

わが国の環境エネルギー政策 Energy and Environmental Policy in Japan

山地 憲治^{1*}
YAMAJI, Kenji^{1*}

¹ 地球環境産業技術研究機構 理事・研究所長
¹Research Institute of Innovative Technology for the Earth

2011年3月の福島原子力事故以降、わが国の環境エネルギー政策は歴史的転換点に立っている。3E + Sを同時に達成するという基本目標は変わらないが、これからの原子力への依存の程度、2020年以降の地球温暖化対策目標などの点で、現実に行える具体的な方策をめぐって議論が継続している状態である。

基本目標の実現に向けて、わが国の環境エネルギー政策においては政策の選択肢をできる限り広く維持することが重要である。原子力という選択肢を維持し、更なる省エネを進め、再生可能エネルギーを積極的に導入すると共にクリーンな化石燃料を安定的に利用する必要がある。ここでは、わが国の環境エネルギー政策としてのCCSの重要性などについて講演する。

キーワード: エネルギー, 環境, 政策, CCS
Keywords: Energy, Environmental, Policy, CCS

二酸化炭素分離・回収技術 CO₂ capture technology

東井 隆行^{1*}
HIGASHII, Takayuki^{1*}

¹ 公益財団法人地球環境産業技術研究機構

¹ Research Institute of Innovative Technology for the Earth

二酸化炭素の分離・回収、貯留（CCS）は、火力発電所や製鉄所など大規模な二酸化炭素（CO₂）排出源から発生するCO₂を分離・回収して地中に貯留する技術である。

CCSにかかる全コストの約6割を占めるCO₂分離・回収コスト（分離・回収のための消費エネルギー量）の低減は、CCSに対する地域的、国際的な政策もしくは法制化とともに、CCS実現のための極めて重要な取組みである。そのため、これまでに多くの企業や研究機関が、より低エネルギー消費で高効率な分離・回収技術やプロセスの開発に取り組んできた。さらに、CO₂発生源における排ガスの性状（発生量や規模、CO₂濃度、圧力など）やCCSのフルチェーンでの輸送や貯留が取り扱うCO₂の要求品質等に対応できる最適な分離・回収技術が求められる。また、開発された技術やプロセスを大規模な実証試験に展開することにより、実用化における課題を抽出しその解決を図ることは、CCSを安全に安心して実施していくうえで重要な開発プロセスとなる。

現在、研究開発が盛んに行われている主なCO₂分離・回収技術は、吸収法、吸着法及び膜分離法である（Figure 1）。吸収法とは、CO₂を可逆的に吸収し解離する吸収剤を用いる方法である。吸着法は、吸着剤を用いて吸脱着することで回収する。膜分離法は、特殊な膜を用い、基本的にはガスの圧力差を利用してCO₂を分離する。

我々は、吸収法のうち化学吸収法及び革新的吸着剤としての固体吸収材、さらに膜分離法が、前述の条件を満たす有望な技術として、精力的に研究開発に取り組んできた。

化学吸収法は、ガス中のCO₂を、化学的に結合する吸収液に吸収させた後、加熱等で解離させることでCO₂を吸収液から分離し、回収する技術であり、常圧で大規模に発生するガスからのCO₂分離に適している。我々は、2004年から、製鉄所の高炉ガスを対象として、化学吸収法における最大の課題であるCO₂回収時の消費熱エネルギーを低減するための高性能な吸収液の開発に取り組んでいる。

化学吸収法自体は、化学産業・石油化学工業におけるCO₂の分離、精製プロセスを起源として長年に亘り利用され技術が蓄積されてきており、現時点では最も実現性のある技術である。そのため、世界主要各地に実証試験センターが存在し、大規模な実証試験が行われている。しかしながら、化学吸収法のみでは、CCSの本格実施時期において満足のいくCO₂分離・回収コストの削減が実現できるとは必ずしも言えない。

そこで、我々は、石炭火力発電所からの排ガスを対象とした化学吸収法における消費熱エネルギーの低減手法を抜本的に見直した、固体吸収材の研究開発に取り組んでいる。これは、化学吸収液の成分を多孔質支持体に担持させた固体複合材料であり、水溶液として用いる化学吸収液とは異なり余分な水が存在せず、CO₂解離に伴う蒸気エネルギーの損失がほぼ無視できるためCO₂分離回収エネルギーを低減可能である。

我々はさらに、次世代高効率発電システムであるIGCC火力発電等の高圧ガスから、分離膜を用いて低コストでCO₂を分離・回収する技術開発に取り組む、CO₂分離・回収コスト1,500円/t-CO₂を目標に分子ゲート機能を有する革新的なCO₂分離膜、膜モジュールおよび膜分離システムを開発中である。

今後は、CO₂分離・回収コストの低減に向け、現在開発中の分離・回収技術を早期に確立するとともに、実用化検討を進めてその信頼性を高め、CCSの実現に貢献していく。

キーワード: CCS, CCUS, 二酸化炭素, 分離, 回収
Keywords: CCS, CCUS, Carbon dioxide, Capture

HRE28-02

会場:105

時間:5月25日09:30-09:45

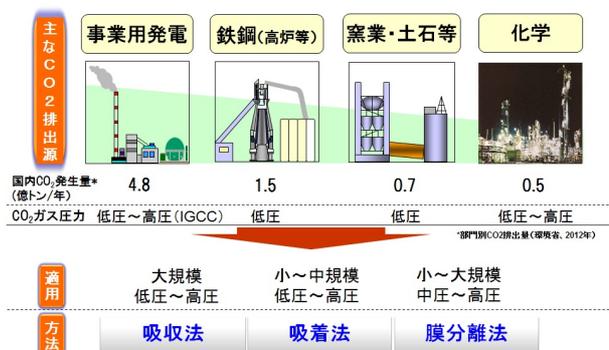


Figure 1, Large emission sources of carbon dioxide and capture technologies

火力発電所における炭酸ガス分離回収技術 CO₂ Recovery Technology from Power Plants

辻内 達也^{1*}; 登里 朋来¹; 遠藤 崇彦¹; 大石 剛司¹
TSUJIUCHI, Tatsuya^{1*}; NOBORISATO, Tomoki¹; ENDO, Takahiko¹; OISHI, Tsuyoshi¹

¹ 三菱重工業株式会社

¹ Mitsubishi Heavy Industries, Ltd.

It is now widely agreed that capturing CO₂ from flue gases and the subsequent injection into geological formations can significantly contribute to reducing CO₂ emissions, the principal greenhouse gas. As well as having benefits in terms of reducing CO₂ emissions into the atmosphere, the deployment of Carbon Capture and Storage (CCS) can also allow nations around the world to continue using important domestic fossil fuels, such as coal, in an economic and environmentally sustainable way. Among the CCS technology, Enhanced Oil Recovery (EOR) utilizing anthropogenic CO₂ is believed to be an effective use of CO₂. For commercialization of CCS and EOR, scale-up of equipment and energy reduction for CO₂ capture and compression are essential considerations.

Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. (MHI) has developed a high efficiency chemical solvent process to capture CO₂ from the flue gas, the KM CDR Process, in collaboration with Kansai Electric Power Co., Inc. Since 1990 MHI has continued R&D programs of CO₂ capture technologies using laboratory research and the CO₂ recovery pilot plant at Nanko Power Station. As a result, the KM CDR process has been applied to eleven (11) commercial CO₂ capture plants for natural gas-fired boilers or heavy oil-fired boilers and all of these plants are now in commercial operations.

MHI has also focused on carbon capture technologies for coal fired power plants since 1999, performing numerous test programs for plant performance, optimization, and evaluation of flue gas impurities and their impact at the 1 tonne per day pilot test facility at MHI's R&D center in Hiroshima, Japan. MHI also completed several test programs capturing CO₂ utilizing the 10 tonnes per day slip stream test facility from the flue gas of a commercial 500MW coal fired power plant in Matsushima, Japan in 2006. Based on these R&D commercial experiences and scale-up studies, Southern Company Services, Inc. and MHI successfully started the world's first full chain anthropogenic carbon capture and sequestration (CCS) project applied to a coal-fired power plant. The plant, with a CO₂ capture capacity of 500 tonnes per day, began operation in June 2011 at Alabama Power Company's James M. Barry Electric Generating Plant, and 100,000 tonnes of CO₂ has been successfully injected into a geologic structure, the Citronelle Dome, as part of the Department of Energy (DOE) funded Southeast Regional Carbon Sequestration Partnership (SECARB) phase-III "Anthropogenic Test".

In July 2014, MHI received an order for the world's largest post-combustion CO₂ capture plant (with a CO₂ capture capacity of 4,776 tonnes per day) from an enhanced oil recovery (EOR) project mainly promoted by NRG Energy Inc. and JX Nippon Oil & Gas Exploration Corporation. Captured CO₂ will be utilized for EOR at mature oil fields in the Gulf Coast region in U.S.. The operation will be started in 4th quarter, 2016 and it is expected that oil production will be enhanced from 500 barrels/day to approx. 15,000 barrels/day. Furthermore, 1.4 million metric tons of greenhouse gas will be used annually or injection into geological formations.

