位置制御が可

表 3 各試薬濃度で作製したポリマーゲルのポトルテスト結果

サンプル名	濃度 (wt%)		ゲル化指数				
	FLOPAM	PEI	5日後	7日後	10日後	30日後	75日後
A-1	0.4	0.3	B	D	E	E	F
A-2		0.4	B	D	E	F	-
A-3		0.5	C	D	E	F	F
A-4		0.6	C	D	E	F	F
B-1	0.5	0.3	D	E	F	F	F
B-2		0.4	E	F	F	F	F
B-3		0.5	D	F	G	G	G
B-4		0.6	E	F	F	F	F
C-1	0.6	0.3	D	F	F	G	G
C-2		0.4	E	F	F	G	H
C-3		0.5	E	F	F	G	G
C-4		0.6	E	F	F	G	H

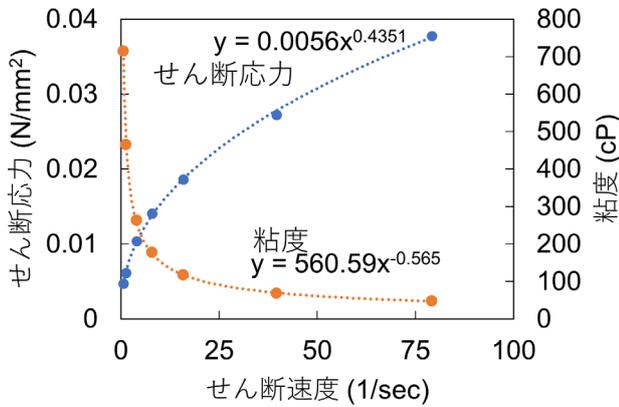


図 3 回転式粘度計によるポリマー溶液レオロジー特性

能であると推察される。

4.2 結論

サンプル B-2 を用いた掃攻試験によって、ポリマー溶液圧入前よりもポリマー溶液圧入後の方が水攻法適用時の圧入圧力および、油回収率が高い結果が得られたことから、ポリマーゲルには十分な遮水性があることが確認された。

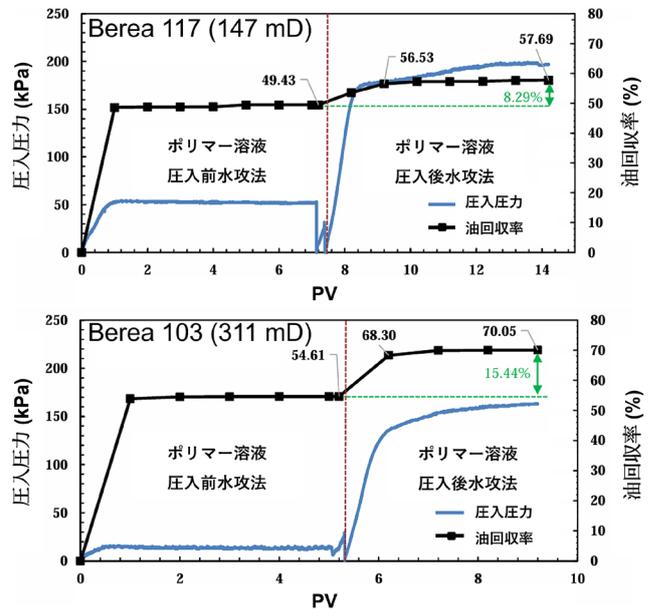


図 4 砂岩コアおよびポリマーゲルを用いた掃攻試験 (低浸透率コア：上, 高浸透率コア：下)

