

CO₂ 輸送・貯留に関する技術動向と土木分野における課題

2017 年 10 月

土木学会エネルギー委員会
二酸化炭素回収・貯留 (CCS) における調査・研究小委員会

目次

1. はじめに.....	1
2. 気候変動対策としての CCS	4
2.1 気候変動問題.....	4
2.2 気候変動枠組条約に基づく取組	4
2.3 国内における政策	5
2.4 海外における政策事例.....	18
2.5 国際的枠組み等における動向	41
3. CCS の実証実験事例	47
3.1 これまで実施された主な実証実験.....	47
3.2 近年開始された・今後実施予定の主な実証実験.....	57
3.3 我が国が参画するモニタリング研究プロジェクト事例	63
4. CCS コスト試算の事例調査	73
4.1 はじめに.....	73
4.2 CCS のコスト構造	74
4.3 コスト試算事例.....	83
4.4 大きなコスト感応度を有する要素の例.....	95
5. これまでに開発された CCS に関わる技術.....	104
5.1 CO ₂ 輸送技術	104
5.2 CO ₂ 貯留サイト評価技術	119
5.3 CO ₂ 地中挙動シミュレーション技術	127
5.4 CO ₂ 化学的影響評価技術	145
5.5 CO ₂ モニタリング技術	154
6. CCS において今後貢献できる土木技術.....	169
6.1 貯留層評価のための物理探査技術.....	170
6.2 リスク評価技術	184
6.3 CO ₂ 漏洩評価技術	191
6.4 船舶海上輸送におけるインフラ構築技術	203
6.5 溶解型 CO ₂ 貯留技術	210
6.6 石油・天然ガス・地熱分野における CO ₂ 利用技術.....	222
7. おわりに	234

略号索引(案)

略称	英語表記	日本語表記
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AE	Acoustic Emission	岩盤の微小破壊時に放出される高周波の弾性波動
AUV	Autonomous Underwater Vehicle	自律型無人潜水機
BEC	Bare Erected Cost	設備原価
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine	コンバインドサイクルガスタービン
CCR	Carbon Capture Readiness	
CCS	Carbon Capture and Storage	二酸化炭素回収・貯留
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage	二酸化炭素回収・利用および貯留
CfD	Contract for Difference	差金決済方式
CMS	CO ₂ Microbubble Storage	CO ₂ マイクロバブル地中貯留
CPF	Carbon Price Floor	炭素価格下限値
CPP	Clean Power Plan	米国既設火力CO ₂ 排出規制
CPS	Carbon Pollution Standards	米国新設火力CO ₂ 排出規制
CSLF	Carbon Sequestration Leadership Forum	炭素隔離リーダーシップフォーラム
DECC	Department of Energy and Climate Change	英国エネルギー気候変動省
DOE	Department of Energy	米国エネルギー省
DPS	Dynamic Positioning System	自動船位保持装置
EC	European Commission	欧州委員会
ECBM	Enhanced Coal Bed Methane	炭層メタン増進回収
EGR	Enhanced Gas Recovery	ガス増進回収
EGS	Enhanced Geothermal Systems	地熱増産システム
EMR	Electricity Market Reform	電力市場改革
EOR	Enhanced Oil Recovery	石油増進回収
EPA	Environmental Protection Agency	米国環境保護庁
EPRI	Electric Power Research Institute	米国電力研究所
EPS	Emission Performance Standard	排出原単位基準
ERD	Extended Reach Drilling	大偏距掘削
ESG	Enhanced Shale Gas	シェールガス増進回収
ETP	Energy Technology Perspective	エネルギー技術展望
FEED	Front End Engineering Design	基本設計
FRP	Flexible Riser Pipe	
FZJ	Forschungszentrum Jülich	ユーリヒ総合研究機構
GCCSI	Global Carbon Capture and Storage Institute	グローバルCCSインスティテュート
GE	General Electric	ゼネラル・エレクトリック社
GHGT	Conference on Greenhouse Gas Control Technologies	温室効果ガス制御技術国際会議
HDR	Hot Dry Rock	高温岩体
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IEA CIAB	IEA Coal Industry Advisory Board	国際エネルギー機関・石炭産業諮問委員会
IEAGHG	IEA Greenhouse Gas R&D Programme	国際エネルギー機関・温室効果ガスR&Dプログラム
IGCC	Integrated coal Gasification Combined Cycle	石炭ガス化複合発電
IGFC	Integrated coal Gasification Fuel Cell Combined Cycle	石炭ガス化燃料電池複合発電
IIE	Instituto de Investigaciones Electricas	メキシコ中央電力研究所
IMO	International Maritime Organization	国際海事機構
INDC	Intended Nationally Determined Contribution	温室効果ガス削減に向けた約束草案
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change	気候変動に関する政府間パネル
IRS	Internal Revenue Service	米国内国歳入庁
ISFET	Ion Sensitive Field Effect Transistor	イオン感応性電界効果型トランジスタ

略号索引(案, 続き)

略称	英語表記	日本語表記
JCM	Joint Crediting Mechanism	二国間クレジット制度
JICA	Japan International Cooperation Agency	独立行政法人国際協力機構
JST	Japan Science and Technology Agency	国立研究開発法人科学技術振興機構
LCOE	Levelized Cost of Electricity	均等化発電原価
MOC	Memorandum of Cooperation	協力の覚書
MVA	Monitoring, Verification, Accounting	モニタリング・検証・算定
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構
NETL	National Energy Technology Laboratory	米国国立エネルギー技術研究所
NGCC	Natural Gas Combined Cycle	天然ガス複合発電
NRAP	National Risk Assessment Partnership	
OCGT	Open Cycle Gas Turbine	オープンサイクルガスタービン
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development	経済協力開発機構
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries	石油輸出国機構
PCCC	Post-Combustion Capture Conference	燃焼後回収国際会議
PIRT	Project Interaction and Preview Team	
QICS	Quantifying and Monitoring Potential Ecosystem Impacts of Geological Carbon Storage, originally Quantifying Impact of Carbon Storage	
RITE	Research Institute of Innovative Technology for Earth	公益財団法人地球環境産業技術研究機構
ROM	Reduced Order Model	次数低減モデル
ROV	Remotely Operated Vehicle	遠隔操作型無人潜水機
SAMS	Scottish Association for Marine Science	スコットランド海洋科学協会
SAR	Synthetic Aperture Radar	合成開口レーダー
SATREPS	Science and Technology Research Partnership for Sustainable Development	地球規模課題対応国際科学技術協力プログラム
SOP	Standard Operation Procedures	作業標準書
TCR	Total Capital Requirement	所得資本総額
TLP	Tension Leg Platforms	緊張係留式プラットフォーム
TOC	Total Overnight Cost	資本原価総額
TPC	Total Plant Cost	設備費総額
UIC Program	Underground Injection Control Program	地下圧入管理プログラム
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change	気候変動に関する国際連合枠組条約
USC	Ultra Super Critical	超々臨界圧微粉炭火力発電
VSA	Vacuum Swing Absorption	固体吸収法
VSP	Vertical Seismic Profiling	坑井を利用した弾性波探査方法
WACC	Weighted Average Cost of Capital	加重平均資本コスト

1. はじめに

地球の平均気温は、ここ100年余りの間長期的な上昇傾向にあり、この気温上昇を原因とする海面水位の上昇や気象の変化による生態系や人類の活動への悪影響が懸念されている。この地球温暖化の主要原因として人為的な温室効果ガスの放出、なかでもCO₂（二酸化炭素）の影響が大きいとされる。このため、国際的な枠組みでCO₂の大気中への放出の削減が求められている。

わが国のCO₂は、2010年度には約30%が火力発電所から排出されていたが、2011年3月の東日本大震災による原子力発電の見直しに伴い火力発電量が増え、2014年度には約40%が火力発電所から排出されている。CO₂の発生による地球温暖化の緊急避難的かつ現実的な対策として、火力発電所等の大量発生源でCO₂を回収して地中に貯留し、大気中への放出を防止する方法が考えられる。この方法はCCS(Carbon dioxide Capture and Storage)と呼ばれ、わが国では2007年7月に新潟県岩野原において年間1万トン規模の注入実験が行われ、2016年4月からは北海道苫小牧で年10万トン規模の実証実験が行われている。諸外国ではノルウェーのSleipner、カナダのWeyburn、アルジェリアのIn Salahで年100万トンを超える実用的規模の地中貯留がすでに実施されており、オーストラリアGorgonでもより大規模な注入が間もなく開始されようとしている。

CO₂は常温では気体状態、高圧下では液体状態、また低温では一般にドライアイスと呼ばれる固体状態になるが、圧力7.38MPa、温度31.0℃を上回ると超臨界状態という気体と液体の中間的な状態になる。CO₂の地中貯留が想定されている地下1000mを越える地下深部では、多くの場合この圧力温度を満足するため、地中貯留では水に対する比重が0.5、粘度が1/100～1/20の軽いさらさらとした超臨界状態のCO₂を地中に注入することとなる。

CCS小委員会は、2014(平成26)年9月18日に土木学会エネルギー委員会において本小委員会の設置が承認され、CCSに関する技術動向・課題を整理してきた。CCSは火力発電所等から排出されるCO₂の分離回収とその輸送・貯留に大別されるが、本小委員会では、輸送と地中貯留に絞り、技術動向と土木分野における課題の調査検討を行ってきた。

本小委員会は表1.1-1の委員名簿のとおり、石田毅(京都大学工学研究科)を委員長、海江田秀志(2014, 2015年度)、末永弘(2016年度)(いずれも電力中央研究所 地球工学研究所)を幹事として、電力会社、建設会社、コンサルタントなどの土木技術者の委員で構成されている。また、経済産業省産業技術環境局地球環境連携室からオブザーバとして参加いただき、政策立案の立場からアドバイスをいただいた。第1回の小委員会を2015(平成27)年1月9日に開催したのち、表1.1-2に示すように3～4ヶ月に1回の頻度でこれまで7回開催した。小委員会では、毎回各委員がそれぞれの専門分野の技術課題を講演発表して意見交換し、技術動向と課題の調査を行ってきた。この間、2015(平成27)年12月9日には広島県豊田郡大崎上島の大崎クールジェンプロジェクトの実証実験サイトを訪問し、高効率発電技術とCO₂の分離・回収を組み合わせた革新的低炭素石炭火力発電技術の現地調査を行った。また2016(平成28)年6月20日には、北海道苫小牧市のCCS大規模実証試験サイトを訪問し、我が国で進められているCO₂地中貯留(以下、CO₂貯留とする)の大規模実証試験技術の現状を視察した。

本報告書は、これらの委員会活動の成果を、特に土木分野における技術課題を抽出すべくとりまとめたものであり、表1.1-3の執筆者一覧に示すように、いくつかの節や項目については委員以外の専門家に執筆をお願いしている。本報告書は7章からなり、第1章で本小委員会の位置づけや目的

と活動内容を概観したのち、第2章ではCCSに関する国際動向や国内政策、海外における政策事例について、第3章では世界各国のCCSのこれまであるいは現在計画されている実証実験の事例について、第4章ではCCSコストの試算事例調査について、第5章ではCO₂の輸送技術、貯留サイトの評価技術、CO₂の地中移行や化学的影響評価、モニタリング技術などこれまでに開発されたCCSに関わる技術について、第6章では環境影響、リスクなどCCSの実現に向けて残された課題についてとりまとめ、第7章でこれらを整理して総括している。

本報告書を、CO₂輸送・貯留に関する参考資料として地球温暖化の対策の実現の一助として利用いただければ、執筆者一同の大きな喜びである。

表 2.1-1 小委員会委員名簿

役職	氏名	所属
委員長	石田 毅	京都大学 工学研究科 社会基盤工学専攻
委員	小俣 明	千代田ユーテック株式会社
委員	海江田 秀志	一般財団法人 電力中央研究所 地球工学研究所 地圏科学領域
委員	梶田 直揮	株式会社大林組 技術本部
委員	加藤 光義	東北電力株式会社 土木建築部(火力原子力土木)
委員	徂徠 正夫	国立研究開発法人 産業技術総合研究所 地圏資源環境研究部門 CO ₂ 地中貯留研究グループ
委員	高橋 亨	公益財団法人 深田地質研究所
委員	竹島 淳也	応用地質株式会社 エネルギー事業部
委員	本江 誠治	電源開発株式会社 技術開発部 研究推進室
委員	山田 英司	中部電力株式会社 土木建築部 土建技術総括グループ
委員	山本 肇	大成建設株式会社 技術センター社会基盤技術研究部 地盤研究室 地下水チーム
オブザーバ	岡島 拓郎	経済産業省 産業技術環境局環境政策課 地球環境対策室／地球環境連携室
オブザーバ	永澤 剛	国際連合工業開発機関(2016年7月まで)
オブザーバ	松村 亘	経済産業省 産業技術環境局 地球環境連携室(2016年11月より)
幹事	末永 弘	一般財団法人 電力中央研究所 地球工学研究所 地圏科学領域

表 2.1-2 小委員会開催日一覧

開催日	講演者	講演題目・概要
2015/1/9	海江田秀志	電中研におけるCO ₂ 貯留研究
	末永弘	GHGT-12概要報告
2015/5/18	本江誠治	CCSに関する政策とプロジェクト動向
	高橋亨	インドネシア・グンディガス田におけるCCSパイロットプロジェクトの現状と今後の計画
2015/8/28	永澤剛	経産省におけるCCS政策の取組
	小俣明	シャトル船・洋上圧入方式によるCCSについて
	徂徠正夫	産総研におけるCO ₂ 地中貯留研究開発
2015/12/9	鈴木健一郎	分散型CO ₂ 貯留 CO ₂ マイクロバブル地中貯留システムについて
	山本肇	大成建設のCCSへの取り組み
2016/4/19	竹島淳也	OYOが取組んできたCCS技術の紹介
	本江誠治	CCSの経済性について-GCCSI報告書のレビューを中心として-
2016/6/20		苫小牧CCS大規模実証試験視察
2017/1/13		全委員による報告書原稿読み合わせ

表 2.1-3 本報告書執筆者一覧

執筆者	所属	執筆担当箇所
石田 毅	京都大学 工学研究科 社会基盤工学専攻	1章, 6.6
岡島 拓郎	経済産業省 産業技術環境局環境政策課 地球環境対策室／地球環境連携室	2.1, 2.2, 2.3
小俣 明	千代田ユーテック株式会社	5.1, 6.4
海江田 秀志	一般財団法人 電力中央研究所 地球工学研究所 地圏科学領域	3.1, 3.3
鈴木 健一郎	株式会社大林組 技術研究所 地盤技術研究部	6.4, 6.5
末永 弘	一般財団法人 電力中央研究所 地球工学研究所 地圏科学領域	3.2, 5.2, 6.3
徂徠 正夫	国立研究開発法人 産業技術総合研究所 地圏資源環境研究部門 CO ₂ 地中貯留研究グループ	5.4
高橋 亨	公益財団法人 深田地質研究所	3.3, 5.5
竹島 淳也	応用地質株式会社 エネルギー事業部	6.1
田中 良三	公益財団法人 地球環境産業技術研究機構(RITE) CO ₂ 貯留研究グループ	2.5
永澤 剛	国際連合工業開発機関	2.1, 2.2, 2.3
本江 誠治	電源開発株式会社 技術開発部 研究推進室	2.4, 4章
山本 肇	大成建設株式会社 技術センター社会基盤技術研究部 地盤研究室 地下水チーム	5.3, 6.2, 6.4

2. 気候変動対策としての CCS

2.1 気候変動問題

近年、世界的に平均気温の上昇、雪氷の融解、海面水位の上昇が観測されているほか、我が国においても暴風、台風等による被害、農作物や生態系への影響等が観測されている。地球温暖化に関する科学的知見の評価を行う「気候変動に関する政府間パネル(IPCC)」は、2014 年にとりまとめた第 5 次評価報告書において、以下の内容を公表した(IPCC, 2014)。

- ・ 1950 年代以降に観測された変化の多くは数十年から数千年間にわたり前例のないこと。
- ・ 20 世紀半ば以降に観測された温暖化の支配的な原因は、人為起源の温室効果ガスの排出であった可能性が極めて高いこと。
- ・ 温室効果ガスの継続的な排出は、更なる温暖化と気候システムの全ての要素に長期にわたる変化をもたらし、人々や生態系にとって深刻で広範囲にわたる不可逆的な影響を生じる可能性が高まること。

以上のような地球温暖化に関する IPCC の検討結果から、気候系に対して危険な人為的干渉を及ぼさない水準まで大気中の温室効果ガスの濃度を低減し、安定化させることは、世界共通の課題であるといえる。従って、温室効果ガスの削減につながる具体的な行動を、世界規模で速やかに開始することが必要である。

2.2 気候変動枠組条約に基づく取組

1992 年にリオデジャネイロで開催された地球サミットにおいて、国連気候変動枠組条約(UNFCCC)が採択された。この条約は、大気中の温室効果ガス濃度を、自然の生態系や人類に悪影響を及ぼさない水準で安定化させることを究極目標としたものである。1997 年には、国連気候変動枠組条約第 3 回締約国会議(COP3)が京都にて開催され、先進国の温室効果ガス削減を規定した京都議定書が採択された。しかし、京都議定書に当初から不参加を表明していた米国、中国に加え、京都議定書の第二約束期間(2013 年～2020 年)については、2012 年にカタールのドーハで開催された COP18 において、日本、ロシア等が不参加を表明したため、京都議定書のカバー率は世界の温室効果ガスの排出量の 15%程度にとどまることとなった。このことから、全ての国が参加する公平かつ実効的な枠組みの構築が、従来にも増して重要な課題となった。

2015 年にパリで開催された COP21 では、全ての国が参加する公平で実効的な 2020 年以降の枠組みである「パリ協定」が採択された。パリ協定においては、世界共通の長期目標として 2℃目標(平均気温の上昇を産業革命以前よりも 2℃以内とする目標)のみならず 1.5℃への言及、主要排出国を含むすべての国が削減目標を 5 年ごとに提出・更新すること、削減目標に向けた国内措置の実施、市場メカニズムの活用、位置づけ等が規定された。我が国においては、2016 年 4 月にパリ協定への署名を行い、これを受けて 2016 年 5 月に、我が国の地球温暖化対策を総合的かつ計画的に推進するための計画である「地球温暖化対策計画」が閣議決定された。

パリ協定は、発効要件である「批准国数が 55 カ国以上、および批准国の排出量が全排出量の 55%以上」を満たしたことを受け、2016 年 11 月 4 日に発効した。パリ協定の具体的な実施指針等については、パリ協定締約国会合において議論が開始され、2018 年の COP24 を期限に採択されることが COP22 において合意されている。

2.3 国内における政策

2.3.1 我が国の気候変動対策

(1) 長期エネルギー需給見通し

政府は、2015 年 7 月に「長期エネルギー需給見通し」を策定し、2030 年度における我が国のエネルギー需給構造のあるべき姿を示した(経済産業省, 2015). この見通しは、マクロの経済指標や産業動向等を踏まえた需要想定を前提としており、対策や技術などの裏付けとなる施策の積み上げに基づいた、実行可能なものとされている. この見通しでは、安全性、安定供給、経済効率性及び環境適合の観点から、再生エネルギーの最大限の導入、火力の高効率化及び原発依存度の低減を図ることとしている. この結果、2030 年度の電源構成(エネルギーミックス)について、LNG 火力 27%程度、石炭火力 26%程度、再生エネルギー22~24%程度、原子力 20~22%程度とすることが示された(図 2.3-1).

(2) 温室効果ガス排出削減目標

気候変動問題は地球規模の課題であり、その解決のためには全ての主要国の参加する公平かつ実効性のある新たな国際枠組の構築が不可欠である. 我が国は、全ての主要排出国と共に国内での排出削減に取り組み、あわせて我が国の優れた技術や途上国支援を通じ世界全体での温室効果ガス排出削減に貢献するべく、2015 年 7 月に地球温暖化対策推進本部において、2020 年以降の温室効果ガス削減に向けた約束草案(INDC; Intended Nationally Determined Contributions)を決定し、国連気候変動枠組条約事務局(UNFCCC)に提出した.

我が国の約束草案における温室効果ガスの排出削減目標は、エネルギーミックスと整合的なものとなるよう、技術的制約やコスト面の課題などを十分に考慮し、裏付けのある対策・施策や技術の積み上げによる実現可能なものとして、2030 年度に 2013 年度比で 26.0%の低減を目指すものである. この目標は、GDP 当たりの温室効果ガス排出量 0.29kg/米ドル(2013 年)、人口一人当たりの排出量 11t/人(2013 年)、我が国全体のエネルギー効率(一次エネルギー供給/GDP) 95 石油換算 t/百万米ドル(2013 年)に相当し、いずれも既に先進国で最高水準のものである(図 2.3-2~図 2.3-4).

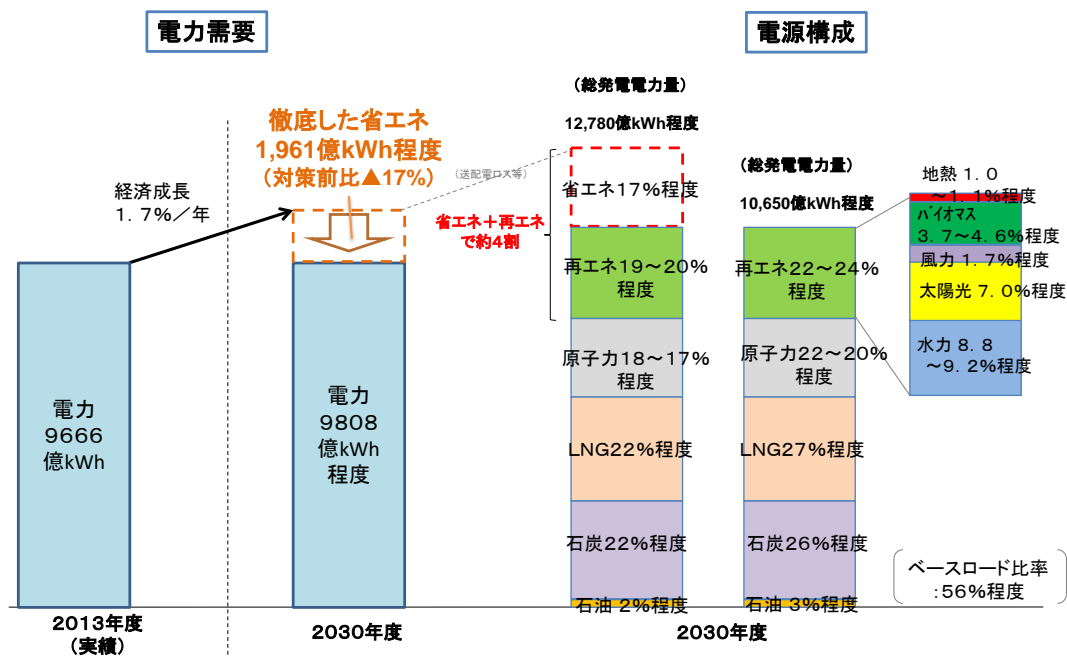


図 2.3-1 我が国の長期エネルギー需給見通し（経済産業省, 2015）

2030 年度における電力需要と電源構成の見通しを示す。2030 年度における電力需要については、経済成長により毎年1.7%の需要の増加が見込まれるものの、徹底した省エネに取り組むことにより、9808 億 kWh 程度の電力需要を見込む。この電力需要に対し、省エネによる削減割合を除外した場合の電源構成は、再エネ 22～24%、原子力 20～22%、LNG27%、石炭 26%、石油 3%程度ずつとなる。

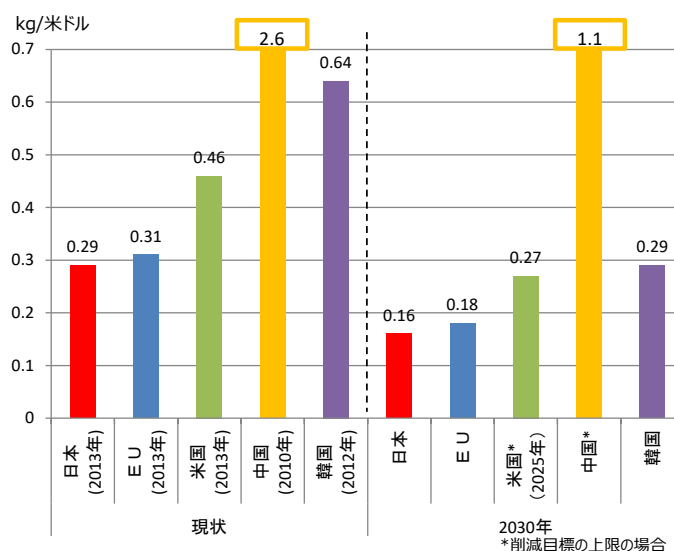


図 2.3-2 GDP1ドル当たりの温室効果ガス排出量
(IEA 2014, 国連統計, 各国統計等に基づき経済産業省作成)

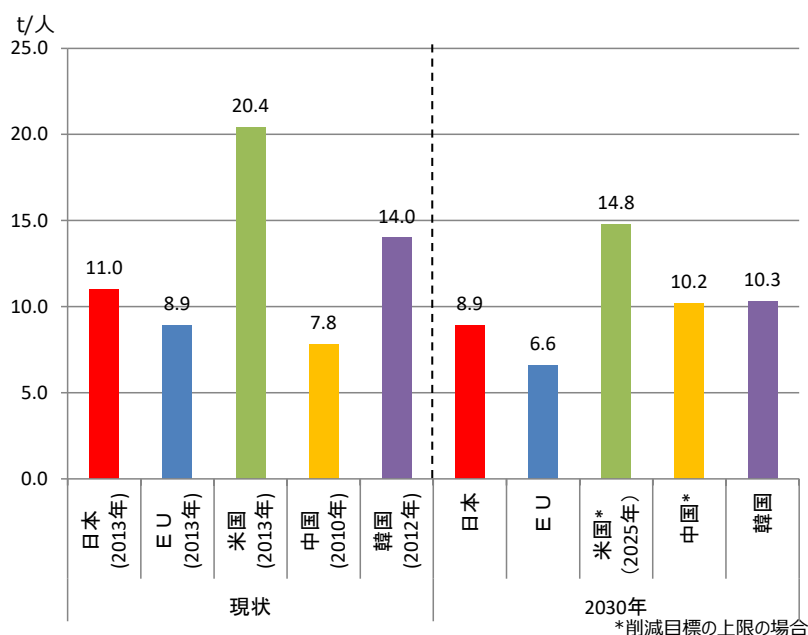


図 2.3-3 一人当たりの温室効果ガス排出量

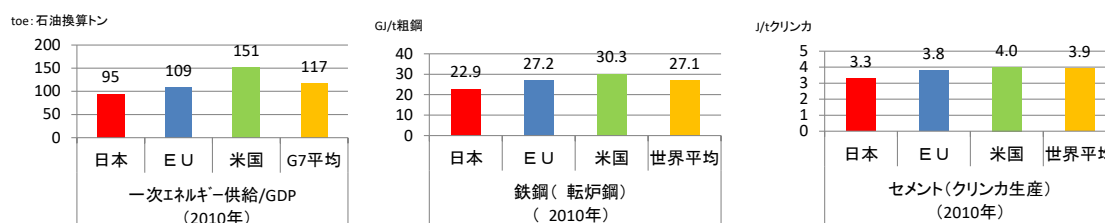


図 2.3-4 各分野におけるエネルギー効率

(IEA 2014, World Steel データ, WBCSD/CSI データ等をベースに RITE 推計)

2.3.2 地球温暖化対策としての CCS 政策

CCS は CO₂ の大規模排出削減を可能とすることから、地球温暖化対策の重要な手段となることが世界的に期待されている。

国際エネルギー機関 (IEA ; International Energy Agency) が公表した Energy Technology Perspective 2015 では、2℃目標を達成するための CO₂ 削減量において、個々の対策技術の寄与する割合を示した(図 2.3-5, IEA, 2015). この CO₂ 削減量のうち、CCS 技術が 13%を占めることが見込まれていることから、様々な二酸化炭素削減技術の中でも CCS は主要な対策であるといえる。同時にこの検討結果は、二酸化炭素の排出削減を大規模かつコスト効率的に推進させるためには、唯一の手段ではなく、多様な対策を様々な組み合わせることが重要であることを示唆している。

IPCC 第 5 次評価報告書においては、CCS 技術について、化石燃料発電プラントの温室効果ガス排出を削減出来る可能性があると評価している。また、地球温暖化の緩和経路に係るシミュレーション結果において、CCS 無くして 2100 年に 450ppmCO₂ (1.5~1.7℃の温度変化に相当)を達成するためには、大規模植林などの土地利用部門(AFOLU)にて相当量の削減が必要である旨が示されるなど、CCS の必要性について言及している(図 2.3-6)。

我が国の政策においても、エネルギー基本計画(2014 年 4 月)において、化石燃料の効率的・安定的な利用のための環境整備に向けて2020 年頃の CCS 技術の実用化を目指した研究開発を進める方針が示されるなど、CCS 技術を重要な気候変動対策の一つとして位置づけている(経済産業省, 2014)。

2.3.3 我が国の CCS 事業

CCS 技術の実用化にあたっては、CO₂の分離回収、輸送、圧入、モニタリングまでの一貫した操業技術の確立、十分な貯留能力を有した貯留地点の選定、CCS 事業コストの十分な低減が不可欠である。このことから国は、2020 年ごろの CCS 技術の実用化を目指し、CCS に係る複数の実証事業、CO₂貯留適地の調査、研究開発事業を実施している。

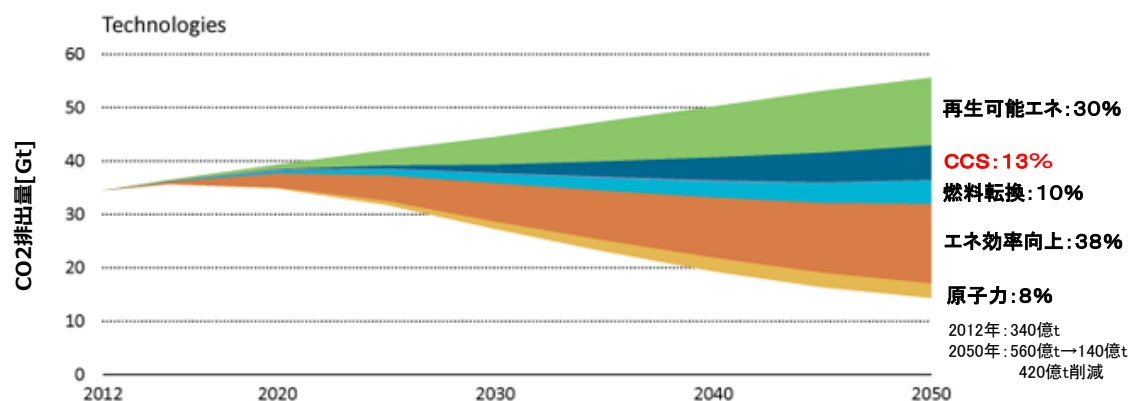


図 2.3-5 2050 年における世界の CO₂削減量見通し (IEA, 2015)

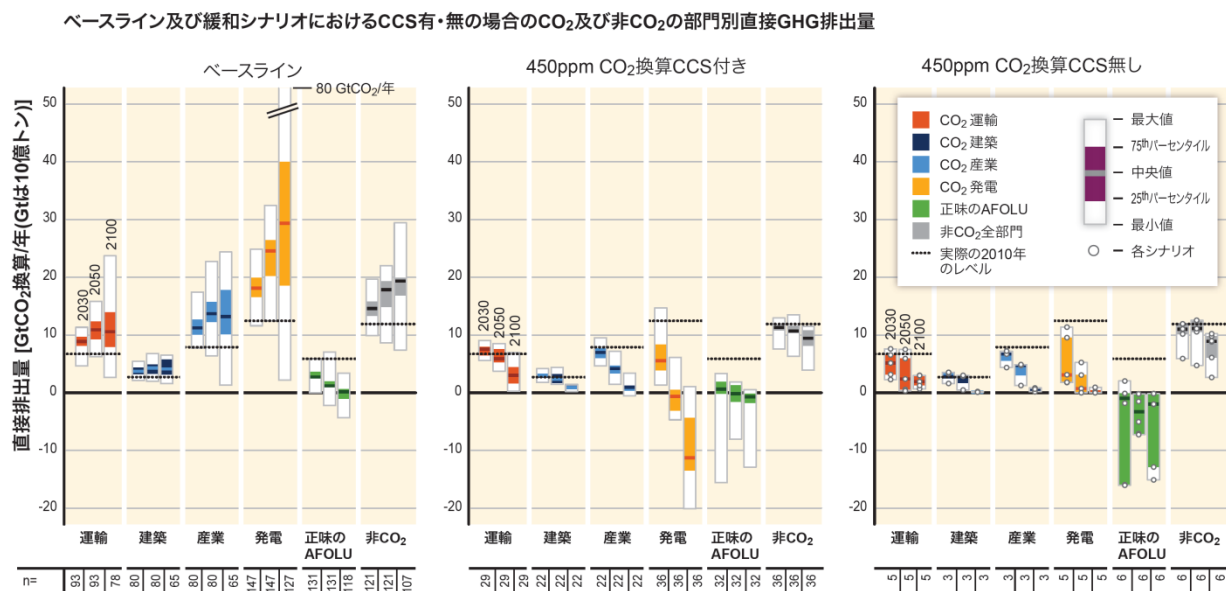


図 2.3-6 シナリオ別の部門別温室効果ガス排出量比較 (IPCC, 2014)

上図は、温暖化の緩和経路を予測するための統合モデルを用いて作成された長期シナリオにおける、部門別の CO₂ と全部門の CO₂ 以外の温室効果ガスの直接排出量を比較している。左図はベースライン、中央図は CCS を用いて 450(430~480) ppmCO₂ 換算に達する緩和シナリオ、右図は同 CCS 無しでの緩和シナリオを表す。グラフの下に数字は、その CO₂ 濃度範囲に含まれるシナリオの数を示す。右図 CCS 無しのケースでは、AFOLU 部門で大規模な排出削減が必要である他、シナリオ自体の数が少ないこと、すなわち、ほとんどのモデルにて 2100 年までに 450ppmCO₂ 換算濃度に到達できないことを示している。

(1) 苫小牧 CCS 大規模実証試験事業

経済産業省は、2020 年ごろの CCS 技術の実用化に向け、我が国で初となる CO₂ 排出源を利用した実用規模での CCS の実証試験として、苫小牧にて大規模 CCS 実証試験を実施している。この大規模 CCS 実証試験事業では、分離回収から貯留までの CCS 技術をトータルシステムとして実証すること、各要素技術が適切かつ有効に機能することを確認すること、実用化へ向けて改善・解決すべき課題を明らかにすることを目的としている。

a) 実施までの経緯

2008 年の G8 洞爺湖サミットにおける共同声明にて、「2020 年までに CCS の広範な展開を始めるために、2010 年までに途上国を含む世界全体において 20 の大規模な CCS の実証プロジェクトが開始されることを強く支持する」ことが盛り込まれ、CCS の大規模実証試験の必要性が提唱された。これを受け、2008 年 7 月に閣議決定された「低炭素社会づくり行動計画」では、我が国として「2009 年度以降早期に大規模実証に着手し、2020 年までの実用化を目指す」旨明記された。2008 年 5 月には、国内 29 社(2016 年 7 月現在 35 社)が出資し、日本 CCS 調査株式会社が設立された。同社は、CCS の大規模実証試験の実施に向け、経済産業省及び国立研究開発法人新エネルギー・産業技術開発機構(NEDO)の委託事業を通して、実証試験候補地の選定や、技術的可能性に係る検討を実施してきた。

実証試験における貯留適地の選定については、国内石油・ガス開発等で取得された既存データの活用と、弾性波探査や貯留層シミュレーションなどによる新たな実地調査を通して、全国 115 箇所の候補地点から絞り込みを行ってきた。これらの実地調査や評価作業を経て、2011 年 10 月~12 月に実施された「CCS 実証試験実施に向けた専門検討会」において、実証事業の CO₂ 貯留地点として苫小牧の海底下貯留層が選定された(図 2.3-7)。

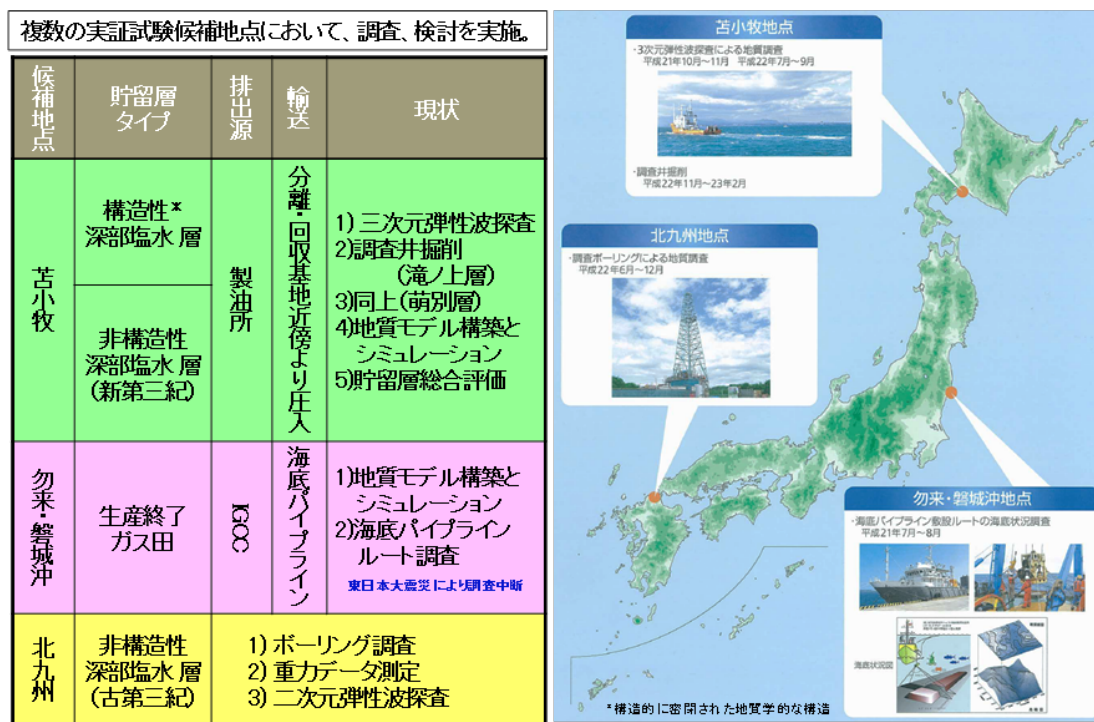


図 2.3-7 大規模 CCS 実証試験候補地点の概要

b) 実証事業のガイドラインの策定

2008 年 10 月、経済産業省 二酸化炭素回収・貯留研究会における検討結果である「CCS 実証事業の安全な実施にあたって」が公表され、大規模 CCS 実証事業における安全面・環境面から遵守することが望ましい事項についての基準が示された。本ガイドラインは、CCS が実用化される際に整備されるべき安全上のルールを先取りするものではないものの、CCS 実証事業を行う事業者が、高压ガス保安法や電気事業法などの関連法規を遵守又は準用するとともに、本基準を踏まえて適切な対応を図り、加えて、事業を実施するサイトに応じてより詳細な安全確保のための体制（組織、内規等）を整備する必要性を示している。

CCS にかかる安全面を含めた規制のあり方については、現在も各国及び国際機関等において検討が進められているところである。CCS が実用化される際には、我が国の CCS 事業で得られる知見だけでなく、CCS の安全確保にかかる最新の取組み、諸外国の CCS 事業や規制の動向を踏まえた検討を改めて行うことが必要である。

c) 実証試験計画

本実証試験では、商業運転中の製油所における水素製造設備を供給源として、CO₂ を分離回収したのち、圧入に必要な圧力まで昇圧し、年間 10 万トン以上の CO₂ を苫小牧沖の 2 つの貯留層に圧入、モニタリングを実施する（図 2.3-8）。