This presentation will introduce MHI's CO₂ capture technologies and the current activities including the results of the CO₂ capture and storage demonstration test.

キーワード: CO₂ 回収貯留, 炭酸ガス, 分離, KS-1 吸収液, KM CDR Process
Keywords: CCUS, CO₂, Capture, KS-1, KM CDR Process

HRE28-03

会場:105

時間:5月25日 09:45-10:00



地中貯留二酸化炭素の地下常在微生物による電気化学的メタン変換研究 Bioelectrochemical Conversion of geologically sequestered Carbon Dioxide into Methane by using Indigenous Microorganisms

前田 治男^{1*};五十嵐 雅之¹;福島 直哉²;小林 肇²;佐藤 光三²

MAEDA, Haruo^{1*}; IKARASHI, Masayuki¹; FUKUSHIMA, Naoya²; KOBAYASHI, Hajimer²; SATO, Kozo²

¹ 国際石油開発帝石株式会社, ² 東京大学 大学院 工学研究科

¹ INPEX Corporation, ² The University of Tokyo

[1] 緒言

地球温暖化に代表されるグローバルな環境問題と石油、天然ガスなどの化石燃料をベースとしたエネルギー資源の枯渇は解決すべき喫緊の課題となっている。近年、地球温暖化の対策として CCS（二酸化炭素地中貯留）技術が有効な手法として各国で実施あるいは計画されている。しかし、CO₂ を地中貯留しただけでは、貯留された CO₂ は炭素循環の環に加わっておらず、持続可能な社会の実現には、この炭素循環の不均衡化を是正する必要がある。その不均衡を解消するためのアプローチとして持続型炭素循環システムの開発に、国際石油開発帝石と東京大学は産学連携共同研究という形で平成 23 年度より取り組んでいる。

当該研究においては、CCS により地中に隔離された CO₂ を微生物反応によりメタンに変換し、有用資源として利用する技術の構築を目指している。当該メタン変換反応には地下常在の水素資化性メタン生成菌ならびに電子放出菌が関与していることが、最近の我々の研究により明らかとなっている。このシステムにおいてはメタン生成菌が反応装置の電極から電子を、地下水から陽子（プロトン）を受け取り、水に溶解している CO₂ をメタンへと還元する。CO₂ のメタン変換に必要な電力には、風力、太陽光発電等の CO₂ を排出することのない再生可能エネルギー源を利用する。本報告では、メタン生成菌に水素を供給する方法として、電気化学的な水素還元力利用の可能性につき、実油田の微生物を利用した実験をもとに得られた最新結果につき紹介する。

[2] 実験

電気化学的微生物メタン生成の反応プロセスにおいては、地下に常在している水素資化性メタン生成古細菌が CO₂ をメタンに変換する際に、水素（H₂）を直接利用する代わりに油層水、地下水等をソースとするプロトン（H⁺）および反応系に印加された電流から得られる電子（e⁻）を利用することを想定している。評価実験に利用した微生物電気化学的メタン生成リアクター装置は容量 250ml のガラス瓶を使い、4 x 10cm のカーボンクロスをアノード、カソード電極として設置したうえで電極間にはセパレータを設置している。リアクターボトル内には秋田県八橋油田（油層深度：1293 m ~ 1436 m、油層温度：40 ~ 82 °C）の坑井から嫌気条件で採取したメタン生成菌等含む古細菌群ならびに各種細菌群の存在が確認されている油層水を培養液として添加し、ヘッドスペースガスとして 80 % 窒素 20 % CO₂ の混合ガスを封入し 55 °C で嫌気培養を行った。系内に直流電源装置により電極に 0.75 ボルトの電圧を加えた場合と、同じ系で電圧を加えない場合のメタン生成状況を定期的に観測した。また印加電圧を 0.4、0.5、0.6、0.7、0.8 ボルトに設定したうえで、同様にメタン生成速度および電流-メタン変換効率を経時的に測定した。

[3] 結果

0.75 ボルト電圧印加した場合とまったく印加しない場合のメタン生成量（mmol）を観測した。その結果、電圧非印加実験においてはメタンの生成は見られず、一方、電圧印加したケースでは、ほぼ定率のメタン生成がみられており、当該生成速度は 386 mmol/day.m² と算定された。また、電流-メタン変換効率もほぼ 100 % と高い値を示した。一方、印加電圧を変えた実験では電圧が 0.4 から 0.8 ボルトに増加するにつれて、メタン生成速度は 84 mmol/day.m² から、最大 1103 mmol/day.m² まで上昇した。また、電流-メタン変換効率は、すべての印加電圧で 90 % を超えており、非常に高い電流-メタン変換効率となっている。

さらに、電気化学的微生物メタン生成反応に関与している微生物を調査すべく、当該リアクター試験のカソード電極に付着している微生物群（古細菌および細菌）を同定解析した結果、古細菌は水素資化性メタン生成菌である *Methanothermobacter*、細菌は電子放出菌である *Thermincola* が優占化していることが明らかとなった。

一方で、*Methanothermobacter* 単菌のみの電気化学的メタン生成実験を実施したところ、メタン生成速度は 80 mmol/day.m²、電流-メタン変換効率は 20 % 以下と低い値を示した。

現在までの実験結果から、八橋油田由来の微生物群による電気化学的メタン生成反応については、水素資化性メタン生成菌が電子放出細菌を介し、間接的に電子を受容してメタンを生成していることが示唆されている。

我々の研究成果により、油田微生物を利用した二酸化炭素の電気化学的メタン変換の可能性が、初めて示唆されることとなった。

Japan Geoscience Union Meeting 2015

(May 24th - 28th at Makuhari, Chiba, Japan)

©2015. Japan Geoscience Union. All Rights Reserved.



HRE28-04

会場:105

時間:5月25日 10:00-10:15

キーワード: 二酸化炭素地中貯留, 電気化学的メタン変換, メタン生成菌, 電子放出菌, 炭素循環

Keywords: Carbon dioxide Capture and Storage, electromethanogenesis, methanogen, exoelectrogen, carbon cycle

微生物を活用したCCUS技術開発の動向：油層におけるCO₂再資源化技術F/Sから
見たジオバイオリクター実現性についての課題
Trend in the development of microbial technology in CCUS: a bottleneck in the realization of geo-bioreactors

中村 孝道^{1*}; 佐藤 朋之²; 川村 太郎²
NAKAMURA, Takamichi^{1*}; SATO, Tomoyuki²; KAWAMURA, Taro²

¹ 地球環境産業技術研究機構 CO₂貯留, ² 中外テクノス株式会社 つくばバイオ
¹RITE, CO₂ storage research group, ²Chugai-technos, Tsukuba-bio

Carbon dioxide capture and storage (CCS) is the primary technological option to reduce CO₂ emission into the atmosphere. Furthermore, carbon capture, utilization, and storage (CCUS) has recently become widely recognized as a CO₂ reduction measure. CO₂-enhanced oil recovery (EOR) is profitable owing to oil production and is considered a major CCUS technology. It also provides economic incentives for CO₂ utilization. An ecologically sustainable energy production system using CO₂-EOR that yields additional economic incentives has been proposed. The proposed system uses the microbial conversion of injected CO₂ into methane in oil reservoirs¹. It is expected that oil reservoirs have applications as geo-bioreactors and can be used as microbial energy production systems in subsurface environments (Fig.1)^{2,3}. In this process, hydrogen that is required for methanogenesis supplies by degradation of hydrocarbons via thermophilic fermentative bacteria in oil reservoirs. However, *in situ* methanogenesis after injections of CO₂ has also been demonstrated^{2,4}; the thermodynamic process that results in anaerobic hydrogenesis from hydrocarbons such as hexadecane in oil reservoirs is unlikely to occur⁵. There is a major problem associated with maintaining a stable supply of hydrogen for methanogenesis in oil reservoirs. A solution for this issue will be a breakthrough in geo-bioreactor technology.

To date, feasibility studies of the bioconversion of CO₂ to methane in domestic and foreign oil fields based on laboratory tests have been carried out. 16S rRNA survey of DNA extracted from production water confirmed the existence of thermophilic hydrogenotrophic methanogens such as *Methanothermobacter* spp., mesophilic hydrogenotrophic methanogens such as *Methanoculleus* spp. and *Methanofollis* sp., and thermophilic hydrogen-producing fermentative bacteria such as *Thermotoga* sp., *Thermoanaerobacter* spp. *Thermodesulfobacterium* spp., and *Desulfotomaculum* sp. in oil reservoirs. Laboratory gas production tests under high-temperature and high-pressure conditions were performed. Using *Methanothermobacter* sp., *Thermotoga* sp., or *Thermoanaerobacter* sp. as model microbes, methane and hydrogen production under reservoir conditions was observed.