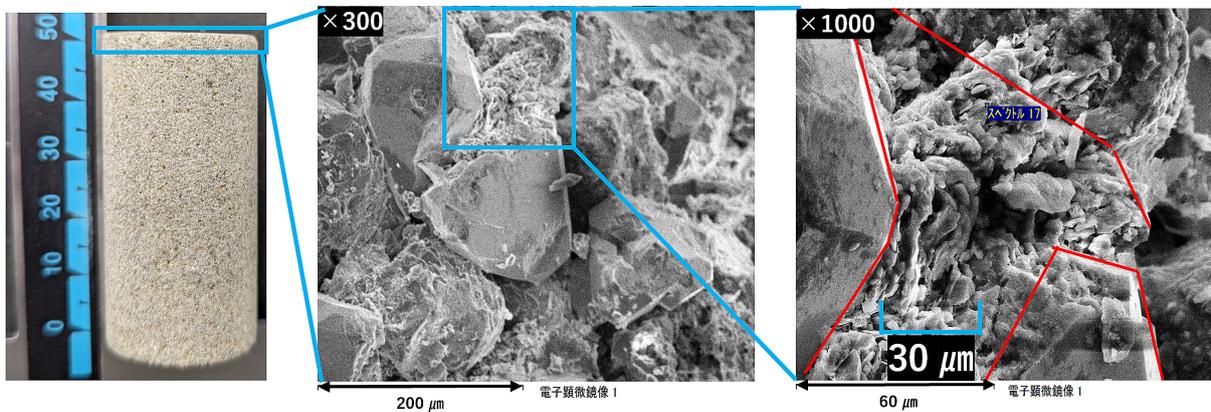


図 5 ポリマーゲル圧入砂岩コアの SEM 観察画像 (左：砂岩コア, 中央：断面観察 300 倍, 右：断面観察 1000 倍)

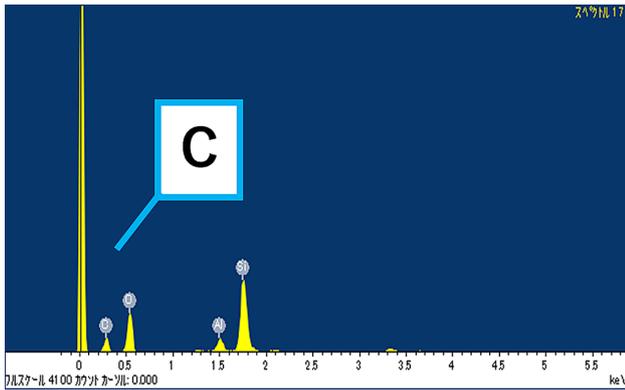


図6 ポリマーゲルによる孔隙閉塞構造のEDX元素分析

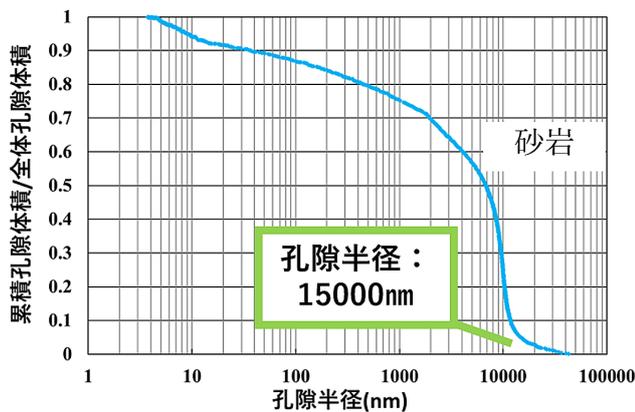


図7 水銀ポロシメータによる砂岩の孔隙径分布

また、SEM観察によって、比較的大きいサイズである約30 μm の孔隙をポリマーゲルが閉塞していることが確認された。今後、小さいサイズの孔隙への経路制御を考慮し、

ポリマー溶液の流量をコントロールする手法を検討する必要があると推察された。

4.3 展望

今後の展望として、掃攻試験やSEM観察を通して、流量変化による遮水性および流動性の違いを評価する。また、X線CTなどを用いて連続的なポリマー溶液の流動性を評価する方法の確立を検討している。

謝辞

本研究はJSPS科研費JP24K08317の助成を受けたものです。

SI単位換算係数 (SPE表示形式)

$$\begin{aligned} \text{md} &\times 9.86923 \text{ E} - 16 = \text{m}^2 \\ \text{wt}\% &= \text{mass}\% \\ \text{cc} &= \text{cm}^3 \end{aligned}$$

引用文献

- 一 優作, 2020: 低塩分濃度水攻法における塩水中のイオン成分が増油効果及び岩石表面の濡れ性に与える影響. 秋田大学大学院国際資源学研究科.
- 栗原正典・三津石裕士・2014: EOR. 石油鉱業便覧, 708, 717-718.
- 下河原麻衣・藤井 光・日隈知文・高林克百, 2014: 油層岩の特性. 石油鉱業便覧, 550-563.
- Sydansk, R. D., and Southwell, G., 2000: More than 12 years' experience with a successful conformance-control polymer-gel technology. *SPE Prod. Facil.*, 15 (04), 270-278.