2012 年度から 2015 年度は、CO₂ 圧入に向けた準備作業として、地上設備の設計・建設・試運転、圧入井の掘削、モニタリングシステムの構築とベースライン観測等を実施した。苫小牧沖の海底下貯留層への掘削作業に関しては、大偏距掘削（ERD; Extended Reach Drilling）技術により、CO₂ 排出源近傍の陸上施設から海底下の萌別層（垂直深度 1188m）、滝ノ上層（垂直深度 2753m）へ圧入井を掘削した。

2016年度から2018年度まで、海底下貯留層へ年間10万トン以上でCO₂の分離回収と圧入を実施し、弾性波探査及び海洋環境調査を実施することで、地層や海洋に影響がないことを確認する計画としている。その後、2019年度から2020年度にかけては、環境影響評価のため、引き続き圧入後のCO₂挙動モニタリングを実施する計画としている。

d) 社会受容性の向上に向けた取組

CCS事業の実施にあたっては、地元のステークホルダーをはじめとした、地域社会への社会受容性の向上に向けた活動が不可欠である。地域住民の反対が主たる原因で事業が中止となった事例として、オランダBarendrechtプロジェクト、米国Greenvilleプロジェクトなどが挙げられる。このことから、地域社会とプロジェクトは、事業の初期段階から密接な関係を築くことが非常に重要であるといえる。

苫小牧における本実証事業では、地元ステークホルダーと良好な関係を築くべく、CCS講演会の開催をはじめ、北海道内地域でのパネル展の開催、国内大学への講演会、実証試験現場の見学会、環境関係イベントへの参加、子供向け実験教室の開催など、社会受容性を獲得するための様々な活動がなされてきた。その結果、CO₂圧入開始までの作業を円滑に進めることができ、これらの一連の広報活動は海外からも高い関心が示されている。

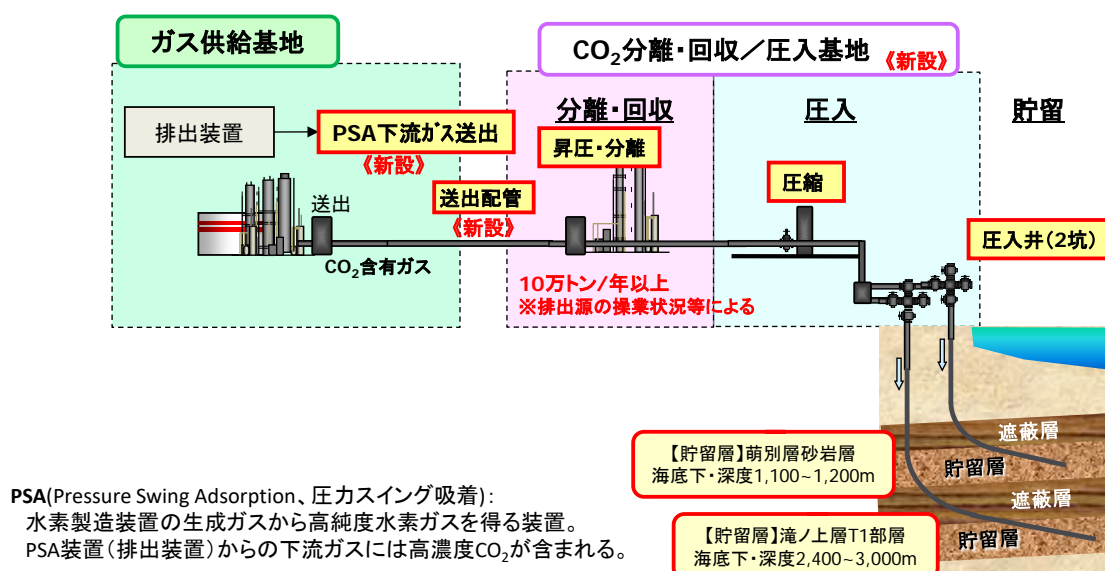


図 2.3-8 苫小牧 CCS 実証事業の全体像（日本 CCS 調査(株)HP より）

(2) 大崎クールジェンプロジェクト

「石炭ガス化燃料電池複合発電実証事業(大崎クールジェンプロジェクト)」においても、CO₂分離・回収に関する技術開発が進められている(経済産業省, 2015)。本事業は、高効率石炭火力発電の技術開発に関するロードマップに従い、石炭火力発電から排出されるCO₂を大幅に削減させるべく、高効率な発電技術である酸素吹石炭ガス化複合発電(IGCC)とCO₂分離回収を組み合わせた、革新的低炭素石炭火力発電の実現を目指す。

実証事業は、各フェーズの実証目的に応じて三段階に分けられる(図 2.3-9)。第一段階(2012年度～2018年度)では、酸素をガス化剤として、高温で石炭をガス化し、ガスタービンと蒸気タービンを用いて複合発電する酸素吹IGCCを実証する。第二段階(2016年度～2020年度)では、石炭ガス化

ガスから効率的に CO_2 を分離・回収する CO_2 分離・回収型 IGCC を実証する。第三段階(2018 年度～2021 年度)では、更に燃料電池を組み合わせた CO_2 分離・回収型 IGFC の実証を行う。

本実証事業は、2012 年～2015 年度までは経済産業省の補助事業として実施され、2016 年度からは NEDO の助成事業として実施されている。本事業は、中国電力(株)と電源開発(株)の共同出資によって設立された、大崎クールジェン(株)が実施している。

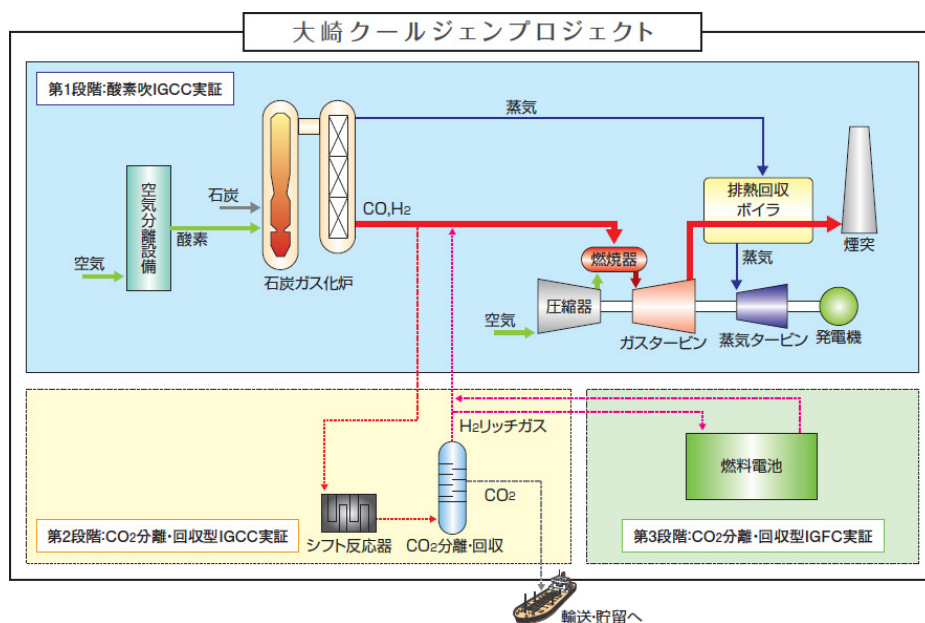


図 2.3-9 大崎クールジェンプロジェクト概要 (大崎クールジェン(株)HP より)

(3) 環境配慮型 CCS 実証事業

環境省では、2016 年度から 2020 年度にかけ、石炭火力発電所からの CO_2 分離回収技術の実証事業を実施する。本事業の目的は、アミン系回収液による CO_2 回収技術について環境影響評価手法を取りまとめること、大型実証試験により運転効率の低下や事業コストを評価すること、試験等の結果から我が国に適した CCS の円滑な導入手法をとりまとめることである。

本事業では、分離回収設備の運転に伴う環境負荷低減のための対策及び環境影響評価手法の検討を行うとともに、火力発電所の運転効率及びコストに関するデータを収集する。加えて、海底下に貯留した CO_2 の漏出抑制及び漏洩時の修復手法の検討等を行う。本事業は、環境省からの委託事業として、東芝、みずほ情報総研ら 13 者がコンソーシアム形式で受託、実施している。

(4) CO_2 貯留適地の調査事業

我が国の CO_2 貯留ポテンシャルについては、これまでに公開されている地質データや坑井データから貯留可能な堆積層の分布が検討され(図 2.3-10)、沿岸域の貯留量は 1,461 億トンと推定されている(公益財団法人地球環境産業技術研究機構(RITE), 2006)。しかし、各地点の貯留層の構造や物性値に係る基礎データが不足しているため、個々の貯留地点のポテンシャルには大きな不確実性がある。

我が国でCCS事業を実施する際には、実際に貯留する地点の貯留ポテンシャルや物性分布を高い精度で評価する必要がある。そのため、CO₂貯留適地の調査事業では、貯留可能量が1億トン以上の候補地を3地点程度特定することを目的として、有望な貯留地点を対象に、弾性波探査、調査井掘削による地下情報の取得、貯留層総合評価による貯留適地の選定を行っている。本事業は、経済産業省と環境省による連携の委託事業として、日本CCS調査(株)が実施している。

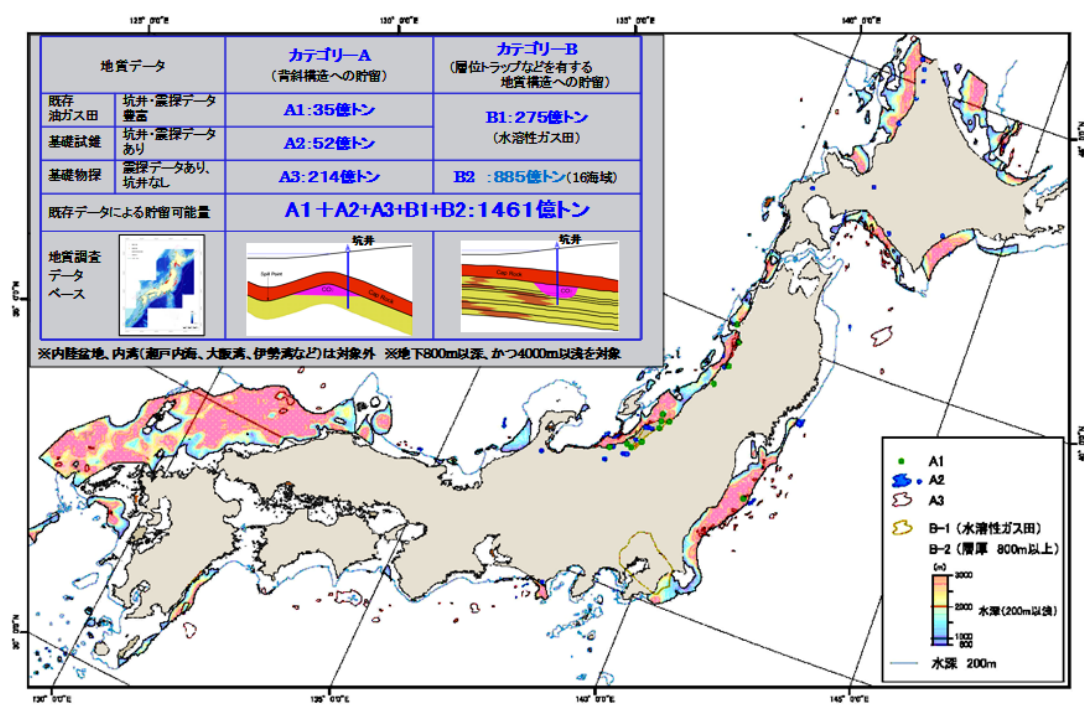


図 2.3-10 我が国の沿岸域の貯留可能量および領域の分布 (RITE, 2006)

(5) CCSに係る研究開発事業

a) 分離回収のコスト低減を目指した研究開発

2005年のRITEによる検討結果においては、CCS事業のコストは約7300円と見積もられており、その6割程度である4200円/t-CO₂をCO₂分離回収コストが占める(RITE, 2006)。従って、CCS技術の広範な展開に向けては、CO₂分離回収コストの低減が非常に重要であると言える。このことから、経済産業省では、分離回収コストの低減を目的として、分離回収技術のうち化学吸収法及び膜分離法に係る研究開発を進めている(経済産業省, 2016)。

化学吸収法は、大気圧の燃焼排ガスに含まれるCO₂の回収に有利な技術である。この化学吸収法について、高効率な回収が可能なアミンを固体に担持した固体吸収材の実用化を目標に、プラント試験設備を用いた実用化研究を行っている。また、膜分離法は、石炭ガス化発電等で発生する高圧のガスに含まれるCO₂の回収に有利な技術である。この膜分離法について、CO₂を選択的に透過する機能を持つCO₂分離膜モジュールの実用化を目標に、ベンチスケールでの実証試験を含めた、実ガスを用いた実用化研究を実施している。

これまでの研究開発の結果、ラボレベルの回収試験において、化学吸収法については2000円/t-CO₂、膜分離法については1500円/t-CO₂の回収コストを達成している。

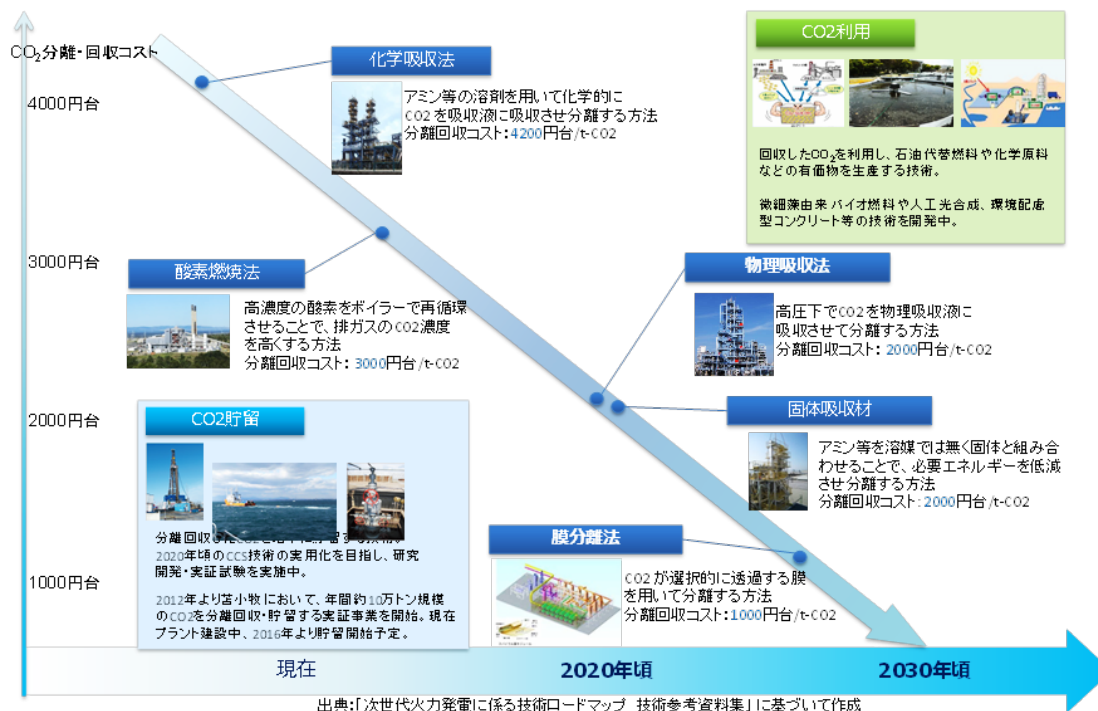


図 2.3-11 CO₂回収関連技術の開発の見通し（経済産業省, 2016）

b) CO₂貯留の安全性確保を目指した研究開発

CCS 事業においては、CO₂の圧入期間だけでなくCO₂圧入後の長期間にわたって、安全にCO₂を貯留する必要がある。従って、CO₂貯留に係るモニタリング技術を用いて、圧入したCO₂による環境影響を監視する体制を構築する必要がある。経済産業省では、地下に圧入されたCO₂のモニタリング技術や、CCS貯留事業の安全性を担保するための安全管理システムの構築のための試験研究を行っている。

本研究では、貯留層内のCO₂挙動のモニタリング技術として、光ファイバーを用いた地層安定性等のモニタリング、重力モニタリングによる長期モニタリング、地化学反応を考慮した貯留層シミュレーション等の技術の開発を行っている。加えて、地層の貯留能力を最大限に活用すべく、有効な坑井配置技術やCO₂の溶解促進技術の確立を目指した研究開発も進めている。

今後の課題は、これらのCO₂貯留技術及びモニタリング技術を有機的に組み合わせ、コスト面や操業面で効率的な、精度の高い安全管理システムを構築することである。

2.3.4 CCS分野の国際連携

(1) CCS国際機関との連携

我が国は、近年にCCSに係る取組が活発化しているCSLF, IEAGHGなどの国際機関等との連携を通して、我が国のCCSの実証試験や研究開発などの取組を積極的に発信している。また、CCSの国際規格に係る専門委員会ISO/TC265において、CCSの規格化作業に我が国が主体的に関与することで、CCSの国際的な普及推進に貢献すると共に、我が国の関連企業の国際展開の促進に努めている。

(2) 米国との連携

経済産業省は、2015年に米国エネルギー省(DOE ; Department of Energy)と CCS 分野に関する協力の覚書(MOC ; Memorandum Of Cooperation)を締結した。この覚書は、両国の CCS 技術を補完するため、CO₂ の分離回収、輸送、地下貯留、モニタリング等の技術分野に関する協力を進めようとするものである。

この枠組のもとでは、CCS に係るワークショップの開催や両国専門家の CCS プロジェクトへの相互派遣だけでなく、北米や我が国の CCS フィールドを活用したモニタリング技術の共同実証試験や、双方の CCS 実証事業の関連データの交換や解析等の技術協力が計画されている。

(3) 二国間クレジット制度(JCM)

二国間クレジット制度(JCM; Joint Crediting Mechanism)は、我が国の優れた低炭素技術の普及等を通じて、地球規模での温室効果ガスの削減に貢献するものである。JCM のもと、途上国(パートナー国)において我が国企業が現地企業等と協力して CO₂ 削減に係るプロジェクトを実施することで、両国間の合同委員会を通じ、CO₂ の削減分を我が国の目標達成に活用することが可能である(図 2.3-12)。2017 年 1 月現在において、我が国は 17 カ国(インドネシア、ベトナム、メキシコ、サウジアラビア等)とパートナーシップを構築している。

メキシコやインドネシアなどの産油国では、石油上流産業における CCS の実証・事業化への期待が大きい。これを受けて経済産業省では、JCM に基づく CCS プロジェクトの実現可能性調査のため、メキシコ陸上油田における CCS プロジェクトの技術的検討を実施している。また NEDO においても、平成 26 年度にインドネシアにおけるグンディガス田 CCS プロジェクトの JCM 実現可能性調査を実施した。グンディ CCS プロジェクトの詳細については、「3.3.2 インドネシアにおける事例」を参照されたい。これらの事業では、JCM に基づく CCS プロジェクトの実現に寄与することを目的として、圧入した CO₂ 挙動のモニタリング技術などの我が国の優れた CCS に関連した土木技術の適用や、排出削減量の算定手法の確立等に向けた調査が実施された。

2.3.5 ロンドン条約と海洋汚染防止法への対応

ロンドン条約は、海洋の汚染を防止する観点から、廃棄物の投棄や洋上での焼却処分などの行為を規制する国際条約である。我が国においては、ロンドン条約の国内関連法として「海洋汚染防止等及び海上災害の防止に関する法律の一部を改正する法律(海洋汚染防止法)」が定められている。

2006 年にロンドン条約 96 年議定書付属書が改定され、「投棄可能な廃棄物その他の物」として、海底下地層に貯留される「CO₂ 流」が追加された。これを受け、我が国でも海洋汚染防止法の一部を改正し、我が国における海底下地層への CO₂ 貯留のための制度枠組みが整備された。ここで、海底下に廃棄できるガスの基準や指定海域については政令で、海底下廃棄の許可については環境省令で定められている。

苫小牧 CCS 大規模実証試験事業は、海洋汚染防止法に従って環境省から CO₂ 圧入許可を受けた最初の事例である。本事業では、許可申請において承認されたモニタリング計画に従って、CO₂ 圧入地点周辺の海洋環境調査の実施と報告が義務づけられている。

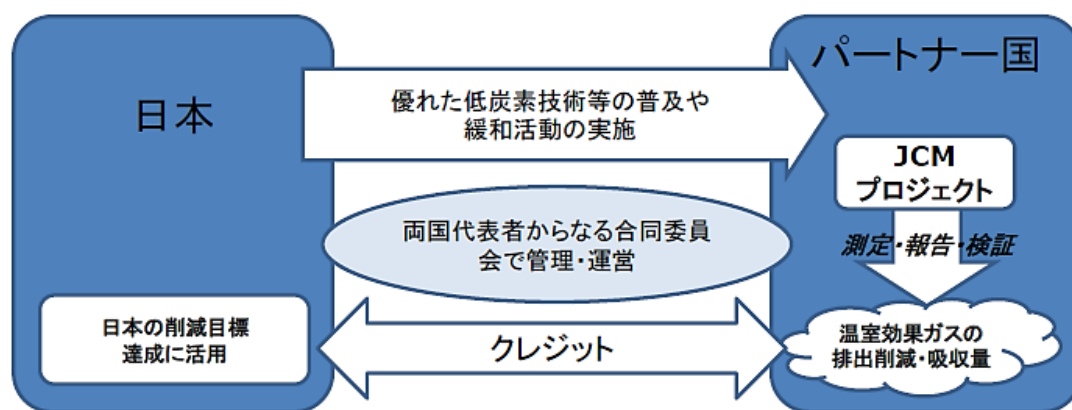


図 2.3-12 二国間クレジット制度の基本概念（経済産業省, 2016）

2.3.6 今後の政策的課題

地球温暖化問題への対応に特化した CCS は、それ自体では利益を生まず外部不経済であることから、市場原理による導入を見込むことができない。従って、民間事業者による CCS 事業への参入を促進するためには、クレジット制度や炭素税、補助金などの経済的なインセンティブの導入や CO₂ 排出規制等により、CCS 事業の枠組を構築する必要がある。さらに、CCS の広範な普及のため、国内貯留地点の選定、貯留可能量の把握、鉱業法・鉱山保安法に相当する法規制の整備、国民理解の増進に向けた取組が必要である。

引用文献：

IPCC: IPCC 第 5 次評価報告書, 2014

International Energy Agency (IEA): Energy Technology Perspective 2015, 2015

経済産業省: エネルギー基本計画, 2014

経済産業省: 長期エネルギー需給見通し 2015

経済産業省: 石炭ガス化燃料電池複合発電実証事業プロジェクト中間評価 資料, 2015

経済産業省: 次世代火力発電に係る技術ロードマップ 技術参考資料集, 2016

公益財団法人地球環境産業技術研究機構(RITE): 平成 17 年度二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業 二酸化炭素地中貯留技術研究開発 成果報告書, 2006

外務省ホームページ: 国連気候変動枠組条約第 21 回締約国会議(COP21)の成果及び評価

http://www.mofa.go.jp/mofaj/ic/ch/page18_000435.html

外務省ホームページ: 国連気候変動枠組条約第 22 回締約国会議(COP22)の成果及び評価

http://www.mofa.go.jp/mofaj/ic/ch/page3_001886.html

経済産業省: 石炭ガス化燃料電池複合発電実証事業 プロジェクト中間評価

日本 CCS 調査(株)ホームページ

<http://www.japanccs.com/>

大崎クールジェン(株) ホームページ

<http://www.osaki-coolgen.jp/>

環境省ホームページ:平成 28 年度環境配慮型 CCS 実証事業の公募について

<http://www.env.go.jp/press/102596.html>

環境省ホームページ:平成 28 年度環境配慮型 CCS 実証事業の採択案件について

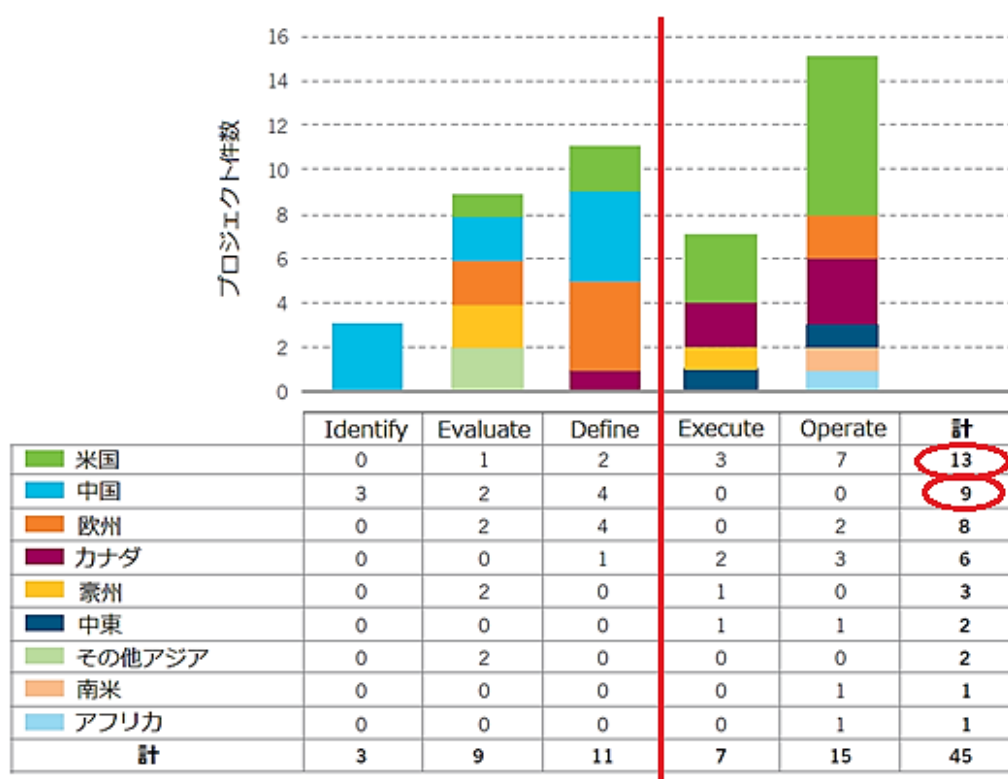
<http://www.env.go.jp/press/102811.html>

2.4 海外における政策事例

ここでは海外における政策事例として米国、英国、中国を取り上げる。その理由を以下に箇条書きで示す。

- ・ 米国では、世界で最も多くの大規模実証プロジェクトが行われていること (2015 年時点で計画中 3 件, 実施中 10 件, 図 2.4-1 参照)。
- ・ 英国は CCS に関する制度が最も整っている国の一つとされていること。
- ・ 中国は計画中の大規模実証プロジェクトが多く, これらが今後は実施段階に移行すると期待されていること (2015 年時点で計画中 9 件, 図 2.4-1 参照)。

以下では、国別に政策・制度の概要を整理する。なお、本項は 2016 年 9 月時点で入手可能な公開情報に基づいて記載したものである。



プロジェクト開発段階: Identify (初期調査段階), Evaluate (検討段階), Define (詳細検討段階), Execute (実施段階), Operate (CO₂ 圧入運転段階)

図 2.4-1 大規模実証プロジェクトの動向 (GCCSI, 2015)

2.4.1 米国

(1) CCS の政策的な位置付けと政策・制度の全体像

米国は、2020 年以降の地球温暖化対策を記載した国/地域別の約束草案(INDC)において、同国の温室効果ガス排出量を 2025 年までに 2005 年比 26～28%削減する目標を表明している (U.S., 2015). この目標達成に向けた CCS の貢献度は示されていない。

米国では 2016 年 11 月の大統領選挙の結果、共和党のトランプ氏が 2017 年 1 月 20 日に次期大統領に就任し今後のエネルギー・環境政策は大きく変化する可能性がある。しかしながら本原稿の脱稿時点(2017 年 3 月末)では明確な政策が示されていないことから、民主党オバマ氏が大統領であった時期に策定された CCS 関連政策について記載する。

CCS の政策的な位置付けは、2013 年にオバマ大統領(当時)が発表した「気候行動計画」(The Whitehouse, 2013) および 2014 年に米国エネルギー省が発表した「戦略計画 2014-2018」(US DOE, 2014) に記載されている。CCS は発電部門からの CO₂ 排出削減と経済成長を両立させるためのクリーンエネルギー技術の一つであり、2020 年代半ばの商用化を見込むとしている。

研究開発および実用化に向けた取り組みは省庁横断による包括的なものであり、具体的には、エネルギー省(U.S. Department of Energy: US DOE)が CCS 大規模実証プロジェクトを含むクリーンコール技術開発を推進し(US DOE, 2017)、環境保護庁(US EPA)が CO₂ 排出原単位基準等の環境関連の制度整備を行い(US EPA 2015a, US EPA 2015b)、内国歳入庁(Internal Revenue Service : IRS)等が税額控除(Tax Credit)や債務保証(Loan Guarantee)といった経済的なインセンティブを整えている(IRS 2009, IRS 2016, CRS 2014 他)。また、幾つかの州政府も独自の経済的インセンティブを整備している。(図 2.4-2)

国際協調については、上記の「気候行動計画」の中で、中国、インド他の国々と協力するとともに、米国主導で 2003 年に立ち上げられた閣僚級の国際イニシアティブ CSLF(Carbon Sequestration Leadership Forum)をリードするとしている。

以下では研究開発プログラム(DOE)、環境関連制度(Environmental Protection Agency: EPA)、経済的インセンティブ(IRS など)の個別政策について概観する。

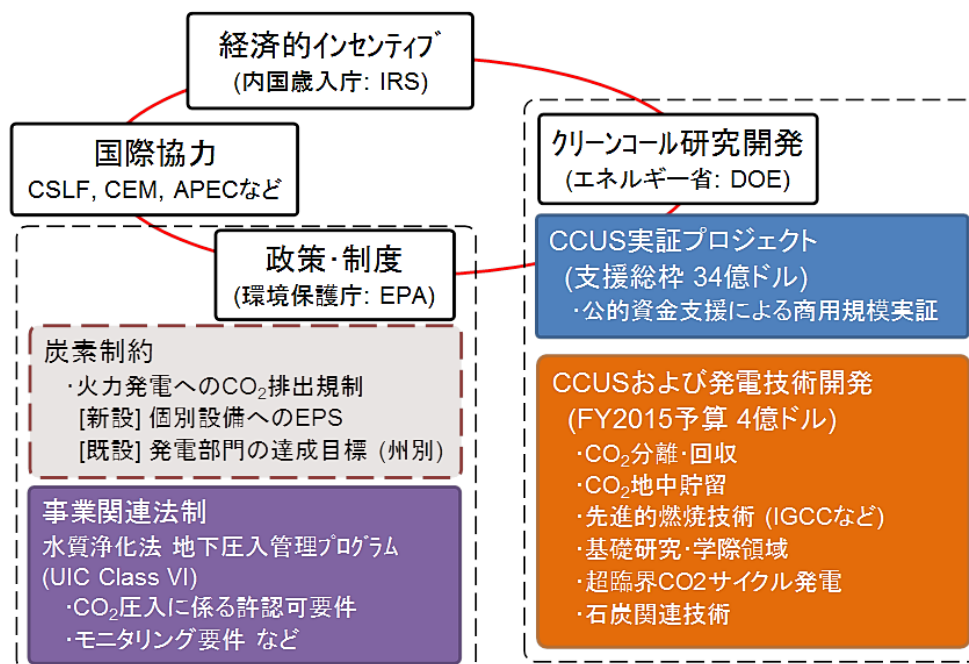


図 2.4-2 米国における CCUS^{*)}への取り組み - 全体像
(米国政府からの各種公開資料に基づき作成)

*) CCUS: Carbon Capture Utilization and Storage, 分離・回収した CO₂を地中貯留(Storage)するだけでなく、有効利用(Utilization)することも含めた用語、代表的な利用例は石油増進回収(EOR)

(2) 研究開発プログラム

米国エネルギー省(DOE)は CO₂ 排出源から分離・回収した CO₂を地下の帯水層に貯留するだけでなく、石油増進回収(Enhanced Oil Recovery: EOR)や化学工業用品への転換に用いることも含めた CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage) に関する総合的な研究開発プログラム群を設定している (図 2.4-3).

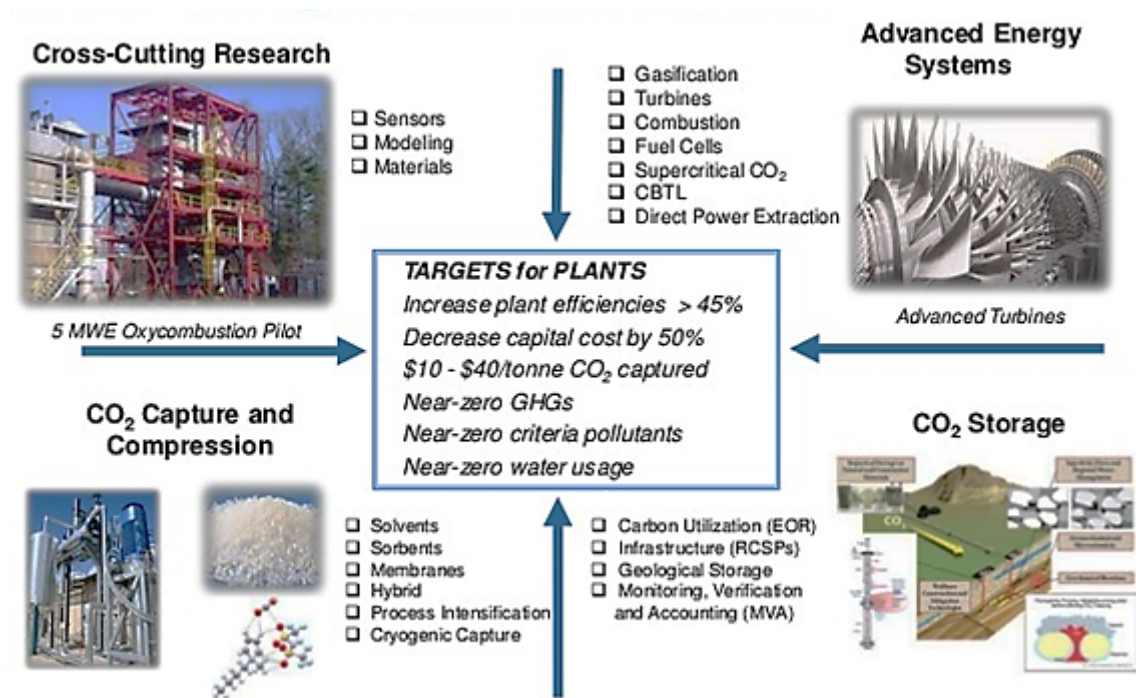


図 2.4-3 米国 DOE の CCS 研究開発プログラムの概観 (Wright, 2015)

さらに研究開発の柱の一つとして大規模実証プロジェクトがあり、主なものとして石炭火力発電を含む複数の排出源を対象とする 7 件のプロジェクトが進行している(図 2.4-4)。その内、石炭火力発電と CCS の組み合わせは 4 件であり、テキサス州の Petra Nova Carbon Capture Project には、JX 日鉱日石開発株式会社が資本参画し、三菱重工株式会社と関西電力株式会社が開発した燃焼後 CO₂ 回収技術が採用されている(図 2.4-5)。また、ミシシッピ州の Kemper County IGCC Project は、商用 IGCC 設備に初めて CCS を組み入れることで注目されているが事業費の増大が問題となっている(図 2.4-6)。

なお、当初は石炭ガス化複合発電(Integrated coal Gasification Combined Cycle: IGCC)と CO₂ 地中貯留を組み合わせた CCS 実証プロジェクトとして 2003 年に計画がスタートした FutureGen は、排出源を IGCC から酸素燃焼石炭火力発電に変更し、CO₂ 地中貯留地域も見直して 2010 年に FutureGen 2.0 として再出発していたが、2015 年 2 月に米国エネルギー省が補助金の交付条件が充足される見込みがなくなったことを理由に支援の中止を決定、FutureGen 2.0 は頓挫している。

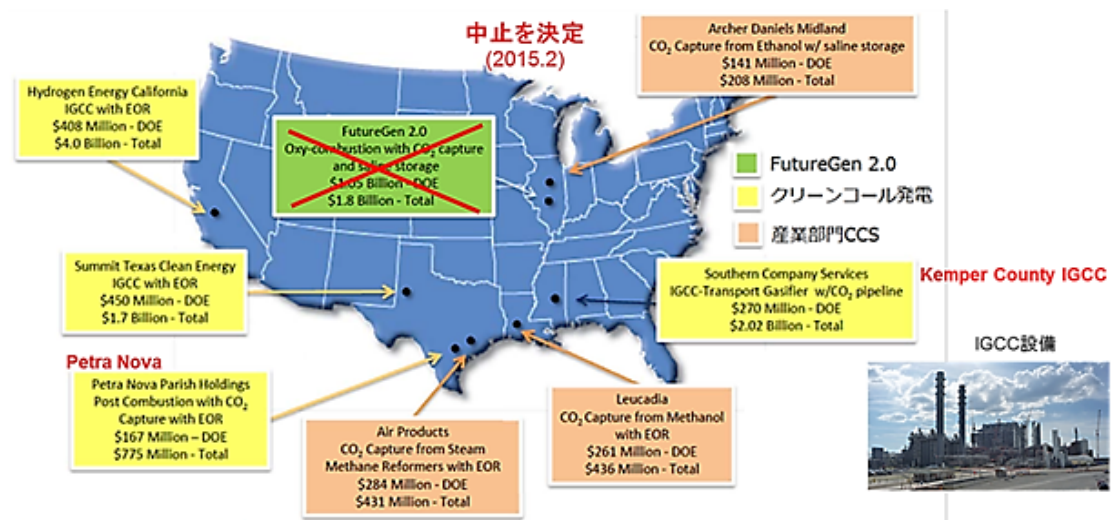


図 2.4-4 主な大規模実証プロジェクト (O'Neil, 2011 に加筆)

出力	610MWe (発電端) 240MWe相当 (約40%) の排ガスから CO ₂ 回収
地点	テキサス州 (ヒューストン南西約60km) W.A. Parish発電所 8号機 (PRB炭)
プロジェクト形態	NRG Energy, JX日鉱日石 が50%出 資の合併事業体 (JV) を設立
事業期間	30年間
ボイラ/蒸気タービン	変更なし
CO ₂ 分離回収技術	MHI社 KS-1 (アミン系)
CO ₂ 回収量/率	4,776 t/日 / 90%
CO ₂ 輸送	パイプライン約130km
CO ₂ 貯留量	160万t/年
CO ₂ 貯留先	EOR (West Ranch油田: JXとNRGが 権益を各25%保有)
CO ₂ 貯留開始	2016年第4四半期
プロジェクトコスト	約10億USD (約1,015億円) NRG, JX: 各約3億USD DOE補助: 1.67億USD (最大) JBIC+みずほ融資 ^{注)} : 2.5億USD



(備考)

EPC: 米国MHIとThe Industrial Company (TIC) との
コンソーシアムが請負

EOR効果: 日量500バレル→12,000バレル(24倍)

送電端効率低下対策: 75MWのガスタービンコジェネ
プラントを設置し、吸収液再生用の蒸気を供給

注) みずほ銀行の融資には、日本貿易保険が地球環
境保険特約を付帯 (第1号)

図 2.4-5 Petra Nova Carbon Capture Project 概要 (各種公開資料に基づき作成)

送電端出力	582MWe (LNG 追い焚き), 524MWe (通常)
燃料	褐炭 (Lignite)
状況	CO ₂ 回収試運転 2014秋～ ガス化炉稼働 2015.3～
ガス化炉	空気吹き Transport Gasifier : 2 基 (TRIG™: KBR*社)
GT	Siemens SGT6 - 5000F CTs : 2基 (燃焼器出口ガス : 約1,370℃)
CO ₂ 分離回収技術	物理吸収法 (Selexol)
CO ₂ 回収率	65%
CO ₂ 輸送	パイプライン約98km
CO ₂ 貯留量	300万トン/年
CO ₂ 貯留先	EOR (CO ₂ を販売)
商業運転開始	2016年第3四半期 (再延長の見込み)
プロジェクトコスト	約 66.4 億USD (内、DOE補助 : 2.7 億USD) 当初の想定額 22億USD (2004時点)



図 2.4-6 Kemper County IGCC Project 概要 (各種公開資料に基づき作成)

(3) 火力発電に対する CO₂ 排出規制

オバマ大統領は 2013 年の「気候行動計画」において米国 EPA に対して国内の火力発電設備に対する CO₂ 排出規制案の策定を求めた。これに応じて EPA は新設設備、既設設備のそれぞれについて基準の素案を公開、パブリックコメントを経て 2015 年 8 月にそれぞれの最終案が公開されている。(US EPA, 2015a, US EPA, 2015b)

新設設備に対する規制は「Carbon Pollution Standards」(CPS), 既設設備に対する規制は「Clean Power Plan」(CPP)と称され, 火力発電設備に対する連邦レベルの CO₂ 排出規制としては米国初となる(表 2.4-1). CPS は最終案の公示後が 2016 年 10 月に公示され, 60 日を経過後の現在は発効している. 一方, CPP は最終案が法的に無効であるとの訴訟が結審するまで規制の執行が差し止められている.