These results demonstrated the potential for microbial conversion of injected CO₂ into methane in oil reservoirs, and highlighted some difficulties in the realization of geo-bioreactors. The number of microbes in oil reservoirs is low; generally, their density is less than 10⁴ cells per ml of reservoir brine. In particular, hydrogen-producing fermentative bacteria were not highly represented in the oil reservoir microbial community. A stable supply of hydrogen would be difficult to achieve using these microbes. With respect to biomass, few microbes were available to activate microbial reactions. The shortage of microbes in subsurface environments is one of the bottlenecks in the realization of geo-bioreactors. To remove this bottleneck and establish geo-bioreactor technology, the development of effective microbial growth controls and environmental improvements suitable for microbial activity in subsurface environments is essential.

References,

- 1) Kano et al. 2009. J. Jpn. Petrol. Inst. 52, 297-306.
- 2) Nakamura et al. 2013. Asia Biohydrogen and Bioenergy 2013. Abstracts, O.S.1-2-3.
- 3) Nakamura T. 2015. Seibutu-kougaku. 93, in press.
- 4) Kawaguchi et al. 2010. J. Biosci. Bioeng. 110, 106-108.
- 5) Dolfing et al. 2008. ISME J. 2, 442-452.

キーワード: CO₂再資源化, ジオバイオリクター, 油層
Keywords: bioconversion of CO₂ to methane, geo-bioreactor, oil reservoir

HRE28-05

会場:105

時間:5月25日 10:15-10:30

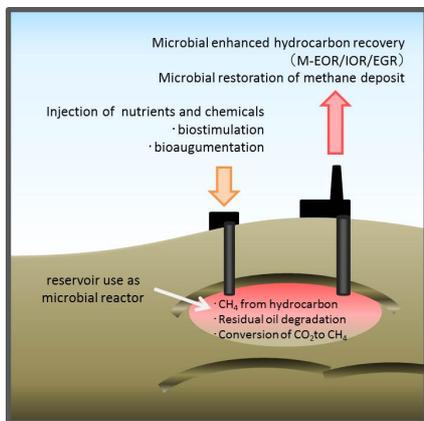


Fig. 1 Schematic representation of geo-bioreactor system ³⁾

CO₂ 地中貯留が及ぼす枯渇油田の微生物生態系への影響 Influence of carbon capture and storage on the microbial ecosystem in a depleted oil reservoir

眞弓 大介^{1*}; 坂田 将¹; 前田 治男²; 宮川 喜洋²; 五十嵐 雅之²; 玉木 秀幸¹; 竹内 美緒¹;
鎌形 洋一¹

MAYUMI, Daisuke^{1*}; SAKATA, Susumu¹; MAEDA, Haruo²; MIYAGAWA, Yoshihiro²; IKARASHI, Masayuki²;
TAMAKI, Hideyuki¹; TAKEUCHI, Mio¹; KAMAGATA, Yoichi¹

¹ 産業技術総合研究所, ² 国際石油開発帝石株式会社

¹National Institute of Advanced Industrial Science and Technology, ²INPEX Corporation

【目的】枯渇油田は CO₂ 回収・貯留 (CCS) 技術の利用サイトとして、CO₂ の貯留能力や安全性、コスト面など多方面からその実用性が検討されてきた。一方で、世界中の油田にはメタン生成を伴う原油分解を主な活動とする微生物生態系が広く分布している。しかし、CO₂ 地中貯留による CO₂ 濃度の増加が枯渇油田の微生物群集やメタン生成活動にどのような影響を及ぼすかは不明である。そこで今回、我々は深部地下油層環境を模擬する高温高压培養実験を行い、油層環境のメタン生成に及ぼす CO₂ 濃度の影響を調査した。

【方法】秋田県八橋油田から採取した油層水と原油のみを用いて、現場と同じ温度・圧力条件 (55 °C・5MPa) に設定した培養実験 (CO₂ 非圧入系) と、現場と同じ温度・圧力条件で CO₂ を圧入した CO₂ 地中貯留環境を模擬する培養実験 (CO₂ 圧入系) を行った。また、安定同位体トレーサー実験とクローンライブラリー法や qPCR 法による微生物群集構造解析を通じてメタン生成経路を調査した。

【結果】高温高压培養実験の結果、CO₂ 圧入系と CO₂ 非圧入系の双方で油層水に元々含まれる酢酸の減少に伴い、メタンの生成が確認された。さらに、安定同位体トレーサー実験や微生物群集構造解析により、それぞれの培養系で酢酸からメタンが生成する反応経路を調査した結果、現場油層環境を模擬する CO₂ 非圧入系では酢酸酸化-水素資化性メタン生成経路であったのに対し、CO₂ 地中貯留環境を模擬する CO₂ 圧入系では酢酸資化性メタン生成経路へと劇的に変化した。

【考察】本研究は、枯渇油田の微生物生態系が CO₂ 濃度に対して高い頑健性を保ちつつ、CO₂ 濃度に応じて有利なメタン生成経路を選択する柔軟性を有することを示している。

キーワード: CO₂ 地中貯留, 枯渇油田, 微生物生態系, メタン生成

Keywords: Carbon capture and storage, Depleted oil reservoir, Microbial ecosystems, Methane production

含泥率の三次元モデル構築の試み：長岡CO₂圧入実証試験サイトの例
An attempt of geostatistical modeling for spatial mud content: a case study of the Nagaoka pilot site, Japan

伊藤 拓馬^{1*}; 中島 崇裕¹; 千代延 俊²; 薛 自求¹
ITO, Takuma^{1*}; NAKAJIMA, Takahiro¹; CHIYONOBU, Shun²; XUE, Ziqiu¹

¹ 公益財団法人地球環境産業技術研究機構, ² 秋田大学国際資源学部

¹Research Institute of Innovative Technology for the Earth, ²Faculty of International Resource Sciences, Akita University

The geological storage of carbon dioxide is considered one of the technologies for mitigation of greenhouse gas emissions. The storage of CO₂ in saline aquifers is the most favorable option. The reservoir characterization such as lithology, petrophysical properties and geological modeling is important for assessing laterally and vertically reservoir heterogeneity, which affects on CO₂ behavior inside the reservoir rock. It is known that reservoir heterogeneity of lithology has effects on CO₂ behavior. Therefore, detailed reservoir characterization is essential to estimate the CO₂ behavior for a long-time scale and storage capacity. Here we present 1) depositional environments, and 2) lithologic model in terms of mud content using geostatistical modeling technique under the sequence stratigraphic framework as a case study of the Nagaoka pilot site.

The CO₂ reservoir is interpreted as deltaic or coastal plain deposits characterized by upward-shallowing successions from shelf to shoreface environments. It is known that sedimentary facies agrees with mud content in shallow depositional environments (e.g., Ishihara et al., 2013). At the Nagaoka pilot site, the sediment core analysis indicates that mud content is available for the classification of the depositional environments; mud content in outer shelf is 62.0 % in average, that in inner shelf is 33.7 % in average, and that in shoreface is 20.4 %, respectively. This fact implies that spatial mud content distribution can be regarded as a lithologic model. The lithologic model estimated by geostatistical modeling technique indicates the heterogeneity of mud content distribution. This lithologic model is reasonable for explaining the geophysical monitoring results showing the heterogeneity of CO₂ distribution inside the reservoir rock. This result indicates that the lithologic model in terms of mud content is a useful for prediction and estimation of the injected CO₂ distribution.

キーワード: CO₂ 地中貯留, 含泥率, 地球統計学, 堆積学, 長岡

Keywords: CO₂ geological storage, Mud content, Geostatistics, Sedimentology, Nagaoka

CO₂分布に対する地層不均質性の効果：長岡サイト CO₂貯留層中の数値シミュレーション Effects of heterogeneity on the distribution of CO₂: Numerical simulation in a CO₂ storage reservoir at Nagaoka

中島 崇裕^{1*}; 伊藤 拓馬¹; 薛 自求¹; 千代延 俊²
NAKAJIMA, Takahiro^{1*}; ITO, Takuma¹; XUE, Ziqiu¹; CHIYONOBU, Shun²

¹ (公財) 地球環境産業技術研究機構, ² 秋田大学国際資源学部

¹Research Institute of Innovative Technology for the Earth, ²Department of Earth Resource Science, Akita University

This paper discusses heterogeneity of petrophysical properties in the reservoir for geological carbon dioxide (CO₂) storage at Nagaoka pilot site in Japan. Detailed site characterization is critical for successful geological storage of CO₂. Not only the traditional site characterization techniques, but also the injection and monitoring data can be used for the geological modeling with heterogeneity. In this study, we carried out numerical simulations using reservoir models with heterogeneity, and compared the results to investigate effects of heterogeneity in the reservoir.