石油技術協会記事

会長挨拶*



このたび石油技術協会の会長を務めさせていただくことになりました石油資源開発株式会社の高橋利宏でございます。はじめに、この場をお借りして、協会員ならびに関係者のみなさまには、日頃より協会活動にご理解とご支援を賜り、感謝を申し上げたいと思います。今年で91年目を迎える当協会の会長の職に就くにあたり、これまでに多くの諸先輩方が築き上げてきた伝統ある石油技術協会とその会長の責務の重さに身の引き締まる思いです。あらためて、その大役を見事に果たされた小寺前会長に敬意を表するとともに、今後は私自身が会長としての職務を全うするべく、副会長はじめとする理事・評議員・幹事・各委員会、事務局と力を合わせ、会員のみなさまにとって少しでもお役に立てるような企画・行事を提供して参りたいと思います。

さて、最近の社会情勢を振り返りますと、ロシア・ウクライナ戦争、イスラエル・パレスチナ戦争などの国際紛争の勃発とその長期化、これにともなう世界的なエネルギー安定供給への懸念と急速に進んだ円安の影響を受けて、世界各国におけるエネルギー安全保障の重要性が改めて社会的に認知されたと思います。今後、中・長期的な観点からは様々な新たな資源エネルギーの利活用が想定されますが、石油・天然ガスが世界の一次エネルギーのなかで一定程度主要な役割を担い続けるものと考えます。

一方で、化石燃料を扱う石油開発業界にとって、今は大きな転機と変革の時期でもあります。気候変動への取り組みや低炭素社会の実現に向け、世界的な動きが加速している中、当協会でも外部環境の変化に応じて柔軟に対応することが大切です。具体的な取り組みとして、昨年度は小寺前会長の主導のもと将来像検討会を立ち上げ、その中で当協会のミッションとビジョンを策定し、協会員のみなさまと共有することができました。さらに、当協会として、カー

ボンニュートラルへ向けた様々な取り組みの中で、特に私たちが保有する技術に親和性が高く、かつ国内外で具体的な事業化の取り組みが進んでいる二酸化炭素の地中貯留分野に着目し、CCS委員会を新設しました。今後、石油開発で培った技術、それに知識と経験を同分野に還元・活用しながら、さらなる技術の研鑽と発展を目指すとともに、二酸化炭素の貯留だけでなく、分離・回収・輸送を含めた他分野・他業種の方々との人材交流と情報共有を通じて、低炭素社会に向けた取り組みに貢献していきたいと思えます。

直近の当協会の課題もあります。現在進行中の90周年記念事業を確実に遂行するとともに、事務局体制の強化と協会財政の健全化に取り組みたいと思います。こうした取り組みにより、当協会のさらなる価値向上を目指していく所存です。また、協会員の交流を通じて長い歴史の中で石油鉱業が培った技術を継承し、さらに発展させるとともに、大きな時代背景の変化の中にあっては、他分野・他学協会との協働を通じて、異業種の方々とも交流・議論できる場を積極的に提供して参ります。

最後に、協会員ならびに関係者のみなさまに、今後とも変わらぬご指導・ご鞭撻をお願いして、会長就任の挨拶とさせていただきます。何卒宜しくお願い申し上げます。

石油技術協会 会長 高橋 利宏

I. 理事会

第89期 第2回 理事会議事録

開催日時：令和6年6月20日（木）15:30～17:00

開催場所：ハイブリット会議（Microsoft Teams）

出席者：（敬称略）高橋会長、島本副会長、吉良副会長
 [理事] 城戸、国末、栗原、中西、島山、日野、船津、山本（晃）、杉村、福田、林田、山本（浩）、吉岡、山田、倉本、藤井、小林（修）
 [監事] 市川、[委員長] 小林（肇）、佐藤、北村、長縄、荒木、永岡、[事務局] 山口（合計28名）