CCS との関連性については, 新設(CPS)と既設(CPP)とで事情が異なる. 石炭火力発電設備の新設においてのみ, CCS の導入が必要となる規制値 1,400 lbs-CO₂/MWh (約 0.635 kg-CO₂/kWh, 発電端) が設定されている (表 2.4-1). EPA によれば, この排出規制値は超々臨界圧(USC)石炭火力発電所からの排ガスに含まれる CO₂ の 20%を分離・回収することを仮定した場合の数値であるとしている.

表 2.4-1 新設火力発電設備に対する CO₂ 排出規制の概要
(US EPA 2015a に基づき作成)

- 名称: Carbon Pollution Standards for New, Modified and Reconstructed Power Plants^{*1)}
 - 発表: 2015年8月3日 (官報への公示は10月23日, 公示後60日で発効)
 - 法的位置付け: 大気浄化法(CAA)第111条(b)に基づく規制 ^{*1) http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2015-10-23/pdf/2015-22837.pdf}
 - 規制対象ガス: CO₂のみ, 他の温室効果ガスは規制対象に含まれない
 - 規制対象設備: 化石燃料発電設備の**新設, 改造, リプレース**
 - CO₂排出基準値(発電端):
 - ✓ **石炭火力等の蒸気タービン(Steam Generating Unit)**
 - ・ **新設^{*2)}**: 高効率発電(超臨界)とCCS(CO₂20%回収)の組合せを想定^{*3)} **1,400 lbs-CO₂/MWh (0.635 kg-CO₂/kWh, 発電端)**
 - ・ **大規模改造^{*2)}**: 個別設備における達成可能な排出レベル **当該プラントの過去5年の最善実績値を基準に個別に決定^{*4)}**
 - ・ **リプレース^{*2)}**: 同型設備における最高効率技術での排出レベル
 - 熱投入量2,000MMBtu/h超 (大型ユニット) **1,800 lbs-CO₂/MWh (0.816 kg-CO₂/kWh, 発電端)**
 - 熱投入量2,000MMBtu/h以下 (小型ユニット) **2,000 lbs-CO₂/MWh (0.907 kg-CO₂/kWh, 発電端)**
 - ✓ **天然ガス火力等のガスタービン (Stationary Combustion Turbine)**
 - ・ **新設, リプレース^{*2)}**: ベースロード運用(天然ガスコンバインドサイクル想定) **1,000 lbs-CO₂/MWh (0.454 kg-CO₂/kWh, 発電端)**
非ベースロード(シングルサイクル想定) **120 lbs-CO₂/MMBtu(天然ガス主体), 120-160 lbs-CO₂/MMBtu(複数燃料)**
 - ・ **改造^{*2)}**: 今回は基準値を設定しない
- ^{*2)} 新設, 改造, リプレースの定義
 新設 (A new source): 2014年1月8日以降に着工した新設設備
 改造 (A modification): 既設設備の物理的な改変あるいは運用の変更により1時間当たりの最大CO₂排出量が増加するもの、かつ、2014年6月18日以降に改変/変更を行ったもの
 大規模改造 (A larger modification): 上記の「改造」に該当するものの内、改造に伴う1時間当たりの最大CO₂排出量が、至近5年間の平均値よりも10%超増加するもの。なお、今回の最終案では10%以下の増加に該当する「小規模改造」については、データ不足から規制設定は見送り。
 リプレース (A reconstruction): 既設設備のコンポーネント(ボイラー、発電機など)の取り換え(replace components)等に伴う資本費が、同型設備の完全な新設における資本費の50%を超えるもの、かつ、2014年6月18日以降にリプレースを行ったもの
^{*3)} 新設へのCCS導入を義務化していないが、この規制値をCCSなしでクリアできるのはIGFCのみ、一方、リプレースはUSCでクリア可能な規制値レベル
^{*4)} 当該設備における2002年以降の年平均CO₂排出原単位(発電端)の最小値を基準値とする。但し、リプレースの基準値より厳しい値とはしない。
^{*5)} この数値は、大型ユニットについてはUSC設備で達成可能。小型ユニットについては最新の亜臨界圧設備で達成可能。

(4) CO₂ の地中貯留に関する規制

CO₂ の地中貯留に関しては, 地下水, 特に飲用地下水の水質保全という観点から, CO₂ 圧入井の設置, 運用, 管理に当たっては EPA の許認可を得る必要がある. この許認可の取得に係る規則は安全飲料水法 (Safe Drinking Water Act) の下に制定されている地下圧入管理プログラム (Underground Injection Control Program: UIC Program) である. この UIC Program には工業排水など, 地下に圧入する物質の種類に応じて複数の Class が設定されており, 2008 年 7 月に CO₂ の地中貯留(圧入)を対象とする Class VI が新設された (US EPA, 2008). UIC Class VI で定められている環境許認可の主な要件を以下に箇条書きで示す.

- ・ 圧入井の位置を適切に選定するため, CO₂ 地中貯留地点の地質特性を把握すること

- ・ 圧入井の設置においては、CO₂に起因する腐食への耐性に優れる資材・材料を用いること
- ・ 圧入運転期間中および圧入終了後の監視期間では、圧入井の健全性、CO₂ 圧入と地中貯留、地下水の性状に関して総合的なモニタリングを実施すること
- ・ 次の事項に対応するための十分な資金を用意すること：規則違反時の修正措置・坑井封鎖・圧入終了後の地点管理・地点の閉鎖・緊急時対応・事故などの是正措置

(5) CCS に対する経済的インセンティブ

CCS に対する経済インセンティブには複数の制度がある。代表的なのは米国 DOE が交付する各種の補助金プログラムであるが、連邦レベルでは内国歳入庁(IRS)による税額控除がある。税額控除は、帯水層貯留に対しては1t-CO₂あたり 20 米ドル(20USD/t-CO₂)、EOR に対しては 10USD/t-CO₂となっている。また、州レベルにおいても図 2.4-7 に示すように様々なインセンティブが設定されている。

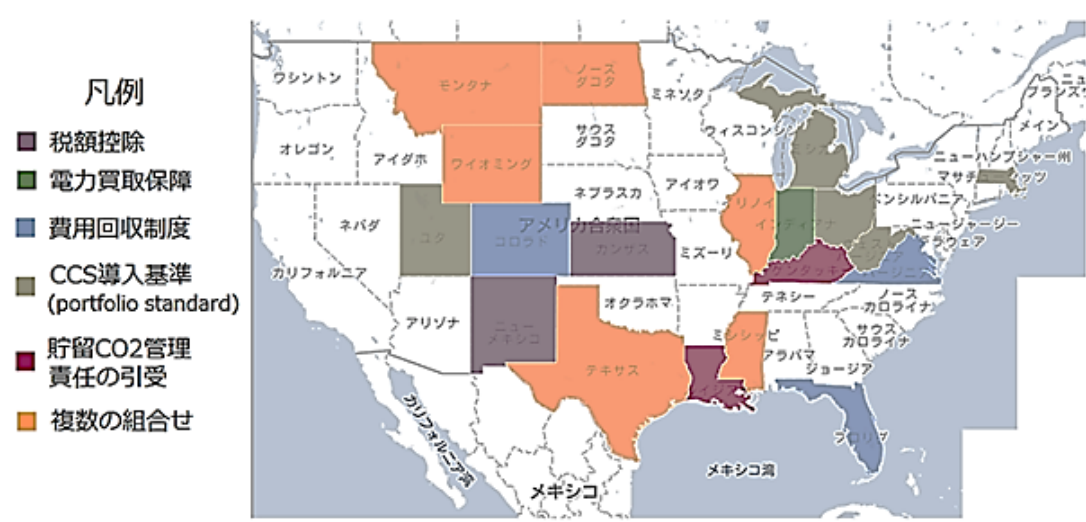


図 2.4-7 州別の CCS インセンティブ導入状況 (C2ES, 2017)

2.4.2 英国

英国では 2016 年 6 月に実施された国民投票において欧州連合を離脱することが決定し、その後の保守党政権内の動揺や省庁再編による混乱などにより、エネルギー・気候変動政策の先行きに不透明感がある。しかしながら CCS に関する制度という点では最も整っている国の一つと思われるので、以下に概要を整理する。

(1) CCS の政策的位置付けと政策・制度の全体像

英国は、欧州連合(EU)が国連気候変動枠組条約(UNFCCC)事務局に 2015 年 3 月提出した国/地域別の約束草案(INDC)に、2030 年までに 1990 年比で少なくとも 40%削減するという温室効果ガス排出削減目標に現状のところ貢献することになっている (EU and its Member States, 2015)。

一方、英国独自の削減目標として、気候変動法 2008 および関係法令では 1990 年比で 2020 年までに少なくとも 34%削減、2050 年までに 80%減とすることを定めている (U.K. 2008, UK DECC 2009)。

CCS はこれらの国家目標を達成するために必要な技術と位置付けられている。具体的な記載は次の政策文書に見られる。

- ・ エネルギー・インフラに関する国家政策声明 (UK DECC, 2011a, UK DECC 2011b)
2050 年目標への貢献とエネルギー安定供給の維持を同時に達成するには、特に石炭火力発電からの CO₂ 排出を減らす必要がある。 (UK DECC, 2011a 第 3.6.4 段落)
全ての新設石炭火力に対して CCS の付設を求めることは政府の方針である。 (UK DECC 2011b 第 1.1.1 段落)
- ・ CCS の今後に向けて: 政策検討書
コスト競争力のある CCS は政策目的に多大な貢献を成し得る。 (UK DECC, 2014 第 2.1 段落)
CCS 付の化石燃料発電は、低炭素社会におけるエネルギー需要を満たすための貴重なエネルギー源となる。 (UK DECC, 2014 第 2.7 段落)

英国においても、米国と同様、CCS の研究開発および実用化に向けた取り組みは包括的なものとなっている。以下ではその主要な構成要素である CCS 商用化プログラム、制度・事業環境整備、電力市場改革 (Electricity Market Reform: EMR) について概要を示す(図 2.4-8)。

なお、同国では CO₂ 地中貯留の対象地域を海域のみに限っていることに留意が必要である。

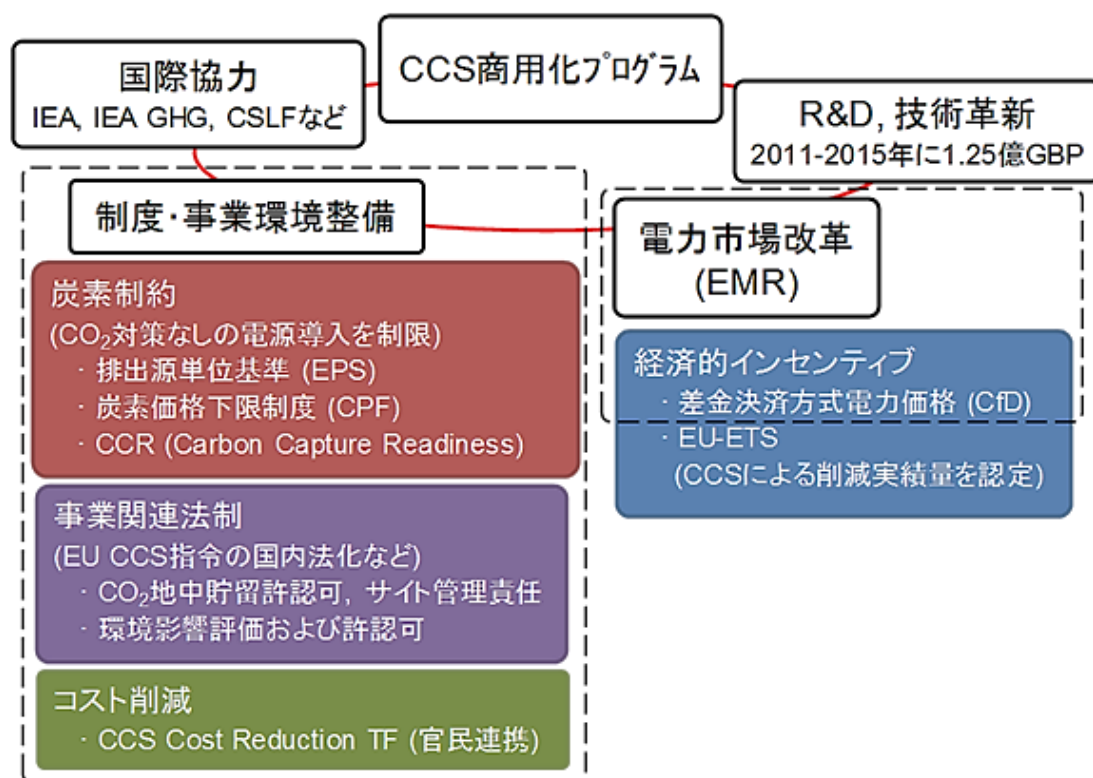


図 2.4-8 英国における CCS への取り組み - 全体像
(英国政府からの各種公開資料に基づき作成)

(2) CCS 商用化プログラム

CCS の大規模実証プロジェクトに対する資金支援プログラムは紆余曲折を経て現在は中止となっている。

2007 年から始まった「CCS 競争入札プログラム」では、最大 4 件のプロジェクトに対して総額 10 億ポンド規模の資金支援がエネルギー・気候変動省 (Department of Energy and Climate Change: DECC, 当時) を通じて実施される計画であった。しかしながら応札した企業が資金不足などの経済的な理由から次第に撤退し、2011 年にはこのプログラムは中止を余儀なくされている。

2012 年には、CCS 商用化プログラムの失敗を教訓として、資金支援枠 10 億ポンドの「CCS 商用化プログラム」が新たに立ち上げられ、2013 年 3 月には支援候補が Drax 社の White Rose プロジェクト (石炭火力+CCS) と Shell 社・SSE 社の Peterhead プロジェクト (ガス火力+CCS) の 2 件に絞られた。これら 2 件のプロジェクトでは基本設計 (FEED) が実施された。しかしながら 2015 年 11 月にオズボーン財務大臣(当時)が突然、このプログラムへの予算配分を行わないことを表明。プログラムは実質的に中止となっている。

(3) 炭素制約 – CO₂ 排出原単位基準

2013 年 12 月に施行された「エネルギー法 2013」では、石炭火力発電の新設に対する CO₂ 排出原単位基準 (Emission Performance Standard: EPS) を定めている(U.K. 2013, UK DECC 2015 他)。この政策的背景には、発電部門の低炭素化を加速させるため、CCS 付でない石炭火力の新設を認めない (No New Coal without CCS) という方針がある。

具体的には、新設石炭火力の設置許認可の要件として 450g-CO₂/kWh (稼働率 85% の場合) の CO₂ 排出基準の遵守を求めるものである。なお、表 2.4-2 に示すように、実質的には各石炭火力発電設備の年間 CO₂ 排出量の上限值を定める規制内容となっている。

表 2.4-2 CO₂ 排出原単位基準 (EPS) の概要
(U.K. 2013, UK DECC 2015 他に基づき作成)

➤ EPSの概要

- ✓ 現状: 施行
- ✓ 位置付け: 電気事業法1989および(インフラ)計画法2008に基づく設置許認可の要件
- ✓ 規制対象:
 - ・化石燃料あるいは(石炭)ガス化燃料を用い、主ボイラーの熱出力が30MWth超^{*1)}の発電設備
 - ・2014年2月18日時点で設置許認可申請中の設備、あるいはこれ以降の新設およびリプレース
- ✓ 規制期間
 - ・2044年末まで
- ✓ EPS規制値: **450 g/kWh (送電端^{*2)}, 稼働率を85%とした場合)**
 - ・実質的には年間のCO₂排出量が規制値となる仕組み。即ち;
規制値 = (EPS 450g-CO₂/kWh) × (年間総時間8,760時間) × (稼働率 85%) = **3.3507 t-CO₂/kW**
 - ・例えば設備容量60万kWの石炭火力の場合;
年間排出量上限 = 3.3507 t-CO₂/kW × 600,000 kW = **335,070 t-CO₂**
- ✓ 例外:
 - ・CCSを導入する化石燃料発電設備: 運開から3年間あるいは2027年末までのいずれか早い期日まで規制の適用対象外とする

*1) 主ボイラーの熱出力、熱効率が40%の場合、発電設備容量は12 MWeとなる (30MWth × 0.4)

*2) DECC (2011.7) Emissions Performance Standard – Impact Assessment, p.13 第2段落参照

(4) 炭素制約 – 炭素価格下限制度 (CPF)

欧州の排出量取引市場 (EU-ETS) での炭素価格の低迷により、低炭素化に向けた経済的インセンティブが十分ではなくなっていると判断した英国政府は「財政法 2011」において炭素価格の下限值 (Carbon Price Floor: CPF) を設定(U.K. 2011, UK HMRC 2012). 2013 年度以降は、発電事業者など EU-ETS の対象事業者は排出量価格 (EUA) と 炭素価格下限値を合算した費用を負担することになった (図 2.4-9).

これは実質的な炭素税であり、税額は2013年度の1 t-CO₂あたり4.94ポンド(GBP/t-CO₂)から徐々に引き上げていく予定であった. しかしながら、過大な負担増を懸念した産業界からの強い要請により、英国政府は2014年に税額を9.55GBP/t-CO₂に、2015年度にも18.08GBP/t-CO₂に引き上げるものの、その後は2019年度まで18.08GBP/t-CO₂に据え置くことを決定している(UK HMRC 2014, UK House of Commons 2016 他).

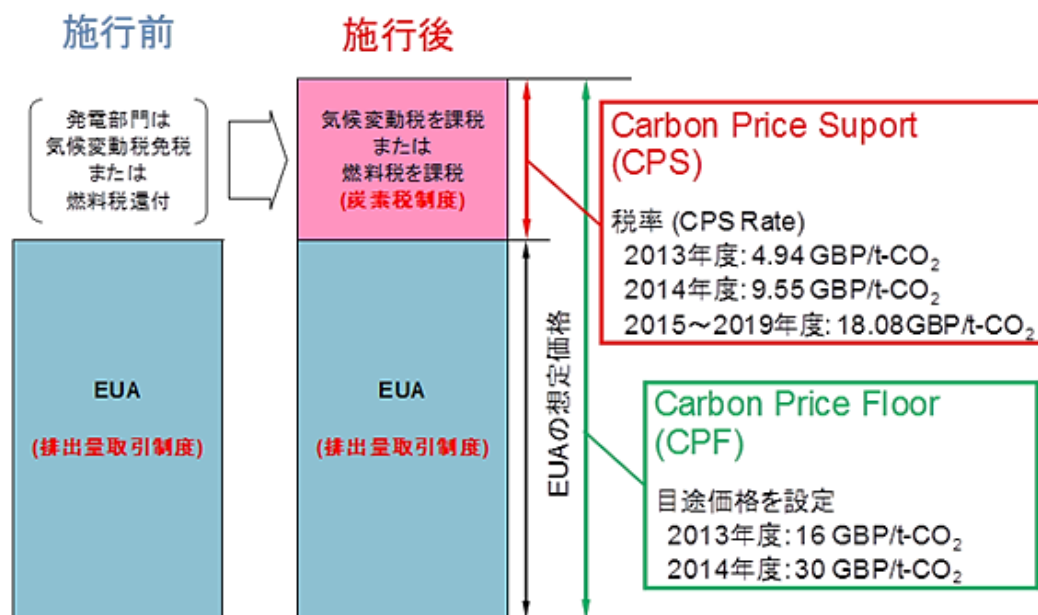


図 2.4-9 炭素価格下限制度の概念図

(U.K., 2011, UK HMRC, 2012, UK HMRC, 2014, UK House of Commons, 2016 他に基づき筆者作成)

(5) CCR (Carbon Capture Readiness) 制度

CCR 制度とは、CCS 実用化のための法的・経済的環境が整った時に CO₂ 分離・回収設備の追設を可能にしておくことで、発電資産の座礁化 (stranded) と CO₂ 排出のロックインを防止することを企図する制度とされる. (IEA GHG, 2007)

英国の CCR 制度は、欧州委員会が 2009 年 6 月に発表した CCS 指令 (EC, 2009a) に従って制定されたものである. CCS 指令では CCR の要件を表 2.4-3 のように定めている. ここで注目したいのは CO₂ 分離・回収設備用地を確保する場合には表 2.4-3 の①～③の条件を満たす必要があるという点である. 特に「①適切な貯留サイトが利用可能」とする条件は重要と思われる. 英国では北海油ガ

ス田の探査・操業を通して多くの地質調査データが蓄積されており、「適切な貯留サイトが利用可能」かどうかを判断するための材料が多く揃っている。このことが CCR の導入を比較的容易にしていると考えられる。

表 2.4-3 欧州委員会 CCS 指令における CCR 要件の概要
(EC 2009a に基づき作成)

➤ CCR (Carbon Capture Readiness) 要件の概要

- CCS指令 第33条 第1項
30万kW以上の発電設備の新設許認可では、以下の要件を満たすか否かを規制当局が審査する。
 - ① 適切な貯留サイトが利用可能
 - ② 輸送設備が技術的・経済的に実現可能
 - ③ CO₂分離・回収設備の増設が技術的・経済的に実現可能
- CCS指令 第33条 第2項
上記の要件が満たされる場合、各国の規制当局は事業者へCO₂分離・回収、圧縮設備の用地を確保させる。

英国は欧州連合加盟国の中では CCR 制度を最もよく整備している国とされる。電気事業法 (Electricity Act 1989) における発電設備の設置許認可の際には CCR 要件を満たすことが求められる (UK DECC 2009, UK DECC 2013a)。

対象となる設備は計画設備容量 30 万 kW 以上の火力発電設備の全てであり、石炭火力、ガス火力の双方が含まれる。英国政府が策定した CCR 要件解説書(UK DECC, 2009)に記載されている CCR 要件の要点を表 2.4-4 に示す。概ね定性的な表現であり、制度の柔軟な運用が可能となっている。

表 2.4-4 英国における CCR 要件の要点 (UK DECC 2009 に基づき作成)

➤火力発電所の新設許認可申請におけるCCR要件解説書^{*1)} – 要点

- ✓ CO₂分離・回収設備: 付設に必要なスペースを事前確保
 - 計画地点の敷地内あるいは隣接する場所に十分な広さの土地を予め確保しておくこと。
 - 将来、CO₂分離・回収装置の導入を求めるものではない。
- ✓ CO₂分離・回収設備: 付設の技術的なフィージビリティを提示
 - 装置の増設に技術的な支障のないことを示す。
- ✓ 発電所から貯留地点までのCO₂輸送経路の候補を提示
 - あくまで輸送経路の「候補」であって、土地の確保等は要求されない。
 - おおまかな輸送ルートを地図上で示せばよい。
- ✓ 貯留に適した海域(UK Offshore)の候補地点を特定
 - 海域地中貯留の候補地点を示すこと。貯留地点の確保までは要求されない。
 - 英国政府の調査報告書において“viable”あるいは“realistic”と判定されている既存の北海油・ガス田の鉱区を複数指定すればよい。
- ✓ CCS導入の経済的なフィージビリティを提示
 - CCSが経済性を有する炭素価格を示す。

^{*1)} DECC (2009.11) Carbon Capture Readiness (CCR) – A Guidance note for Section 36 Electricity Act 1989 consent applications

2009 年の制度導入後、CCR 要件の審査対象となった火力発電設備の設置許可申請は 20 件を超えている (2016 年 9 月時点、申請取下げ、中止を含む)。多くはガス火力であるが、石炭火力にお

ける CCR の事例として E.oN UK 社の Kingsnorth 石炭火力更新計画（計画は取下げ）における検討例を図 2.4-10 に示す。燃焼後回収方式による CO₂ 分離・回収プラントに必要な敷地面積は、発電設備主機と同程度の広さを要する可能性がある。

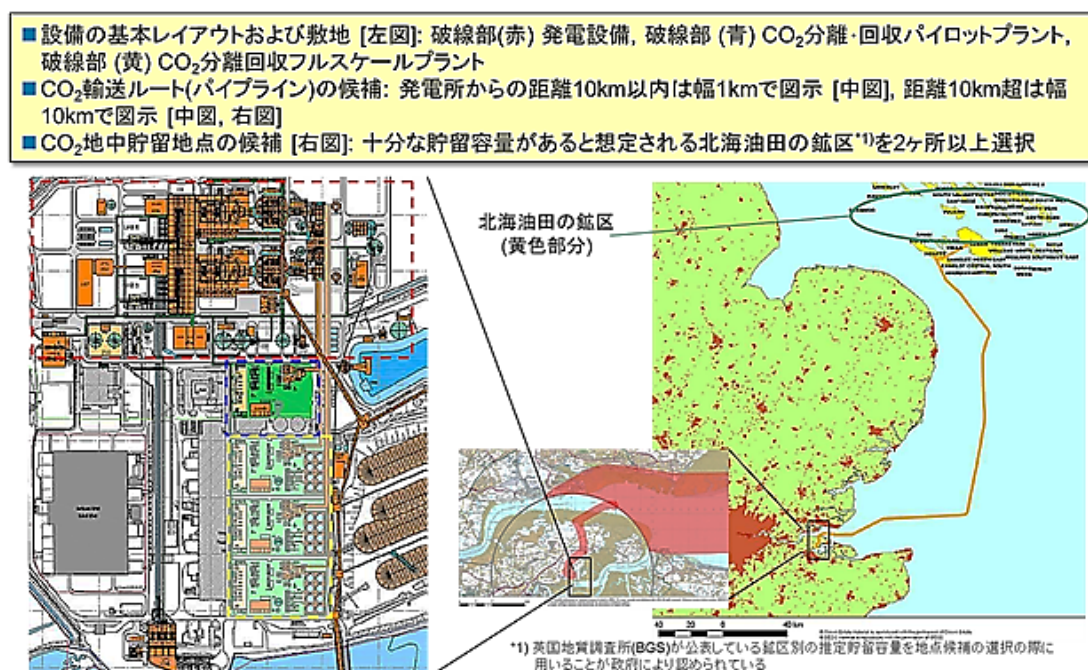


図 2.4-10 Kingsnorth 石炭火力更新計画における CCR 検討例 (E.oN UK, 2010)

(6) 事業関連法制の整備

CCS を事業として実施することを想定して各種の法制が整備されている。法体系は欧州委員会の CCS 指令に準拠しているが、先に述べたように英国では CO₂ 地中貯留の対象地域は海域に限定されている。

図 2.4-11 に示すように制度整備の要目となるのは海域の環境影響評価、事業許認可、サイト閉鎖後の管理責任のあり方などである。

(7) 経済的インセンティブ – 差金決済契約電力価格 (CfD)

CCS 付の火力発電を含む低炭素電源の電力価格を保障することで、電力部門の低炭素化を促進することを狙う制度として 2014 年度から導入されている(U.K. 2013, UK DECC 2013b, UK DECC 2013c, UK DECC 2013d, UK DBEIS 2016 他)。電力の市場価格との差分のみを公的資金で支援することから「差金決済契約」(Contract for Difference: CfD) の名称がある (図 2.4-12)。対象となる電源は水力、風力(陸上および洋上)、大規模太陽光、地熱、原子力、バイオマス、CCS 付の火力(石炭およびガス)であり、2014 年度から電源別の保証価格(Strike Price)が順次発表されている。CCS 付の火力発電に対する Strike Price はまだ発表されていない。

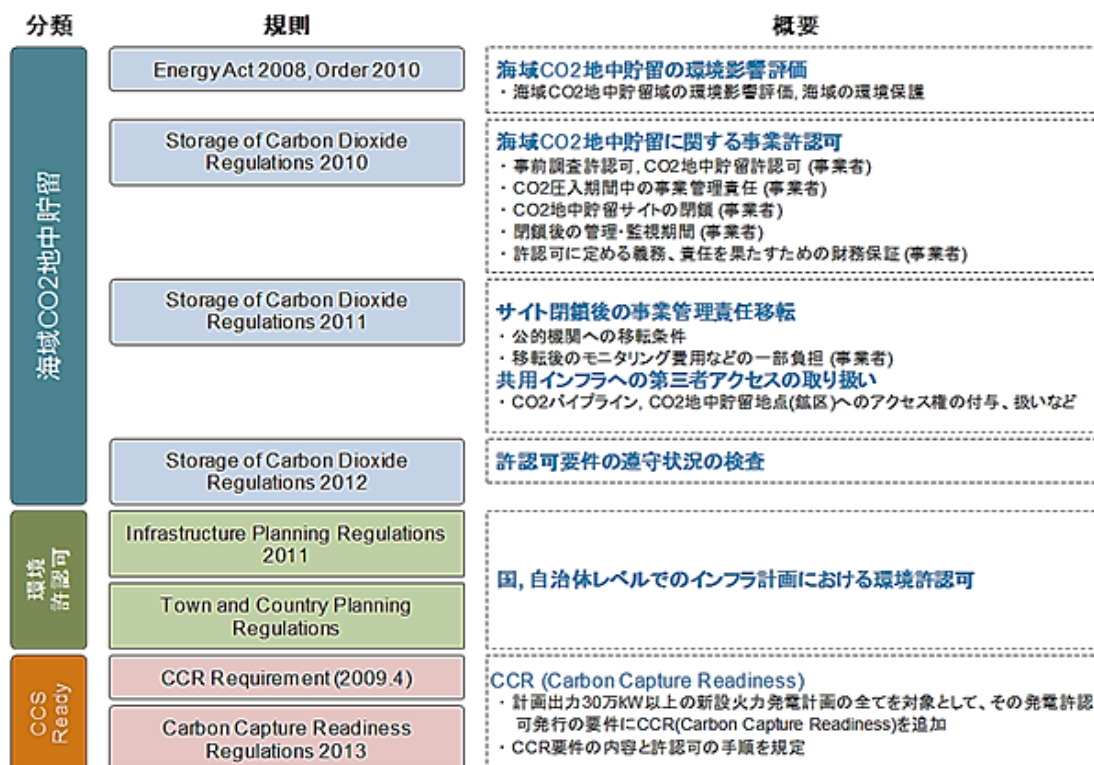


図 2.4-11 CCS 関連法制の体系 (英国政府からの各種公開資料に基づき作成)

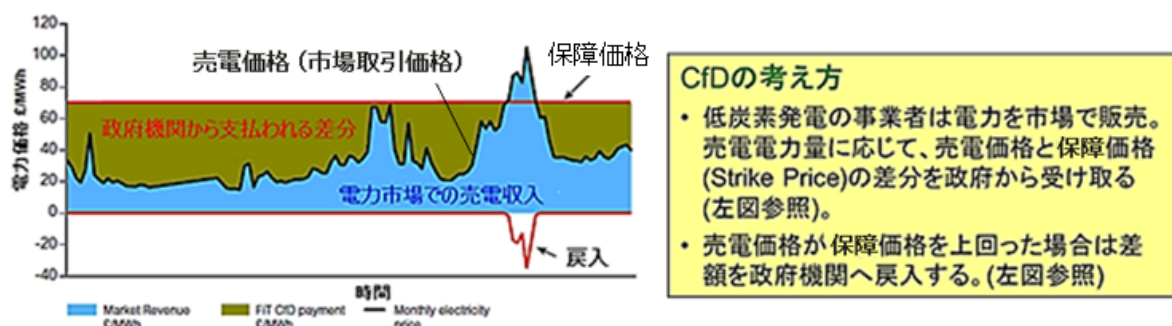


図 2.4-12 CfD の概念 (U.K., 2013, UK DECC, 2013b, UK DECC, 2013c, UK DECC, 2013d, UK DBEIS, 2016 他に基づき作成)

(8) 経済的インセンティブ – 欧州排出量取引制度 (EU-ETS)

英国のみでなく、欧州排出量取引制度 (EU-ETS) に参加する全ての国を対象とする制度であるが本項において CCS 関連の概要を記載する。

欧州委員会による 2009 年 4 月の EU-ETS 改正指令 (EC 2009b) では、2012 年から始まる EU-ETS 第3フェーズにおいて、CCS を CO₂ 排出削減策として認定することが決められている。具体的には CO₂ 地中貯留の実績量(t-CO₂)が、発電事業者などの EU-ETS 対象事業者が調達すべきアロース量(EUA)から差し引かれる。

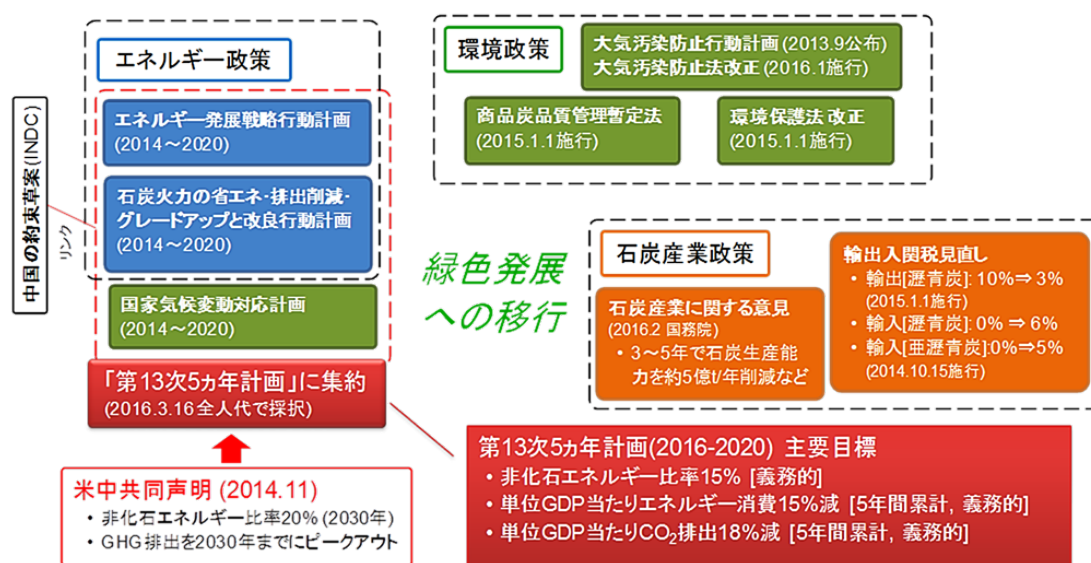
2.4.3 中国

(1) CCS の政策的な位置付けと政策・制度の全体像

中国は、2020 年以降の地球温暖化対策を記載した国/地域別の約束草案(INDC)において、同国の温室効果ガス排出量を 2030 年頃にピークとなるようにするとともに、単位 GDP 当たりの CO₂ 排出量を 2005 年比 60～65%減とする自主目標を掲げている(中国 国家发展改革委員会, 2015)。

その背景には、同国の経済成長が減速し「新常态」(New Normal) となっていく中、エネルギー産業構造を転換し、持続可能な「绿色发展」への移行を図る中央政府の意向が働いているとされる(戴, 2016)。

2016 年以降の第 13 次五カ年計画期に入った中国のエネルギー・環境政策の全体像はエネルギー政策、環境政策、石炭産業政策が三位一体となって「绿色发展」への転換を図りつつあるものと見ることができる(図 2.4-13)。この中で CCS に関連する政策は「石炭火力の省エネ・排出削減・グレードアップと改良行動計画 (2014～2020)」(中国 国家发展改革委員会・環境保護部・国家能源局 2014, IGES 2014), 「国家気候変動対応計画 (2014～2020)」(中国 国家发展改革委員会 2014, みずほ総合研究所 2014) の 2 つである。これらにおいて CCS は技術研究開発の重点課題として挙げられており、その概要を以下に述べる。



a) 新設石炭火力発電設備

- ・ 北京を含む東部での新設を禁止 (コジェネを除く), 新設は内モンゴル, 山西省など西部の産炭地に重点.
- ・ 石炭火力全体におけるコジェネの比率を 2020 年までに 28% へ引上げ (設備容量ベース).
- ・ 並行して「西電東送」送電線を強化.
- ・ 新設では原則として設備容量 60 万 kW 以上とし, 超々臨界圧技術を導入.
- ・ 熱効率達成目標: 表 2.4-5 のとおり.
- ・ 大気汚染物質基準はガス火力並み (東部のみの基準).

煤塵 10 mg/m³ 未満

SO₂ 35 mg/m³ 未満

NO_x 50 mg/m³ 未満

表 2.4-5 新設石炭火力の熱効率基準

(中国 国家発展改革委員会・環境保護部・国家能源局, 2014, IGES, 2014 に基づき作成)

	水冷方式		空冷方式	
	石炭消費 (給電端)	換算熱効率 (LHV, 給電端)	石炭消費 (給電端)	換算熱効率 (LHV, 給電端)
100万kW級 超々臨界圧	282 g/kWh未満	43.6%超	299 g/kWh未満	41.1%超
60万kW級 超々臨界圧	285 g/kWh未満	43.1%超	302 g/kWh未満	40.7%超
60万kW級 ^{注)} 超臨界圧	303 g/kWh未満	40.5%超	320 g/kWh未満	38.4%超
30万kW級 ^{注)} 超臨界圧	310 g/kWh未満	39.6%超	327 g/kWh未満	37.6%超

超々臨界圧 25~26.25MPa, 600°C/600°C

超臨界圧 24.2MPa, 566°C/566°C

注) コジェネおよび低品位炭使用の循環流動床

b) 既設石炭火力発電設備

- ・ 旧式設備の廃止: ユニット容量 20 万 kW 以下の非効率な設備が中心. 2020 年までに 1,000 万 kW 以上の旧式設備を廃止.
- ・ 既設設備の高効率化: 30 万 kW 級, 60 万 kW 級の亜臨界圧, 超臨界圧設備が対象. 2015 年までに 1.5 億 kW, 第 13 次 5 ヶ年計画期間(2016-2020)に 3.5 億 kW の設備を改良 (計 5 億 kW, 2013 年末時点の石炭火力設備容量 7.86 億 kW).
- ・ 環境対策設備の導入: ユニット容量 30 万 kW 以上の設備に環境対策設備を導入. 2020 年までに 1.5 億 kW 以上の設備に導入. 東部地区での排出基準はガス火力並み.