Nagaoka pilot-scale CO₂ injection site was used in this study. Nagaoka project was undertaken in order to verify an ability of CO₂ injection into Japanese formation. CO₂ was injected into a thin permeable zone at a depth of 1100m, and the total amount of injected CO₂ was 10.4 k-tons. Bottom-hole pressure, time-lapse well loggings and cross-well seismic tomography were conducted as the monitoring of injected CO₂.

For the modeling of the reservoir at this site, the method presented by Ito et al. (2015) was used; constructed a profile of the reservoir using seismic results, and generated horizontal distribution of petrophysical properties by applying Random function Gaussian Simulation. It is worth to note that the feature along N-S direction had reported at this site (Chiyonobu et al., 2013). The derived models showed that the high porosity and permeability area located in the eastern part of the reservoir.

For the reservoir simulation, hydrological properties for the multiphase flow are also important. We measured capillary pressure function using mercury injection tests. The measurements indicated that the functions in sandy and shaly rocks were different. For the relative permeability function, we referred the results reported by Ohtake (2013), and approximated to van Genuchten function. We did not assume hysteretic functions in this study.

We made simulation using the reconstructed models and TOUGH2 simulator. For the history matching, bottom-hole pressure and CO₂ saturation data were used. Several absolute permeability models were tested manually in order to find the best match between the monitoring data and the reservoir simulation. We could find a geological model reasonably matched to the monitoring data. The result of CO₂ distribution was also consistent with the observed velocity anomalies by the cross-well tomography. The numerical results revealed the migration of CO₂ plume to up-dip direction. This explained the behavior of CO₂ distribution observed by the wire-line logging very well.

During the history matching, sensitivity analysis of the model was conducted. The results suggested that anisotropy of the permeability was essential to explain the monitored CO₂ behaviors. This anisotropy could be created during the depositional process of the reservoir. It should be noted that not only the permeability distribution, but the properties depending on facies were also important to the matching.

This work was supported by Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan under the research contract "Development of Safety Assessment Technology for Carbon Dioxide Capture and Storage".

キーワード: CO₂ 地中貯留, 長岡サイト, 多相流, 不均質

Keywords: CO₂ geological storage, Nagaoka site, multiphase flow, heterogeneity

互層中に圧入されたCO₂の長期挙動に関する層内部構造及び岩石物性の感度解析 Sensitivity Analysis of internal structure and rock properties on Long-term Behavior of CO₂ Injected into Multi Layers

加野 友紀^{1*}; 石戸 経士¹; 徂徠 正夫¹
KANO, Yuki^{1*}; ISHIDO, Tsuneo¹; SORAI, Masao¹

¹ 産業技術総合研究所 地圏資源環境研究部門
¹ Institute for Geo-Resources and Environment, AIST

CO₂ 地中貯留において我が国に広く分布する砂泥互層のように高浸透率層と低浸透率層が鉛直方向に交互に分布する場合、CO₂ には複層によるトラッピング効果及び溶解・残留ガストラッピングメカニズムが働くことが期待される。一般に堆積岩については水平方向と鉛直方向で浸透率に異方性を与えることが多いが、実際の地層においては更に細層の互層構造を有する、または泥岩に砂岩脈が貫入していることによってそのような異方性が生じている場合があるものと考えられる。これらの層内部構造の差異は、平均浸透率は同等であってもCO₂ の長期挙動に影響を及ぼす可能性がある。本研究では泥勝ち層と砂勝ち層の互層系において、各層の内部構造及び岩石物性が圧入CO₂ の長期挙動にどのように影響するかを数値シミュレーションにより検討した。

シミュレーションで使用した放射流モデルは水平方向に20 km、鉛直方向に1.4 kmの領域を対象とし、上端には水深200 mの海底を想定して温度10 °C、圧力2.0 MPaの条件を設定した。最上部の300 mには未固結堆積物が分布し、その下に層厚120 mの泥勝ち層と砂勝ち層が交互に計8層分布する(この960 mにわたる互層部分の鉛直方向のグリッド分割は10 mとした)。最下部の100 mは基盤岩とした。各砂勝ち層の浸透率は鉛直・水平方向に10/100 mD、泥勝ち層は1/10 mDと0.1/1 mDの2つの場合を検討した。各砂勝ち層と泥勝ち層のモデルとして、1) 120 m厚の一樣媒質を基本として、2) 等方性浸透率を有する30 m厚の砂岩層・泥岩層各2枚から成る“細分互層モデル”、3) 等方性浸透率を有する10 m厚の砂岩層・泥岩層各6枚から成る“細分互層モデル”、4) 120 m厚の不透水マトリクスに砂岩脈の入ったダブルポロシティ(MINC)モデルの3つのバリエーションを考えた。2)と3)の“細分互層モデル”では、砂岩層と泥岩層の浸透率をそれらの調和平均および算術平均(砂勝ち層もしくは泥勝ち層の)それぞれ鉛直方向および水平方向の浸透率になるよう設定した。

毛管圧はvan Genuchten型とし、スレッシュホールド圧 P_{th} は実験から得られた関係を用いて鉛直浸透率 k_z の関数として与えた。この関数には粒子サイズが均質な焼結体と不均質な実岩石の各系から得られた2つを使用した。また、主にCO₂を貯留する砂岩層における相対浸透率ヒステリシスの有無についてもケース分けを行った。水及びCO₂の相対浸透率の関数はヒステリシスを除き全層共通とし、それぞれvan Genuchten型及びCorey型で表されるものとした。CO₂は深度940 mから1,060 m間の砂勝ち層に年間100万トンのレートで50年間圧入されるものとした。

以上のモデルにより $4 \times 2 \times 2 \times 2 = 32$ ケースの感度解析として圧入期間の50年間及びその後1000年間におけるCO₂ プルームの広がりや地層水への溶解量等に関するシミュレーションを行った。計算には、汎用貯留層シミュレータSTARと状態方程式SQSCO2を用いている。

シミュレーションの結果、泥勝ち層の $k_z = 1$ mD、実岩石系スレッシュホールド圧のケースでは、1)の120 m厚一樣媒質の場合、1000年後にはCO₂が深度640 mまで上昇したが、2)30 m厚と3)10 m厚の“細分互層モデル”の場合は複層によるトラッピング効果がより顕著になり圧入砂勝ち層上部での圧力上昇が緩和され、圧入停止後の泥勝ち層へのCO₂上昇は限られたものとなった。また、4)のMINCモデルの場合は、高浸透性、低スレッシュホールド圧の砂岩脈中を圧入停止後もCO₂の上昇が続く。ただし深度700 mから360 mの間で温度圧力条件から液相に転じることで上昇が抑制され、1000年後においては深度120 mまでの上昇となった。このように120 m厚の砂勝ち層、泥勝ち層の平均浸透率が同等であっても、その内部構造によってCO₂の長期挙動には大きな違いが見られる結果となった。

また、焼結体系のスレッシュホールド圧($k_z = 1$ mDで $P_{th} = 377$ kPa)を用いると120 m一樣媒質の場合でも圧入停止後のCO₂上昇は著しく抑制されることや、特に“細分互層構造”では相対浸透率ヒステリシスの効果は比較的小さいことなどが明らかになった。

本研究は、経済産業省からの委託研究「二酸化炭素回収・貯蔵安全性評価技術開発事業(弾性波探査を補完するCO₂挙動評価技術の開発)」の一部として実施した。

キーワード: CO₂ 地中貯留, 塩水帯水層, 互層構造, 異方性, 数値シミュレーション

Keywords: geological CO₂ storage, saline aquifer, multi layers, anisotropy, numerical simulations

弾性波速度および岩石歪による多孔質砂岩中のCO₂挙動モニタリング Prediction of the fingering CO₂ flow in homogeneous and porous sandstone

北村 圭吾^{1*}; Christensen Kenneth T.²; 西澤 修³; 伊藤 拓馬³; Finley Robert J.⁴

KITAMURA, Keigo^{1*}; CHRISTENSEN, Kenneth T.²; NISHIZAWA, Osamu³; ITO, Takuma³; FINLEY, Robert J.⁴

¹九州大学 カーボンニュートラル・エネルギー国際研究所, ²ノートルダム大学, ³地球環境産業技術研究機構, ⁴イリノイ州地質調査所

¹WPI-I2CNER, Kyushu University, ²University of Notre Dame, ³Research Institute of Innovative Technology for the Earth, ⁴Illinois state Geological Survey