次回第3回理事会

令和6年8月20日（火）15:30～Web開催

議題：

- 【確認事項】1. 第89期第1回理事会議事録（案）の確認
- 【審議事項】1. 会員の異動（令和6年4月1日～5月31日）
- 【審議事項】2. 会告（案）特別見学会（地質編）参加者募集のお知らせ
- 【審議事項】3. 秋季講演会開催の件
- 【審議事項】4. 懸案事項
- 【報告事項】1. 第89回定時総会・90周年記念事業・春季

*第89回定時総会での就任挨拶

講演会（報告）

- 【報告事項】2. 令和6年度4月次・5月次会計収支報告
 【報告事項】3. 各委員会の活動状況報告
 その他

【確認事項】1. 第1回理事会議事録（案）の確認
 〈質疑なし，確認〉

【審議事項】1. 会員の異動（令和6年4月1日～5月31日）

日付	名誉会員	特別会員	正会員	学生会員	賛助会員	合計
令和6年5月31日	73	182	1,189	127	60	1,632

【審議事項】2. （会告案）特別見学会（地質編）参加者募集のお知らせ

本年度は学生が参加しやすいように9月12日開催とした。質疑なく承認

【審議事項】3. 秋季講演会開催の件

本年は11月12日に東大小柴ホールでの実施としハイブリットとすることを確認。JAPEXより2名が行事委員として立候補しテーマ含む企画案策定中。理事からの提案があれば事務局宛に乞連絡。異議なく承認

【審議事項】4. 懸案事項

1) 事務局体制, 2) 法人化検討, 3) 90周年記念事業, 4) 将来課題：行事WG, 業務効率化等について説明。コメント（C）：3)の記念出版への掲載する論文・記事の選考方法の複数案が出されたこと, 90周年WGのメンバーも変わったことから早急に打合せを開催する。4) 秋季講演会企画立案では行事WGにAPEX幹事2名が立候補し企画を取りまとめており, 他の行事でも同様の行事WGが原案作りを担う体制を作りたい旨補足。A：了解

【報告事項】1. 第89回定時総会・90周年記念事業・春季講演会（報告）

総会第2号議案への質問について、①見学会参加費、特別見学会参加費の実績数値に誤りはないか？②誤りあった場合、既に議決権行使されており、その対応はどうか？③会計区分が現状を反映しておらず、総会費、春季講演会費、秋季講演会費、見学会参加費、特別見学会参加費に分けるべき、との質問・指摘があった。総会后、回答に一部誤りがあったことを確認：見学会費収入の一部が講演会参加費に含まれ、見学会、特別見学会収益が過少となっていた。原因：外注業者からクレジット決済収入が入金される時点で、その内訳が大会参加費と見学会参加費に分かれておらず大会参加費として計上したため。正しくは大会と見学会に仕訳すべきである。誤計上額は収入総額の±1%となる。今後の対応：質問者へその旨説明すること、来期総会にて改めてその誤りについて説明し承認を得るものとする旨説明。今年度会計報告では、予実績対比の関係から、これまでの会計項目での説明に加え、詳細会計項目での説明を併記する。C：市川監事より上記対応に異議ない旨発言があった。承認

【報告事項】2. 将来像検討会議報告
 質疑なし，了承

【報告事項】3. 令和6年度4月次・5月次会計報告

C：市川監事より90周年事業についても適宜報告要請。

A：事務局，承知した。了承

【報告事項】4. 委員会報告

・編集委員会：（小林委員長）第89巻3号は5月31日：予定通り発刊。4号は7月末を、また5号は9月末を目標に編集作業を実施中。各部門のシンポジウム原稿提出時期の再考：各委員会に打診時に異論なく具体化について検討中。90周年記念出版：記念講演の3本は特別誌に掲載予定。Q：作井新委員長：シンポジウム原稿提出時期の再考は聞いていないので確認したい。A：現在は作井技術委員会のシンポジウム原稿が5号掲載、探鉱が1号掲載と時期が大きく異なり不公平感がある。発刊時期各委員会共に12月末とし準備できたシンポジウム号から出す案である。詳細詰めて後日説明する。尚、理事会で方針を了承した上で、内規改正等に着手する。