煤塵 10 mg/m³ 未満

SO₂ 35 mg/m³ 未満

NO_x 50 mg/m³ 未満

c) 技術研究開発

- ・ 耐高温材料開発に重点. 600℃級超々臨界圧設備の設計・製造に関する独自技術の確立を目指す. 700℃級超々臨界圧技術の開発を加速.
- ・ 二段再熱式の超々臨界圧技術のパイロットプラントを建設.
- ・ IGCC 技術の開発を推進し, 国産化水準と経済性を向上.
- ・ 超々臨界圧循環流動床の技術研究開発を推進.
- ・ 亜臨界圧設備の超臨界圧, 超々臨界圧設備への改造技術を向上.
- ・ CCS 技術研究開発の推進と実証プロジェクトの実行.

(3) 「国家気候変動対応計画 (2014~2020)」の概要

国家発展改革委員会が 2014 年 11 月に発表. その概要を以下に箇条書きで示す.

a) 基本方針/原則

- ・ 基本方針: エコ文明理念の確立, 省エネ・環境保全を基本国策として堅持.
- ・ 原則: 国内事情や国際社会の原則に基づく対策の策定, GHG 排出抑制と気候変動への対応.

b) 施策

- ・ GHG 排出量抑制: エネルギー消費の最適化(効率化), 電力・鉄鋼部門などでの省エネ推進など.
- ・ 気候変動への適応力強化: エネルギー施設・水利施設・交通システムなどの強靱性向上など.
- ・ 気候変動関連の法制整備: 排出量取引制度の全国展開, 低炭素製品の認定制度など.
- ・ 科学技術開発の推進: CCT, CCS を含む低炭素・省エネ関連技術の研究開発など.

(4) CCUS 大規模実証プロジェクト

中国では 9 件の CCUS 大規模実証プロジェクトが進行しているとされる(GCCSI 2015). 排出源別の内訳は火力発電 4 件 (燃焼後回収 2 件, 酸素燃焼 1 件, 燃焼前回収 1 件), 石炭化学・化学工業 4 件, ガス精製 1 件となっている(図 2.4-14 参照). これら全てのプロジェクトにおける CO₂ 回収規模は年間 1,000 万 t-CO₂を超え, いずれも 2017 年~2020 年の運用開始を計画している.

特に注目されるプロジェクトは, 石炭ガス化複合発電(IGCC)における CO₂ 燃焼前回収と石油増進回収(EOR)あるいは帯水層貯留を組合せる予定の GreenGen IGCC プロジェクトであろう. このプロジェクトでは, アジア開発銀行の融資を得て, 中国華能集団他の企業連合が 2004 年~2012 年の Phase 1 で 25 万 kW の IGCC 設備を建設し, 運用している. 2013 年~2017 年の Phase 2 では IGCC 設備に CO₂ 分離・回収設備を付加し, 2018 年~2025 年の Phase 3 では IGCC 設備を 40 万 kW に拡大し, 分離・回収した CO₂ を 2020 年から貯留する計画とされる. GreenGen プロジェクトの概要を図 2.4-15 に示す.

(5) CCS 実証・普及のロードマップ

アジア開発銀行(ADB)の支援の下, 国家発展改革委員会は中国における CCS の実証・普及に関するロードマップを作成し, その報告書が公開されている. (ADB, 2015b)

この報告書では, 中国の発電部門および産業部門における CO₂ 分離・回収規模を 2020 年頃に 1,000 万 t-CO₂/年規模, 2030 年に 4,000 万 t-CO₂/年規模, 2050 年に 24 億 t-CO₂/年規模に拡大していくという野心的な内容となっている(図 2.4-16). また, CCS の商用ベースでの普及を 2030 年代後

半以降に想定しており、このための鍵となる課題は 1) CCS コストの削減, 2) 原子力や再生可能エネルギーなどの低炭素電源とのコスト競争力, 3) CO₂ 分離・回収効率の改善としている。

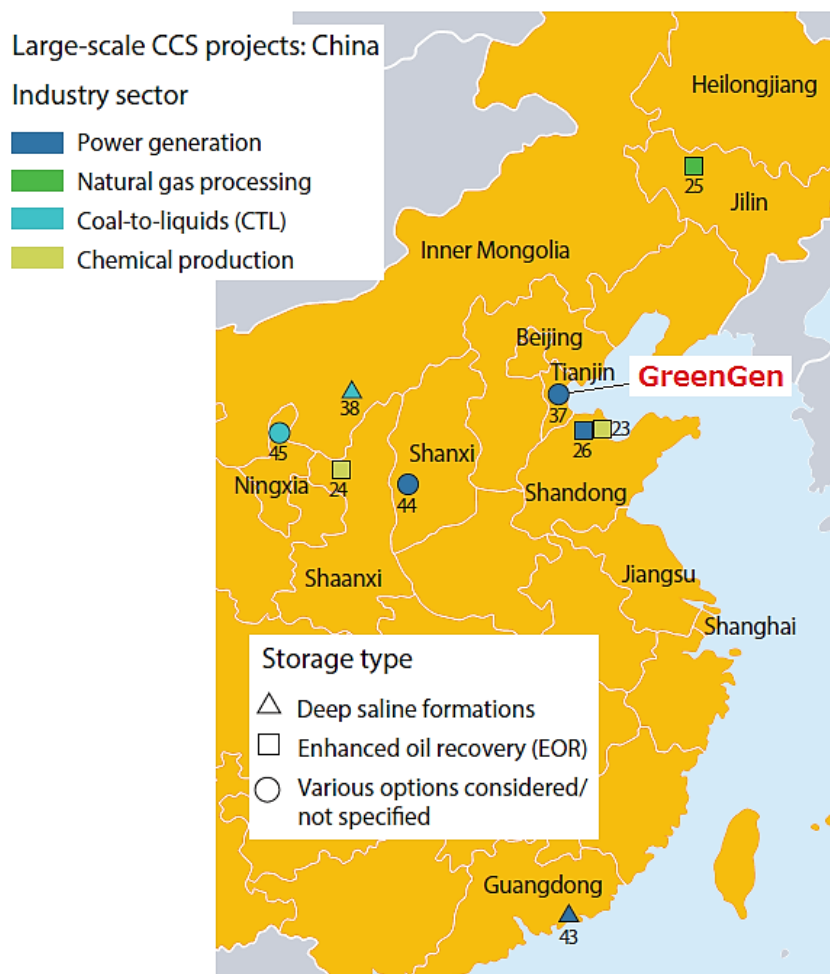


図 2.4-14 中国における CCUS 大規模実証プロジェクト (GCCSI, 2015)

出力	Phase 1～2: 250MW, Phase 3: 400MWへ拡大 酸素吹きIGCC 中国 Thermal Power Research Institute (TPRI) の酸素吹きガス化炉を採用しているとされる
地点	天津市近郊
プロジェクト形態	中国華能集団(Huaneng Group)他中国企業7社とPeabody Energy社のコンソーシアム
事業期間	Phase 1 (2004-2012): 250MW IGCCの建設 (2012年竣工, 運転中) Phase 2 (2013-2017): 250MW IGCC + CO ₂ 分離 (2016年開始予定), H ₂ の一部を燃料電池に使用 Phase 3 (2018-2025): 400MW IGCC + CCS (2020年開始予定)
CO ₂ 分離回収技術	(不明)
CO ₂ 回収量／率	Phase 1: CO ₂ 回収なし Phase 2: 6～10万t/年 Phase 3: 200万t/年／80%以上
CO ₂ 輸送	パイプライン 51～100km
CO ₂ 貯留量	Phase 2: 貯留を計画 Phase 3: 200万t/年規模を計画
CO ₂ 貯留先	EORまたは帯水層貯留 (検討中)
CO ₂ 貯留開始	2020年 (予定)
プロジェクトコスト	Phase 1: 4億1,959万USD (約504億円, アジア開発銀行および中国華能集団による推計) 内訳: 自己資本金: 8,400万USD (自己資本比率 20%) アジア開発銀行融資: 1億4,000万USD (Grant 500万USDを含む, 26年返済) 中国金融機関融資: 1億9,559万USD



Phase 2における250MW IGCC設備 (出典: ADB)

図 2.4-15 GreenGen プロジェクトの概要
(ADB 2009, ADB 2015a 他の各種公開資料に基づいて作成)



図 2.4-16 中国における CCUS 実証・普及のロードマップ (ADB, 2015b)

引用文献

Asian Development Bank (ADB): People's Republic of China: Carbon Dioxide Capture and Storage Demonstration-Strategic Analysis and Capacity Strengthening - Technical Assistance Reports, 2009

- [<https://www.adb.org/projects/documents/carbon-dioxide-capture-and-storage-demonstration-strategic-analysis-and-capacity->]
- Asian Development Bank (ADB): People's Republic of China: Carbon Dioxide Capture and Storage Demonstration - Strategic Analysis and Capacity Strengthening - TA Completion Reports, 2015a [<https://www.adb.org/projects/documents/ccs-demonstration-strategic-analysis-and-capacity-strengthening-tcr>]
- Asian Development Bank (ADB): Roadmap for Carbon Capture and Storage Demonstration and Deployment in the People's Republic of China, 2015b [<https://www.adb.org/publications/roadmap-carbon-capture-and-storage-demonstration-and-deployment-prc>]
- Center for Climate and Energy Solutions (C2ES): Financial Incentives for CCS (WEB サイト), 2017 年 1 月 閲覧 [<http://www.c2es.org/us-states-regions/policy-maps/ccs-financial-incentives>]
- Congressional Research Service (CRS): Clean Coal Loan Guarantees and Tax Incentives: Issues in Brief, 2014 [<https://fas.org/sgp/crs/misc/R43690.pdf>]
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy, the United Kingdom (UK DBEIS): Policy paper - Contract for Difference, 2016 [<https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference>]
- Department of Energy and Climate Change, the United Kingdom (UK DECC): The Climate Change Act 2008 (2020 Target, Credit Limit and Definitions) Order 2009, 2009 [http://www.legislation.gov.uk/uksi/2009/1258/pdfs/uksi_20091258_en.pdf]
- Department of Energy and Climate Change, the United Kingdom (UK DECC): Carbon Capture Readiness (CCR) - A guidance note for Section 36 Electricity Act 1989 consent applications, 2009 [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/43609/Carbon_capture_readiness_-_guidance.pdf]
- Department of Energy and Climate Change, the United Kingdom (UK DECC): National Policy Statements for energy infrastructure - Overarching National Policy Statement for Energy (EN-1), 2011a [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/47854/1938-overarching-nps-for-energy-en1.pdf]
- Department of Energy and Climate Change, the United Kingdom (UK DECC): National Policy Statements for energy infrastructure - National Policy Statement for Fossil Fuel Electricity Generating Infrastructure (EN-2), 2011b [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/47855/1939-nps-for-fossil-fuel-en2.pdf]
- Department of Energy and Climate Change, the United Kingdom (UK DECC): The Carbon Capture Readiness (Electricity Generating Stations) Regulations 2013, 2013a [<http://www.legislation.gov.uk/uksi/2013/2696/made>]

Department of Energy and Climate Change, the United Kingdom (UK DECC): Electricity Market Reform Draft Contract for Difference (August 2013), 2013b
[\[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/406325/CfD_contract__amended.pdf\]](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/406325/CfD_contract__amended.pdf)

Department of Energy and Climate Change, the United Kingdom (UK DECC): CFD Contract Terms and Conditions (December 2013), 2013c
[\[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/406324/Generic_CfD_-_Terms_and_Conditions.pdf\]](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/406324/Generic_CfD_-_Terms_and_Conditions.pdf)

Department of Energy and Climate Change, the United Kingdom (UK DECC): Update on Terms for Contracts for Difference (December 2013), 2013d
[\[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/406322/EMR_-_Update_on_Terms_for_the_Contract_for_Difference.pdf\]](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/406322/EMR_-_Update_on_Terms_for_the_Contract_for_Difference.pdf)

Department of Energy and Climate Change, the United Kingdom (UK DECC): Next steps in CCS: Policy Scoping Document, 2014
[\[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/341995/Final_Version_Policy_Scoping_Document_PSD.pdf\]](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/341995/Final_Version_Policy_Scoping_Document_PSD.pdf)

Department of Energy and Climate Change, the United Kingdom (UK DECC): Implementing the Emissions Performance Standard: Further Interpretation and Monitoring and Enforcement Arrangements in England and Wales, 2015
[\[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/395350/ImplementingEPSGovtResponse.pdf\]](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/395350/ImplementingEPSGovtResponse.pdf)

E.ON U.K.: Kingsnorth Carbon Capture & Storage Project - Carbon Capture Readiness Report, 2010
[\[http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20121217150421/http://decc.gov.uk/assets/decc/11/ccs/chapter9/9.21-carbon-capture-readiness-report.pdf\]](http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20121217150421/http://decc.gov.uk/assets/decc/11/ccs/chapter9/9.21-carbon-capture-readiness-report.pdf)

EU and its Member States: Intended Nationally Determined Contribution of the EU and its Member States, 2015
[\[http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Latvia/1/LV-03-06-EU%20INDC.pdf\]](http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Latvia/1/LV-03-06-EU%20INDC.pdf)

European Commission (EC): Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No 1013/2006, 2009a
[\[http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:EN:PDF\]](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:EN:PDF)

European Commission (EC): Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community, 2009b
[\[http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0063:0087:en:PDF\]](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0063:0087:en:PDF)

Executive Office of the President (The Whitehouse): The President's Climate Action Plan, 2013
[\[https://www.whitehouse.gov/sites/default/files/image/president27sclimateactionplan.pdf\]](https://www.whitehouse.gov/sites/default/files/image/president27sclimateactionplan.pdf)

Global CCS Institute (GCCSI): The Global Status of CCS Volume 2, 2015 [一般非公開]

Her Majesty's Revenue and Customs, the United Kingdom (UK HMRC): Carbon price floor, 2012
[\[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/179259/carbon_price_floor.pdf\]](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/179259/carbon_price_floor.pdf)

Her Majesty's Revenue and Customs, the United Kingdom (UK HMRC): Carbon price floor: reform and other technical amendments, 2014
[\[https://www.gov.uk/government/publications/carbon-price-floor-reform\]](https://www.gov.uk/government/publications/carbon-price-floor-reform)

House of Commons, the United Kingdom (UK House of Commons): The Carbon Price Floor, 2016
[\[http://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/SN05927/SN05927.pdf\]](http://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/SN05927/SN05927.pdf)

IEA Greenhouse Gas R&D Programme (IEA GHG): CO₂ Capture Ready Plants, 2007
[\[https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CO2_Capture_Ready_Plants.pdf\]](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CO2_Capture_Ready_Plants.pdf)

Internal Revenue Service (IRS): Credit for Carbon Dioxide Sequestration Under Section 45Q, Notice 2009-83, Internal Revenue Bulletin 2009-44, 2009
[\[https://www.irs.gov/irb/2009-44_IRB/ar11.html\]](https://www.irs.gov/irb/2009-44_IRB/ar11.html)

Internal Revenue Service (IRS): Credit for Carbon Dioxide Sequestration 2016 Section 45Q Inflation Adjustment Factor, Notice 2016-53, Internal Revenue Bulletin 2016-39, 2016
[\[https://www.irs.gov/irb/2016-39_IRB/ar10.html\]](https://www.irs.gov/irb/2016-39_IRB/ar10.html)

O'Neil, G.: DOE/NETL Major Demonstration Program Update, 2011
[\[https://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/11/co2capture/presentations/4-Thursday/25Aug11-O'Neil-NETL-CCS%20Major%20Demo%20Projects.pdf\]](https://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/11/co2capture/presentations/4-Thursday/25Aug11-O'Neil-NETL-CCS%20Major%20Demo%20Projects.pdf)

The United Kingdom (U.K.): Climate Change Act 2008, 2008
[\[http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/pdfs/ukpga_20080027_en.pdf\]](http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/pdfs/ukpga_20080027_en.pdf)

The United Kingdom (U.K.): Finance Act 2011, 2011
[\[http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2011/11/pdfs/ukpga_20110011_en.pdf\]](http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2011/11/pdfs/ukpga_20110011_en.pdf)

The United Kingdom (U.K.): Energy Act 2013, 2013
[\[http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2013/32/pdfs/ukpga_20130032_en.pdf\]](http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2013/32/pdfs/ukpga_20130032_en.pdf)

United States of America (U.S.): U.S. Cover Note, INDC and Accompanying Information, 2015
[\[http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/United%20States%20of%20America/1/U.S.%20Cover%20Note%20INDC%20and%20Accompanying%20Information.pdf\]](http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/United%20States%20of%20America/1/U.S.%20Cover%20Note%20INDC%20and%20Accompanying%20Information.pdf)

United States Department of Energy (US DOE): Strategic Plan 2014-2018, 2014
[\[https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/04/f14/2014_dept_energy_strategic_plan.pdf\]](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/04/f14/2014_dept_energy_strategic_plan.pdf)

United States Department of Energy (US DOE): Clean Coal Research (WEB サイト), 2017 年 1 月閲覧
[\[https://energy.gov/fe/science-innovation/clean-coal-research\]](https://energy.gov/fe/science-innovation/clean-coal-research)

United States Environmental Protection Agency (US EPA): Underground Injection Control (UIC) Class VI - Wells used for Geologic Sequestration of CO₂, 2008
[\[https://www.epa.gov/uic/class-vi-wells-used-geologic-sequestration-co2\]](https://www.epa.gov/uic/class-vi-wells-used-geologic-sequestration-co2)

United States Environmental Protection Agency (US EPA): Carbon Pollution Standards for New, Modified and Reconstructed Power Plants, 2015a

[<https://www.epa.gov/cleanpowerplan/carbon-pollution-standards-new-modified-and-reconstructed-power-plants>]

United States Environmental Protection Agency (US EPA): Clean Power Plan for Existing Power Plants, 2015b

[<https://www.epa.gov/cleanpowerplan/clean-power-plan-existing-power-plants#rule-history>]

戴彦德: 第13次5カ年計画の概要と低炭素・エネルギー需給総合対策の動向・中長期展望, 第101回 IEEJ エネルギーセミナー, 一般財団法人日本エネルギー経済研究所主催, 2016

公益財団法人 地球環境戦略研究機関 (IGES): 『石炭火力発電の省エネ排出削減の高度化と改良行動計画(2014～2020年)』の印刷配布に関する通知, 2014

[http://www.iges.or.jp/jp/china-city/pdf/document/201606_teinodo/1-2-1_Kairyoikeikaku.pdf]

中国 国家发展改革委员会: 国家发展改革委关于印发国家应对气候变化规划(2014-2020年)的通知, 2014 [http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201411/t20141104_642612.html]

中国 国家发展改革委员会 (National Development and Reform Commission, People's Republic of China): Enhanced Actions on Climate Change: China's Intended Nationally Determined Contributions, 2015

[<http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/China/1/China's%20INDC%20-%20on%2030%20June%202015.pdf>]

中国 国家发展改革委员会・環境保護部・国家能源局: 关于印发《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020年)》的通知, 2014

[http://www.sdpc.gov.cn/gzdt/201409/t20140919_626240.html]

みずほ総合研究所: みずほ中国政策ブリーフィング - 国家気候変動対応計画 (2014～2020年), 2014 [<http://www.mizuho-ri.co.jp/publication/research/pdf/china-bri/cb141218.pdf>]

2.5 国際的枠組み等における動向

ここでは、CCS に関連する国際的な枠組みとして、炭素隔離リーダーシップフォーラム(CSLF)と IEA Greenhouse Gas R&D Programme (IEAGHG)を中心にその概要と動向をまとめる。これらに加えて、国際エネルギー機関(IEA)とグローバル CCS インスティテュート(GCCSI)、そしてロンドン議定書についても概説する。

2.5.1 CSLF

(1) 概要

CSLFは Carbon Sequestration Leadership Forum の略称であり、「炭素隔離リーダーシップフォーラム」と訳されることが多い。CCS に CO₂ 利用(Utilization)を加えた CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage)を推進する国際的な集まり(フォーラム)であり、閣僚級会合を 2 年ごとに開催している。

米国が主導して 2003 年に設立されたが、その背景には、同国が 2001 年に京都議定書から離脱したことがある。米国が CCS などの気候変動対策に資する技術開発の国際連携を主導することにより、京都議定書からの離脱によって懸念された、同国の気候変動に係る国際的な取り組み中での孤立を回避する思惑があったとされる。

CSLF の憲章の中で謳われているその目的は、CO₂ の分離回収と輸送および長期的に安全な貯留あるいは利用に対して、コスト低減に係る効率的な技術改良の進展に寄与すること、同技術を国際的に広く利用可能にすること、回収と貯留に関連した幅広い問題を特定し対処することである。CSLF の発足当初は CO₂ 利用を含まない CCS を対象としていたが、深部塩水層へ CO₂ を圧入・貯留する大規模 CCS プロジェクトの実施が世界的に停滞する中、2011 年に石油増進回収(EOR)などの経済的付加価値を持つ CO₂ の利用を CCS に加えた CCUS を対象とすることになった。

(2) 加盟国と組織

CSLF の事務局は米国エネルギー省が務めており、25 の国と国際機関が加盟している(表 2.5-1)。加盟国は OECD 加盟国や欧州委員会のほか、中国やブラジル、南アフリカやインドなどの新興国、サウジアラビアやアラブ首長国連邦といった中東産油国となっている。このうち、ルーマニアとセルビアは 2015 年 11 月に加盟した。このほかに、国際エネルギー機関(IEA)や IEA Greenhouse R&D Programme (IEAGHG)、グローバル CCS インスティテュート(GCCSI)が公式なオブザーバとして参加しており、また、CCS に関わる企業等がメンバーとなっているステークホルダーグループも参加している。CSLF ではメンバー国からの拠出金はなく、CSLF の元での活動はメンバー国によって自発的に行われている。

表 2.5-1 CSLF 加盟国 (2016 年 8 月現在)

豪州	ブラジル	カナダ	中国	欧州委員会
フランス	ドイツ	ギリシャ	インド	イタリア
日本	韓国	メキシコ	オランダ	ニュージーランド
ノルウェー	ポーランド	ルーマニア	ロシア	サウジアラビア
セルビア	南アフリカ	アラブ首長国連邦	英国	米国

CSLF の組織の最上位に加盟国のエネルギー担当大臣が位置付けられており、2 年ごとに閣僚級会合を開催して、その開催結果をコミュニケとして発表している。直近では、2015 年 11 月に第 6 回閣僚級会合がサウジアラビアのリヤドで開催され、次回は 2017 年秋に開催されることになっている。

閣僚級会合に向けて様々な活動が行われているが、これらの活動は政策グループと技術グループとで行われている。政策グループは主に加盟国の CCS 政策を担当する省庁の代表者から成り、CSLF の枠組みや政策の統括、タスクフォースなどによる協力プロジェクトのレビュー、事務局へ活動の方向性の提示を行う。日本からは経済産業省産業技術環境局の地球環境連携室が参加している。他方、技術グループは加盟国の CCS の研究開発や普及を担当する省庁の代表者や企業や研究機関の CCS 専門家から成り、タスクフォースなどによる協力プロジェクトのレビュー、有望な調査研究の方向性の特定、政策グループへ必要なアクションの提言を行っている。技術グループの日本の代表として、公益財団法人地球環境産業技術研究機構(RITE)が経済産業省の指名を受けて参加している。

各グループで 1 か国の議長国と 3 か国以内の副議長国がコンセンサスによって選ばれ、副議長国については地域バランスが考慮されることになっている。2016 年 8 月現在の議長国と副議長国を表 2.5-2 に示す。

表 2.5-2 CSLF の議長国と副議長国（2016 年 8 月現在）

	議長国	副議長国
政策グループ	米国	中国 サウジアラビア 英国
技術グループ	ノルウェー	豪州 カナダ 南アフリカ

(3) 活動

CSLF の具体的な活動は、主に、政策グループと技術グループのそれぞれに設置されたタスクフォースによって実施されている。

2016 年時点の政策グループのタスクフォースには、CCS の啓蒙活動や CSLF ウェブサイトのリニューアルを検討する「コミュニケーション(議長国:サウジアラビア)」, 大学等での CCS に係るカリキュラムや研究者交流等の現状やあり方を検討する「学界における CCS(議長国:米国およびメキシコ)」, 金融セクターの関係者と共に CCS へのファイナンスに関する議論する「CCS のファイナンス(議長国:フランス)」がある。このほかに、豪州、カナダ、英国、ノルウェーから約 300 万ドルの出資を受けて 2009 年に設置された「キャパシティ・ビルディング基金」を管理する「キャパシティ・ビルディング運営評議会(議長国:ノルウェー)」がある。この基金は、中国、インド、ブラジル、メキシコ、南アフリカといった途上国の CSLF 加盟国が CCS に関するワークショップ等を実施するのに際して、経済的支援を行うことを目的としている。また、2013 年に設置された「大規模 CCS プロジェクトにおける国際協力(議長国:米国および中国)」に係るタスクフォースの成果として、2015 年に「大規模塩水層圧入

ネットワーク」の設立が合意されている。同ネットワークは2016年8月現在で具現化されていないが、大規模あるいは中規模の圧入プロジェクト間のネットワークとして、国際協力や知識共有が推進されることが期待される。

一方、技術グループのタスクフォースには、プロジェクトからの知識共有の推進やプロジェクトのレビューを行う「Project Interaction and Review Team(略称:PIRT, 議長国:豪州)」や特定テーマについての報告書を策定するアドホックなタスクフォースがある。PIRTはCCUS技術の発展・普及に資する研究開発や実証プロジェクトに対して、CSLFとしての認定(recognition)を付与するスキームを所轄する常設タスクフォースになる。PIRTはこのほかに、CSLF技術ロードマップの策定や更新も実施している。CSLF技術ロードマップは2013年秋に全面改訂(CSLFウェブサイト①)され、2017年秋に更新版が策定されることになっている。2016年時点のアドホックなタスクフォースには、「CCSを伴うバイオエネルギー(議長国:米国)」、「孔隙利用の改善(議長国:豪州および英国)」、「海域での石油増進回収(議長国:ノルウェー)」がある。いずれも2015年秋に設置が合意され、2017年秋に開催予定の閣僚級会合へのインプットとして、タスクフォースごとに報告書を策定することになっている。報告書はいずれも対象技術の現状、技術的課題、提言が主な内容となる。CSLFがこれまでに策定した報告書は、CSLFのウェブサイト②で入手することができる。

2.5.2 IEAGHG

(1) 概要

IEAGHGはIEA Greenhouse Gas R&D Programmeの略称であり、国際エネルギー機関(IEA)のもとで締結された実施協定に基づいて1991年設立された。IEAGHGはその名称が“プログラム”となっているが、本部を英国に有する機関であり、国の省庁や企業などのメンバーからの拠出金によってその運営および活動が行われている。その目的は、温室効果ガスの削減技術の評価、普及促進、評価調査の情報発信、国際協力の推進となっている。初期の頃から温室効果ガスの削減技術のうち、CCSを主な対象として活動してきており、実質的にCCSの国際機関と言える。

(2) 出資メンバーと組織

IEAGHGはIEAの関連団体ではあるが、IEAからは組織的にも財政的にも独立した組織であり、約10名の職員を有する。その運営及び活動は、メンバーからの拠出金によって成り立っている。メンバーには、国を代表する締約メンバーと企業等などのスポンサーとがある。これらのメンバーがIEAGHGの活動を監督する執行委員会を形成している。2016年5月時点でのメンバーは、締約メンバーが欧州委員会(EC)、石油輸出国機構(OPEC)を含む18か国、スポンサーが15社となっている(表2.5-3)。IEAの非加盟国であるインドや南アフリカのほか、企業がメンバーとなっている点で母体組織であるIEAの成り立ちからは一線を画している。日本からは、公益財団法人地球環境産業技術研究機構(RITE)が経済産業省からの指名を受けて締約メンバーと参加しているほか、スポンサーとして日揮が参加している。

表 2.5-3 IEAGHG のメンバー (2016 年 5 月現在)

締約国	豪州	オーストリア	カナダ	欧州委員会	フィンランド
	フランス	インド	日本	韓国	ニュージーランド
	ノルウェー	OPEC	南アフリカ	スペイン	スウェーデン
	スイス	英国	米国		
スポンサー	Chevron	CIAB ¹⁾	Doosan Babcock	EPRI ²⁾	ExxonMobil
	FZJ ³⁾	GE ⁴⁾	IIE ⁴⁾	日揮	Masdar
	Petrobras	RWE	Shell	Statoil	Total

1) Coal Industry Advisory Board

2) Electric Power Research Institute

3) Forschungszentrum Jülich

4) General Electric

5) Instituto de Investigaciones Electricas

(3) 活動

IEAGHGの主な活動は、技術調査研究の実施、国際学会の開催、専門家向けワークショップの開催に大別することができる。

技術調査研究は 1～3 年程度実施され報告書として発行される。年間の報告書の発行件数はおおよそ 10 件となっている。発行された報告書は、発行後 6 か月間はメンバーのみが閲覧可能であるが、それ以降は IEAGHG のウェブサイト③にて一般公開される。技術調査研究テーマを、IEAGHG とメンバーから提案されたテーマ案から執行委員会が審議し、決定している。技術調査研究の実施は、入札を通して外部に委託されることが多い。委託先は主に北米、欧州、豪州の研究機関や大学、コンサルタントとなっている。

IEAGHG が開催する国際学会は、2016 年時点で、温室効果ガス制御技術国際会議 (Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 略称 GHGT) と燃焼後回収国際会議 (Post-Combustion Capture Conference, 略称 PCCC) となっている。GHGT 会議は 2 年ごとに開催されており、参加者が 1,000 人を超える CCS 関連の世界最大の学会である。直近では 13 回目の GHGT 会議となる GHGT-13 が 2016 年 11 月にスイスのローザンヌで開催され、4 日間で 300 件を超える口頭発表と約 600 件のポスター発表がなされた。次回の GHGT-14 は 2018 年秋にアラブ首長国連邦のアブダビで開催されることになっている。一方、PCCC はその名の通り、CO₂ の燃焼後回収に特化した国際会議である。以前は、専門家向けのワークショップとして実施されていたが、2011 年に国際会議に格上げされ、それ以降、隔年で開催されている。3 回目の会議である PCCC3 が 2015 年 9 月にカナダのレジャイナで開催され、約 190 名が参加した。発表件数は、口頭発表が 76 件、ポスター発表が 30 件であり、規模的には GHGT 会議よりは小さい。次回の PCCC4 は 2017 年に米国で開催される見込みとなっている。

専門家向けのワークショップは「ネットワーク会合 (network meeting)」と呼ばれている。これは、IEAGHG がある特定分野の専門家からなるネットワークを管理・運営しており、そのネットワークのメンバーを対象とした会合との位置づけとなっているためである。IEAGHG が 2016 年時点で運営してい

るネットワークは、CO₂ 貯留に関するモニタリング、モデリング、リスク、環境影響の 4 分野、CO₂ 回収技術については、酸素燃焼、高温固体ルーピングの 2 分野、また、横断的な分野として CCS プロジェクトのコスト評価の計 7 ネットワークとなっている。CO₂ 貯留分野については、近年、モニタリングとモデリングといった複数のネットワークが合同で会合を行うことが多くなっている。ネットワーク会合の開催は不定期であるが、例年、GHGT 会議が開催されない奇数年に開催される会合数が多くなる。

2.5.3 その他

ここでは、国際エネルギー機関(IEA)、グローバル CCS インスティテュート(GCCSI)、ロンドン議定書について概説する

(1) IEA

IEA は International Energy Agency の略称であり、日本では「国際エネルギー機関」と呼ばれる。IEA は第 1 次石油危機を契機として 1974 年に経済協力開発機構(OECD)のもとに設立されたが、現在では、メンバー国におけるクリーンエネルギーの安定供給に向けての取り組みに対して支援することを目的としている。事務局はフランス・パリにあり、35 か国の OECD メンバー国のうち、29 か国が参加している(2016 年 8 月現在)。

IEA は CCS 技術ロードマップを 2009 年および 2013 年に発表し、温暖化対策目標を達成するために必要となる CCS の 2050 年までの普及シナリオや克服すべき課題等をまとめている。普及シナリオは、IEA が 2006 年以降 2 年ごとに、また、2014 年以降は毎年発刊している「エネルギー技術展望(Energy Technology Perspective, ETP)」における分析がベースとなっている。

2010 年には CCS に特化したチームである「CCS ユニット」が創設され、各種の分析レポートを発刊しているほか、CCS の法規制などをテーマとしてワークショップの開催などの活動を行っている。最近の報告書には、2015 年 11 月発行の「石油増進回収に伴う CO₂ 貯留」や 2016 年 5 月発行の「中国の既存石炭火力発電所への CCS 導入ポテンシャル」などがある。上記の ETP などの分析レポートは有料であるが、CCS に特化した報告書は IEA のウェブサイト④から無料で入手することができる。

(2) GCCSI

GCCSI は、Global Carbon Capture and Storage Institute の略称であり、和名は「グローバル CCS インスティテュート」となっている。GCCSI は、2009 年に豪州政府が出資して国際機関として設立されたのち、2015 年から会員からの会費によって運営される体制に移行された。本部を豪州・メルボルン郊外に有するほか、支部を東京や北京、ブリュッセル、ワシントン DC に有する。2016 年現在のメンバー数は約 80 の政府機関や企業、研究機関等となっている。

GCCSI の目的は、知識共有の推進や現実に即した助言・提言を通じて、CCS の開発、実証、普及を推進することとされている。知識共有では、各種会合やインターネットによるセミナーを精力的に実施している。各種の報告書も発行しているが、中でも世界の大規模 CCS プロジェクトの状況などをまとめている「Global Status of CCS」は大規模プロジェクトの動向を把握するうえで有用な情報源と言える。ただし、2015 年の会費制への移行後は、その閲覧が会員限定となっている。

(3) ロンドン議定書

海底下の地層への CO₂ 貯留は、ロンドン議定書(London Protocol)において、許可制度の導入や環境影響評価の実施、環境モニタリングの実施などの条件付きで国際法的に認められている。同議

定書は国際海事機関(IMO)による国際条約である。その正式名称は、「1996 Protocol to the Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes And Other Matter, 1972」であり、和名は「1972年の廃棄物その他の物の投棄による海洋汚染の防止に関する条約の1996年の議定書」となっている。議定書は2006年3月24日に国際発効し、2016年3月現在で47か国が批准している。日本は、1980年10月15日に批准し、同年11月14日に国内発効している。

海底下地層に貯留されるCO₂は、2006年に採択されたロンドン議定書の改正により投棄可能な廃棄物となった。この改正が2007年に国際発効したことにより、海底下へのCO₂貯留が国際法的に認められることとなった。CO₂の海底下貯留のガイドラインとして、「2007年CO₂隔離ガイドライン」が採択され、2012年にはその改訂版が採択されている。

現在の懸案事項として、海底下貯留を目的としたCO₂の輸出がある。海洋への投棄を目的とした廃棄物の輸出が、ロンドン議定書の6条において禁止されているが、関係各国間で合意がある場合に国境を越えてCO₂を輸送することを可能とする改正が2009年に採択された。この改正の発効には加盟国の2/3以上の批准が必要となるが、批准国はわずか3か国(2016年3月現在)に留まっている。このため、現状では、海底下貯留を目的としてCO₂を輸出することができず、しかも、その解決の目途が立っていない状況にあると言える。

日本におけるCO₂の海底下貯留は、「海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律」、いわゆる「海防法」によって規定されている。この海防法のCO₂海底下貯留に係る条項は、ロンドン議定書に基づくものとなっている。海防法はロンドン議定書が対象とする海域でのCO₂圧入だけでなく、傾斜井やパイプラインを用いた陸域からのCO₂圧入も対象としている点がひとつの特徴と言える。

引用文献:

公益財団法人地球環境産業技術研究機構(RITE):平成28年度地球環境国際連携事業(CCS国際連携事業(CCS関連国際機関等との連携事業))調査報告書, pp. 4-78, 2016.