CO₂ flow mechanisms in porous geological materials are essential to understanding CO₂ behavior in CCS reservoirs. Recently, computer simulations based on Lattice Boltzmann method (LBM) illustrated characteristic fingering-flow patterns associated with invading CO₂ displacing the resident brine in porous materials. These studies also indicated that these fingering flow patterns are strongly controlled by transport properties (e.g., capillary number, $C_{a,s}$; and viscosity ratio, M). On the other hand, injected CO₂ behavior in the reservoir is monitored by geophysical and geo-mechanical parameters. In particular, seismic survey is the most useful for CO₂ monitoring. Unfortunately, we have only a little knowledge about the relationships between mechanisms of two-phase flow in the porous rock and measurable physical properties. In this study, we conducted the V_p and strain measurements to elucidate the relationship between transport properties and geophysical properties by using Mt. Simon sandstone (porosity: $\phi=26.4$). The Mt. Simon sandstone has a high absolute permeability (105 mD) and a unimodal pore-size distribution (peak size: 23 μm). We set three V_p -measurement lines and two strain gages (vertical and horizontal) at the center of core. We observed changes in flow rate, volumetric strain and the differential pressure between the two pumps during the drainage and imbibition processes. In the drainage stage, CO₂ is injected at a constant rate into the sample upto 2.17 PV (1PV=95.1 ml) for 429 min. During this stage, differential pore pressure increased slowly from 0.1 MPa to 0.12 MPa. The upward flow rate is constant at 0.5 ml/min during drainage, which corresponds to the flow velocity 1.6×10^{-5} m/s. All the V_p -measurement lines indicate simultaneous small velocity reductions ($<2\%$), after 2.17PV CO₂ injection, lower than the values reported in previous studies. Some previous studies reported over 10 % V_p -reduction in drainage. In contrast, the strain data indicate expansions of over 2000 $\mu\epsilon$ and 1400 $\mu\epsilon$, at the up- and down-stream side of the flow, respectively. The amounts of the strain are consistent with previous studies. Since the changes in V_p should be directly related to the changes in CO₂-saturation around the P-wave propagation paths. These results suggest a possibility that there are no large saturation of CO₂. However, strain data indicate the existence of injected CO₂ in pore-space. Thus, we presume that the CO₂ makes a channel out of the Fresnel zones of all V_p -measurements lines. We also estimate the C_a based on flow rate data and viscosity ratio of CO₂ and water. Our estimated C_a is low (2×10^{-8}). From these transport properties, it is clear that the flow within the porous rock resides in the capillary fingering domain. This estimation based on fluid mechanical analysis is supported by direct flow monitoring experiments with X-ray CT scanner. These studies illustrated the change of flow pattern of the non-wetting phase (CO₂). In the case of low flow rate, CO₂ makes a few thin paths through the porous rock. Together, these results suggest the potential for petro-physical properties to infer the characteristics of the heterogeneous two-phase flow in porous rock.

キーワード: 二相流体, 多孔質砂岩, キャピラリ数, フィンガリング流, P波速度, 二酸化炭素地中貯留

Keywords: two-phase flow, porous sandstone, Capillary number, fingering flow, P wave velocity, Carbon Capture and Storage

CO₂ 地中貯留条件下での泥岩における水理特性の有効圧依存性に関する研究 Effective confining stress-dependence of hydraulic properties of mudstones under conditions of geological storage of CO₂

藤井 孝志^{1*}; 上原 真一²; 徂徠 正夫¹
FUJII, Takashi^{1*}; UEHARA, Shin-ichi²; SORAI, Masao¹

¹ 独立行政法人 産業技術総合研究所, ² 東邦大学 理学部 生命圏環境科学研究科

¹National Institute of Advanced Industrial Science and Technology, ²Department of Environmental Science, Faculty of Science, Toho University

CO₂ 地中貯留過程において、深部塩水層への CO₂ 注入による岩盤の地圧変化に伴い、キャップロックを含む周辺岩盤が変形することが予想される。また、その変形と同時に、水理特性の一つであるスレッシュホールド圧も変化する可能性がある。そこで、本研究では、そのような有効圧変化がキャップロックの水理特性（スレッシュホールド圧、浸透率）に及ぼす影響を評価する。具体的には、想定される深部塩水層の温度・有効圧条件（温度 40 °C、有効圧 1 – 20 MPa）において、キャップロックの一種である泥岩を対象に、スレッシュホールド圧、および浸透率の有効圧依存性について調べた。また、それらの結果は、ポア形状等の幾何学的性質や载荷に伴う力学的変形挙動に依存することから、用いた泥岩について、走査型電子顕微鏡（SEM）による表面観察、および水銀ポロシメータによる細孔径分布の測定、ならびに岩石の空隙率の有効圧依存性を調べた。使用した岩石試料は、房総半島の上総層群の大田代層（OTD）、大原層（OHR）、ならびに浪花層（NMH）の泥岩を用いた。以下に得られた知見について述べる。

- NMH 泥岩および OHR 泥岩における SEM による表面観察の結果、泥岩を構成する碎屑物粒子は、各々の泥岩ごとでその大きさに違いが見られ、それらの粒内および粒間には、数ミクロンオーダーの扁平状の孔隙やき裂、ならびに丸みを帯びた孔隙が分布していることが明らかとなった。さらに、各種泥岩中には、豊富な微化石が観察され、化石の構造自体も孔隙の一種となっている可能性が示された。

- 有効圧に対する透水係数の変化を調べた結果、NMH 泥岩の透水係数は、有効圧の増加に伴い単調に減少し、1 MPa の低有効圧条件下での値に比べ、およそ 1 桁の減少量が観察された。一方、OHR 泥岩は、NMH 泥岩の場合と大きく異なり、およそ 5 MPa 近傍において屈曲点が見られ、有効圧が 5 MPa から 10 MPa の間で透水係数が急激に減少する傾向が見られた。その際に観察された透水係数の減少量は、最大でおよそ 3 桁であった。

- 空隙率のその場測定に基づく各種泥岩の圧縮曲線から臨界応力値を推定した結果、OHR 泥岩および NMH 泥岩は、それぞれ約 5 MPa と約 7 MPa に臨界応力の存在が明らかとなった。

- 本測定で得られた NMH 泥岩および OHR 泥岩の結果は、スレッシュホールド圧と透水係数の両対数の間の相関性に合致する場合と、低有効圧条件のみが相関性から外れ、その他の応力条件では相関性に合致する、主として 2 パターンに分類されることが明らかとなった。

同じ泥岩種である NMH 泥岩および OHR 泥岩は、ともに類似した細孔径分布をもつにもかかわらず、圧縮に伴う透水性およびスレッシュホールド圧の変化挙動に対して大きな違いが見られた。その主な原因は、各々の泥岩中の扁平な孔隙や微小なき裂の存在に起因することが示された。以上のことから、有効圧の低下によるキャップロックの変形挙動が遮蔽性能や水理性能に及ぼす影響は、各種泥岩の性状の違いにより異なることが明らかとなった。とくに、たとえ泥岩中のき裂が数ミクロン程度の微小な大きさであったとしても、そのような微小なき裂の存在は、キャップロックの遮蔽性能や水理性能を特徴づける重要な要素の一つとなる可能性が示された。

キーワード: スレッシュホールド圧, 浸透率, 泥岩, 有効圧, CO₂ 地中貯留

Keywords: threshold pressure, permeability, mudstone, effective pressure, CO₂ geological storage

室内実験で観察された二相流体存在下における Berea 砂岩の多孔質弾性挙動の定量的解釈

Quantitative interpretation of experimentally-observed poroelastic behavior of Berea sandstone in two-phase fluid system

後藤 宏樹^{1*}; 愛知 正温¹; 徳永 朋祥¹; 山本 肇²; 小川 豊和³; 青木 智幸²

GOTO, Hiroki^{1*}; AICHI, Masaatsu¹; TOKUNAGA, Tomochika¹; YAMAMOTO, Hajime²; OGAWA, Toyokazu³; AOKI, Tomoyuki²

¹ 東京大学, ² 大成建設株式会社技術センター, ³ 元大成建設株式会社技術センター

¹University of Tokyo, ²Technology Center, Taisei Corporation, ³(Former) Technology Center, Taisei Corporation

二酸化炭素地中貯留において発生する岩盤変形に関して、二相流動・変形連成過程に基づく検討が進められてきている(例えば、Rutqvist et al., 2010)。ところが、自然界で発生する岩盤変形は岩盤の不均質性等に起因して複雑なものとなるため、その理解は必ずしも容易ではない。このような場合、室内実験を用いて対象となる現象の特徴を抽出し、それに基づき岩盤変形の解釈を試みるのが有効なアプローチの一つになると考えられる。最近、Goto et al. (2014) は室内実験を用いて二相流体存在下における Berea 砂岩の多孔質弾性挙動を観察し、さらに二相流動・変形連成シミュレーションにより実験結果を再現した。本発表では、数値シミュレーションに基づき Goto et al. (2014) が得た実験結果を解釈するとともに、今後検討が必要となる事項の抽出を試みる。

参考文献

Goto, H., M. Aichi, T. Tokunaga, H. Yamamoto, T. Ogawa, and T. Aoki (2014), Quantitative study on experimentally observed poroelastic behavior of Berea sandstone in two-phase fluid system, *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 119(8), 6211-6228.