・探鉱技術委員会：（佐藤委員長）5月24日の第1回探鉱技術委員会内容について報告。

・作井技術委員会：（北村委員長）5月13日開催の第1回作井技術委員会運営幹事会について報告。

・生産技術委員会：（村上委員長）5月9日の第1回生産技術委員会について報告。次回は7月4日開催予定。

・CCS委員会：（長縄委員長）6月7日開催の第1回運営幹事会について報告。話題提供は、難波委員の代理として石瀬委員から「二酸化炭素の地中貯留：ネットゼロシナリオの中での役割と技術課題」のテーマで実施し質疑応答行われた旨報告。

・HSE委員会：（吉田委員長）5月14日に第1回HSE委員会を開催、その内容について確認。

・国際委員会：（山本委員長）5月27日に2023-2024 SPE Distinguished Lecture 第3回開催。9月12-13日 The 29th Formation Evaluation Symposium of Japan 開催予定。

・HP委員会：（島本委員長）第89巻3号掲載、ニュース、メルマガ121-124号配信した旨報告。

・資源経済委員会：（岩間委員長）5月16日「資源経済委員会開催資源エネルギー争奪戦について柴田氏より報告。了承

その他

1) 科研費増額要望書への協会対応

2) SPE/JAPT共催のCCUS and Low Carbon Fuelsに関するWorkshopに向けた準備作業の進捗について

3) 地球惑星連合大会2024参加報告

以上

II. 幹事会

第89期第4回

開催日時：令和6年7月11日（木）15:30～17:10

開催場所：ハイブリット会議（Microsoft Teams）

出欠状況：会長，副会長：高橋・島本・吉良
 （敬称略）編集委員長：小林，幹事：内山・草宮
 後藤・近藤・今野・高原・知識・鈴木・森田
 市江（記），山口（事務局）

議 題

- 議題 1. 第 89 期第 3 回幹事会議事録の確認
 議題 2. 会員の異動（令和 6 年 6 月 1 日～6 月 30 日）
 議題 3. 令和 6 年度 6 月次一般会計収支報告
 議題 4. 第 89 回総会・90 周年記念事業・春季講演会につ
 いて（アンケート結果報告）
 議題 5. 秋季講演会開催の件
 議題 6. 第 90 回総会・令和 7 年度春季講演会（開催日程の件）
 その他

第 89 期 第 5 回

開催日時：2024 年 8 月 8 日（木）15:30～17:50
 開催場所：ハイブリット会議（Microsoft Teams）

出欠状況：会長，副会長：高橋・島本・吉良
 （敬称略）副編集委員長：小林，幹事：市江
 鈴木・高原・後藤・石下・知識・草宮・内山（記），
 山口（事務局）

議 題

- 議題 1. 第 89 期第 4 回幹事会議事録の確認
 議題 2. 会員の異動（令和 6 年 7 月 1 日～7 月 31 日）
 議題 3. 令和 6 年度 7 月次一般会計収支報告
 議題 4. 第 89 回総会・90 周年記念事業・春季講演会につ
 いて
 議題 5. 秋季講演会開催の件
 議題 6. 第 90 回定期総会，令和 7 年度春季講演会開催の件
 議題 7. 地下水学会 次年度合同セッションのご相談
 議題 8. 会誌の刊行構成の変更について（提案）
 その他：

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)
 伊勢化学工業(株)
 伊藤忠テクノソリューションズ(株)
 (株)INPEX ドリリング
 (株)オーシャン・ジオフロンティア
 極東貿易(株)
 コスモエネルギー開発(株)
 サハリン石油ガス開発(株)
 JX 石油開発(株)
 JFE スチール(株)
 エネルギー資源開発連盟
 大成建設(株)
 千代田化工建設(株)
 天然ガス鉱業会
 日鉄エンジニアリング(株)
 日本海洋掘削(株)
 日本製鉄(株)
 (株)バルカー
 (株)物理計測コンサルタント
 三井石油開発(株)