CSLFのウェブサイト:<https://www.cslforum.org/cslf>

① https://www.cslforum.org/cslf/sites/default/files/CSLF_Technology_Roadmap_2013.pdf

② <https://www.cslforum.org/cslf/Resources/Publications>

IEAGHGのウェブサイト:<http://www.ieaghg.org/>

③ <http://www.ieaghg.org/publications/technical-reports>

IEAのウェブサイト:<https://www.iea.org/>

④ <https://www.iea.org/topics/ccs/publications/>

GCCSIのウェブサイト:<http://jp.globalccsinstitute.com/>

ロンドン議定書のウェブサイト:

<http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/LCLP/Pages/default.aspx>

3. CCS の実証実験事例

3.1 これまで実施された主な実証実験

これまで世界中で年間数十万トン以上の CO₂ を回収し、貯留する大規模なプロジェクトが多く実施されてきている。この内、石油増進回収 (EOR: Enhanced Oil Recovery) では石油の生産が減衰した貯留層に CO₂ を圧入すると石油の増産に効果があることから、石炭ガス化プラント等で分離回収された CO₂ を石油開発会社が買い取って油層に圧入しており、CO₂ の回収・貯留が商業的に成り立っている。しかし、それ以外のプロジェクトでは国の支援を受けた、または将来の国の政策 (炭素税の導入など) を見越した自主的な CO₂ の回収・貯留であり、国の政策や支援の変更から延期や中止になったプロジェクトも多い。

ここでは大規模な CO₂ 回収貯留として長年続けられている 4 つのプロジェクト (ノルウェーの Sleipner, カナダの Weyburn, アルジェリアの In Salah, 日本の長岡) について紹介する。

3.1.1 Sleipner

(1) 概要 (GCCSI①の資料を引用・参考)

Sleipner ガス田は北海中央部でノルウェーの Stavanger の西—南西約 240km のイギリスとの国境付近に位置している。水深約 80m の海底にプラットフォームを立て、12.5km 離れた東ガス田と西ガス田を開発している。東ガス田は 1993 年に、西ガス田は 1996 年にそれぞれ操業を開始している。2012 年の生産量は 1 日 153 千バレルでその 8 割は西ガス田からの生産である。西ガス田から生産される天然ガスには 4~9% の濃度の CO₂ が含まれており、ガス中の CO₂ 濃度を欧州連合加盟国向けの輸出規格の 2.5% 未満に減らす必要がある。そこで、ガスの精製基地においてアミン法により CO₂ を回収し、当初は大気へ放出していた。ノルウェー政府が地球温暖化への対策として 1991 年に炭素税を導入したことから、ガス田の運営会社である Statoil 社は、回収した CO₂ を海底下の帯水層に圧入することにした。これは世界ではじめての深部帯水層への CO₂ 貯留プロジェクトとなった。ノルウェーの炭素税は年によって異なるが、1996 年は CO₂ が 1 トンあたり 210 NOK(35US\$) で、2013 年は 410 NOK(70US\$) である。

この地域は石油開発のため多くの坑井が掘削されており、CO₂ 圧入サイト周辺 20km 以内にも 30 本程度の坑井があるとされている。調査の結果、Sleipner 東ガス田地下の Utsira 層と呼ばれる砂岩層が貯留層として選定された。Utsira 層は海底下約 800~1000m にあり、キャップロックはガスが詰まった地層で、層厚 700m である (図 3.1-1)。Utsira 層は 26,000km² も広がっており、間隙率は 35~40% 程度、透水係数が 1Darcy より大きい透水性の高い砂層で (Eiken et al, 2011), 25 百万トンの貯留能力があると推定されている。

CO₂ の注入は 1 本の坑井で行われており、この坑井は傾斜掘削で最大傾斜は 83 度あり、深さ 1km で 2.4km 偏距している。坑井内に設置された 9 5/8 インチケーシングは坑底部の 38m 区間がパーフォレーションにより穴が開けられ、その中に挿入された 7 インチの高品質ステンレス管 (25%Cr) のチュービングを通して CO₂ が坑内に圧入され、ケーシングの穴から地層に圧入されている。

なお、炭素税を回避するためノルウェーでは Snohvit でも CO₂ の回収貯留が行われている。

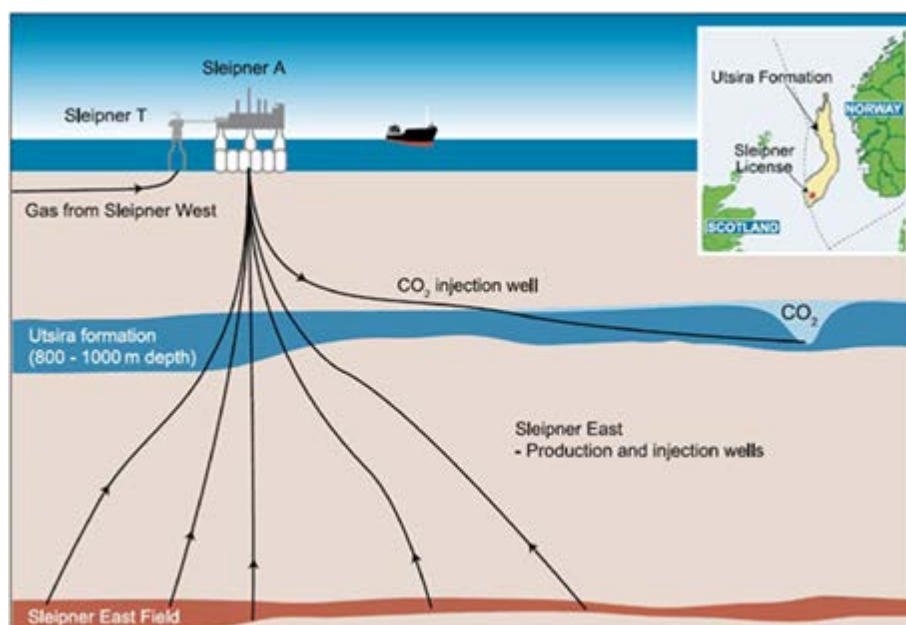


図 3.1-1 ノルウェーSleipner における天然ガスの生産と回収された CO₂ の海底下地層への貯留の概念 (IPCC, 2005)

(2) 実績

Sleipner での CO₂ の圧入は、1996 年 9 月から開始され、2015 年 6 月迄に約 15.5 百万トンの CO₂ が圧入された。CO₂ 圧入量のピークは 2004 年で年間百万トン以上圧入されたが、その後生産する石油内の CO₂ の含有量が減ったこともあり、2010 年時点では年間約 0.85 百万トン圧入している。CO₂ の純度は 98% で残りの 2% はほとんどメタンである。坑口の温度は 25℃ で圧力は 6.2-6.5MPa である。坑底の温度は 48℃ と推定され、これはオリジナルの地層の温度より 13℃ 程度高い。

このプロジェクトでは帯水層中に圧入した CO₂ の挙動を、反射法地震探査の繰り返しなどによりモニタリングしており、これまで 8 回の探査が実施されている。図 3.1-2 は 1994 年の CO₂ の圧入開始前から 2006 年までに実施された反射法地震探査の結果で、1994 年の時点では、図の上の深度断面図にも下の平面図にも CO₂ の圧入箇所付近に反射波を示す領域は認められていないが、CO₂ 圧入後の 2001 年には深度断面図および平面図でも CO₂ の圧入箇所付近に強い反射波が認められた。その後、この反射波の領域の拡がりには深さ方向にはあまり変化せず、徐々に北北東—南南西の水平方向に拡大している様子が認められ、この範囲に CO₂ が貯留されていると評価されている (Chadwick et al., 2009)。なお、反射波を示す領域が浅部に拡がっている様子は認められないことから、圧入された CO₂ が海底や海中に漏洩している可能性はないと推定されている。

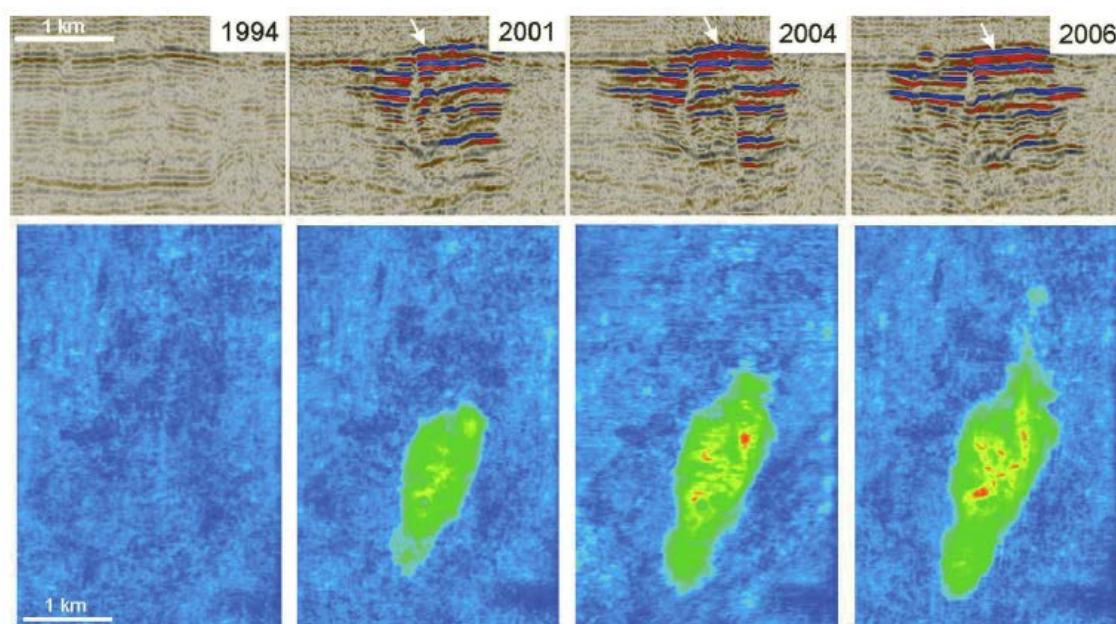


図 3.1-2 Sleipner における CO₂ 圧入域周辺の反射法地震探査の結果。
上は深度断面、下は平面図で 1994 年の CO₂ 圧入開始前から 2006 年までの変化を示している (Chadwick et al., 2009)

3.1.2 Weyburn

(1) 概要 (GCCSI②の資料を引用・参考)

カナダのサスカチュワン州にある Weyburn 油田では、米国ノースダコタ州の石炭ガス化炉で回収された CO₂ を液化して、約 320km のパイプラインで輸送し、生産が衰えた油田に CO₂ を圧入することにより、生産量を回復させている(図 3.1-3 参照)。圧入した CO₂ の一部は石油に混ざって回収されるが、石油層に残された CO₂ は貯留されたものと評価している。CO₂ を圧入している貯留層は、深さ約 1450m にある Mississippian Charles 累層の Midale 層の炭酸塩岩で、層厚は 30m 以下の薄層である。Midale 層は下部が石灰岩の Vuggy 層、上部が苦灰岩の Marly 層からなり、その上位は硬石膏からなるキャップロックがある。貯留層内のフラクチャーは、広域水平主応力に平行な NE-SW 方向に卓越している。従って、生産井はフラクチャーの走向に平行でほぼ水平に掘削されている。

2000 年より Weyburn 油田への CO₂ 圧入が開始され、2005 年からは隣接する Midale 油田への CO₂ の圧入も始められた。Weyburn 油田には 40 百万トン、Midale 油田には 10 百万トンの CO₂ 貯留能力があると推定されている。

なお、最近では、2013 年にカナダの Boundary Dam 石炭火力発電所で回収された CO₂ も Weyburn の石油層に圧入し、世界で初めての火力発電所からの CO₂ 放出削減の商業化プラントとなっている(3.2 節参照)。

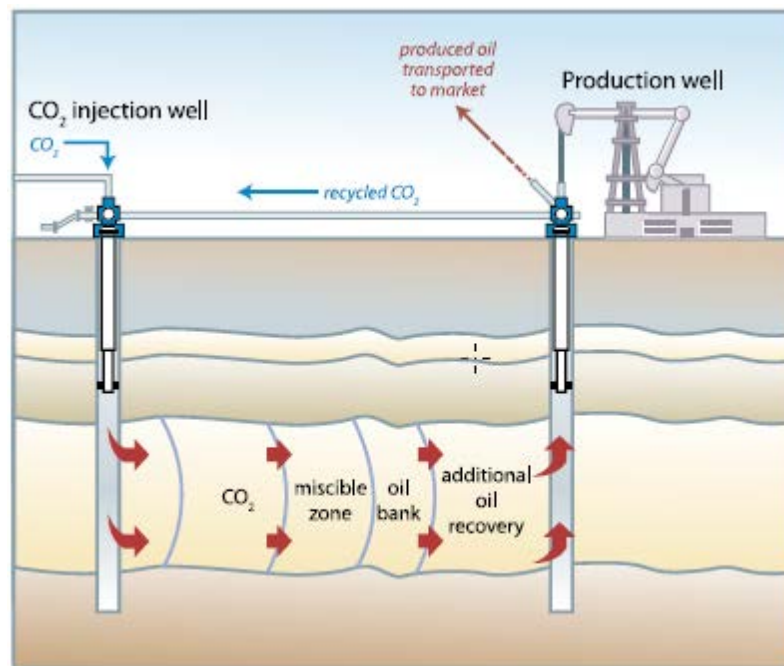


図 3.1-3 Weyburn における石油増進回収（EOR）のための CO₂ 圧入（IPCC, 2005）

(2) 実績

2000 年より年間百万トン規模で CO₂ の圧入が行われており、2005 年 10 月からは近くの Midale 油田にも CO₂ の圧入が開始された。2015 年現在、年間 2.4 百万トンの CO₂ が Weyburn 油田に、0.6 百万トンの CO₂ が Midale 油田に圧入されている。

ここでは、CO₂ モニタリングのための繰返し 3 次元 3 成分反射法地震探査が、1999 年のベースライン計測を始め、2001、2002、2004、2007 年に実施された。その結果の平面図を示したものが図 3.1-4 である。貯留層からの反射波の振幅の負の異常域(negative amplitude difference)が CO₂ 注入量の増加(時間の経過)とともに拡大していることが確認された(White, 2009)。

これらの反射法地震探査の結果などから、これまで圧入された CO₂ はほぼ水平に拡がり、地表面付近への CO₂ の漏洩はないとされている。

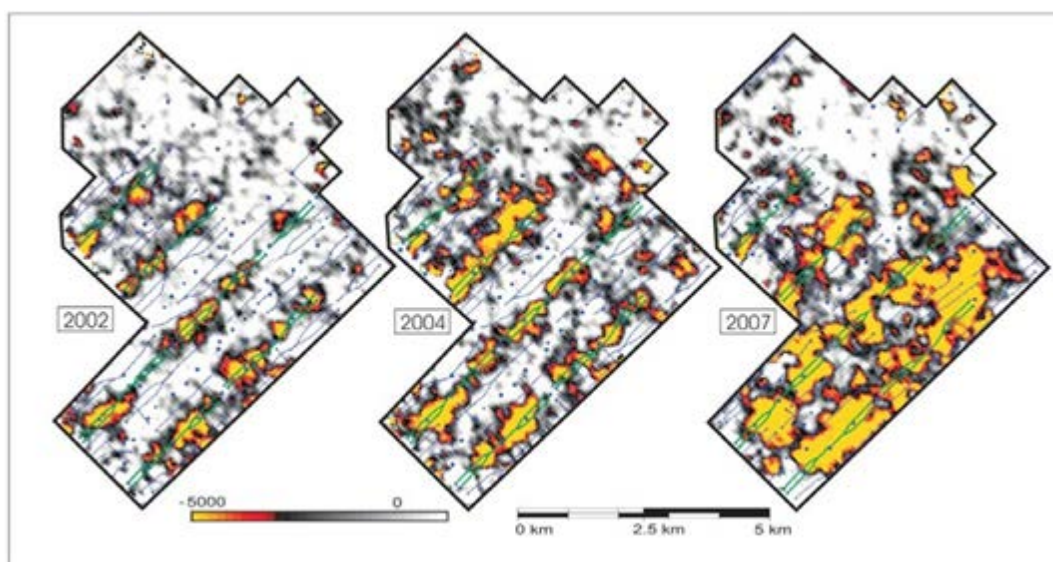


図 3.1-4 Weyburn における 繰り返し反射法地震探査結果
(黄色部は反射波の振幅が大きい領域を示す) (White, 2009)

3.1.3 In Salah

(1) 概要(GCCSI③の資料を引用・参考)

In Salah ガス田はアルジェリア南部の中央サハラ地域にあり、遠隔地にあるため近年まで開発が進められていなかったが、1990 年代半ば頃より開発が進められ、2004 年から生産が開始されている。産出ガスには CO_2 が濃度 5～10% 含まれており、これをこの地域における輸出規格である 0.3% 以下に調整するために CO_2 の回収が必要となった。石油生産に伴い最大で年間 6.6 億 m^3 、プロジェクト全期間で 120 億 m^3 の CO_2 が発生することが予測されており、そのすべての CO_2 が 98% の濃度で地中に貯留される計画である。アルジェリアの国営炭化水素公社 Sonatrach と BP, Statoil の共同プロジェクトとして進められている。

CO_2 貯留層として複数の層が調査された結果、ガス田北部の Krechba フィールドのガス貯留層(石炭紀帯水層)が選定され、図 3.1-5 と図 3.1-6 に示すようにガス生産井(KB-5)の周囲 3ヶ所に 3本の CO_2 圧入井(KB-501, KB-502, KB-503)が掘削されて、地下 1,800m の帯水層へ、ガスの生産と CO_2 の圧入が同時に行われている。BP が事前に実施した予測シミュレーションでは、圧入した CO_2 は約 30 年後にガスの貯留部に到達するが、ガス生産終了後であり(生産期間 25～30 年)、産出ガスへの影響はないとされている。

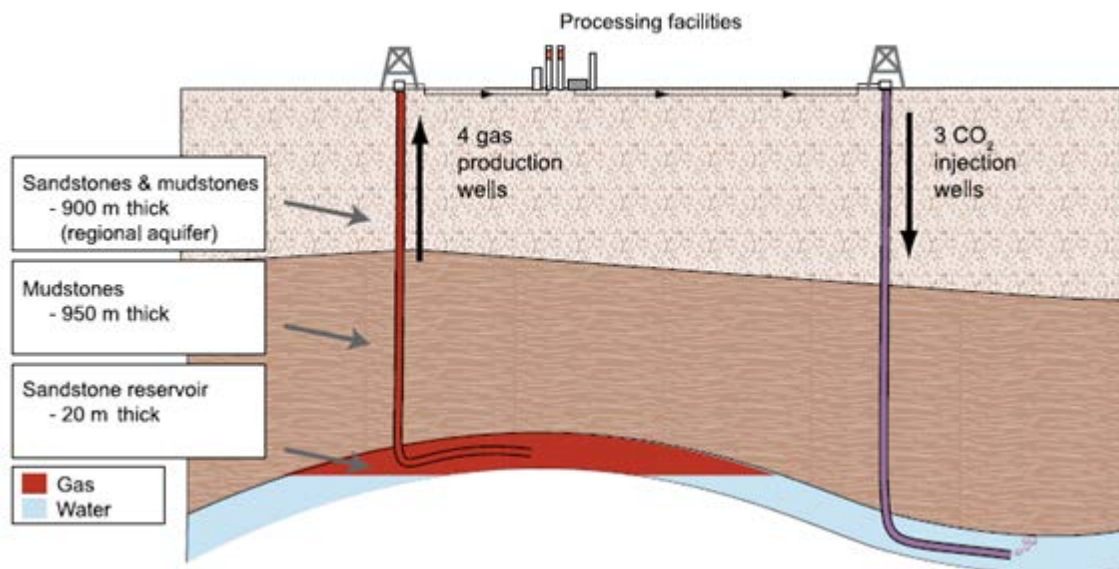


図 3.1-5 In Salah における CO₂ 貯留の概念 (IPCC, 2005)

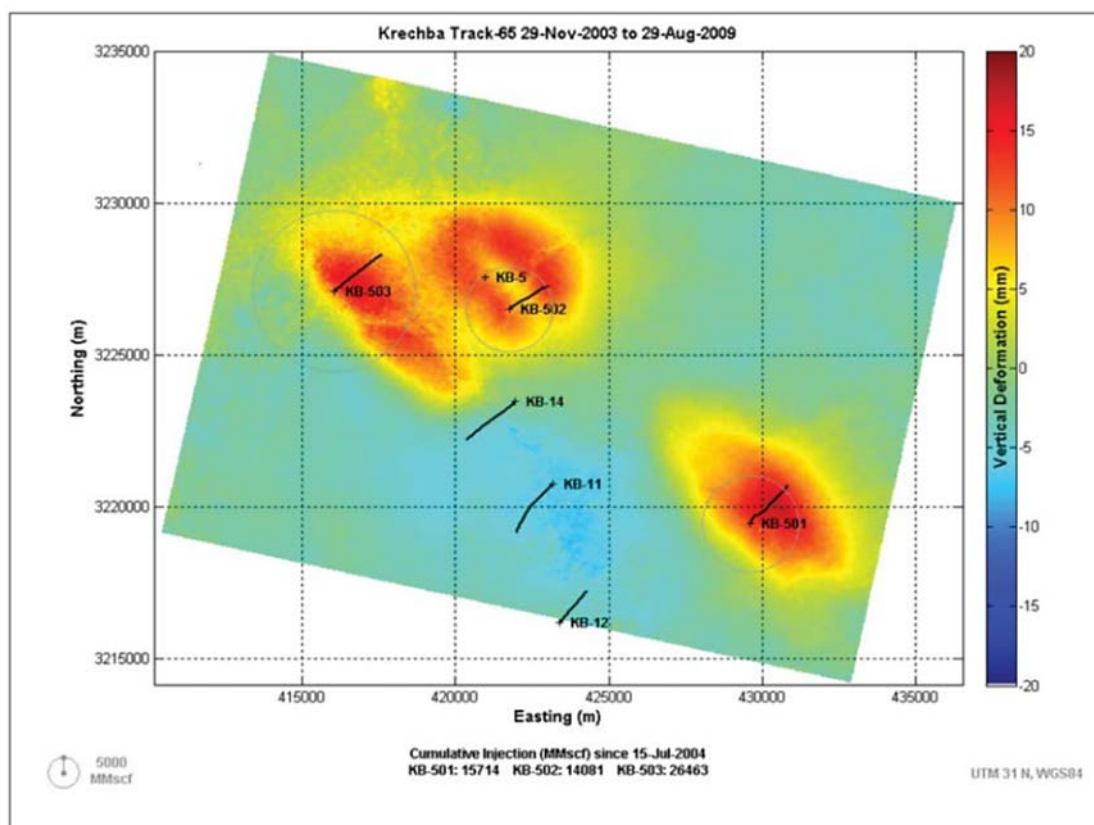


図 3.1-6 In SAR による CO₂ 圧入域周辺での地表の隆起（暖色）沈降（寒色）の変化 (Mathieson et al., 2010)

(1) 実績

CO₂の圧入は2004年8月から開始され、設計圧入量は1.2百万トン／年で、2010年から2011年にかけての圧入量は約百万トン／年であった。

KB-502 井で実施されたトレーサ試験では、モニタリング井(KB-5)にトレーサの出現が認められ、解析の結果均質モデルから予想した速度より3倍も速く流動していることが判った。これは、地層内の不均質性のためと評価されている(Bjornara et al., 2014)。

また、In SAR(合成開口レーダー)の解析によれば、図3.1-6に示すようにCO₂の圧入域では、地表の隆起が年間5mm程度認められ、一方石油生産域では地表の沈降が年間1mm程度認められている(Mathieson et al., 2010)。

In Salah では2011年6月から操業が停止されているが、モニタリングは続けられている。

3.1.4 長岡

(1) 概要(RITE, 2006)

日本国内においては、2000年度と2001年度は国立研究法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)からの委託事業として、2002年度以降は経済産業省の補助金交付事業として、公益財団法人地球環境産業技術研究機構(RITE)がCO₂の地中貯留実証実験を実施した。本実証試験の目的は、1) 二酸化炭素の地中挙動に関する理解、2) 既存技術の二酸化炭素地中貯蔵への適用性検証とされている。

実験が行われた場所は新潟県長岡市岩野原で、図3.1-7に示すように既存の天然ガス生産基地で、地下深部の帯水層を対象としてCO₂が圧入された。CO₂圧入実証試験の対象としたのは、地表下約1,100mに分布している灰爪層で、細～中粒砂岩、砂質シルト岩、砂岩・泥岩互層からなり、石灰質の砂岩を伴い、西山丘陵では下位の西山層を不整合で覆うとされる。貯留層は、上下を泥岩によって挟まれ、薄い泥岩を挟在する砂岩あるいは礫岩であり、岩相の相違から大きく5つのゾーン Zone-1～5(内 Zone-1～4 がI c 層, Zone-5 が下部砂岩層)に区分され、それらは岩野原基地内および周辺の既存坑井で連続的に追跡可能である。これらのうち上位から2つ目のZone-2の浸透性が貯留層内では最も良好であることから、二酸化炭素の圧入対象としてZone-2選定が選定された。キャップロック(層厚131.5～149.5 m)は泥岩を主体とし、極細粒～細粒砂岩を挟在する。泥岩は灰色～暗灰色を呈し、部分的にオリーブ色を帯びる。また、塊状であることが多く、シルト岩偽礫および貝殻片を含む。

圧入井の周囲3ヶ所に観測井を掘削し、弾性波トモグラフィなどの計測が実施され、挙動予測シミュレーションと結果の比較が行われている。CO₂の挙動を観測するためのモニタリングは現在も継続して実施されている。

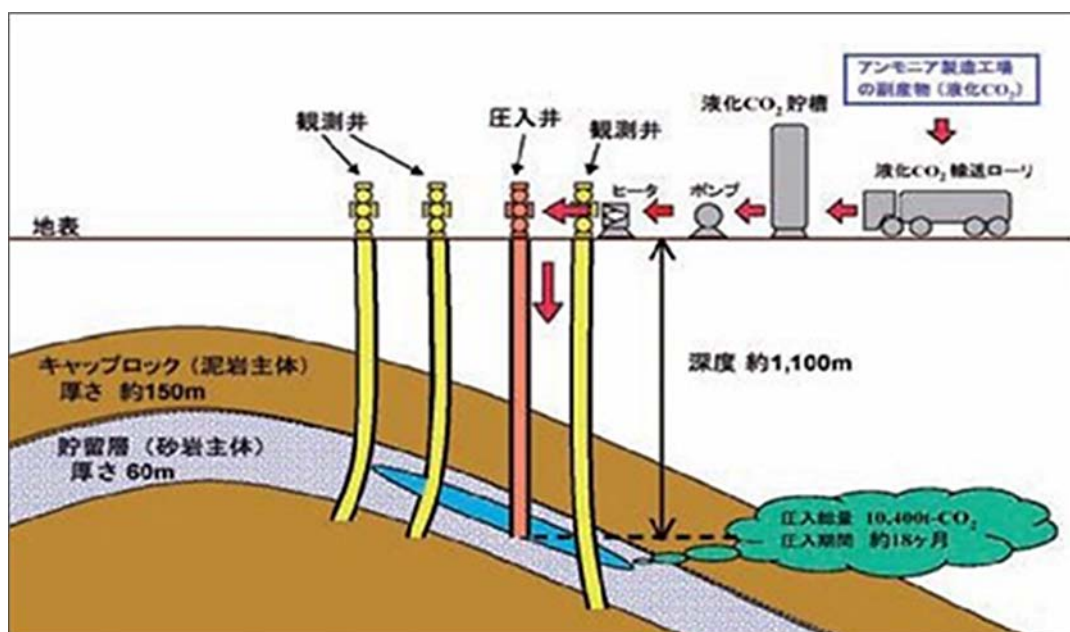


図 3.1-7 RITE による岩野原実験場における CO₂ 貯留実証実験の概念(RITE web site より)

(2) 実績(RITE, 2006)

2003 年 7 月 7 日の圧入開始後、試運転・機器調整、圧入性試験を経て 2003 年 8 月 12 日より圧入レート 20 t-CO₂/日での連続圧入運転を開始し、2004 年 3 月 10 日～4 月 29 日の二酸化炭素供給工場の定期点検による圧入休止時点の累計圧入量は 3,977.2 t-CO₂であった。2004 年 4 月 30 日より圧入レート 40 t-CO₂/日で再開された連続圧入運転は、夏季の二酸化炭素供給逼迫期の圧入休止(7 月 7 日～8 月 11 日)、10 月 23 日午後 17 時 56 分発生の新潟県中越地震による圧入中断(10 月 24 日～1 月 5 日)を経て、2005 年 1 月 11 日まで継続され、同日正午に最終累計圧入量 10,405.2 t-CO₂をもって完了した。

圧力・温度計測は、圧入対象である貯留層 Zone-2 の圧力・温度変化を連続的に直接測定するもので、圧入井 CO2-1 坑では圧入区間(深度 1,093～1,105mMD)につながるチュービング内の深度 1,072.46mMD および観測井 CO2-4 坑のケーシングの外側深度 1091.5mMD の 2 箇所に設置した圧力・温度計で、二酸化炭素圧入開始前の 2003 年 6 月 23 日より、原則として 5 分間隔でデータの取得を開始した。

3 本の観測井を利用して、坑井内計測(比抵抗検層、中性子検層、ガンマ線検層、音波検層)および坑井間の弾性波トモグラフィによる地下の物性データの取得が行われ、帯水層での CO₂ の挙動の把握が試みられた。図 3.1-8 に示すように弾性波トモグラフィにより、CO₂ が貯留された領域が弾性波速度の低下域として検出されることが判った(斉藤他, 2008)。

また、日本の地質構造の特性を考慮した CO₂ 長期予測シミュレータが開発され、それにより圧入された CO₂ が 1000 年にわたり安全に貯留できると評価されている。CO₂ の圧入停止後も継続してモニ

タリングが続けられ、貯留した CO₂ がほとんど移行していないことや、地下深部の圧入箇所周辺での地下水の変化などが観測されている。

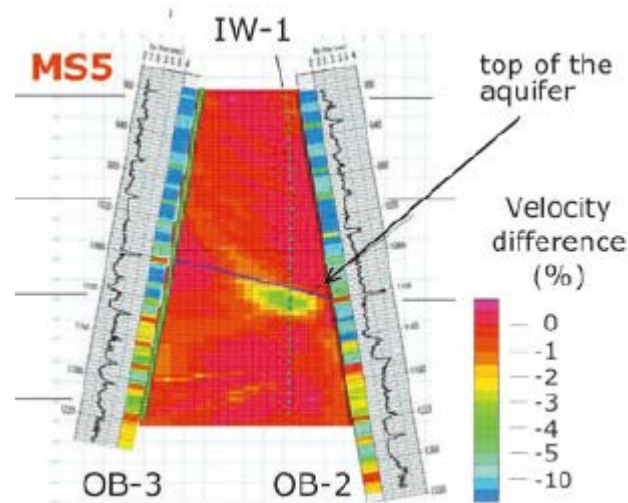


図 3.1-8 弾性波トモグラフィによる CO₂ 貯留領域の検出結果（齊藤他, 2008）

引用文献：

Bjørnarå, T.I., Mathias, S. A., Nordbotten, J.M., Park, J., Bohloli, B., Capturing the coupled hydro-mechanical processes occurring during CO₂ injection – example from In Salah, Energy Procedia, 63, pp.3416-3424, 2014.

Chadwick, R. A., Noy, D., Arts, R. and Eiken, O., Latest time-lapse seismic data from Sleipner yield new insights into CO₂ plume development, Energy Procedia, 1, pp.2103-2110, doi:10.1016/j.egypro.2009.01.274, 2009.

Eiken, O., Ringrose, P., Hermanrud, C., Nazarian, B., Torp., T. A., and Hoier, L., Lessons Learned from 14 years of CCS Operations: Sleipner, In Salah and Snohvit, Energy Procedia, 4, pp.5541-5548, 2011.

Global Carbon Capture and Storage Institute HP:

- ① <http://www.globalccsinstitute.com/projects/sleipner%C2%A0co2-storage-project>
- ② <http://www.globalccsinstitute.com/projects/great-plains-synfuel-plant-and-veyburn-midale-project>
- ③ <http://www.globalccsinstitute.com/projects/salah-co2-storage>

IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp, 2005.

Mathieson, A., Midgley, J., Dodds, K., Wright, I., Ringrose, P. and Saoul: CO₂ sequestration monitoring and verification technologies applied at Krechba, Algeria, The Leading Edge, 2, 216-222, 2010.

公益財団法人地球環境産業技術研究機構(RITE):平成 17 年度二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業 二酸化炭素地中貯留技術研究開発成果報告書, pp.48-93, 2006.

RITE Home Page: <https://www.rite.or.jp/co2storage/safety/nagaoka/>

斎藤秀樹, 信岡大, 東宏幸, 棚瀬大爾, 薛自求, 長岡実証試験サイトにおける二酸化炭素圧入実験の坑井間弾性波トモグラフィによるモニタリング, Journal of MMIJ, Vol. 124, pp.78-86, 2008.

White, D., Monitoring CO₂ storage during EOR at the Weyburn-Midale Field, The LEADING EDGE, pp.838-842, 2009.

3.2 近年開始された・今後実施予定の主な実証実験

本節では、CCS の実証実験事例として、近年開始された、あるいは今後実施予定の実証実験について、その概要を紹介する。取り上げる実証実験としては、グローバル CCS インスティテュート (GCCSI)により取りまとめている大規模な実証実験(年間 100 万トン程度の回収・貯留 CO₂を取り扱うプロジェクト)に関する情報(GCCSI, 2016)をもとに整理した。図 3.2-1, 図 3.2-2 に、取り上げた実証実験の行われているおおよその位置を示す。また表 3.2-1 に、取り上げた実証実験について、主なデータを比較したものを示す。なお、回収・貯留 CO₂量が年間 100 万トンよりも少量であるものの、我が国においても苫小牧において実証実験が開始されていることから、これについても取り上げることとする。

3.2.1 近年開始された主な実証実験

(1) Petrobras Lula Oil Field CCS プロジェクト

本プロジェクトは、ブラジル Petrobras において、2013 年度より回収が開始されたプロジェクトである。天然ガスに含まれる CO₂を膜分離により回収するとしており(GCCSI, 2016)、この新規回収プラントにより年間 70 万トンの CO₂が回収可能としている。この回収施設は、リオデジャネイロ沿岸 300km にある Santos 堆積盆の海上において生産された天然ガスプラントに付近に位置する。回収された CO₂は、Santos 堆積盆の海面下 5000～7000m の炭酸塩岩の地層に EOR(石油増進回収法)のために注入される。現状では 10 本の天然ガス生産井と 8 本の EOR のための注入井が掘削され、操業されている。

(2) Lost Cabin Gas Plant

本プロジェクトは、Denbury Resources によって実施されているもので、2013 年より CO₂回収が開始された。アメリカ・ワイオミング州 Lost Cabin Gas Plant において、天然ガス精製から物理吸収法(Selexol:ポリエチレングリコールのジメチルエーテル溶液)を用いて、燃焼前に CO₂を回収するよう、既設プラントを改良すること(レトロフィット)によりCO₂回収を実施している。回収の能力は年間最大 90 万トンとなっている。回収した CO₂はパイプラインによって、374km 離れたモンタナ州の Bell Creek 油田まで輸送し、地下 1400m の白亜紀の泥質岩(Bell Creek 層)に EOR のために注入する。貯留量は、2014 年に年間 100 万トンに達している。

(3) Coffeyville Gasification Plant

本プロジェクトは、Chaparral Energy 他によって実施されているもので、2013 年より CO₂回収が開始された。アメリカ・カンザス州南東部の Coffeyville にある石油コークスを用いた肥料製造プラントにおいて、レトロフィットにより物理吸収法(Selexol)で CO₂回収を行う。CO₂回収能力は年間 100 万トンである。回収 CO₂は径 20cm のパイプラインによりアメリカ・オクラホマ州まで 112km 離れた North Burbank 石油鉱区に輸送され、地下 914m にあるペンシルベニア紀の Burbank 砂岩層に EOR のため注入される。2013 年の時点で 1 日 2400トンの CO₂を注入した実績がある。

(4) Air Products メタン改質 EOR プロジェクト

本プロジェクトは、回収部分は Air Products and Chemicals, Inc. , 輸送と貯留は Denbury Resources により実施されているもので、2013 年より CO₂回収が開始された。アメリカ・テキサス州

Jefferson County の Port Arthur にある Valeo Energy refinery と呼ばれる水素製造プラントにおいて、レトロフィットにより固体吸収法(VSA: Vacuum Swing Absorption)で CO₂ 回収を行う。CO₂ 回収能力は年間 100 万トンである。回収された CO₂ は径 20~61cm のパイプラインにより 158km 離れた West Husting 油田まで輸送され、地下約 1700m にある Frio 砂岩層に EOR のため注入を行っている。貯留量は年間約 100 万トンであり、貯留された CO₂ はモニタリング、検証、説明のための MVA(Monitoring, Verification, Accounting)プログラムにより各種計測・モニタリングが行われている。

(5) Boundary Dam CCS プロジェクト

本プロジェクトは、カナダ・サスカチュワン州政府の所有する SaskPower が中心となり実施されているものであり、2014 年 10 月より CO₂ 回収が開始された、発電部門としては世界初の大規模 CCS プロジェクトである。サスカチュワン州にある Boundary Dam 石炭火力発電所の Unit3(改良前出力 139MW)において、レトロフィットにより化学吸収法(アミン)で CO₂ 回収を行う。改良後の出力は 110MW であり、CO₂ 回収能力は年間 100 万トンである。回収された CO₂ は、66km 離れた Weyburn 石油鉱区と 2km 離れた Aquistore プロジェクトの地点まで、それぞれパイプラインで輸送される。Weyburn 石油鉱区では、地下 1500m にある地層に EOR の目的で注入が行われる。注入量は 2012 年より 10 年間、年間 100 万トンの注入量とする計画である。また、Aquistore プロジェクトでは、地下 3400m にある Willson 堆積盆の Winnipeg 層と Deadwood 層をターゲットとして、日量 1000トンの CO₂ を注入する計画であり、地表では 150m 離れた同深度の坑井が掘削され、モニタリングが実施される計画となっている。

(6) Uthmaniyah CO₂ EOR 実証プロジェクト

本プロジェクトは、サウジアラビアの Saudi Aramco により実施されている、中東で初めての大規模 CCS 実証プロジェクトであり、2015 年から CO₂ の回収が開始された。回収する CO₂ は天然ガスの精製過程に由来するものであり、純粋な CO₂ を圧縮すること等によって得られる。回収装置は既設設備の改良(レトロフィット)により建設されたもので、回収能力は年間 80 万トンである。回収された CO₂ は 85km のパイプラインにより輸送され、地下 1800~2000m のジュラ紀の有機物を多く含む泥岩層に EOR を目的として注入される。貯留サイトでは、4本の注入井、4本の生産井、2本の観測井が掘削され、3~5 年かけてプロジェクトが進められる予定となっている。また、このプロジェクトでは、貯留した CO₂ をモニタリングする新しい技術を適用する予定となっている。

(7) Quest

本プロジェクトは、シェル(Shell Canada Energy)、シェブロン(Chevron Canada Limited)、マラソンオイル(Marathon Oil Canada Corporation)の三社のジョイントベンチャーにより設立されたアサバスカ・オイル・サンド・プロジェクトにより回収、輸送、貯留のすべてが運営されており、2015 年 11 月から CO₂ 回収が開始された、地下深部帯水層に CO₂ を貯留する初の大規模プロジェクトである。カナダ・アルバータ州のオイルサンドから水素を製造する施設において分離された CO₂ を用いて、レトロフィットにより化学吸収法(アミン)で回収するものであり、能力は年間 100 万トンである。回収された CO₂ は径 32cm のパイプラインにより 64km 離れた地点まで輸送され、地下約 2000m にあるカンブリア紀の塩基性砂岩の帯水層を対象に貯留を行う。CO₂ の注入には 3 本の坑井を用いて、年間 100 万トン

の CO₂ 貯留を見込んでいる。モニタリング項目としては、地表や浅部坑井を用いた CO₂ のモニタリング、VSP(坑井内地震探査法)や 3 次元地震探査などが挙げられている。