Rutqvist, J., D. W. Vasco, and L. Myer (2010), Coupled reservoir-geomechanical analysis of CO₂ injection and ground deformations at In Salah, Algeria, *Int. J. Greenhouse Gas Control*, 4(2), 225-230.

キーワード: 二酸化炭素地中貯留, 多孔質弾性挙動, 二相流動, 室内実験

Keywords: Geological sequestration of carbon dioxide, Poroelastic behavior, Two-phase fluid flow, Laboratory experiment

二相格子ボルツマン法を巨大デジタルロックに適用して明らかとなった貯留層特性が
空隙内CO₂の挙動に与える影響
Influence of reservoir conditions on CO₂-brine behavior in natural sandstone: Insight
from lattice Boltzmann method

辻 健^{1*}; 蔣 飛¹; Christensen Kenneth²
TSUJI, Takeshi^{1*}; JIANG, Fei¹; CHRISTENSEN, Kenneth²

¹九州大学カーボンニュートラル・エネルギー国際研究所, ²ノートルダム大学
¹I2CNER, Kyushu University, ²University of Notre Dame

In CO₂ geological storage, the behavior of CO₂ inside a reservoir can be characterized as two-phase flow in a porous media system. Microscopic two-phase fluid behavior in porous media is influenced by temperature, interfacial tension, pore structure, and porous medium characteristics (e.g., wettability), which vary significantly from one reservoir to the next. Pore-scale interfacial instabilities, such as snap-off and fingering phenomena, influence the stability, injectivity, mobility, and saturation of CO₂ within the reservoir. Therefore, understanding microscopic CO₂ flow in porous media is crucial to estimating CO₂ critical reservoir-scale characteristics, including storage capacity, leakage risk, and storage efficiency. Here we calculated fluid displacements within 3D pore spaces of Berea sandstone using two-phase lattice Boltzmann (LB) simulation, in order to characterize the influence of reservoir conditions upon multiphase flow. We classified the two-phase flow behavior that occurred under various conditions into three typical fluid displacement patterns on the diagram of capillary number (Ca) and viscosity ratio of the two fluids (M). We then characterized dynamic pore-filling events (i.e., Haines jumps) from the fluid pressure variation. The results revealed the onset of capillary fingering in natural rock at a higher Ca than previously reported for homogeneous porous media, with the crossover region between typical displacement patterns much broader than in a homogeneous granular model. These differences between two-phase flow in natural rock and in a homogeneous porous structure could be the result of the heterogeneity of the natural rock. Capillary fingering at higher Ca indicates that the dominant fluid displacement mechanism in most parts of the reservoir is likely capillary fingering. The simulation results reveal the influence of reservoir conditions on saturation of the CO₂. Therefore, we have clarified suitable conditions for CO₂ storage.

キーワード: 多相流, 3次元巨大デジタル岩石, 格子ボルツマン法, 流体挙動, 不均質

Keywords: Multiphase flow, 3D digital rock, Lattice Boltzmann simulation, Displacement patterns, Heterogeneity

CCSの実用化に向けての日本の取り組み Moving toward Commercialization of CO₂ Storage in Japan

松岡 俊文^{1*}
MATSUOKA, Toshifumi^{1*}

¹ 京都大学大学院工学研究科
¹ Graduate School of Engineering, Kyoto University

The IPCC published a special report on Carbon dioxide Capture and Storage (CCS) in 2005, stating that CCS is one of the promising options for mitigating carbon dioxide emissions into the atmosphere. Among several CO₂ storage options, storing CO₂ in saline aquifers is the most promising because of the large storage potential, estimated at from about 2,000 Gt CO₂ to more than 10,000 Gt CO₂. Some CCS technologies are already in practical use in several countries and are economically viable. Close attention has been paid recently to deep saline aquifer storage, which is expected to have a large storage potential of about 2,000 Gt CO₂ throughout the world. First of all this presentation describes current global trends of CCS technology development and national policies. Then this presentation focuses on the mechanisms of deep saline aquifer CO₂ storage. In deep saline aquifer storage, chemical reactions in the water-rock-CO₂ system play important roles for trapping CO₂ in the aquifer formation, as well as physical trapping by overburden impermeable cap rocks and residual gas trapping mechanisms. The presentation will also stress the importance of the long-term monitoring of the storage aquifer because CO₂ would be trapped stably in the formation for a long time. It is thus important to develop effective monitoring techniques for the behavior of CO₂ in the aquifer. Physical as well as chemical monitoring techniques should be used for storage aquifer monitoring. Finally the presentation concludes with discussions about storage potential in Japan and some important issues related to deep saline aquifers. Deep saline formations are distributed widely in Japan, and have the potential for the geological storage of 146 Gt of CO₂. It is therefore economically feasible to use deep saline formations near large emission sources such as coal-fired power plants and integrated steel works. To realize CCS in Japan, it is important to make further advances in studies on the basic physical and chemical trapping mechanisms of water-rock-CO₂ system, and in studies on the geological characteristics of aquifer formations.

キーワード: 二酸化炭素, CCS, モニタリング, トラップメカニズム, 貯留ポテンシャル, 実用化
Keywords: CO₂, CCS, monitoring, trapping mechanisms, storage potential, commercialization

CO₂ 地中貯留におけるジョーメカニクモデリング：ナチュラルアナログ研究例 Geomechanical modelling for CO₂ geological storage: insights from natural analogue re- search

雷 興林^{1*}; 船津 貴弘¹; 奥山 康子¹; 中尾 信典¹
LEI, Xinglin^{1*}; FUNATSU, Takahiro¹; OKUYAMA, Yasuko¹; NAKAO, Shinsuke¹

¹ 産業技術総合研究所

¹ National Institute of Advanced Industrial Science and Technology(AIST)

When CO₂ gas is pressure-injected into an underground reservoir for geological storage, the pore pressure underground increases, and the stress distribution underground may change. Stress redistribution within and surrounding the reservoir and caprock system may lead to geophysical changes, microseismicity, fault reactivation, and may even trigger large earthquakes. For example, at a gas field in In Salah, Algeria, where CO₂ is pressure-injected to enhance natural gas production, synthetic-aperture radar observations from a satellite have indicated a ground uplift rate of about 1 cm/year around the CO₂ pressure injection wells, along with a similar amount of subsidence around the gas production wells. In some gas fields in the Sichuan Basin, China, following injection of unwanted water into depleted gas reservoirs, a number of seismic sequences have been observed with sizable earthquakes ranging up to M5.

Indeed, geophysical changes and microseismicity are useful in the monitoring and management required during and after a large-scale injection project. However, the risks related to fluid leakage and earthquakes that can be felt may give rise to strong social impacts. The issue of noticeable or damage-causing earthquakes induced by artificial operations is controversial, and has been the cause of delays and threatened cancellation of some projects such as the EGS (Enhance Geothermal System) project at Basel. To carry out geological CO₂ storage safely and for this technology to be accepted not only by the inhabitants around the storage sites, but also by the society as a whole, technological developments that address such public concerns is essential. In addition, there is a strong desire to be able to control or predict the occurrence of damaging earthquakes. In these regards, geophysical/geomechanical modelling is key in site selection, injection operation, and post injection management.

In geological CO₂ storage, it is important to clarify the mechanisms and geomechanical conditions of worst-case events, such as damaging earthquakes and reservoir leakage, so that they can either be avoided or mitigated. It is most desirable to use an actual CO₂ geological storage site in which such events have actually occurred and have been well monitored. However, many pilot projects are sited in places with good conditions for safely pressing CO₂ into the reservoir. Thus it is valuable to carry out "natural analogue research", analysing similar phenomena caused by the activity of a natural CO₂-quality fluid to examining the modelling technology. In the Matsushiro area, a series of more than 700,000 earthquakes occurred over a 2-year period (1965-1967). This swarm, termed the Matsushiro swarm, resulted in ground surface deformations (uplifts as large as 75 cm), cracking of the topsoil, enhanced spring outflows with changes in chemical compositions, and CO₂ degassing. Ten million tons of CO₂-rich saltwater seeped was estimated to have seeped out from underground along the cracks. Thus the Matsushiro swarm is believed to have been triggered and driven by high pressure CO₂-rich fluid from deep sources. Data observed during the Matsushiro swarm can therefore be used as a natural analogue for examining the geomechanical modelling technology based numerical simulation using the coupled THM (heat transferring, fluid flow, rock mechanics) analysis. Here, we make a brief review of studies on the Matsushiro fluid-driven earthquake swarm based on TOUGH-FLAC approach.