AGC (株)
 出光興産(株)
 (株)INPEX
 エスケイエンジニアリング(株)
 (株)オフショア・オペレーション
 (株)合同資源
 コスモ商事(株)
 サミットエネルギー開発(株)
 (株)ジオシス
 シュルンベルジェ(株) 長岡支店
 石油資源開発(株)
 (株)達磨鉄工
 (株)テルナイト
 (株)東邦アーステック
 日宝化学(株)
 日本海洋石油資源開発(株)
 日本マントル・クエスト(株)
 (株)ピージーエス・ジャパン
 (株)ベッツ
 三菱ガス化学(株)

アブダビ石油(株)
 伊藤忠石油開発(株)
 (株)INPEX エンジニアリング
 (独)エネルギー・金属鉱物資源機構
 関東天然瓦斯開発(株)
 合同石油開発(株)
 コンピューター・モデリン・グループ・リミテッド
 JX 金属探開(株)
 シュルンベルジェ(株)
 (株)昌新
 第一実業(株)
 (株)地球科学総合研究所
 電源開発(株)
 日揮ホールディングス(株)
 日本オイルエンジニアリング(株)
 日本 CCS 調査(株)
 ハリバートン・オーバーシーズ・リミテッド
 深田サルベージ建設(株)
 三井海洋開発(株)

(令和 6 年 9 月現在)

令和6年度石油技術協会 施設見学会実施報告

報告者 滝 天鳳（株式会社 INPEX）

1. はじめに

令和6年6月6日（木）、石油技術協会が主催する施設見学会に参加しましたので、その報告をいたします。本見学会の参加対象者は、大学の資源系などの教室・研究室に所属する学生・院生・教員、および石油・天然ガスの開発に関心のある一般人です。当日は資源開発系の会社の新入社員を中心に約40名が参加しました。見学会のテーマは「砕氷船の“いろは”とカーボンニュートラルへ取り組む製鉄所」であり、砕氷船 SHIRASE と JFE スチール東日本製鉄所の見学を行いました。SHIRASE では北極海での LNG 輸送に関する砕氷船の基礎知識を学び、JFE スチール東日本製鉄所では製鉄の製造プロセスと鉄鋼業のカーボンニュートラルへの取り組みについて学びました。

2. 見学会スケジュール

09:30 JR 新習志野駅南口集合
 09:35～10:00 移動⇒ SHIRASE5002, 京葉食品コンビナート南岸壁
 10:30～12:00 SHIRASE5002 船内見学
 12:00～12:45 移動・昼食⇒ JFE スチール東日本製鉄所千葉地区
 12:45～17:00 座学, 製鉄所内の見学, 質疑応答
 17:00～17:10 移動⇒ JR 蘇我駅, 解散

3. 見学内容

当日は天候に恵まれ、参加者全員が JR 新習志野駅に9時30分に集合しバスで出発しました。

Stop 1：南極観測船 SHIRASE5002

まず、京葉食品コンビナートに停泊する南極観測船 SHIRASE に向かいました。到着後、船内の講義室で砕氷船の仕組みや特徴、南極観測の歴史や SHIRASE の沿革についての講義を受けました。私たちの訪れた SHIRASE5002 は 1983 年から 2008 年にかけて日本と南極を 25 往復した日本の 3 代目南極観測船であり、退役後はウェザーニューズ社が引き取り、現在は見学会やイベントを開催しています。

講義後、ガイドによる船内ツアーが行われました。船橋から艦長室、食堂、医務室などを見学し、船内の細かい構造や当時の食事計画、南極での基地組み立てなどについての話を聞くことができました。見学の最後には、船内のお土産屋に立ち寄る機会もありました。

Stop 2：JFE スチール東日本製鉄所

次に京葉工業地帯の真ん中に位置する JFE スチール東

日本製鉄所へと移動しました。この製鉄所は総面積約 765 万平方メートル（東京ドーム約 165 個分）の広大な敷地を有しています。到着後、製鉄所における製鉄プロセスの概要やカーボンニュートラルへの取り組みについての講義を受けました。その後、原料の集積所から溶鉱炉、転炉、圧延といった製造工程を一通り見学しました。

4. 所 感

SHIRASE の見学では、砕氷船が氷を砕き進む原理や南極観測の歴史について学ぶことができ、大変興味深かったです。特に、氷を割って航行するための船の鉄板の厚みやその頑丈さは目視でも分かるほどのものであり、非常に印象的でした。さらに、南極観測のために必要なさまざまな