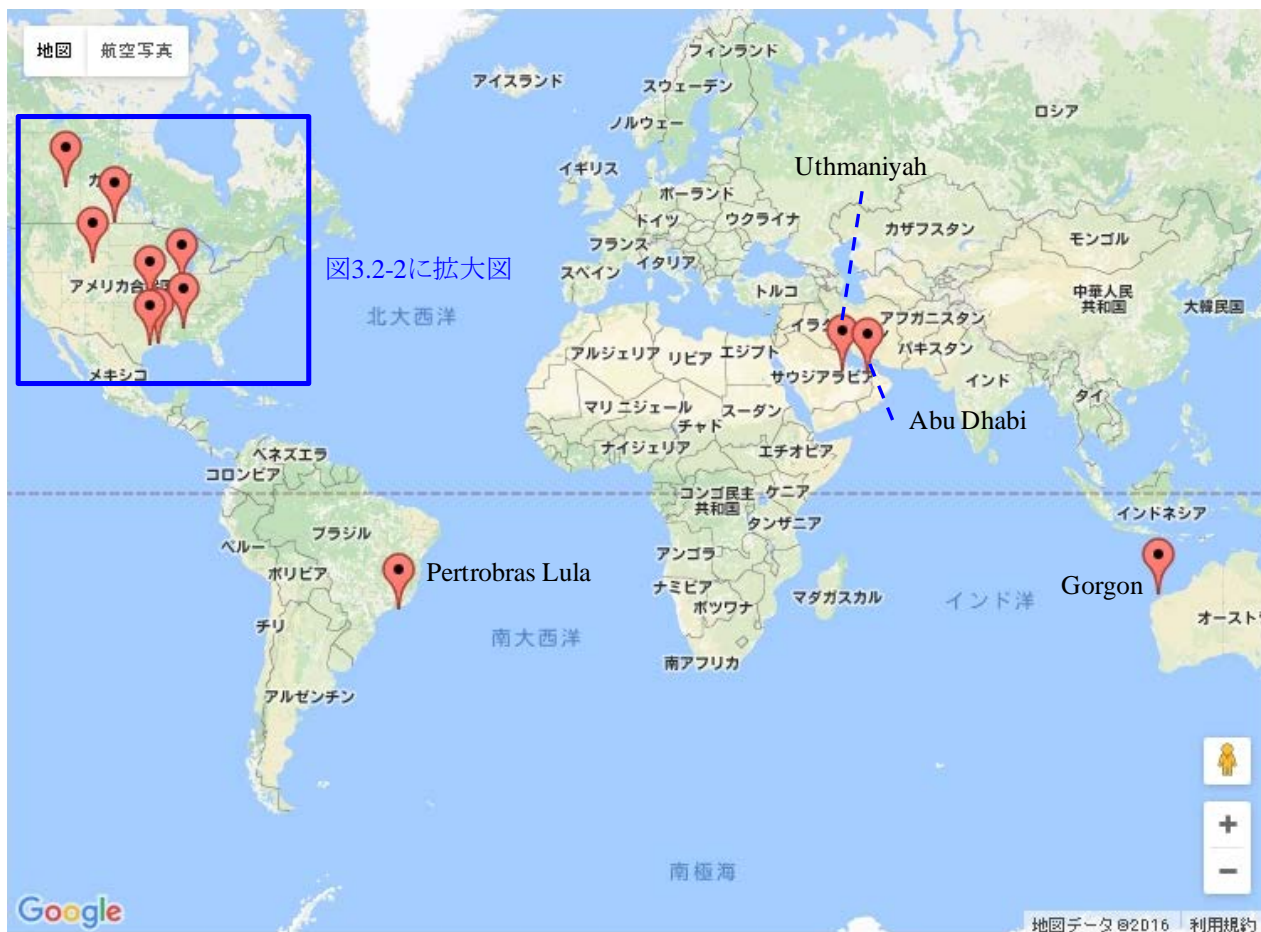


図 3.2-1 近年開始された・今後実施予定の主な実証実験位置図

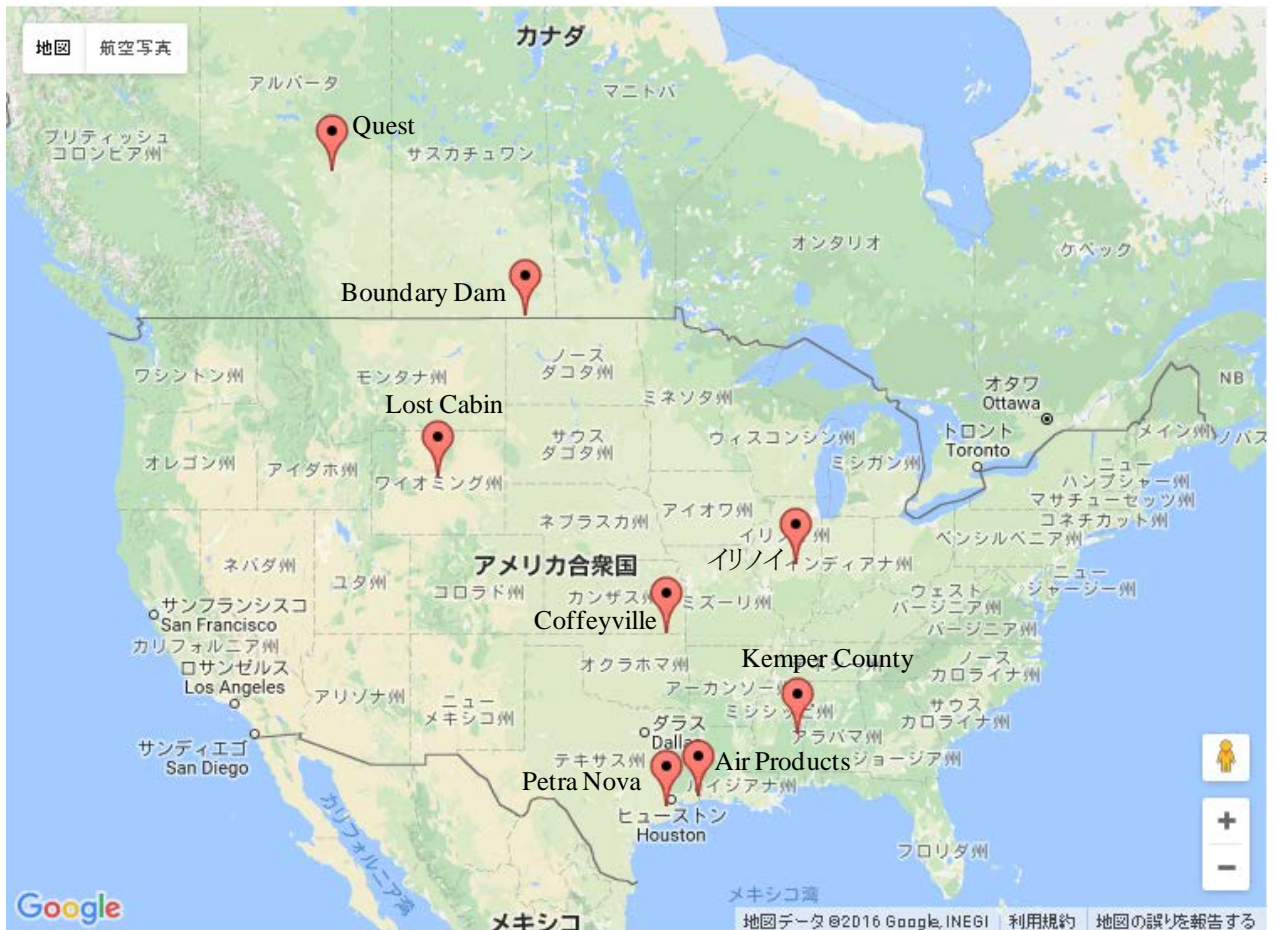


図 3.2-2 近年開始された・今後実施予定の主な実証実験位置図(北米大陸拡大)

表 3.2-1 近年開始された・今後実施予定の主な実証実験リスト

	プロジェクト名	所在地	回収開始	回収方法	回収能力	輸送方法	主な貯留方法
1)	Petrobras Lula	ブラジル	2013	膜分離/燃焼前回収	70万トン/年	なし	EOR
2)	Lost Cabin	アメリカ	2013	物理吸収法/燃焼前回収	90万トン/年	パイプライン(374km)	EOR
3)	Coffeyville	アメリカ	2013	物理吸収法/工業的回収	100万トン/年	パイプライン(112km)	EOR
4)	Air Products	アメリカ	2013	固体吸収法/工業的回収	100万トン/年	パイプライン(158km)	EOR
5)	Boundary Dam	カナダ	2014	化学吸収法/燃焼後回収	100万トン/年	パイプライン(66km)	EOR
6)	Uthmaniyah	サウジアラビア	2015	圧縮/燃焼前回収	80万トン/年	パイプライン(85km)	EOR
7)	Quest	カナダ	2015	化学吸収法/工業的回収	100万トン/年	パイプライン(64km)	帯水層貯留
8)	Kemper County	アメリカ	2016	物理吸収法/燃焼前回収	300万トン/年	パイプライン(98km)	EOR
9)	Petra Nova	アメリカ	2016	化学吸収法/燃焼後回収	140万トン/年	パイプライン(132km)	EOR
10)	Abu Dhabi	UAE	2016	化学吸収法/工業的回収	80万トン/年	パイプライン(43km)	EOR
11)	Gorgon	オーストラリア	2017	化学吸収法/工業的回収	340~400万トン/年	パイプライン(7km)	帯水層貯留
12)	イリノイ	アメリカ	2016	発酵/工業的回収	100万トン/年	パイプライン(1.6km)	帯水層貯留

3.2.2 今後実施予定の主な実証実験

(1) Kemper County エネルギー施設

本プロジェクトは、CO₂ の回収・輸送に関しては Mississippi Power, 貯留に関しては Denbury Resources がそれぞれ運営するものであり、プロジェクトの名称は回収の設備がアメリカ・ミシシッピ州

の Kemper County にあることによる。2016 年に回収を開始する予定となっている。CO₂ の回収は、Kemper County に石炭ガス化複合発電(IGCC)所を新設し、物理吸収法(Selexol)により回収を行う。現状では、回収能力の年間 300 万トン是世界一である。回収された CO₂ は、径 36cm のパイプラインにより、98km 離れたミシシッピ油田(Mississippi oil field)に EOR のため注入することとなっているが詳細は未定である。EOR には年間 100 万トンの CO₂ を用い、回収できる残り年間 200 万トン相当の CO₂ は既設パイプラインに接続することとなっている。

(2) Petra Nova CO₂ 回収プロジェクト

本プロジェクトは、回収に関しては NRG エナジーと日本の JX 石油開発の二社によるジョイントベンチャー、輸送・貯留に関しては回収のジョイントベンチャーにヒルコープ(Hilcorp Energy Company)を加えたジョイントベンチャーにより運営されているものであり、2016 年に CO₂ の回収を開始することとしている。アメリカ・テキサス州 Huston 近郊にある石炭焚火力発電所 W.A.Parish 発電所の Unit8 において、レトロフィットにより化学吸収法(アミン)で CO₂ を燃焼後回収する。回収能力は年間 140 万トンであり、燃焼後回収としては現状で世界最大のプロジェクトとされている。回収された CO₂ は径 30cm のパイプラインにより 132km 離れた地点まで輸送され、地下 1640~2066m にある Frio 層と呼ばれる砂岩層に EOR のため注入される。はじめは約 9 本の注入井と 16 本の生産井により EOR を開始し、20 年間で 130 本ずつの注入井と生産井を利用することとしている。

(3) Abu Dhabi CCS プロジェクト

本プロジェクトは、回収・輸送に関しては ADNOC(Abu Dhabi National Oil Company)と Masdar(Abu Dhabi Future Energy Company)のジョイントベンチャー、貯留は ADNOC により運営される、世界初の鉄鋼部門から排出された CO₂ を対象とした大規模 CCS プロジェクトである。2016 年に回収を開始する計画となっている。鉄鋼生産に伴い発生した CO₂ を分離後、新設のプラントにおいて化学吸収法(アミン)により回収する。回収能力は年間 80 万トンとなっている。回収した CO₂ は径 20cm のパイプラインにより 43km 離れた地点まで輸送され、アラブ首長国連邦(UAE)の Abu Dhabi 油田における炭酸塩岩の貯留層をターゲットとして EOR のために注入される。2009 年から 2011 年にかけて、パイロットプラントで CO₂ 注入井・生産井・観測井それぞれ一本掘削し、日量 60 トンの貯留を実施済みである。

(4) Gorgon CO₂ 貯留プロジェクト

本プロジェクトは、シェブロン(Chevron)、シェル(Shell)、エクソンモービル(ExxonMobil)、大阪ガス、東京ガス、中部電力のジョイントベンチャーにより運営されている、帯水層への貯留が世界最大となる見込みのプロジェクトである。GCCSI では、2017 年より回収が開始される見込みであるとしている。回収能力は年間 340~400 万トンとなっている。オーストラリア・西オーストラリア州の Barrow 島において実施されている。天然ガスを生産する Gorgon ガス田では、もともと天然ガスに 14%程度の CO₂ を含有しており、製品にするためにはこの含有率を 7%程度まで低減する必要がある。このため、この精製過程で生じる CO₂ を新規プラントにおいて化学吸収法(アミン)により回収し、7km 離れた地点までパイプラインにより輸送する。輸送された CO₂ は Barrow 島の地下約 2300m にある Dupuy 層と呼ばれる砂岩層に注入する計画となっている。プロジェクト全体で 1 億トン(100 メガトン)の CO₂ を貯留する計画である。

(5) イリノイ CCS プロジェクト

本プロジェクトは、ADM 社(Archer Daniels Midland)によりアメリカ・イリノイ州の Decatur において実施される、世界初の大規模バイオ CCS プロジェクトであり、2016 年の早期に回収を開始する計画となっている。トウモロコシからエタノールを製造するプラントにおいて生じる CO₂ を分離し、レトロフィットのプラントにおいて発酵の過程で回収する。回収の能力は年間 100 万トンである。回収された CO₂ は径 20cm のパイプラインで 1.6km 離れた地点まで輸送され、地下 2130m にある Mt. Simon 層と呼ばれる砂岩層に注入する。注入井と観測井を 1 本ずつ掘削し、地表を含めたモニタリングを実施する計画となっている。

3.2.3 苫小牧 CCS プロジェクト(JCCS, 2016)

我が国では、経済産業省による委託事業「二酸化炭素削減技術実証試験事業」を受託した日本 CCS 調査株式会社(JCCS)により、北海道苫小牧市において CCS 大規模実証試験を 2012 年度より開始している。2012～2015 年度にかけて CO₂ の供給源から CO₂ を分離・回収するための設備と、地下へ CO₂ を貯留するための設備を設計・建設するとともに CO₂ の圧入井・観測井を 2 本ずつ掘削した。また、既存井 1 本を観測井に転用した。

商業運転中の製油所の水素製造装置から生成されるガスに含まれる CO₂ を分離した後、1.4km あるパイプラインで輸送し、化学吸収法(アミン)により回収し、2 本の注入井によって地中に圧入する。貯留層は垂直深度約 1100～1200m の萌別層(新第三紀砂岩層)、垂直深度約 2400～3000m の滝の上層(新第三紀火山岩類)であり、年間 10 万トン以上の貯留を目標に 2016 年度より圧入が開始された。今後 3 年間圧入を継続して圧入を行い、その後 2 年間、2020 年度までモニタリングを継続することとしている。モニタリング項目としては、注入井・観測井における温度・圧力、観測井および海底における微小振動・自然地震、2 次元・3 次元の弾性波探査、CO₂ の濃度等である。

引用文献:

GCCSI(Global CCS Institute)ホームページ:

<http://www.globalccsinstitute.com/projects/large-scale-ccs-projects> , 2016/08/05 閲覧.

日本 CCS 調査株式会社(JCCS)ホームページ:

<http://www.japanccs.com/business/demonstration/> , 2016/08/05 閲覧.

3.3 我が国が参画するモニタリング研究プロジェクト事例

3.3.1 英国での浅海底下 CO₂ 放出実験 (QICS)

(1) QICS の概要

CCS の実施においては、地中に貯留した CO₂ が大気中や海中に漏出しないように地下深部に圧入される。しかし、安全・安心な CCS の実施のためには、万一漏出した場合の周辺への環境影響、および漏出の発生や漏出箇所の検知・特定方法をあらかじめ検討しておく必要がある。

QICS (Quantifying and Monitoring Potential Ecosystem Impacts of Geological Carbon Storage, originally Quantifying Impact of Carbon Storage) は英国プリマス海洋研究所の Jeremy Blackford 博士をプロジェクトリーダーとし、英国研究委員会 (Research Councils UK)、英国自然環境調査局 (Natural Environment Research Council)、スコットランド政府および日本の複数の機関が資金を出し合い、英国と日本の大学や研究機関の研究者が参加したプロジェクトである。英国からの参加機関・団体は Plymouth Marine Laboratory, Scottish Association for Marine Science, National Oceanography Centre, British Geological Survey, University of Southampton, University of Edinburgh, Heriot-Watt University で、日本からの参加機関・団体は公益財団法人地球環境産業技術研究機構、九州大学カーボンニュートラル・エネルギー国際研究所、株式会社環境総合テクノス、一般財団法人電力中央研究所、東京大学、独立行政法人 産業技術総合研究所である。

QICS では 2012 年に英国スコットランドの Oban に近い Ardmucknish 湾において、海底下から人為的に CO₂ を海中に漏出させる実験を実施した (図 3.3-1 参照)。QICS や現場実験の概要については QICS の web site に掲載されているほか、Blackford et al. (2014) による論文や、International Journal of Greenhouse Gas Control の Volume 38 (2015) に特集号として 21 編の論文 (例えば、Blackford et al., 2015, Taylor et al., 2015 など) 発表がなされている。以下はその要約である。

(2) 実施内容

a) 実験方法

CO₂ による生物などへの影響については、これまで実験室などで行われているが、現象を単純化しているため実際の影響については不明な部分が多い。そこで、QICS では実際の海域での CO₂ 放出実験を実施することとした。英国における CCS は北海の海底下を CO₂ の貯留場所として実施する可能性が高いことから、北海の海底に類似した地質であること、ダイバーなどによる現場作業や現象の確認を容易にするため水深 10m 程度であること、地元の了解が得られることなどの条件で実験地が検討された。その結果、図 3.3-2 に示す英国スコットランド西海岸の漁港 Oban の北北東約 6km にある Ardmucknish 湾の海岸から 350m の海底が選ばれた。CCS 現場実験の実施に際しては、地元の本拠地のあるスコットランド海洋科学協会 (Scottish Association for Marine Science, SAMS) が地元への説明や実験作業の調整を行った。

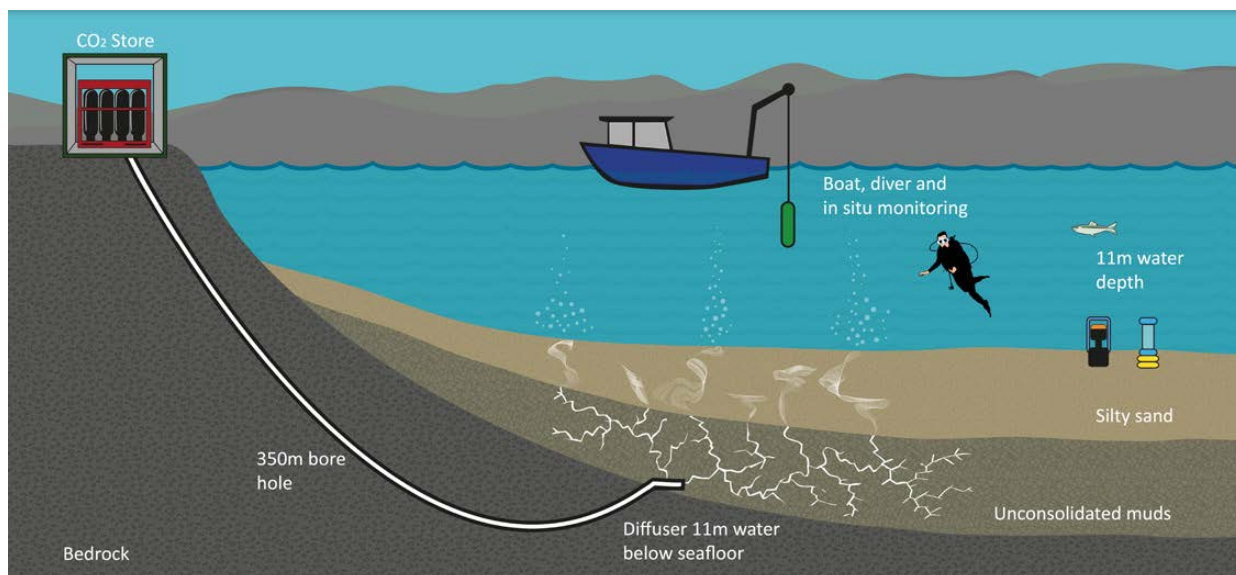


図 3.3-1 QICS 実験の概念 (QICS Fact Sheet 5)

現場実験では、まず図 3.3-2 に示すように Ardmucknish 湾沿岸の陸地から沖合へ水平距離で約 350m, 水深 10~12m (潮位により変動) の海底下 12m で CO₂ を放出するようにボーリング孔を掘削した。掘削や CO₂ 放出による地層の乱れを極力小さくするため、ボーリング孔はフルホールケーシングで、坑口から約 330m は岩盤中を掘削し、その先の約 20m は未固結堆積物層でケーシングの先端に取り付けられた長さ 5m のデヒューザー (直系 20mm で 0.5mm のメッシュ) から CO₂ が放出された。

海底下での CO₂ 放出にあたり、事前にどの程度の流量で放出させるかの検討が行われた。現地の地質に関する既存の情報は少なく、実験地近傍の砂浜で採取された深さ 3m 程度までの粒度分布や、地震探査による地下構造の概念図のみであった。海底下の地層は上位から 1~2m の厚さの粗砂および砂礫 (第 1 層), 2m 程度厚さの微細シルト質砂 (第 2 層), 8m 程度の厚さの微細薄層泥 (第 3 層) の 3 層構造と推定されている (QICS Fact sheet 9)。これらのデータから CO₂ 放出箇所より上部の地層の孔隙率や透水性が推定され、数値シミュレーションにより流量と実験期間の関係や、流量と圧力との関係が求められた。地層を破碎せずになるべく早めに CO₂ が海底に漏出するように放出流量の設定が行われた。



図 3.3-2 CO₂ 放出実験場(Ardmucknish 湾)の位置

CO₂の放出は図 3.3-3 に示すように 2012 年 5 月 17 日に開始された(QICS Fact Sheet 5)．はじめは 1 日あたり 10kg (10kg/day) 程度で、その後徐々に増加させ、最終的には 210kg/day 圧入し、37 日間で総量 4,200kg 放出させた．

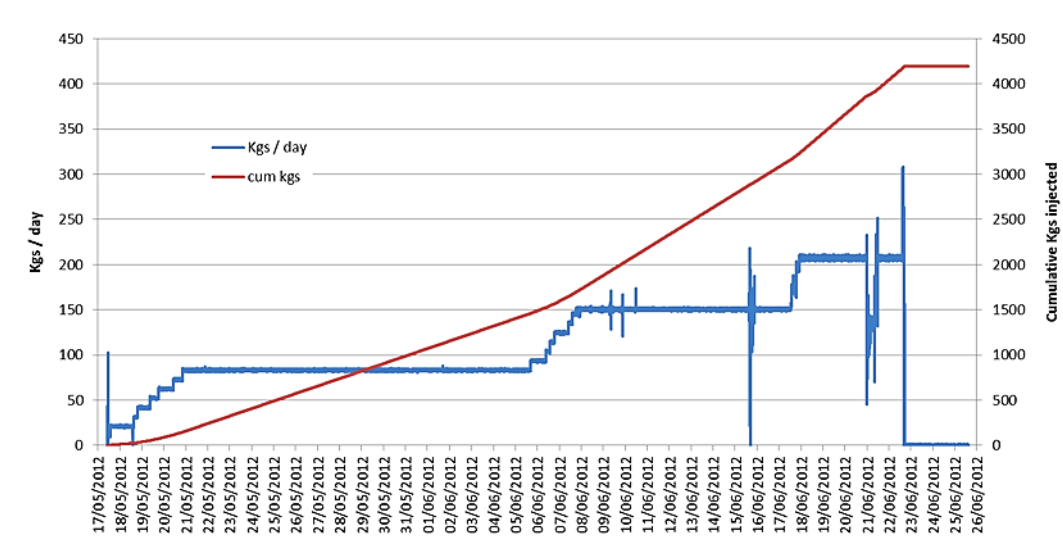


図 3.3-3 CO₂ 放出流量の変化 (QICS Fact Sheet 5)

事前の数値シミュレーションでは CO₂ の海底への漏出は、放出開始後 2、3 日の想定であったが、放出後数時間で局所的に少量の CO₂ バブルが海底に出ていることがダイバーにより確認された。これは、天然に存在していたか掘削により生じたか不明であるが、海底下地盤に何らかの流路が存在し、そこを通して CO₂ が流出したものと考えられた。

b) 計測結果

弾性波探査の結果によると、10～80kg/day の放出時には、弾性波探査反射法の深さ断面図(図 3.3-4 I 参照)で堆積岩中に鉛直な煙突(Chimney)のようなCO₂のパスが第3層内に認められた。この煙突は水平面では5～10mに広がる、亀裂などで構成される流路になっており、CO₂がこのような流路を流動している可能性が示唆された。このCO₂流動域は、CO₂放出初期は深さ3m程度までの第3層内に留まっていたが、一部のCO₂は低透水性の第2層内を通り海底に漏出し、CO₂バブルとなって海中に流出した。その後CO₂の放出流量が増え210kg/dayになると、弾性波反射法の深さ断面の第2層や第1層内にも煙突状の異常域が認められ、その異常域を通してCO₂が海底に漏出している様子が認められている(図 3.3-4 II 参照)。これは低透水性の第2層がCO₂の放出圧力で破砕され、新たな流路となったものと推定されている。

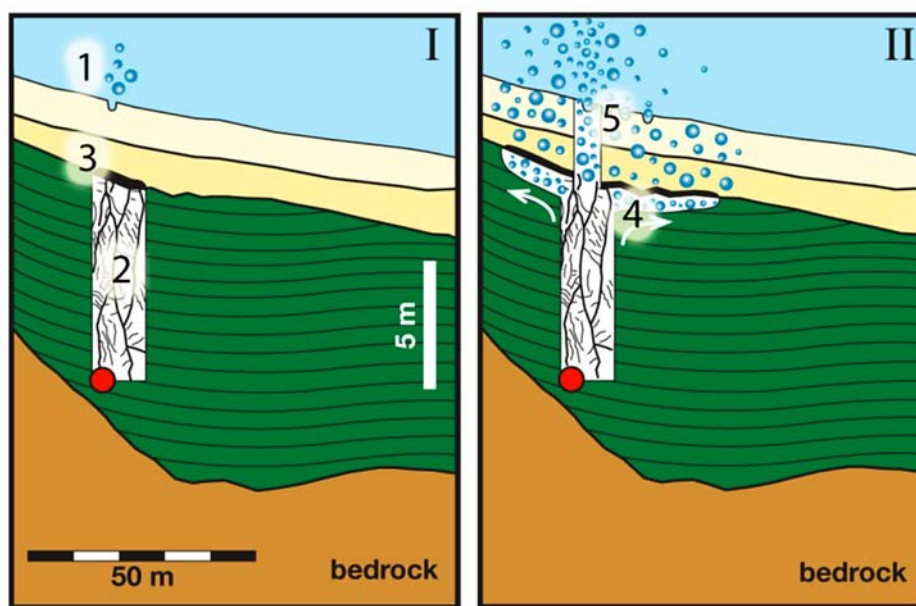


図 3.3-4 CO₂ 放出時の弾性波探査の結果で推定された CO₂ 流動の様子 (QICS Fact Sheet 9)
(I:CO₂ 放出初期, II:CO₂ 大量放出時, 赤丸は CO₂ 放出箇所)

CO₂ 放出前、放出中および放出停止後 12 か月間に渡り、化学センサ、気泡の音響調査やダイバーによるサンプル採取など様々な手法を組み合わせ、周辺海域の化学的・生物学的影響が評価された。CO₂ 放出開始後 33 日目に海底から湧出している CO₂ のフラックスをダイバーがバブルを集めて計測した結果、210kg/day の放出流量に対し、バブルとして湧出した CO₂ の量は 31.8kg/day であった。このことは、放出させた CO₂ の 15%がバブルとして海中に流出し、85%は海底下に留まっていることを示している。また、CO₂ の海中への漏出の早期段階では生物学的な影響は見られなかったが、漏出期間の終盤と漏出終了後の早い段階で微生物の多様性や海底に生息する生物群集構造の変化が観察され、地層 1cm 深位の微生物の遺伝子に変化があることが確認された。また、海底や海水中の化学的変化は CO₂ 漏出の停止直前近くで発生したことが確認された。しかし、これらの影響は CO₂ 漏出停止後 17 日以内に元の状態に戻り、長期間続くものではなく限定的であることが示された。

(3) 実験の成果

QICS の実海域における小規模 CO₂ 漏出実験により、漏出イベントの検出・モニタリング手法の有効性を検証するとともに、海底および海水中の物理、化学、生物学的環境への影響が詳細に調査された。この結果、人為的な海底下からの CO₂ 漏出による影響は極めて小さく、CO₂ の漏出が終わると短期間で回復することが示された。また、化学センサと気泡音響調査技術の組み合わせた計測により、海底からの CO₂ の漏出の検出が可能なことが示された。

これらの知見は CCS を安全に実施するために必要な基礎データとして活用が期待される。ただし、今回の結果は湾岸での小規模な CO₂ の放出であり、大量の CO₂ が漏出する場合は影響が大きくなると考えられる。一方、海域の海水流動も重要で、より強く海水が混合すれば CO₂ がより速やかに拡散し、影響はより小さくかつより速やかに回復する可能性もある。

参考文献

QICS web site: <http://www.bgs.ac.uk/qics/home.html>

Blackford, J., Stahl, H., Bull, J.M., Berges, B.J.P., Cevatoglu, M., Lichtschlag, A., Connelly, D., James, R.H., Kita, J., Long, D., Naylor, M., Shitashima, K., Smith, D., Taylor, P., Wright, I., Akhurst, M., Chen, B., Gernon, T.M., Hauton, C., Hayashi, M., Kaieda, H., Leighton, T.G., Sato, T., Sayer, M.D.J., Suzumura, M., Tait, K., Vardy, M.E., White, P.R., Widdicombe, S., Detection and impacts of leakage from sub-seafloor deep geological carbon dioxide storage. *Nature Climate Change* 4, pp.1011–1016, Doi:10.1038/nclimate2381, 2014.

Blackford, J., Bull, J.M., Cevatoglu, M., Connelly, D., Haughton, C., James, R.H., Lichtschlag, A., Stahl, H., Widdicombe, S., Wright, I.C., Marine baseline and monitoring strategies for carbon dioxide capture and storage (CCS). *International Journal of Greenhouse Gas Control* 38, pp.221–229. Doi:10.1016/j.ijggc.2014.10.004, 2015.

Taylor, P., Stahl, H., Vardy, M.E., Bull, J.M., Akhurst, M., Hauton, C., James, R.H., Lichtschlag, A., Long, D., Aleynik, D., A novel sub-seabed CO₂ release experiment informing monitoring and impact assessment for geological carbon storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 38, pp.3–17. Doi:10.1016/j.ijggc.2014.09.007, 2015.

QICS Fact Sheet 9: https://www.bgs.ac.uk/qics/factsheets/FS9%20migration_jan15.pdf

QICS Fact Sheet 5: https://www.bgs.ac.uk/qics/factsheets/FS5_jan15.pdf

3.3.2 インドネシアにおける事例

(1) プロジェクトの背景と目的

インドネシアは、2 億 5000 万人という世界第 4 位の人口を抱え、年率 4~6%の経済成長を続ける東南アジア最大の経済大国である。そのため、資源大国インドネシアにおいても、国内の成長を支えるための天然資源やエネルギーの開発が国家としての至上命題となっている。しかしながら、国内の油田は生産量が減退する傾向にあり、2004 年には石油輸出国から輸入国にならざるを得ない状況になった(Kadir et al, 2012)。また、インドネシアの天然ガスは CO₂ の含有量が多いため、開発の急増は大気中に放散される CO₂ の急増につながる懸念されている。インドネシアも 2015 年の COP21 におけるパリ協定では 2030 年までに 29%の CO₂ を削減することを宣言しており、今後の天然ガス開発の増加に伴う随伴 CO₂ の処理が大きな課題となっている。

CCS は大量の CO₂ を削減できる技術としてインドネシアでも期待されているが、一方で、インドネシアでは、減退した油田の増進回収 (EOR) の方法の 1 つとして、天然ガス田の開発で発生した大量の CO₂ を EOR に利用することも考えられている (Gunadi et al., 2005)。しかしながら、国内では CO₂ を地下に圧入、モニタリングしたという実績がないため、それらの技術の導入・開発に対する強いニーズがある。そこで、ここで紹介する JST (科学技術振興機構) と JICA (国際協力機構) の共同研究開発プロジェクトである SATREPS (地球規模課題対応国際科学技術協力プログラム) (科学技術振興機構, 2016) は、そのニーズに応えるとともに、地球温暖化という国際的課題を解決することを目的として、日本とインドネシアが共同で CCS に関する技術開発を行うことを提案した (松岡, 2015)。具体的には、日本の京都大学を中心とする大学、研究機関、民間企業とインドネシアのバンドン工科大学を中心とする大学、研究機関ならびに国営石油会社であるプルタミナ社とが共同で、同社が新しく生産を始めた中部ジャワ州のグンディガス田から発生する CO₂ の一部を利用して、分離・回収、輸送、貯留・モニタリングの一連のプロセスに関わる研究開発を行うこととした。本プロジェクトは、SATREPS プロジェクトとしては 2012 年から 5 年計画で進められているが、2016 年にはアジア開発銀行 (Asian Development Bank: ADB) からの新たな支援が決まり、2022 年までの予定で研究開発が進められる計画である。

(2) 研究の内容とこれまでの成果

本プロジェクトは、CCS に関わる技術の研究開発を主眼としたパイロットプロジェクトである。そのため、圧入する予定の CO₂ も 2 年間で 20,000 トン (約 30 トン/日) と小規模であり、3.1 節で紹介された日本の長岡でのパイロットプロジェクトと同規模である。本プロジェクトでは、実フィールドを使って、CO₂ の分離・回収、輸送、地下貯留、モニタリングの一連のプロセスに関連する技術開発や作業を実施し、最終的には CCS 事業を実施する際に参考にできる作業標準書 (SOP: Standard Operation Procedures) をまとめることを目的としている。そのため、CO₂ の圧入前と圧入後をそれぞれフェーズ 1 と 2 に分け、技術開発を進めている。2016 年 9 月時点ではフェーズ 1 がほぼ終了した段階である。以下にその概要を述べる。詳細については、JST のホームページ (科学技術振興機構, 2016) に各年度の成果報告書が公開されているので、それを参照いただきたい。

本プロジェクトを実施しているグンディガス田は、インドネシアの中部ジャワ州に位置する (図 3.3-5)。プルタミナ社が所有するこのガス田では、2014 年から生産が始まり、1 日当たり約 60 百万立

本プロジェクトでは、圧入した CO₂ のモニタリング技術については予め検討を行った上で、必要な観測機材の導入やシミュレーションによるモニタリング性能の検討などを行った。表 3.3-1 に計画しているモニタリング技術を示す。本プロジェクトでは CO₂ の圧入量が少ないため、単独の手法での CO₂ の検知は難しいと考え、通常の測定・解析に加え、地震探査と組み合わせた電磁法探査や重力探査データの複合解析、光ファイバーケーブルを利用した VSP、連続重力測定、干渉法を利用した微小地震データの解析等の研究的な試みを実施し、その適用性を評価する予定である。現在(2016 年 9 月)、圧入前のベースライン探査はほぼ終了しており、今後、圧入中に 3 回、圧入終了後に少なくとも 1 回のモニタリングを計画している。

表 3.3-1 適用予定のモニタリング技術

手法	測定方法（繰り返し，または連続測定）
地震探査 (地震観測)	反射法地震探査（疑似 3 次元反射法地震探査）
	VSP (Vertical Seismic Profiling)
	微小地震観測（浅孔での孔内観測）
電磁法探査	時間領域電磁法
重力探査（測定）	連続重力測定(g-Phone による連続測定) 重力探査（通常の面的探査）
リモートセンシング	InSAR による地表面変動解析
地球化学的調査	地表・土壌 CO ₂ ガスの測定

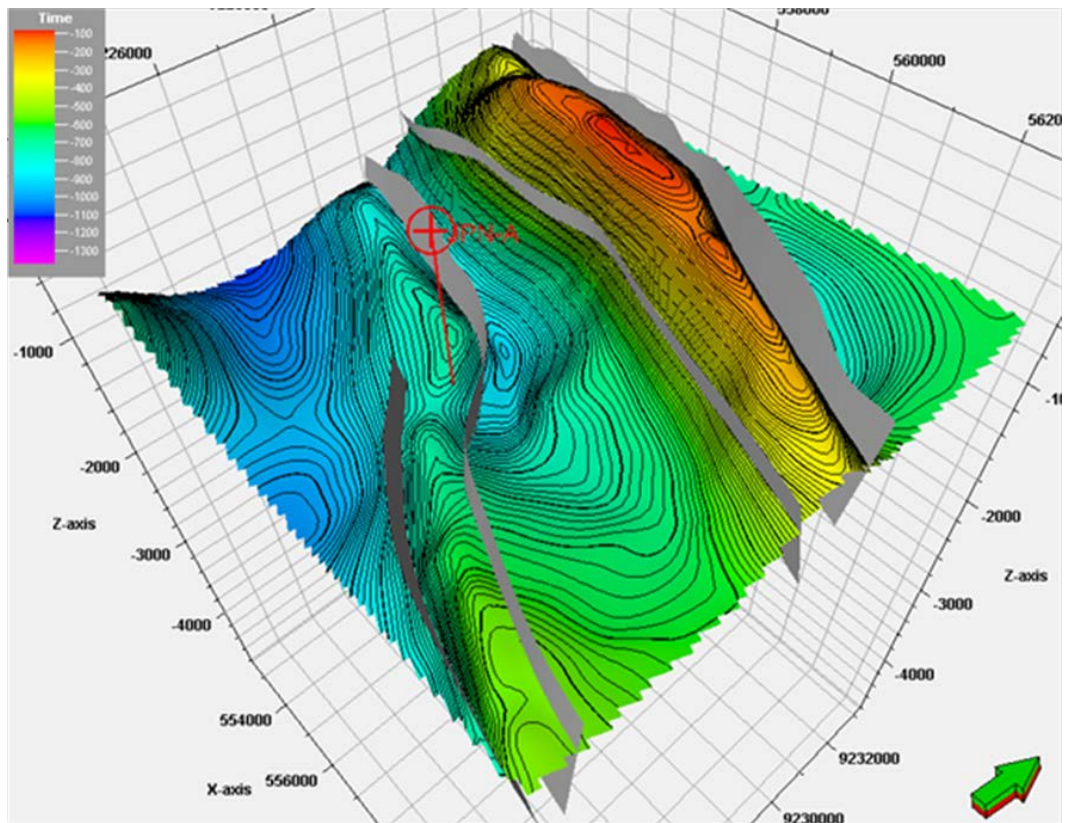


図 3.3-6 CO₂貯留層の3次元地質構造モデル（JPN-A が圧入予定井の位置）。
コンターは貯留層の上面の深度を表している（暖色系が浅く，寒色系が深い）
（Santoso and Kadir, 2016）。

上記のような技術的内容に関する研究に加えて，本プロジェクトでは CCS の実用化にとって不可欠な法整備に関する検討や社会的受容性に関する様々な試みも行っている．特に，後者については，プロジェクトサイトを管轄する自治体の関係者を招いたシンポジウムや見学会等を日本およびインドネシアの双方で実施し，CCS に対する理解促進を図るとともに，今後の設備建設や CO₂ の圧入，モニタリング作業の円滑な実施に向けた準備を進めている．

(3) 今後の予定

本プロジェクトは，SATREPS から ADB のプロジェクトに切れ目なく継続される予定である．今後は，上述したフェーズ2の段階に進み，分離・回収設備の設計および建設が行われ，完成後 CO₂ の圧入が 2 年間継続される予定である．モニタリングは，圧入前に実施したベースライン探査を基準に，圧入中に 3 回程度，圧入後に少なくとも 1 回予定している．圧入終了後の CO₂ の状態を把握することは，サイトの閉塞を判断する上でも重要であるので，圧入終了後 1 年以上経過した段階で実施する予定である．最終的には，フェーズ 1 及び 2 の結果をもとに，作業標準書(SOP)をまとめ，インドネシア国内はもとより，今後 CCS が多くのサイトで実施されると想定される東南アジア各国にも普及・拡大を図っていく予定である．

引用文献

- Kadir, W.G.A., Sule, R., Alawiyah, S., Setianingsih, Santoso, D., Wiarto, D.S., Tamba, R., Sasongko, Widiyanto, E. and Matsuoka, T. (2012): First pilot study of CO₂ sequestration in Indonesia, Proceedings of HAGI 2012.
- 科学技術振興機構 SATREPS Website (2016): <http://www.jst.go.jp/global/>.
- Gunadi, B., Suarana, I.P., Marhaendrajana, T. (2005): Gas injection programs in Pertamina West Java to obtain better recovery: Field screening, laboratory and a simulation study, SPE International Improved Oil Recovery Conf. in Asia Pacific 2005, Malaysia.
- Santoso, D. and Kadir, W.G.A.(2016): Presentation materials at International Symposium on CCS -Present and Future-, Tokyo.
- 松岡俊文(2015) : インドネシアジャワ州グンディガス田における CCS パイロットプロジェクト, 化学工学, 79, 851-855.

4. CCS コスト試算の事例調査

4.1 はじめに

CCS は CO₂ の排出源、分離・回収技術、輸送方法、地中貯留の対象の相違により多様なシステム構成がありうる(図 4.1-1). さらに CO₂ 地中貯留においては貯留層が陸域あるいは海域に分布する場合、海域に分布する貯留層であっても沿岸付近であれば大偏距坑井などで貯留層にアクセスする場合があり、コストはそれぞれ異なる(図 4.1-2). このため全体システムの構成に応じて CCS コストは大きく変化する. したがって、コストの数値、例えば単位 CO₂ 当たりの CCS コストの金額(円/t-CO₂ など)がどのような全体システム構成を前提としたものかを理解しておくことが必要となる. なお、海域に分布する貯留層への CO₂ 船舶輸送については 5.1.3 項と 6.4 節に詳しく記載されているのでご参照願いたい.