【謝辞】本研究は、経済産業省からの委託研究「二酸化炭素回収・貯蔵安全性評価技術開発事業（弾性波探査を補完するCO₂挙動評価技術の開発）」の一部として実施した。

キーワード: CCS, ジョーメカニクモデリング, 断層, 松代群発地震, 深部流体

Keywords: CCS, Geomechanical modelling, Fault, Matsushiro seismic swarm, Deep fluid

産総研におけるCO₂地中貯留のための受動的モニタリング技術の研究について On the Passive Geophysical Monitoring Research for CO₂ Geological Storage at AIST

西 祐司^{1*}; 杉原 光彦¹; 石戸 経士¹; 相馬 宣和¹
NISHI, Yuji^{1*}; SUGIHARA, Mituhiko¹; ISHIDO, Tsuneo¹; SOMA, Nobukazu¹

¹ 産総研

¹ AIST

適切なモニタリングの実施は、圧入したCO₂の挙動の探知、漏洩等の潜在的なリスクの検知、そして地下モデルの改良のために、CCS事業にとって不可欠である。2次元もしくは3次元的な物性分布に応答する物理探査手法は圧入したCO₂の挙動を追跡するために有効である。CO₂地中貯留における物理探査手法としては、反射法地震探査を代表とする能動的な弾性波探査手法が主に用いられ、Sleipnerを代表として貯留層内に貯留されていくCO₂の挙動を的確に高分解能で把握できるモニタリング手法であることを実証している。

しかし、弾性波手法は比較的实施コストの高い手法であることから、これを繰り返し実施し続けることはCCSにとって重い負担となり得る。特に、我が国のように、想定される貯留層が海底下にある場合、さらなる高コストや漁業従事者等との調整も加わり、反射法は頻繁に使用できるモニタリング手法とはいえない。また、観測坑は、その掘削・維持コストに加えて、CO₂地中貯留において抗井が潜在的な漏洩経路として考えるべきことを考慮すると、必要最低限に留めることが望ましい。

このため、産総研では、能動的な弾性波探査の実施回数を可能な限り低減することが可能となるような、弾性波探査を補完するモニタリング手法の研究を行ってきた。実施コストの低い受動的モニタリング手法の中から、CO₂地中貯留へのモニタリングとしての特性を考慮して重力、比抵抗、自然電位(SP)、AE法などの受動的モニタリング手法を中心に、貯留シミュレーションと地球物理ポストプロセッサを組み合わせた数値モデル上での検討に加え、また、我が国に先行してCO₂圧入の大規模実証調査を進めている米国テストサイトでのモニタリング試行を進めている。さらに、2014年度からは2016年度から我が国の大規模実証試験が予定されている苫小牧においてベースライン・データの取得を開始した。

数値モデル上でのモニタリング手法の検討では、数値シミュレーションによって求められた地下の温度・圧力・流体組成・飽和度・流速等の分布・変化から、地表における重力、自然電位、電気探査、電磁法探査、反射法、測地等の調査によって得られるデータを計算することによって、流体流動のシミュレーション結果と物理探査結果を定量的に結びつける地球物理学ポストプロセッサを、CO₂地中貯留における適切な地球物理学的モニタリング・システムの選択・配置の検討、地下状態の迅速な把握、そして貯留モデルの高精度化と将来予測精度の向上等に利用できるように改良を加え、テストサイト等を参考に作成した数値モデルによりCO₂圧入とモニタリングのケース・スタディを実施してきた(石戸ほか, 2015)。

米国テストサイトでのモニタリング試行では、DOE主導の下で米国南西部炭素隔離パートナーシップ(SWP)がテキサス州ファーンズワースにおいて実施する大規模実証調査に参加し、超伝導重力計を用いた高分解能重力モニタリング(杉原ほか, 2015)、抗井によるGeobattery効果をターゲットとしたSPモニタリング、SWPの坑内地震計アレイを補完する地表観測点によるAE観測などを実施している。また、海底下貯留を目指す我が国と異なり測地的手法が有効な可能性があることから、InSARの使用可能性の検討も実施している(Tanaka et al., 2014)。

苫小牧においては、ベースライン・データ取得としての測定に加え、米国テストサイトでは得られない、我が国のCO₂貯留モニタリングにおける課題の把握も目指している。高分解能重力モニタリングについては、大規模実証調査の苫小牧OB-2井に隣接して観測点を設置し、2014年度からデータ取得を開始、可能であれば、2016年度から開始する実証調査においてもモニタリングを実施したいと考えている。また、苫小牧OB-2井の敷地内のT-1井において、2015年度内の予定でSPモニタリングも開始している。

謝辞

本研究は、経済産業省からの委託研究「二酸化炭素回収・貯蔵安全性評価技術開発事業(弾性波探査を補完するCO₂挙動評価技術の開発)」の一部として実施した。また、米国テストサイトにおける実証試験は、米国エネルギー省(DOE)国立エネルギー技術研究所(NETL)の予算による予算(Award No.DE-FC26-05NT42591)により、SWP(Southwest Partnership on Carbon Sequestration)が実施している。調査の実施には、米国Chaparral Energy社、ユタ大学、ニューメキシコ工科大学、日本CCS調査株式会社、苫小牧市、苫小牧港管理組合などの協力が不可欠であった。記して謝意を表する。

キーワード: CO₂地中貯留, モニタリング, 重力, 自然電位, AE

Keywords: CO₂ Geological Storage, monitoring, gravity, self-potential, passive seismic

苫小牧地点 C C S 大規模実証試験における総合モニタリングシステムの構築 The Micro seismic and well pressure monitoring system installation for Tomakoami CCS demonstration project

土屋 真¹; 田中 智之¹; 東中 基倫^{2*}; 塚原 均²; 栗原 友和²; 伊藤 国浩²; 阿部 進²;
Macntyre Jarra³; 須江 洋美³; 青木 義行³
TSUCHIYA, Makoto¹; TANAKA, Tomoyuki¹; HIGASHINAKA, Motonori^{2*}; TSUKAHARA, Hitoshi²;
KURIHARA, Tomokazu²; ITO, Kunihiro²; ABE, Susumu²; MACNTYRE, Jarra³; SUE, Hiromi³;
AOKI, Yoshiyuki³

¹ 日本 C C S 調査株式会社, ² 株式会社地球科学総合研究所, ³ 株式会社プライムキャスト
¹ Japan CCS Co., Ltd., ² JGI, Inc., ³ PrimeCast Co., Ltd.

経済産業省が北海道苫小牧市において実施している「C C S 大規模実証試験事業」では、地下に圧入する二酸化炭素の挙動や分布状況の把握、また二酸化炭素地中貯留と微小振動との関連の確認・検証、および地中貯留への自然地震の影響の評価を目的として、地震観測、坑井内圧力・温度等の常時観測が計画され、平成 27 年 1 月までに観測機器の設置を終了し、平成 27 年 2 月より圧入に先立つベースライン観測を開始した。

設置した観測機器は、海底敷設型ケーブル型地震計 (OBC) × 1 ライン、海底地震計 (OBS) × 4 箇所、陸上地震計 × 1 箇所、大深度坑井内地震計・圧力計・温度観測装置 × 3 坑井である。

観測データは、独立型の海底地震計データを除き、ほぼリアルタイムでモニタリング用観測室に集約され、今回構築した総合モニタリングシステムにてモニター表示、保存が行われる。総合モニタリングシステムでは、各観測データの監視を行い、予め定めた閾値によってモニターする各種観測値に対し、異常の有無を判定する計画である。各地震計の観測データからは、微小振動・自然地震発生の有無を逐次判定し、微小振動・自然地震と判定した場合には、自動的にその震源を決定する。

本講演では総合モニタリングシステムの概要について報告する。

キーワード: 二酸化炭素地中貯留, CCS, モニタリング
Keywords: CO2 storage, CCS, monitoring

地中貯留されたCO₂の地化学モニタリングと貯留層の地化学特性評価手法について Geochemical monitoring of CO₂ underground and an evaluation technique of geochemical features

三戸 彩絵子^{1*}; 薛 自求¹
MITO, Saeko^{1*}; XUE, Ziqiu¹

¹ 公益財団法人地球環境産業技術研究機構
¹RITE

Mechanism of carbon dioxide (CO₂) geological storage is similar to accumulation of oil and natural gas deep underground (gas trapping). Additionally CO₂ dissolves into water in the reservoir (solubility trapping). A part of dissolved CO₂ precipitates as carbonate minerals (mineral trapping). Geochemical trapping such as solubility and mineral trapping prevent upward migration of CO₂ by eliminating its buoyancy. Amounts of solubility and mineral trapping strongly depend on storage sites. Timing of mineral trapping is still unclear. In this study, we present an evaluation technique of geochemical features at a CO₂ geological storage site, the Nagaoka site for an example. We collected core and water samples from the injection well before CO₂ injection. After cessation of CO₂ injection, formation water was collected twice from the observation well by Cased-hole Dynamics Tester (CHDT, Schlumberger). Monitoring results showed that solubility trapping occurred around CO₂ bearing layer and a condition of CaCO₃ precipitation was prepared below the layer. Laboratory experiments indicated that Ca containing silicate such as plagioclase provide Ca to precipitate with dissolved CO₂. A preliminary result of reactive transport modeling showed solubility trapping was the dominant mechanism for CO₂ trapping and mineral trapping increased with time at the Nagaoka site. Details of an evaluation technique of geochemical features will be presented at the session.