SHIRASE5002



JFE スチール(株)東日本製鉄所

設備や、船内における船員たちの生活環境も見学でき、極寒の地で任務を遂行するための工夫が随所に見られました。例えば、食事の計画、医療設備、基地の建築作業などにおいて船員が厳しい環境を乗り越えるための方策が徹底されており感心しました。また、SHIRASEが退役後も文化継承という形で南極観測に貢献し続けていることには感銘を受けました。見学会やイベントを通じて次世代にその歴史を伝える活動は、非常に価値のある取り組みだと感じます。

製鉄所の見学では、各工程のスケールの大きさとダイナミックさが非常に印象的でした。特に転炉の工程は規模も熱量も圧倒されるもので、日本の産業を支えてきた鉄鋼業

の技術力の高さを実感しました。一方で製鉄のプロセスの特性上、カーボンニュートラルへの実現は容易ではなく、そのためには新たな製造手法や技術開発に挑戦する必要がありますが、それらに前向きに取り組まれている印象を受けました。鉄鋼業界が直面する課題と、それを克服するための取り組みについてこれからも注視していきたいです。

5. 謝 辞

施設見学にご協力いただきましたSHIRASE5002ならびにJFEスチール(株)東日本製鉄所の皆様に、感謝申し上げます。

石油技術協会 会議・行事開催予定

会 議	開 催 日	開 催 会 場 (予定) (オンライン開催は都度判断とする)	備 考
理事会	15:30～17:00		
第1回	令和6年4月17日(水)	エネルギー資源開発連盟 (またはオンライン)	
第2回	令和6年6月20日(木)		
第3回	令和6年8月20日(火)		
第4回	令和6年10月24日(木)		
第5回	令和6年12月18日(水)		
第6回	令和7年2月20日(木)		
幹事会	15:30～17:00		
第1回	令和6年4月11日(木)	㈱INPEX(またはオンライン)	
第2回	令和6年5月16日(木)	JX石油開発㈱(またはオンライン)	
第3回	令和6年6月13日(木)	石油資源開発㈱(またはオンライン)	
第4回	令和6年7月11日(木)	出光興産㈱(またはオンライン)	
第5回	令和6年8月8日(木)	エネルギー資源開発連盟(またはオンライン)	
第6回	令和6年9月11日(水)	天然ガス鉱業会(またはオンライン)	
第7回	令和6年10月17日(木)	エネルギー資源開発連盟(またはオンライン)	
第8回	令和6年11月13日(水)	三井石油開発㈱(またはオンライン)	
第9回	令和6年12月11日(水)	エネルギー資源開発連盟(またはオンライン)	
第10回	令和7年1月16日(木)	JOGMEC(またはオンライン)	
第11回	令和7年2月13日(木)	エネルギー資源開発連盟(またはオンライン)	
第12回	令和7年3月13日(木)	伊藤忠石油開発㈱(またはオンライン)	
評議員会	16:00～17:00		
6月	総会に合わせての開催もしくは令和5年度同様休会を検討中		
行 事	開 催 日	会 場	
第89回定時総会	令和6年6月3日(月)	東京大学(本郷キャンパス) 伊藤国際学術研究センター	
90周年記念式典・ 特別講演会			
懇親会			
春季講演会	令和6年6月4日(火)5日(水)	東京大学(本郷キャンパス) 伊藤国際学術研究センター, 山上会館, 小柴ホール他	
見学会	令和6年6月6日(木)	施設見学会	
秋季講演会	令和6年11月12日(火)	東京大学小柴ホール	
特別見学会(地質編)	令和6年9月12日(木)	千葉県茂原市, いすみ市, 大多喜市, 長生村	
特別見学会(物探編)	未定		

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	SPWLA 日本支部(日本地層評価学会)	第29回日本地層評価シンポジウム	2024年9月12日(木), 13日(金) JOGMEC TRC 講堂	後援