ここでは全体システムを下記のように想定した上で(図 4.1-1 の赤丸で囲った部分), コスト構造(4.2 項), コスト試算事例(4.3 項), 大きなコスト感応度を有する要素(4.4 項)について既存の文献に基づく整理を試みる.

○ 全体システムの想定

- ・ 分離・回収: 火力発電における燃焼後回収・燃焼前回収・酸素燃焼を想定
- ・ 輸送: 海域のパイプライン・船舶輸送を想定
- ・ 地中貯留: 海域に分布する帯水層を想定 (沿岸域からの大偏距坑井を含む)

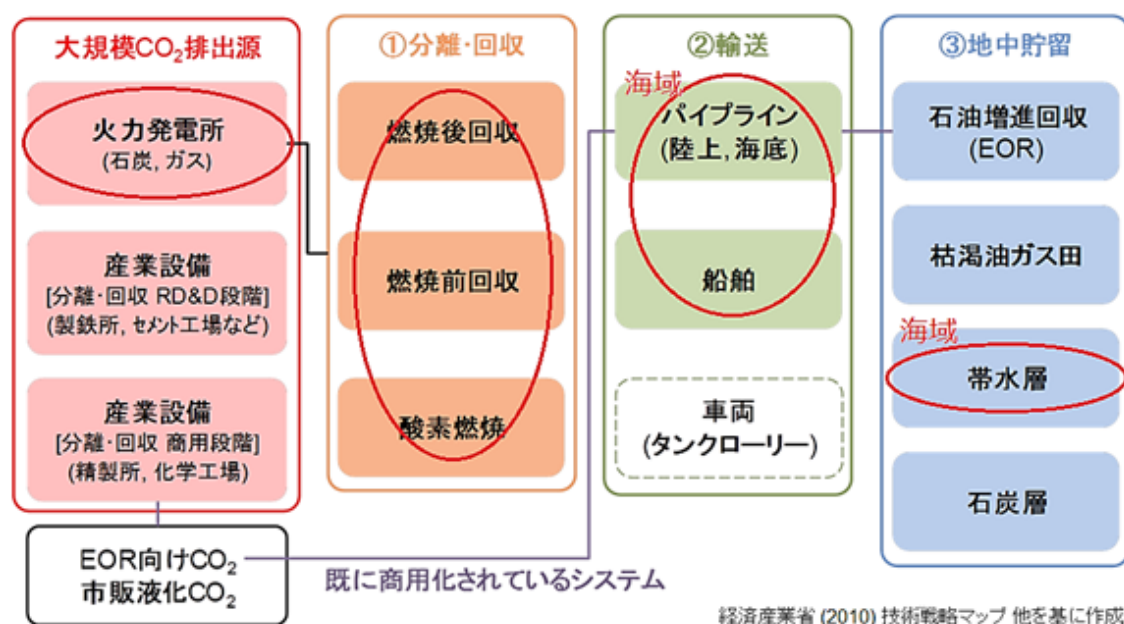


図 4.1-1 主な CCS 全体システム構成

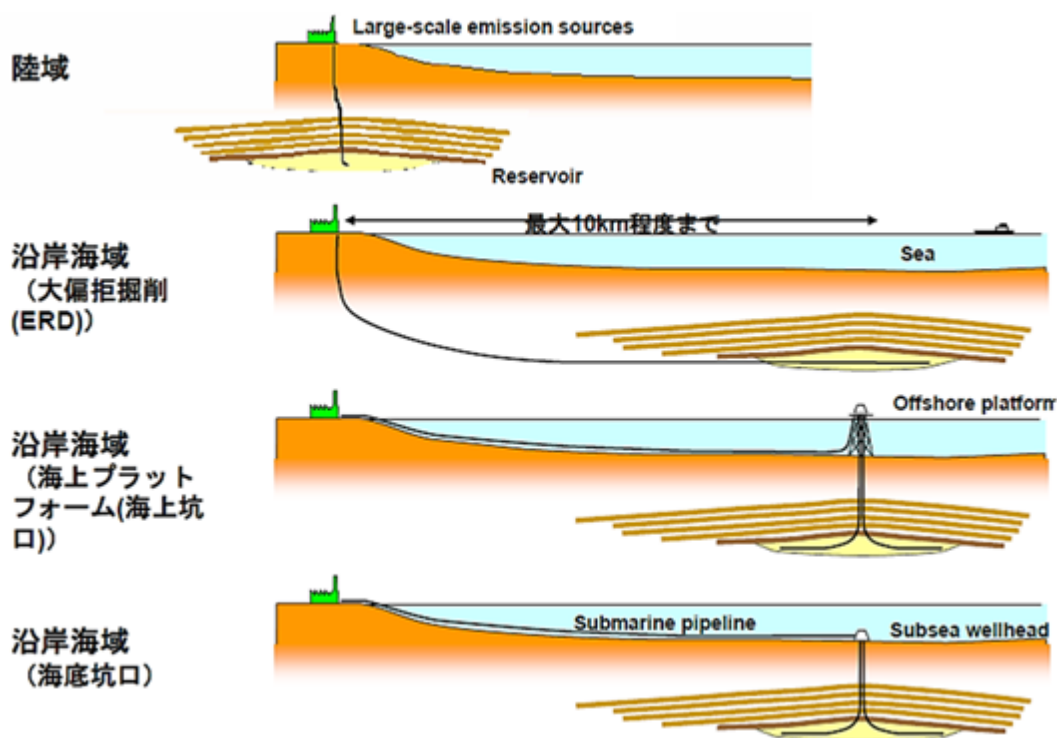


図 4.1-2 排出源から貯留層へのアクセス (概念図の例) (秋元, 2006)

4.2 CCS のコスト構造

CCS のプロセスは CO₂ 分離・回収(火力発電コストを含む), 輸送, 地中貯留の 3 つに大別される。これら 3 つのプロセスにおけるコスト要因は相互に影響している。例えば, 火力発電所側では電力需給に応じた稼働率の変動や点検・補修などの実施により排出される CO₂ 量が変化する。このため, 排出される CO₂ 量の変化に対応できるような輸送・地中貯留側の設備設計・運用・CO₂ 圧入運転などが求められる。一方, 輸送, 特に船舶輸送では海象条件により船舶の運航などに制限の発生する可能性がある。また, 地中貯留側でも, 例えば貯留層内の圧力上昇が想定以上に大きくなりそのような場合などには CO₂ の受入が短期的に制限される可能性も考えられる。

上記のような制限条件はコスト想定に反映すべき要素ではあるが, このような条件を考慮して全体システムの設計・運用を最適化し, CCS コストを想定した文献はほとんどない。このため, 本項では分離・回収, 輸送, 地中貯留プロセスの相互のコスト影響については記述しないこととした。

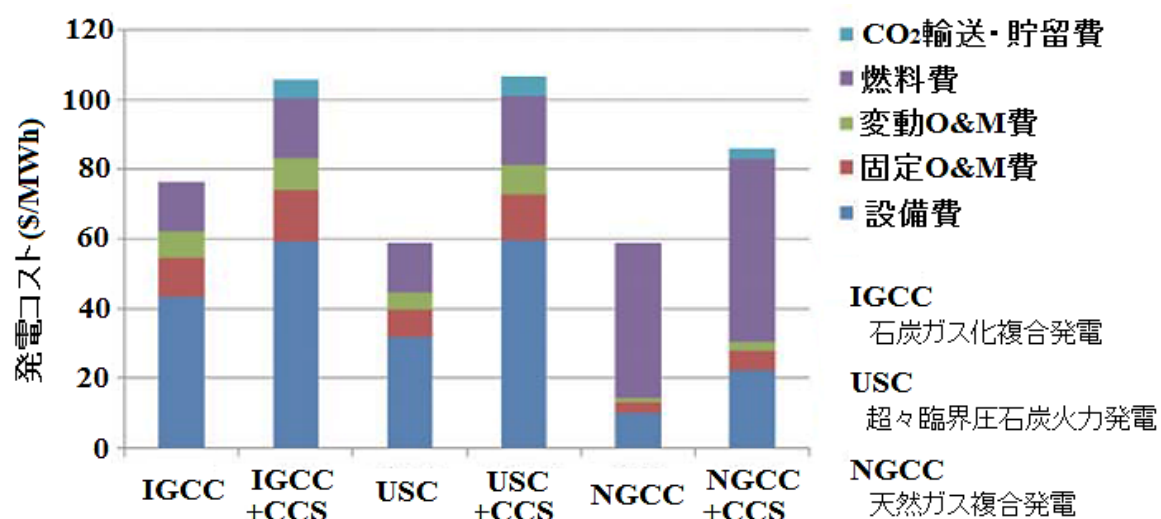
化石燃料による火力発電と CCS の組合せを想定したコストの構造については IEA Greenhouse Gas R&D Programme (IEA GHG) の報告書によくまとめられている(IEA GHG, 2013)。以下の記載は主にこの報告書に基づいている。

4.2.1 前提条件など

火力発電設備を含む CCS 設備の性能とコストは前提条件の設定内容に大きく左右される。したがって CCS コストを何らかの形で報告する場合は, その前提条件とセットにするべきである。例えば図 4.2-1 には良い報告例(上側)と悪い報告例(下側)が示されている。良い報告例では主要なコスト構成とともに重要な前提条件が併記されている。具体的には, 図 4.2-1 の上側のようにコスト構成項目である設備費(資本費), 固定 O&M 費(operation and maintenance), 変動 O&M 費, 燃料費, CO₂ 輸送・

貯留費とその構成比率が図中に明示されるとともに、前提条件である石炭・ガス価格や発電設備の稼働率(仮定値)が表記されている。

IEA GHG 2013ではCCSコストに関して報告書、論文、プレゼンテーション資料で提示すべき情報項目を表 4.2-1, 表 4.2-2 のようにまとめている。提示すべき情報項目の内、特に重要な情報は「プレゼンテーション資料」で提示する項目として整理されている。なお、輸送については陸上パイプラインのみを想定したものとなっている点に留意が必要である。



主要前提条件

瀝青炭価格 \$1.6/GJ (LHV), ガス価格 \$7/GJ (LHV), 設備稼働率90%, CO₂輸送・貯留価格 \$6/t

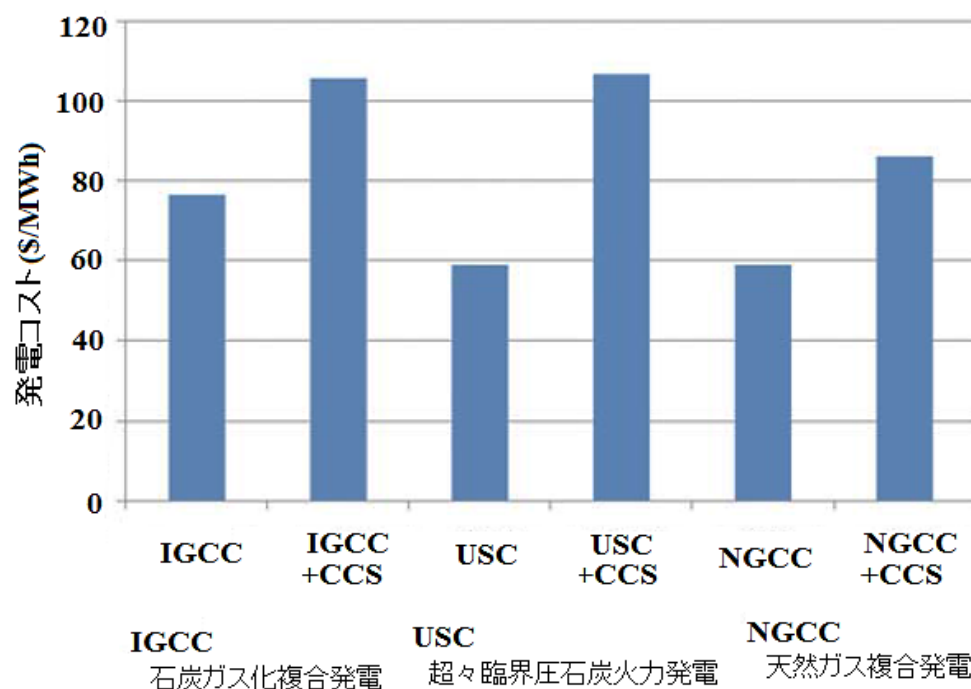


図 4.2-1 CCS コストの報告例 (上側: 良い例, 下側: 悪い例) (IEA GHG, 2013)

表 4.2-1 CCS コストの報告などにおいて提示すべき情報(その 1) (IEA GHG, 2013)

Information Needed	Reports	Papers	Presentations
Power plants without CO₂ capture (reference/base line plants)			
Battery limits	X		
Fuel type (class of hard coal, lignite, gas)	X	X	X
– Moisture and ash contents	X	X	
– LHV and HHV. (state "as received", dry matter, dry and ash free).	X	X	
– Definition of LHV	X		
Power plant type (e.g. PF, BFB, CFB or NGCC)	X	X	X
– Steam parameters (pressures/temperatures)	X	X	
– GT-class (e.g. F-class, H-class)	X	X	
– Gasifier type (for IGCC)	X	X	
Plant location type (immediate to port, inland)	X	X	
– Ambient conditions (ISO, other conditions)	X	X	
Cooling water (cooling tower or once through sea/lake/river water)	X	X	
Plant capacity (MW electric)			
– Gross (to define boiler/GT size class)	X	X	X
– Net	X	X	X
Net electric efficiency and/or heat rate (state if based on LHV or HHV)	X	X	X
CO ₂ emissions (per MWh net electricity or per MWh fuel; state if LHV or HHV)	X	X	X
Environmental control requirements (for major pollutants)	X	X	X
In addition to the above, for power plants with CO₂ capture			
Plant capacity (is the boiler/GT capacity or the gross or net output the same as the reference plant)	X	X	
Type of concept for power plant with CO ₂ capture; e.g. post-combustion, oxy-fuel, IGCC with pre-combustion	X	X	X
Capture technology (e.g. MEA, advanced amine, chilled ammonia, Selexol etc or solid absorption/desorption process)	X	X	X
Delivered captured CO ₂ :			
– Pressure, temperature	X	X	
– Purity requirements anticipated (at least state if sufficient for transport in carbon steel pipelines or ships)	X		
Captured CO ₂ per MWh net electricity or per MWh fuel (state if LHV or HHV), or "capture rate" (% of produced CO ₂)	X	X	X
Capital costs			
Type of plant, e.g. first-of-a-kind, N th -of-a-kind	X	X	X
Year and currency of cost estimate	X	X	X
EPC, TPC or similar:	X		
– Minimum is a "lump sum" cost, plus define:	X		
o Which major process units, buildings, construction and other major cost items are included	X		
o Method used, e.g., "EPC" bids for major process units, step-count exponential costing method, etc.	X		
– Cost breakdowns if available	X		
Owner's costs:	X		
– Minimum is a "lump sum" cost, plus define:	X		
o Which major cost items are included here; e.g. own engineering, planning and project management, commissioning/start-up costs, working capital	X		
o Method used; e.g. "EPC" bids for major process units, step-count exponential costing method	X		
– Cost breakdowns if available	X		
Contingencies	X		X
– Project contingency (% of EPC, TPC w/o contingencies or similar)	X	X	
– Process contingency for novel processes (if included)	X	X	

表 4.2-2 CCS コストの報告などにおいて提示すべき情報(その 2) (IEA GHG, 2013)

Information Needed	Reports	Papers	Presentations
Resulting "Overnight Cost"	X	X	X
Interest and escalation (if applied) during construction/capital expenditure period;	X		
– Number of years and distribution of investment during construction period	X		
– Escalation rate (if applied)	X	X	X
O&M costs (excluding CO₂ transport and storage)			
Fixed O&M costs (per kW electricity gross or net, per kW fuel or % of investment or yearly cost)	X	X	
– Minimum is a "lump sum" cost, plus define:	X		
o Which cost items are included; e.g. personnel & administration, insurances, property taxes, maintenance.	X		
o Method/basis used	X		
– Cost breakdown if available	X		
Variable O&M costs excluding fuel costs (per MWh electricity gross or net, or per MWh fuel)	X	X	
– Minimum is a "lump sum" plus define:	X		
o Which cost items are included; e.g. consumables (besides fuel), maintenance that is considered as being a function of produced electricity/fired fuel in boiler or gas turbine	X		
o Method/basis used	X		
– Cost breakdown if available	X		
CO ₂ emissions cost per tonne (if included)	X	X	X
CO₂ transport and storage			
Overall net cost per tonne of CO ₂ stored, with breakdown into transport and storage if available;	X	X	X
– Transport			
o Pipeline distance and capacity, onshore or offshore	X	X	
o Booster compression power (if required)	X	X	
o If ship transport is used, distance and capacity			
o If ship transport is used, distance and capacity	X	X	
– Storage			
o Type (e.g. depleted oil or gas field, EOR/EGR, saline reservoir etc)			
o Cost (per tonne of CO ₂ stored or capital and O+M costs)	X	X	
o Pre-injection reservoir identification and appraisal costs	X	X	
o Post injection monitoring costs	X	X	
o EOR/EGR revenue/ tonne of CO ₂ (specify oil or gas price assumption)			
Cost of electricity (COE)			
State whether levelized or first-year (or other)	X	X	X
Method/approach used; also state if calculation uses real (constant money) values or nominal (current money) values	X	X	X
Interest rate/discount rate/WACC (weighted average cost of capital); also state if real or nominal	X	X	X
Inflation and other price escalation rates assumed.	X	X	X
Economic lifetime	X	X	X
Capacity (load) factor/equivalent full load operation hours	X	X	X
Fuel prices:			
– Basis; e.g. projections to certain year(s) (with sources), current delivery prices to plants.	X		
– Prices used, per GJ or MWh fuel (state HHV or LHV)	X	X	X
CO₂ avoidance costs			
State and define reference case	X	X	X
Define how CO ₂ avoidance cost is calculated	X	X	

4.2.2 火力発電設備の資本費，運用・保守費の表示方法

火力発電設備の資本費(capital cost)および設備の運用・保守費(O&M cost)については、どのようなコスト項目が含まれているかを明示する必要がある。

資本費については、含まれるコスト項目の範囲に応じて、設備原価 (Bare Erected Cost: BEC)、設備費総額 (Total Plant Cost: TPC)、資本原価総額(Total Overnight Cost: TOC)、所要資本費総額 (Total Capital Requirement: TCR)の 4 段階で区分することが提案されている(表 4.2-3)。同様な区分は米国エネルギー省国立エネルギー技術研究所の報告書 (US DOE/NETL, 2015) でも行われている。

また、保守・運用費については、固定費と変動費を分けて表示することを勧めている(表 4.2-4)。なお、ここでは輸送、地中貯留のコストは保守・運用の変動費に組入れられている。

表 4.2-3 火力発電設備の資本費の表示方法案 (IEA GHG, 2013)

Capital Cost Element to be Quantified	Sum of All Preceding Items Is Called:	Comments
Process equipment Supporting facilities Labor (direct & indirect)		Includes all materials and sales tax (if applicable) On-site facilities needed for the project
	Bare Erected Cost (BEC)	
Engineering services		
	<i>Engineering, Procurement & Construction (EPC) Cost</i>	An optional intermediate cost measure of use to some organizations
Contingencies: • process • project		
	Total Plant Cost (TPC)	
Owner's costs: • Feasibility studies • Surveys • Land • Insurance • Permitting • Finance transaction costs • Pre-paid royalties • Initial catalyst & chemicals • Inventory capital • Pre-production (startup)		This group of owner costs includes items common to a plant or process installation (although the magnitude of cost may vary from case to case)
• Other site-specific items unique to the project (such as unusual site improvements, transmission interconnects beyond busbar, economic development incentives, etc.)		These owner costs include items that are unique to a particular project. They may include items sometimes referred to as "outside the battery limits" (OSBL).
	Total Overnight Cost (TOC)	
Interest during construction (IDC) Cost escalations during construction		
	Total Capital Requirement (TCR)	

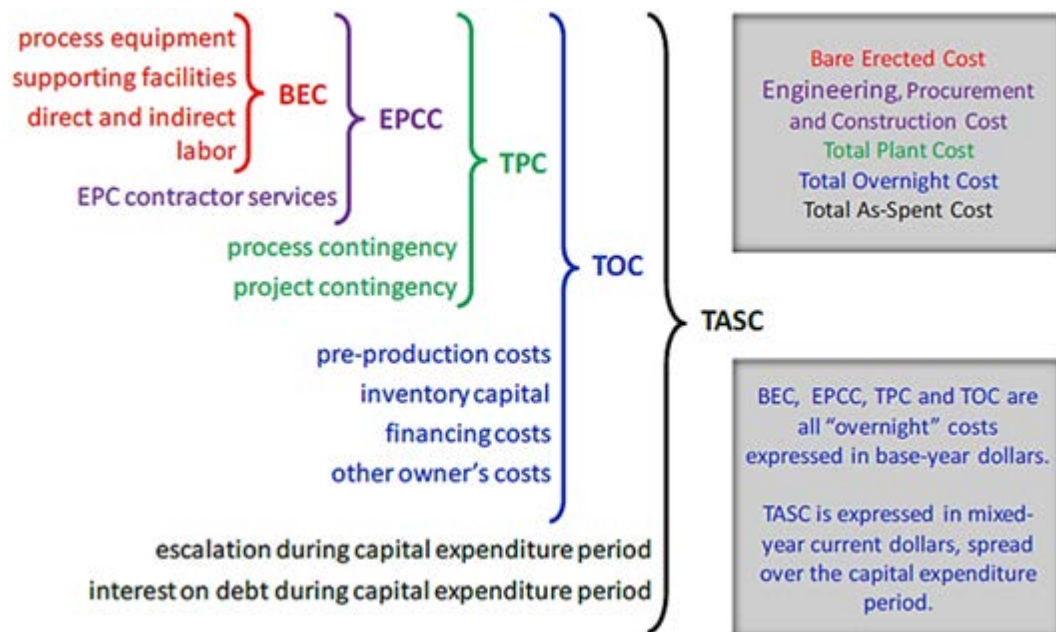


図 4.2-2 資本費の区分レベル (US DOE/NETL, 2011)

表 4.2-4 火力発電設備の運用・保守費の表示方法案 (IEA GHG, 2013)

Operating & Maintenance Cost Item to be Quantified	Sum of All Preceding Items is Called:	Comments
Operating labor		
Maintenance labor		
Administrative & support labor		
Maintenance materials		
Property taxes		
Insurance		
	Fixed O&M Costs	
Fuel		
Other consumables, e.g.: • catalysts • chemicals • auxiliary fuels • water		Includes all materials used in proportion to kWh generated (itemized for each project)
Waste disposal (excl. CO ₂)		
CO ₂ transport		May also be capital cost items, depending on project scope
CO ₂ storage		
Byproduct sales (credit)		
Emissions tax (or credit)		Fee paid (or credit received) per unit of emissions, with or without CCS (if applicable)
	Variable O&M Costs	

4.2.3 CO₂ 地中貯留のコスト構成

IEA GHG 2013 では地中貯留のコスト構成が詳細に述べられていないが、コスト想定を行う上で考慮すべき事項として表 4.2-5 に挙げる項目が示されている。ただし、この表は陸域に分布する貯留層を想定したものである。

表 4.2-5 地中貯留のコスト想定において考慮すべき項目 (IEA GHG, 2013)

<p>Geologic Storage Site (onshore):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Type of geologic storage site (e.g., saline aquifer, depleted oil/gas field, EOR site) and its structural setting (e.g., domal, anticline, flat) • Design life (years) • Initial screening of multiple sites followed by characterization of the selected site(s) needed to establish/estimate: <ul style="list-style-type: none"> – Field/reservoir capacity (Mt stored CO₂) – Number of injection wells needed – Well depth – Geographic extension – Legacy wells (if depleted oil/gas field) – Number of new exploration and observation wells • Well class (e.g., in the U.S., Class VI for storage and Class II for EOR) • Requirements for monitoring, measurement and verification (MMV) during periods of site characterization, injection/operation, and post-closure (e.g., as specified in the U.S. for well Class VI) including: <ul style="list-style-type: none"> – Legal/regulatory requirements for objectives of monitoring (as in EU), as well as more specific requirements, e.g., for MMV technologies (2D, 3D, 4D seismic, monitoring wells), their spatial extent and density, and frequency of measuring campaigns. – Requirements imposed by industrial stakeholders • Decommissioning of injection wells and monitoring wells (after post-closure) • Liability transfer (to authorities after approved closure of operation)

また、米国環境保護庁は CO₂ 圧入井の設置、運用、管理に係る規則(US EPA 2008a, 2.3.1 節(4) 参照)を制定・施行するに当たり、規則の経済的影響度の評価の一環として、地中貯留のコスト内容を検討している(US EPA 2008b, US EPA 2010)。これも陸域に分布する貯留層を想定した内容となっているが、コストを構成する項目として以下の 8 項目を挙げている。

- Site Characterization
- Area of Review and Corrective Action
- Injection Well Construction
- Mechanical Integrity Tests
- Monitoring
- Injection Well Operation
- Well Plugging and Post-Injection Site Care (PISC)
- Financial Responsibility

4.2.4 コストの表示方法

(1) 単位電力量当たりのコストとして表示する方法 (例: 円/kWh)

化石燃料発電設備の設備寿命にわたる発電コストを平準化して単位電力量当たりの金額として表示する方法. 異なる電源の発電コストを比較する際に用いられることが多い. コストの算出方法は IEA, OECD/NEA (2010)において定義されている. Levelized Cost of Electricity の頭文字をとって「LCOE (均等化発電原価)」と表される. 式では以下のように表記される.

$$(LCOE) = \frac{\sum_t ((Investment_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + Decommissioning_t) \times (1+r)^{-t})}{\sum_t (Electricity_t \times (1+r)^{-t})}$$

ここで

$Electricity_t$: “ t ”年における年間発電電力量

$(1+r)^{-t}$: “ t ”年における割引率

$Investment_t$: “ t ”年における投資コスト

$O\&M_t$: “ t ”年における運用・保守費

$Fuel_t$: “ t ”年における燃料費

$Carbon_t$: “ t ”年における炭素価格

$Decommissioning_t$: “ t ”年における閉鎖・撤去費

(2) 単位 CO₂ 当たりのコストとして表示する方法 (例: 円/t-CO₂)

CCS のコストを実質的に削減される CO₂ の単位重量当たりの金額として表示する方法. IPCC の特別報告書(IPCC, 2005)で提案されたものであり, 現在では広く用いられている.

化石燃料発電においては CO₂ 分離・回収設備が付設されることで設備全体の運用に必要なエネルギー消費量(燃料消費量)が増加する. これに伴い CO₂ 排出量も増加する. したがって CCS なしの化石燃料発電と比べた場合の実質的な CO₂ 排出削減量(CO₂ avoided)は CO₂ 分離・回収量(CO₂ captured)より少ないことに留意が必要である(図 4.2-3). 式では以下のように表記される.

$$\text{CCS コスト (円/t CO}_2\text{)} = \frac{(LCOE)_{CCS} - (LCOE)_{ref}}{(t \text{ CO}_2/\text{MWh})_{ref} - (t \text{ CO}_2/\text{MWh})_{CCS}}$$

ここで

$(LCOE)_{ref}$: CCS なしの化石燃料発電コスト(LCOE)

$(LCOE)_{CCS}$: CCS 付設の化石燃料発電コスト(LCOE)

$(t \text{ CO}_2/\text{MWh})_{ref}$: CCS なしの化石燃料発電における CO₂ 排出原単位(図 4.2-3 参照)

$(t \text{ CO}_2/\text{MWh})_{CCS}$: CCS 付設の化石燃料発電における CO₂ 排出原単位(図 4.2-3 参照)

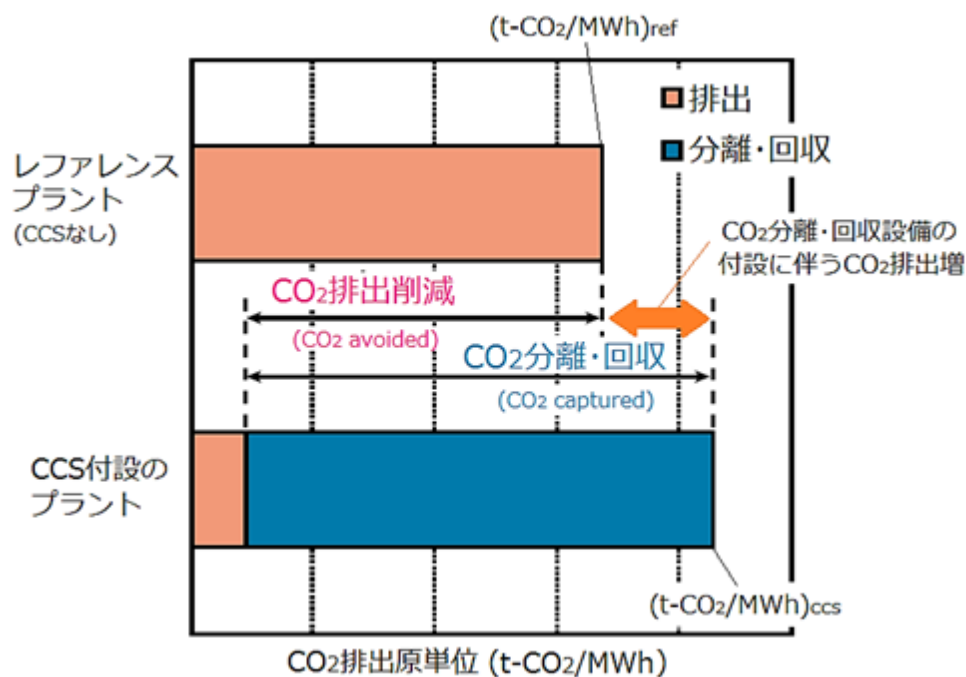


図 4.2-3 化石燃料発電における CCS による CO₂ 排出削減コストの概念
(IPCC, 2005 に加筆)

4.3 コスト試算事例

4.3.1 RITE の試算事例

2005 (平成 17) 年度に RITE がとりまとめた「二酸化炭素地中貯留技術研究開発 成果報告書」の第 3 編 総合評価 第 3 章 有効性評価 3.3 地中貯留のコスト評価では次のように試算されている。

(1) 主な前提条件

新設の石炭火力発電, CO₂ 分離・回収, 昇圧の前提条件とコストは表 4.3-1 のように想定されている。輸送は陸域/海域のパイプライン輸送のみが想定されている。主要な前提条件は表 4.3-2 のとおり。また, 地中貯留における条件設定は表 4.3-3, 表 4.3-4 のとおりである。

表 4.3-1 新設石炭火力からの分離・回収・昇圧コスト (RITE, 2006)

項目	単位	新設火力発電所	解 説	
リファレンスプラント				
運転率	%	85	IPCC特別報告書の引用文献であるImprovement in Power Generation with Post-Combustion Capture of CO ₂ IEA-GHG PH4/33 (2004)に準拠 1\$=115円で計算	
年間運転時間	hr/y	7,446		
発電端出力	MW	830		
発電端効率 LHV	%	48.3		
送電端出力	MW	758		
送電端効率 LHV	%	43.9		
石炭使用量 LHV	GJ/hr	6,203		
固定費	百万円/年	6,530		
変動費(燃料以外)	百万円/年	743		
設備費	百万円	106,490		
石炭価格	円/t	7,000	2005年5月財務省貿易統計	
熱量当たりの石炭価格 LHV	円/GJ	242.9	上記を熱量28,819KJ/kg LHVで除する	
排出係数 LHV	kg-CO ₂ /MJ	0.09542	環境法施行令	
発電コスト (COE) _{ref}	円/kWh	4.97	年経費率9% COE = [(設備費 × (年経費率) + (固定費) + (石炭使用量) × (石炭価格) × (年間運転時間) + (変動費)] / [(年間運転時間) × (送電端出力)]	
排出CO ₂ 原単位 (CO ₂ /kWh) _{ref}	t-CO ₂ /MWh	0.781	(排出係数LHV) × (石炭使用量) / (送電端出力)	
分離回収プラント(回収+昇圧付き)				
■エネルギー消費				
熱	必要熱量	MJ/t-CO ₂	3,000	KS-1使用時の熱負荷, MHI2005
	電力ロス係数	kWh/MJ	0.052	発電所蒸気システムからの抽気, Rao2004の最大値を採用
	抽気による発電ロス	kWh/t-CO ₂	156	(必要熱量) × (発電ロス係数)
動力	動力原単位	kWh/t-CO ₂	28.4	3,600kW × 7900hr / (百万t-CO ₂) MHI2005
昇圧	原単位 (→7MPa)	kWh/t-CO ₂	115	13,500kW × 8497hr/y / 100万t = 114.7 NSC2005
圧入	原単位 (5.5→10MPa)	kWh/t-CO ₂	16	NSC2005
発電ロス合計		kWh/t-CO ₂	315.4	
■送電端出力	MW	716	(リファレンスプラント送電端出力) - (発電ロス合計) × 100万t-CO ₂ / (年間運転時間)	
■回収CO ₂ 量	千t-CO ₂ /年	1,000		
■時間当たりの回収CO ₂ 量	t-CO ₂ /h	134		
■発電プラント費用	百万円/年	28,076	リファレンスプラント費用合計	
■分離回収費用				
吸収液	原単位	千t/年	0.490	SO _x 濃度1ppm時の吸収液損失: 0.32kg/t-CO ₂ MHI2005 吸収液でのSO ₂ 反応率99.5%, 1モルSO ₂ に対しMEA2モルが反応、よって2 × 61/64 = 1.9重量比のアミンが減少。 CO ₂ 回収率: 90%, CO ₂ 濃度12.4%, SO _x 10ppmのガスを処理する場合のアミン減少量は 100万t/0.124/0.9 × 10 / 1000,000 × 1.9
	単価	円/kg	880	MHI2005
	費用	百万円/年	431	
設備	設備投資額(分離回収)	百万円	7,808	9300百万円(2005年, 127t-CO ₂ /h処理ベース) MHI2005 9300 / 1.23 × (134 / 127) ^{0.6}
	設備固定費	百万円/年	703	(設備投資額) × 9%
	修繕費	百万円/年	251	(設備投資額) × 3.22% (固体取り扱いを含むため修繕費高)
分離回収費用		百万円/年	1,386	
■昇圧費用				
設備	設備投資額	百万円	2,106	2400百万円(2005年, 118t-CO ₂ /h処理ベース) NSC2005 2400 / 1.23 × (134 / 118) ^{0.6}
	設備固定費	百万円/年	190	(設備投資額) × 9%
	修繕費	百万円/年	63	(設備投資額) × 3%
昇圧費用		百万円/年	253	
発電コスト (COE) _{Capture}	円/kWh	5.58	COE = [(発電プラント費用) + (分離回収費用) + (昇圧費用)] / (送電端出力) _{Capture}	
排出CO ₂ 原単位 (CO ₂ /kWh) _{Capture}	t-CO ₂ /MWh	0.639	[(排出係数LHV) × (石炭使用量) - 100万t-CO ₂ / (年間運転時間)] / (送電端出力)	
分離回収・昇圧コスト(Capture)	円/t-CO ₂	3,207	Cost of CO ₂ Captured (US\$/tonne CO ₂) = [(COE) _{Capture} - (COE) _{ref}] / (CO ₂ Captured/kWh)	
分離回収・昇圧コスト(Avoided)	円/t-CO ₂	4,256	Cost of CO ₂ Avoided (US\$/tonne CO ₂) = [(COE) _{Capture} - (COE) _{ref}] / [(CO ₂ /kWh) _{ref} - (CO ₂ /kWh) _{Capture}]	

表 4.3-2 パイプライン設備費 (100 万 t-CO₂/年, 陸上) (RITE, 2006)

工程	設備名	仕様		価格 (百万円/ /km)
輸送	パイプライン 単価	7MPa	100万t-CO ₂ /年、400A	238
			300万t-CO ₂ /年、600A	300
		11.5MPa	100万t-CO ₂ /年、350A	222

表 4.3-3 海域での事前調査・モニタリング費用 (RITE, 2006)

(単位:百万円)

項目	苫小牧沖	鵜川沖	阿賀沖	平均
貯留層環境	海陸境界部		海岸より遠距離	
3D 探査＋解析	406	620	423	
調査井	400	300	1,500	
事前調査費合計	806	920	1,923	863 (苫、鵜)
モニタリング(1回)	414	629	433	492 (3者)

表 4.3-4 坑井の単価 (RITE, 2006)

工程	設備名	仕様		価格 (百万円/ 本)
坑井	陸域	垂直深度1000m	垂直井	180
		垂直深度2000m	垂直井	360
		垂直深度1000m	傾斜井	700
		垂直深度2000m	傾斜井	1,360
		垂直深度1300m	水平井 掘削長:2400m*	1,300
		垂直深度1000m	偏距:2500m、掘削長:3013m	1,175
	ERD坑井	垂直深度2000m	偏距:5000m、掘削長:5708m	2,626
		垂直深度1000m	偏距:1700m、掘削長:2242m	1,121
	海底掘削リグ	垂直深度2000m	偏距:2000m、掘削長:3233m	2,231
		垂直深度1000m	偏距:1700m、掘削長:2242m	1,009
	プラットフォームから	垂直深度2000m	偏距:2000m、掘削長:3233m	2,101
		垂直深度1000m	偏距:1700m、掘削長:2242m	1,009

(2) 試算結果

CO₂分離・回収設備を付設した新設石炭火力 71.6 万 kW(送電端), CO₂ 部分回収 100 万 t-CO₂/年(CO₂回収率 約 23%), 陸上パイプライン輸送 20km (輸送圧 7MPa), 圧入井は陸域からの大偏距

坑井(ERD, 1 坑井当たりの圧入量 10 万 t-CO₂/年を 10 坑設置)とした場合, 表 4.3-5 に示すように CCS コストは 7,300 円/t-CO₂と試算されている。

概ねこれに近い数値が国内での CCS コストとして広く知られているものと思われる。しかしながら, このコスト想定値の前提となっている条件の幾つかに留意が必要である。その一つ目は, 圧入井が陸域からの大偏距坑井となっていることである。大偏距坑井を適用するには, 排出源と貯留層との水平離間距離が概ね数 km 程度などの恵まれた条件が必要であり, 貯留層との離間距離が大きく, 海上(プラットフォーム)あるいは海底(生産基地)の設備が別途必要になる場合などは CO₂ 貯留コストが高くなる。RITE が 2006 年に発表した資料(秋元, 2006)では, 離間距離が大きくなるに従って CO₂ 貯留コストも増加することが指摘されている (図 4.3-1)。また, 図 4.3-2 のように, 海域の CO₂ 輸送におけるコストと離間距離の関係は海底パイプラインと船舶で異なり, 近距離では海底パイプライン輸送が有利, ある程度の距離を超えると船舶輸送が有利になることにも留意が必要となる。

二つ目の点は, 約 70 万 kW の微粉炭火力発電設備に対して年間 100 万 t-CO₂ の分離・回収量を仮定しているため, 結果として CO₂ 分離・回収率が 23% 程度になっていることである。CO₂ 分離・回収率が大きくなれば, t-CO₂ 当たりの分離・回収コストは減少するが, kWh 当たりの発電コストは増加する。CO₂ 分離・回収率が CO₂ 分離・回収コスト, 発電コストなどに与える影響度について米国エネルギー省国立エネルギー技術研究所が検討を行っている(US DOE/NETL 2015c)。その検討結果の概要は第 4.4.1 項に記載している。

表 4.3-5 日本での帯水層貯留コストと海外の比較 (RITE, 2006)