漏出CO₂の海洋環境影響評価手法 A method for assessing the impacts of leaked CO₂ on the marine environment

内本 圭亮^{1*}; 松村 義正²; 喜田 潤¹; 渡辺 雄二¹

UCHIMOTO, Keisuke^{1*}; MATSUMURA, Yoshimasa²; KITA, Jun¹; WATANABE, Yuji¹

¹ 公益財団法人地球環境産業技術研究機構, ² 北海道大学低温科学研究所

¹Research Institute of Innovative Technology for the Earth, ²Institute of Low Temperature Science Hokkaido University

Carbon dioxide (CO₂) capture and storage (CCS) is promising technology that mitigates the global warming. Captured CO₂ from industrial processes is transported to a reservoir in the deep geological formations. Storage sites are selected so deliberately that CO₂ is believed to be stably stored in the reservoir. However, in case of a worst-case scenario, we should assess the impacts of leakage. In Japan, CO₂ will be stored under the seabed, so that CO₂ would leak out into the sea if unexpected leakage should occur. Therefore, we should assess the potential impacts on the marine environment. In this talk, we will introduce a method of the assessment that we have been developing. The method consists of two tools; a numerical model and a database of marine biological impacts. A numerical model predicts dispersion, i.e. distribution and concentration, of leaked CO₂ in the sea. Since leaked CO₂ is advected and diffused by ocean flow, the model should properly represent flow, temperature, and salinity fields in the sea. In addition, seasonal variation in the sea could be important for the simulation. Stratification in the sea strengthens in summer and weakens in winter, so that leaked CO₂ would be more likely to be mixed vertically in winter than in summer. We have been developing an ocean model for simulating leaked CO₂, taking consideration of those factors above. The model is based on a non-hydrostatic ocean model, called *kinaco*, developed by Matsumura and Hasumi (2008). In general, numerical cost of a non-hydrostatic model is very expensive. In *kinaco*, numerical cost is improved greatly, which enables a simulation in a relatively large area and of a relatively long period, as a simulation with a non-hydrostatic model. With this model, we conducted a numerical simulation in a gulf-like topography. A passive tracer, which is regarded as TCO₂ (total dissolved inorganic carbon) originating from leaked CO₂, is injected near the bottom. In order to represent seasonal variation, sea surface temperature (SST) is restored to temporally variable temperature from observational data, and temperature and salinity on a lateral boundary are also restored to observational data. Wind velocity data given at the sea surface, which are converted to wind stress in the model and drive the model ocean, are daily mean observational data. In order to access the potential impacts of leaked CO₂ on the marine organisms, we make use of a database of marine biological impacts of CO₂ concentration that RITE has been compiling. The biological impacts of CO₂ in the ocean are referred to not TCO₂ but partial pressure of CO₂ (pCO₂), and so the calculated TCO₂ in the simulation should be converted to pCO₂. With the resulting pCO₂ values and the database, we can estimate the potential area where marine organisms might be impacted.

キーワード: 海洋環境影響, CCS, 数値モデル, 生物影響データベース

Keywords: marine environmental impacts, Carbon dioxide Capture and Storage, numerical model, database of marine biological impacts

擬坑井試料を用いた地化学反応結果から見た地中貯留サイトの坑井健全性評価 Wellbore integrity assessment of CO₂ sequestration site from the geochemical reaction using well composite samples

中野 和彦^{1*}; 三戸 彩絵子¹; 薛 自求¹
NAKANNO, Kazuhiko^{1*}; MITO, Saeko¹; XUE, Ziqiu¹

¹ 地球環境産業技術研究機構

¹ Research Institute of Innovative Technology of the Earth

本研究では、CO₂ 地中貯留における坑井健全性を評価するため、室内試験による超臨界 CO₂ と坑井セメント、砂岩との反応特性を調べた。分析試料は、既存坑井の構造に即した、ケーシング材 (J-55 鋼管)、普通ポルトランドセメント (API Class A 相当; 水/セメント比: 0.46) 及び砂岩からなる円柱状の複合材料 (模擬坑井試料) を作成した。室内試験は地下 1 km 程度の地層での反応を想定し、50 °C、10MPa の温度・圧力条件下で模擬坑井試料と CO₂ とを 56 日間反応させた。また、CO₂ との反応は、CO₂ 飽和溶液環境下及び水飽和した超臨界 CO₂ (wet-CO₂) にて行った。

CO₂ 反応後の模擬坑井試料は、セメントと砂岩の界面近傍で反応が進行しており、セメント界面ではオレンジ色に呈色した炭酸塩化領域が、さらにその内側では白色に変色した変質領域を観測した。セメントの炭酸塩化は、CO₂ 飽和溶液環境下と比べて wet-CO₂ 環境下の方が大きく進行してしたが、その度合いは限定的であり、Fick の第二法則より推定した 30 年後の炭酸塩化領域は、CO₂ 飽和溶液環境下で 0.76mm、wet-CO₂ 環境下であっても 4.5 mm であった。炭酸塩化領域の Ca 濃度は、未反応領域と比べて 13% 増加しており、Ca が緻密化している一方、Mg、Si、S 濃度は大幅に減少していた。炭酸塩化領域の結晶相は、CaCO₃ の結晶形として安定なカルサイトとアラゴナイトのほか、天然にはほとんど存在しないバテライトも生成していることが分かった。また、セメント-砂岩界面の砂岩側では、CaCO₃ や Ca の二次鉱物が析出して砂岩内の孔隙を閉塞させる様子が認められた。これは、セメントの主成分元素である Ca が、CO₂ との反応により溶脱して砂岩の孔隙内に入り、その後、CO₂ と結合して炭酸塩として析出することで、孔隙を充填したものと考えられる。これらの相互作用により、セメント内部への更なる CO₂ の侵入が防止され、結果、坑井セメントの劣化を抑制すると予想される。

キーワード: 二酸化炭素貯留, 坑井健全性, セメント, 炭酸塩化

Keywords: CCS, well integrity, cement, carbonation

廃炭鉱の内部空間を利用した CO₂ 溶解水貯留の予察的シミュレーション Preliminary simulation for the behavior of aqueous solution of carbon dioxide in abandoned coal mine

堀江 祐里¹; 愛知 正温^{2*}
HORIE, Yuri¹; AICHI, Masaatsu^{2*}

¹ 東京大学工学部, ² 東京大学大学院新領域創成科学研究科

¹Faculty of Engineering, The University of Tokyo, ²Graduate School of Frontier Sciences, The University of Tokyo

環境省の 2050 年 GHG 排出量 80%削減シナリオを実現するには、CO₂ 年間排出量 10 万 t 以下の中小規模事業者も CO₂ 貯留を実施する必要があるとあり、さまざまな地域の地質条件に合わせて実施できるように多様な貯留技術の選択肢を検討しておく必要性があると考えられる。

本研究では、地下水中に CO₂ マイクロバブルを混合して、CO₂ 溶解水を作成し貯留層に貯留する CMS (Carbon Dioxide Micro Bubble Storage) 技術を想定し、地中に注入された CO₂ 溶解水の中長期的な挙動について、濃度依存の密度変化を考慮した地下水流動と移流・分散による物質移行の連成シミュレーションによる予察的な検討を行った。本研究では既存の地質情報が豊富な北海道夕張市の清水沢炭鉱の払い跡を対象としてモデルを作成した。

解析の結果、既存データから想定される範囲の物性や注入条件では、CO₂ 溶解水は払い跡内に長期的に留まることが示された。また、仮に払い跡上部が全て砂岩相当の透水性であると仮定したモデルによって解析した場合でも、CO₂ 溶解水が払い跡内に留まるといった結果となった。これらの結果は、CO₂ 溶解水貯留の長期的安定性が高いことを示唆している。一方で、払い跡の厚さが標準的な想定よりも薄いと仮定したモデルでは、貯留できる CO₂ 量は減少するとともに、注入中に地上と連絡している斜坑まで CO₂ 溶解水が到達する結果となった。このことは、貯留層の条件と注入レートのバランスによっては、地表に向かう透水性の高い経路への流れが発生するケースもあり得ることを示唆している。これらの解析結果は、CMS 技術の実証試験・事業の設計や、溶解トラップの評価などに貢献すると期待される。

キーワード: CO₂ 地中貯留, CMS, CO₂ 溶解水, 数値シミュレーション, 廃炭

Keywords: CO₂ geological storage, CMS, aqueous solution of CO₂, numerical simulation, abandoned coal mine