坑井掘削状況

特記事項なし

自：令和6年7月1日
至：令和6年8月31日

編集後記

編集委員会の委員を務めることとなりました，JAPEXの野中と申します。

編集委員の仕事として論文の査読があり，生まれて初めて論文査読をする側になりました。投稿者の方におかれましては，お忙しいところ画期的な成果を挙げられ，かつ質の高い論文執筆まで完遂されたということで，頭の下がる思いです。

一方で，今回初めて査読者側の事情や思いを知ることとなりました。私は今まで，主に学会発表の際に要旨や発表資料を同僚に見て貰っておりました。私の未熟さゆえ，手法・解釈の妥当性について，データの品質について，図表の正誤や判読性について，本文の読みやすさから誤字脱字に至るまでのさまざまな指摘があり，修正するうちに時間があっという間になくなり，予定していた学会の投稿期日に間に合わなかったことがありました。

その時は落ち込み学会発表はもうやめますと書いたとこ

ろ，この同僚に「この位で諦めるな！」と叱咤激励され，なんとか他の学会に間に合わせることができました。

その時は状況が理解できませんでしたが，同僚も私と同じように時間を削り，所属組織と論文の質を維持する責任感のもと悩みながら指摘をしていた訳で，自分の研究をより良いものにするためのサポーターだったことに思い至りました。

あの時の，そして今の同僚に感謝しつつ，今後は私も査読者として著者に寄り添い，より説得力のある読みやすい論文を目指して著者を全力でサポートする所存です。以後よろしく願いいたします。

(会誌編集委員会委員 野中 美雪)

現在の編集状況：受理15編，委員長預かり4編，継続審議6編，新規受付4編

次号予告（第 89 巻第 6 号）

<令和 6 年度春季講演会 開発・生産 / CCS 部門シンポジウム>

「トランジションエネルギーとしての上流開発とカーボンニュートラルへの展望」

開会の辞	吉岡 克平
二酸化炭素地中貯留の数値シミュレーションにかかる特徴的な技術要素	島本 辰夫
CCS におけるモニタリング技術と今後の展望	東中 基倫
JX 石油開発による米国 Petra Nova CCUS プロジェクト～持続可能な未来への一歩	青山 智久・五十嵐 哲
老朽油田操業におけるデジタルトランスフォーメーションへの試み	齋藤 直樹
JOGMEC の地熱事業における取組について	吉川 竜太
カーボンニュートラルの実現に向けたサービスカンパニーとしての取り組み	門傳 孝・板橋 大
パリ協定長期目標下での化石燃料および CCUS・CDR の展望	秋元 圭吾
パネルディスカッション / 総合討論	長縄 成実

<資 料>

試掘井「天北西方沖-1」の掘削結果概要	森川 豪・峯岸 政人・星野 太一・山市 剛
---------------------	-----------------------

(予告に誤りがあったため 10 月 15 日に差し替えました。)

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)

芦田 彬久 (INPEX)

橋本 直明 (三井石油開発)

松淵 仁 (INPEX)

運 営 委 員

安達 陽介 (石油資源開発)

石川 正紀 (INPEX)

石崎 理 (石油資源開発)

堀内 侑樹 (INPEX)

松井 良一 (INPEX)

渡部 哲子 (石油資源開発)

委 員

青木 直史 (石油資源開発)

阿部 一徳 (秋田大学)

石川 和明 (出光興産)

岩本 広志

大内 久尚 (早稲田大学)

大槻 敏 (JOGMEC)

栗田 裕司 (新潟大学)

三瓶 良和 (島根大学)

谷 和幸 (JX 石油開発)

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)

新堀 雄一 (東北大学)

荷福 洸 (INPEX)

野中 美雪 (石油資源開発)

長谷川智紀 (石油資源開発)

福田 真人 (JOGMEC)

風呂田郷史 (産業技術総合研究所)

山本 正伸 (北海道大学)

山崎 誠 (秋田大学)

吉岡 秀佳 (産業技術総合研究所)

事務幹事 山口 明

©The Japanese Association for Petroleum Technology 2024

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

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

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

石油技術協会誌 (JAPT) Vol.89, No.5

2024 年 9 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

(エネルギー資源開発連盟内)

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 <https://www.japt.org/> E-mail office@japt.org

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

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



The Japanese Association for Petroleum Technology