ケース	現状 円/t-CO ₂	IPCC SRCCS US\$/t-CO ₂		
	新設石炭火力 ～帯水層貯留	新設石炭火力 ～帯水層貯留	新設NGCC ～帯水層貯留	新設石炭火力 ～EOR
分離回収～ 昇圧	4, 200	29－51	37－74	29－51
輸送	800 100万t/y－20km	1－8 500-4000万t/y 250km		
圧入	2, 300 10万t/年・well, ERD	0. 5～8		Δ10～16
トータル	7, 300 100万t/y・20km- ERD	30－70	40－90	9－44

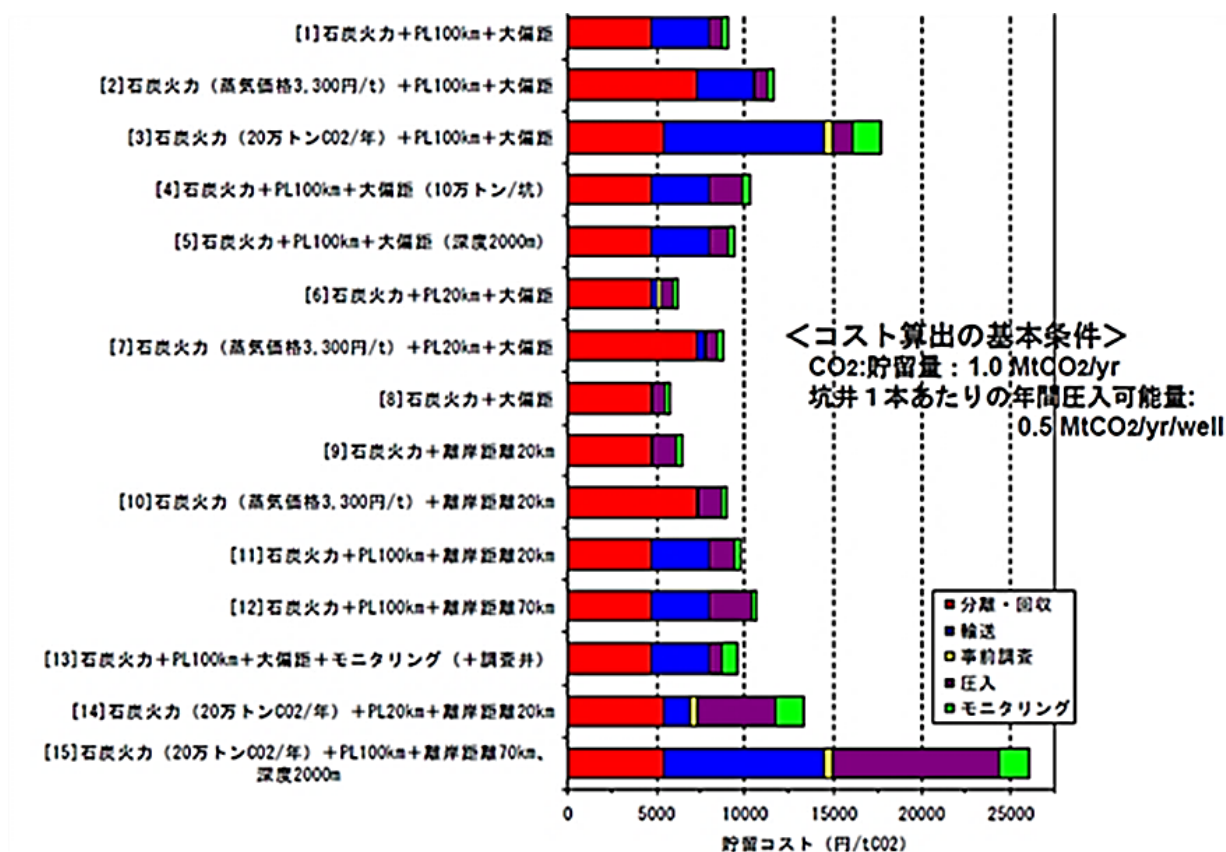
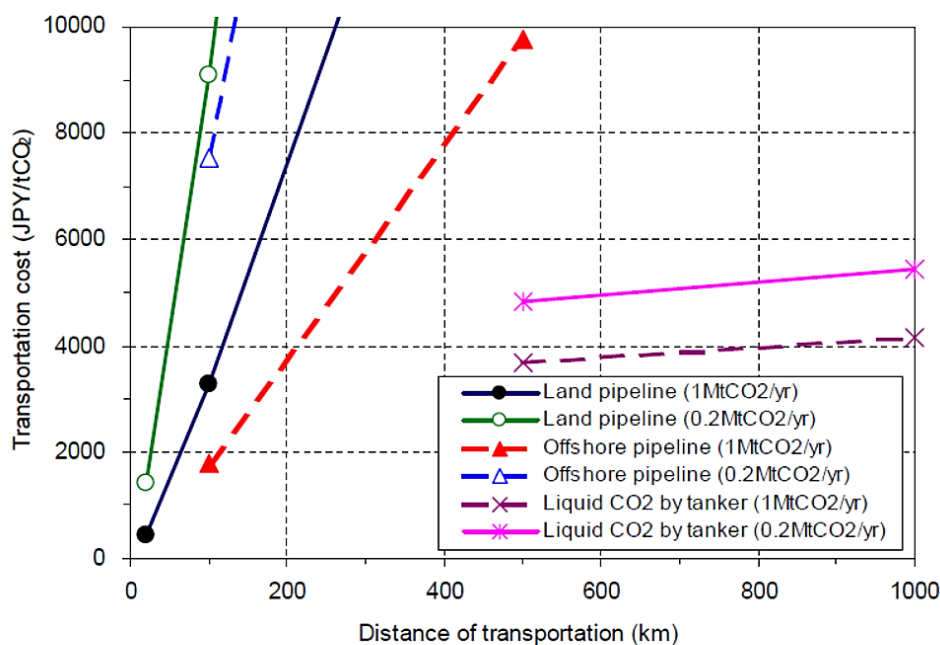


図 4.3-1 各種ケースの CCS コスト推定 (秋元, 2006)



注)陸域パイプラインコストには、土地の購入もしくは借地費用は含まれない。

図 4.3-2 CO₂ 輸送コストの試算例 (秋元, 2006)

4.3.2 NEDO の試算事例

NEDO は石炭ガス化複合発電(IGCC)から CCS までのトータルシステムの実施可能性検討(フイージビリティスタディ)を実施するため、一連の「ゼロエミッション石炭火力技術開発プロジェクト」を 2008 年度から 2012 年度にかけて実施している。その内、一般財団法人 エネルギー総合工学研究所 (IAE)が実施した「ゼロエミッション石炭火力トータルシステム調査研究」では CO₂ の船舶輸送も組み入れ、国内における具体的な地点の諸条件を用いて CCS コストのケーススタディを実施している。その概要を図 4.3-2、図 4.3-3、図 4.3-4 に示す。

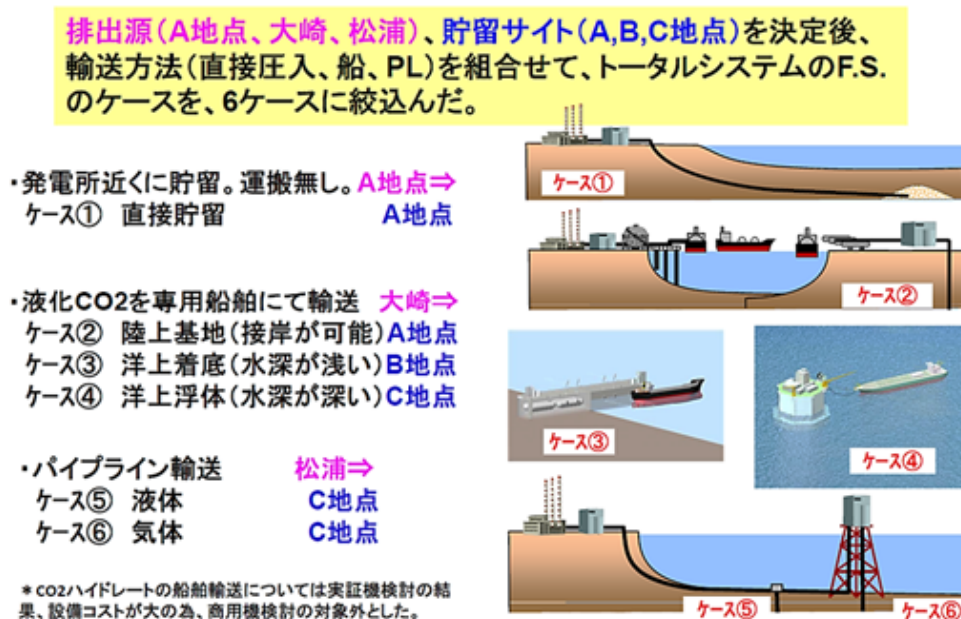


図 4.3-3 CCS コスト試算 検討ケースの選定 (坪井, 2013)

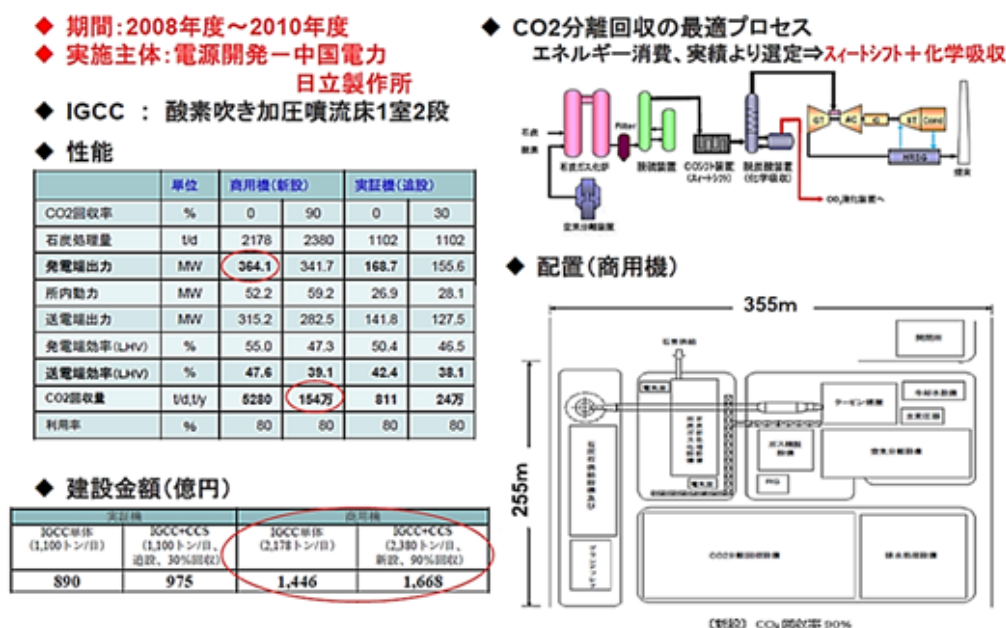


図 4.3-4 IGCC 発電, CO₂ 分離回収の F.S.結果 (坪井, 2013)

発電原価

- (1) CCS(輸送無)での発電単価のアップは約40%。(NETLスタディー結果と粗同等)
- (2) CCS(輸送貯留含む)での発電単価のアップは約80%。
- (3) 輸送コストの割合が45%と大きい。
- (4) CO₂回収による発電効率低下によるコスト増は約25%。

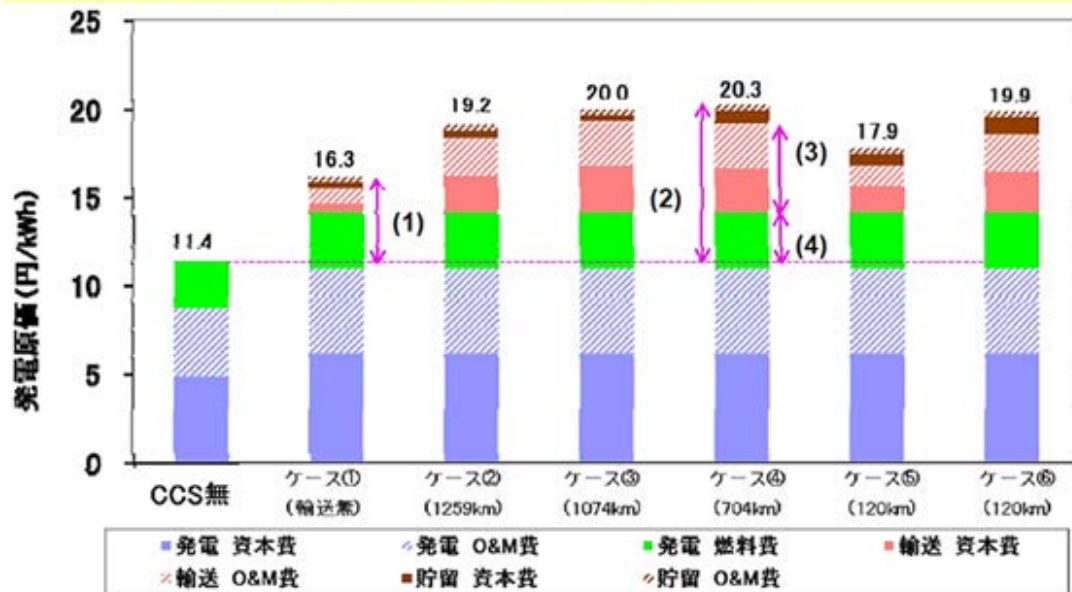


図 4.3-5 発電原価 - 各ケーススタディのトータルシステム評価 (坪井, 2013)

4.3.3 GCCSI の試算事例

GCCSIはCCSのコストを検討した報告書を2009年, 2011年, 2015年の3回にわたって公開している(GCCSI 2009, GCCSI 2011, GCCSI 2015). その内, 2011年の報告書は感応度分析も含めて最も内容が整っていることから以下に概略を記載する。

(1) 主な前提条件

・ コスト指標

発電コスト (LCOE: Levelised Cost of Electricity), 単位は USD/MWh, 金額は全て 2010 年ドル

・ 主要設定

全体システム: 新設化石燃料発電設備と CCS の組合せ

燃料単価: 石炭 2.61USD/GJ (約 67USD/t^{*1}), 天然ガス 7.40USD/GJ (約 7.8USD/MMBtu, LNG 換算 約 404USD/t^{*2})

CO₂分離・回収: CO₂回収率 90%, プラント稼働率 85%, 以下の電源種を想定

石炭火力: 超臨界圧, 超々臨界圧, 酸素燃焼, IGCC^{*3})

ガス火力: 天然ガス・コンバインド・サイクル (NGCC)

輸送: パイプライン, 長さ 100km

地中貯留: 塩水帯水層を想定, モデル想定地点は米国 メキシコ湾岸地域, 貯留層の平均浸透率 400md

事業期間: 30 年間

*1) 発熱量を資源エネルギー庁の定める輸入一般炭の標準発熱量 25.7 MJ/kgとした場合

*2) 発熱量を資源エネルギー庁の定める LNG の標準発熱量 54.6 MJ/kgとした場合

*3) ガス化炉は Shell を想定

(2) 発電方式別の CO₂ 分離・回収の条件設定

具体的な設定値は表 4.3-6 のとおりである。

表 4.3-6 CO₂ 分離・回収の条件設定 (GCCSI, 2011)

	CO ₂ Capture	PC supercritical		Supercritical 2		Ultra-supercritical		IGCC	
		No	Yes	No	Yes	No	Yes	No	Yes
		Fuel	Coal	Coal	Coal	Coal	Coal	Coal	Coal
Gross power output	MW	580	663	580.2	661.1	576.6	644.4	748	694
Auxiliary power	MW	30	117	30.2	111.1	26.6	94.4	112	176
Net power output	MW	550	546	550	550	550	550	636	517
Net plant HHV efficiency	%	39.10%	27.20%	39.4	28.3	44.6	33.2	41.10%	32.00%
Net plant HHV heat rate	GJ/MWh	9.20	13.22	9.14	12.73	8.07	10.83	8.76	12.61
CO ₂ generated	tonne/hr	442	631	440	613	389	521	479	470
CO ₂ emitted	tonne/hr	442	63	440	61	389	52	479	47
CO ₂ captured	tonne/hr	0	568	0	551	0	469	0	423
Emission intensity	kg/MWh	804	115	800	112	707	95	753	90

	Capture	Oxy-combustion supercritical		Oxy-combustion ultra-supercritical		Oxy-combustion ITM supercritical		NGCC	
		No	Yes	No	Yes	No	Yes	No	Yes
		Fuel	Coal	Coal	Coal	Coal	Coal	NG	NG
Gross power output	MW	NA	786	NA	759	NA	688	570	520
Auxiliary power	MW	NA	236	NA	209	NA	138	10	38
Net power output	MW	NA	550	NA	550	NA	550	560	482
Net plant HHV efficiency	%	NA	29.3	NA	33	NA	29.3	50.80%	43.70%
Net plant HHV heat rate	GJ/MWh	NA	12.30	NA	10.92	NA	12.27	7.09	8.24
CO ₂ generated	tonne/hr	NA	592	NA	525	NA	560	202	202
CO ₂ emitted	tonne/hr	NA	0	NA	0	NA	47	202	20
CO ₂ captured	tonne/hr	NA	592	NA	525	NA	514	0	182
Emission intensity	kg/MWh	NA	0	NA	0	NA	85	362	42

(3) 試算結果

- ・ 燃料価格を石炭 2.61USD/GJ (約 67 USD/t)^{*a)}、天然ガス 7.40USD/GJ (約 7.8 USD/MMBtu) とした場合、米国では CCS 付の USC 酸素燃焼火力の発電コストが 112USD/MWh と最も安くなる(図 4.3-5)
- ・ CCS の付加による LCOE 増分は微粉炭火力^{*b)}で 44～56 USD/MWh (60～74%増)、IGCC、NGCC で 31～33 USD/MWh (34～38%増)
- ・ 日本における CCS 付の化石燃料発電コスト試算値は、超臨界圧石炭火力を除き、概ね 180～190 USD/MWhと石炭火力、ガス火力がかなり拮抗 (輸送、地中貯留条件は同一) (図 4.3-6)
- ・ 日本のケースにおける燃料価格には留意が必要。石炭は 4.95 USD/GJ (約 127 USD/t^{*a)})、天然ガス(LNG)は 11.09 USD/GJ (605.5 USD/t^{*c)}) と設定されている (図 4.3-6)

^{*a)} 発熱量を 25.7 MJ/kg とした場合

^{*b)} Supercritical, Supercritical 2, Ultra-supercritical, Oxy-combustion

^{*c)} 発熱量を 54.6 MJ/kg とした場合

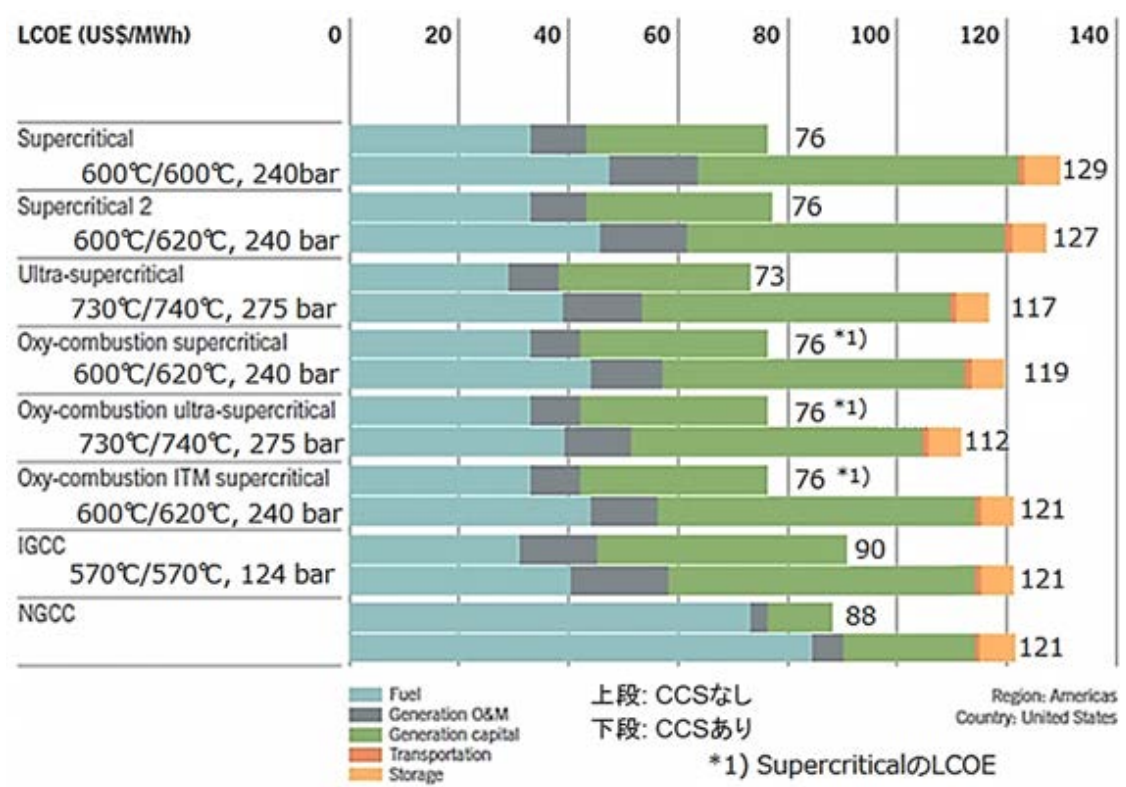


図 4.3-6 発電方式別の発電コスト比較 (米国) (GCCSI, 2011)

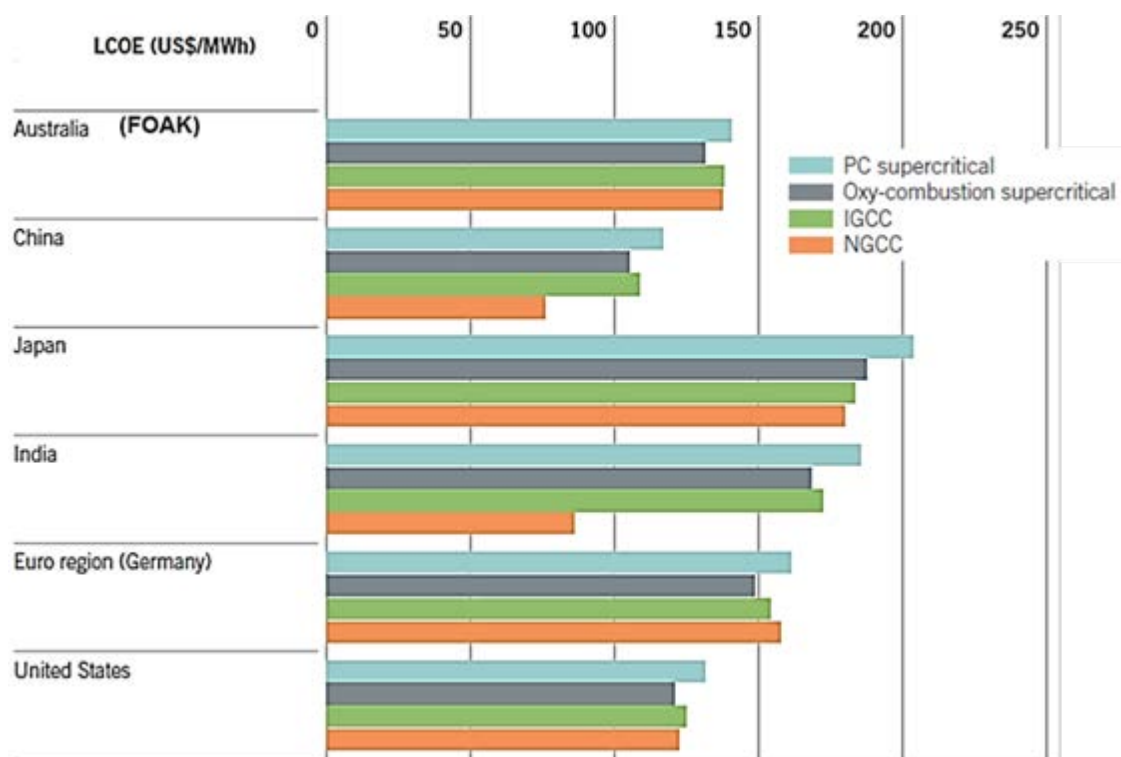


図 4.3-7 国別の CCS 付の化石燃料発電コスト (GCCSI, 2011)

4.3.4 米国エネルギー省国立エネルギー技術研究所 (US DOE/NETL)による試算事例

米国エネルギー省 国立エネルギー技術研究所 (United States Department of Energy, National Energy Technology Laboratory: US DOE/NETL) では, 米国内における主要な電源別の代表的な発電コストを試算し, その結果を不定期の報告書として公開している. 石炭(微粉炭)火力発電, 天然ガス火力発電, 石炭ガス化複合発電(IGCC)については CO₂ 分離・回収を組入れた場合の発電コストについても試算している (US DOE/NETL 2015a, US DOE/NETL 2015b). 以下では, 最新版の報告書である 2015 年版に示されている試算結果の概要を記載する.

(1) 主な前提条件

- ・ コスト指標

発電コスト (LCOE: Levelised Cost of Electricity), 単位は USD/MWh, 金額は全て 2011 年ドル

- ・ 主要設定

全体システム: 新設化石燃料発電設備と CCS の組合せ

発電方式: 石炭火力発電(亜臨界圧, 超臨界圧), 天然ガス複合発電, 石炭ガス化複合発電 (IGCC^{*1)})

発電設備容量(送電端): 55 万 kW

燃料単価: 石炭 2.78USD/GJ (約 71USD/t ^{*2}), 天然ガス 5.81USD/GJ (約 6.1USD/MMBtu, LNG 換算 約 317USD/t ^{*3})

CO₂ 分離・回収: CO₂ 分離・回収率 90%

CO₂ 輸送: 陸上パイプライン, 長さ 62km (100 マイル)

CO₂ 貯留: 米国中西部の深部帯水層(陸域)を仮定

CO₂ 輸送・貯留コスト: 11 USD/t-CO₂ で固定, 発電コストの増分は 4 USD/MWh~10 USD/MWh の範囲

^{*1} ガス化炉は Shell, E-Gas (Dow), GE Energy (Texaco) の 3 種類を想定

^{*2} 発熱量を資源エネルギー庁の定める輸入一般炭の標準発熱量 25.7 MJ/kg とした場合

^{*3} 発熱量を資源エネルギー庁の定める LNG の標準発熱量 54.6 MJ/kg とした場合

(2) 発電方式別の主要な設備性能

具体的な性能値は, 石炭火力発電(亜臨界圧, 超臨界圧)と天然ガス複合発電(NGCC)については表 4.3-7 のとおり, 石炭ガス化複合発電(IGCC)については表 4.3-8 のとおりである. 送電端での設備出力がすべてのケースで 55 万 kW になるように設定されている.

表 4.3-7 石炭火力発電設備・天然ガス複合発電設備の主要性能値
(US DOE/NETL, 2015a)

	微粉炭火力発電				天然ガス複合発電	
	亜臨界圧		超臨界圧		F-Class	
CCSの有無	CCSあり	CCSなし	CCSあり	CCSなし	CCSあり	CCSなし
PERFORMANCE						
Gross Power Output (MWe)	581	644	580	642	641	601
Auxiliary Power Requirement (MWe)	31	94	30	91	11	42
Net Power Output (MWe)	550	550	550	550	630	559
Coal Flow rate (lb/hr)	412,005	516,170	395,053	495,578	N/A	N/A
Natural Gas Flow rate (lb/hr)	N/A	N/A	N/A	N/A	185,484	185,484
HHV Thermal Input (kW _t)	1,408,630	1,764,768	1,350,672	1,694,366	1,223,032	1,223,032
Net Plant HHV Efficiency (%)	39.0%	31.2%	40.7%	32.5%	51.5%	45.7%
Net Plant HHV Heat Rate (Btu/kWh)	8,740	10,953	8,379	10,508	6,629	7,466
Raw Water Withdrawal, gpm	5,538	8,441	5,105	7,882	2,646	4,023
Process Water Discharge, gpm	1,137	1,920	1,059	1,813	595	999
Raw Water Consumption, gpm	4,401	6,521	4,045	6,069	2,051	3,024
CO ₂ Capture Rate (%)	0%	90%	0%	90%	0%	90%
CO ₂ Emissions (lb/MMBtu)	204	20	204	20	119	12
CO ₂ Emissions (lb/MWh-gross)	1,683	190	1,618	183	773	82
CO ₂ Emissions (lb/MWh-net)	1,779	223	1,705	214	786	89

表 4.3-8 石炭ガス化複合発電設備の主要性能値 (US DOE/NETL, 2015b)

	石炭ガス化複合発電 (IGCC)						
ガス化炉のタイプ	Shell		E-Gas TM		GE Energy		
CCSの有無	CCSなし	CCSあり	CCSなし	CCSあり	CCSなし	CCSあり	CCSあり
PERFORMANCE							
Gross Power Output (MWe)	737	673	738	704	748	734	684
Auxiliary Power Requirement (MWe)	108	177	113	190	126	191	190
Net Power Output (MWe)	629	497	625	513	622	543	494
Coal Flow rate (lb/hr)	436,646	465,264	459,956	484,212	466,898	487,005	486,978
Natural Gas Flow rate (lb/hr)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
HHV Thermal Input (kW _t)	1,492,878	1,590,722	1,572,575	1,655,503	1,596,309	1,665,056	1,664,962
Net Plant HHV Efficiency (%)	42.1%	31.2%	39.7%	31.0%	39.0%	32.6%	29.7%
Net Plant HHV Heat Rate (Btu/kWh)	8,100	10,927	8,585	11,002	8,758	10,459	11,505
Raw Water Withdrawal, gpm	4,150	5,652	4,382	5,757	4,755	5,834	6,137
Process Water Discharge, gpm	788	1,021	905	1,095	984	1,080	1,129
Raw Water Consumption, gpm	3,362	4,631	3,477	4,662	3,771	4,754	5,008
CO ₂ Capture Rate (%)	0	90	0	90	0	90	90
CO ₂ Emissions (lb/MMBtu)	197	20	199	20	197	20	20
CO ₂ Emissions (lb/MWh-gross)	1,361	161	1,448	158	1,434	152	165
CO ₂ Emissions (lb/MWh-net)	1,595	218	1,711	217	1,724	206	228

(3) 試算結果

石炭火力発電・天然ガス複合発電における発電コストを図 4.3-7 に、石炭ガス化複合発電(IGCC)におけるコストを図 4.3-8 に示す。

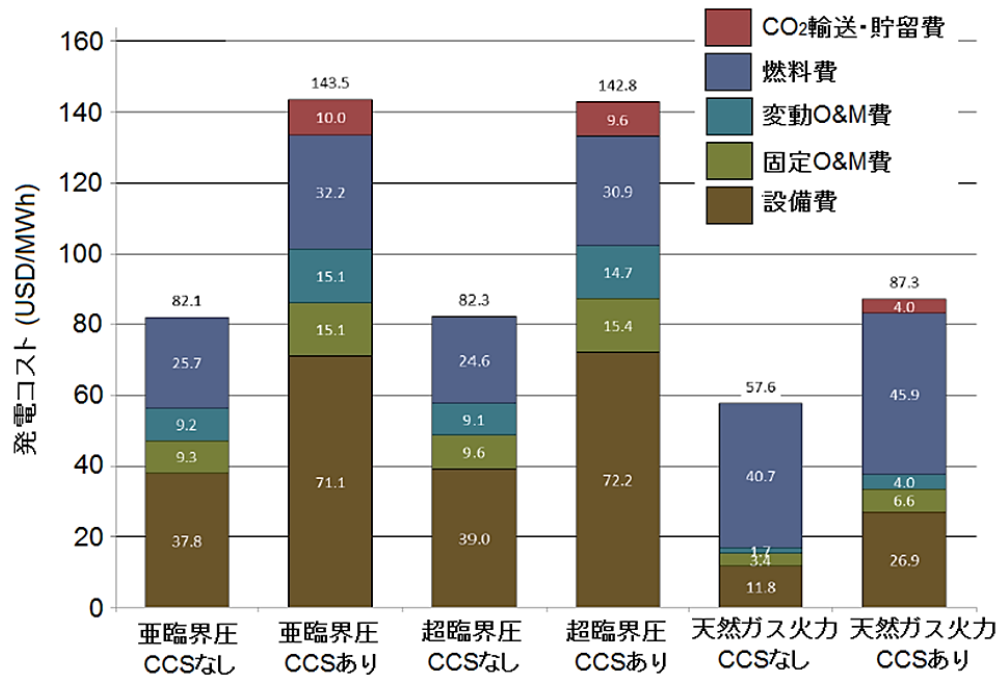


図 4.3-8 石炭火力発電・天然ガス複合発電における発電コスト
(US DOE/NETL 2015a)

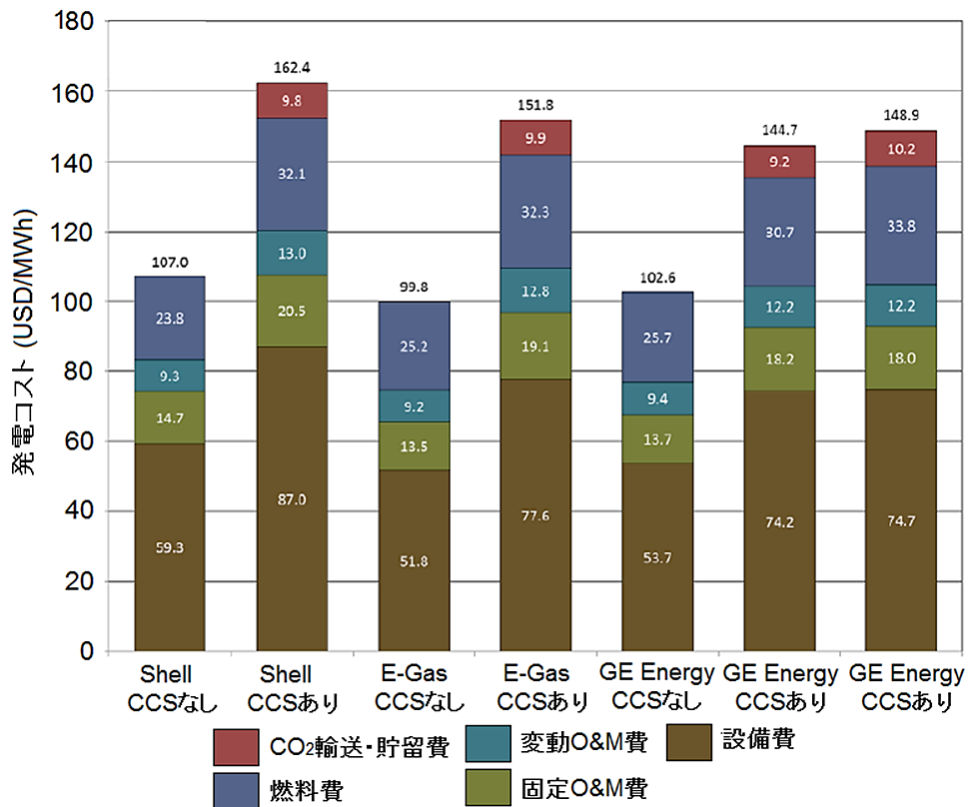


図 4.3-9 石炭ガス化複合発電(IGCC)におけるコスト
(US DOE/NETL 2015b)

4.4 大きなコスト感応度を有する要素の例

ここでは CCS のコスト想定に関する各種の文献から、コストに大きな感応度を有すると思われる要素の例を幾つか取り上げたい。具体的には、化石燃料発電と CCS の組合せにおける CO₂ 分離・回収率、燃料費(石炭価格、ガス価格)、貯留層の圧入性(浸透性)、その他である。

4.4.1 CO₂ 分離・回収率

米国エネルギー省国立エネルギー技術研究所 (US DOE/NETL) は、石炭火力発電設備における CO₂ 分離・回収率が CO₂ 分離・回収コストと発電コストに与える影響度に関するスタディを実施している (US DOE/NETL 2015c)。

超臨界圧石炭火力発電設備 (Supercritical PC Plant) に関しては、CO₂ 分離・回収率 16%で CO₂ 分離・回収コスト 124 USD₂₀₁₁/t-CO₂, 90%で 58 USD₂₀₁₁/t-CO₂と試算され、CO₂ 分離・回収率の CO₂ 分離・回収コストに与える影響の大きいことが示されている。一方、CO₂ 輸送・貯留を除く発電コストは CO₂ 分離・回収率が大きくなるほど増加しており、CO₂ 分離・回収率 16%で 98 USD₂₀₁₁/MWh, 90%で 133 USD₂₀₁₁/MWh と約 36% 増と試算されている(図 4.4-1)。同様の傾向は石炭ガス化複合発電においても見られる(図 4.4-2)。

注) USD₂₀₁₁: 2011 年を基準年とした場合の米ドル額

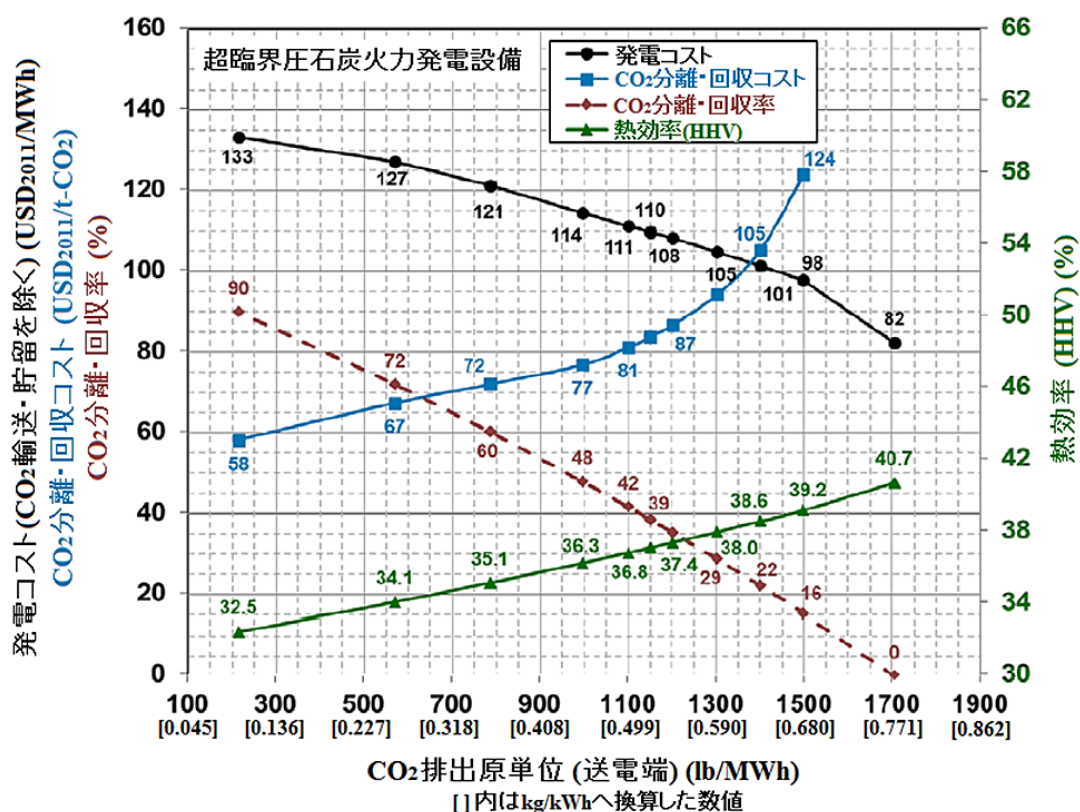


図 4.4-1 CO₂ 分離・回収率と CO₂ 分離・回収コスト、発電コストの関係
超臨界圧石炭火力発電設備の場合 (US DOE/NETL, 2015c)

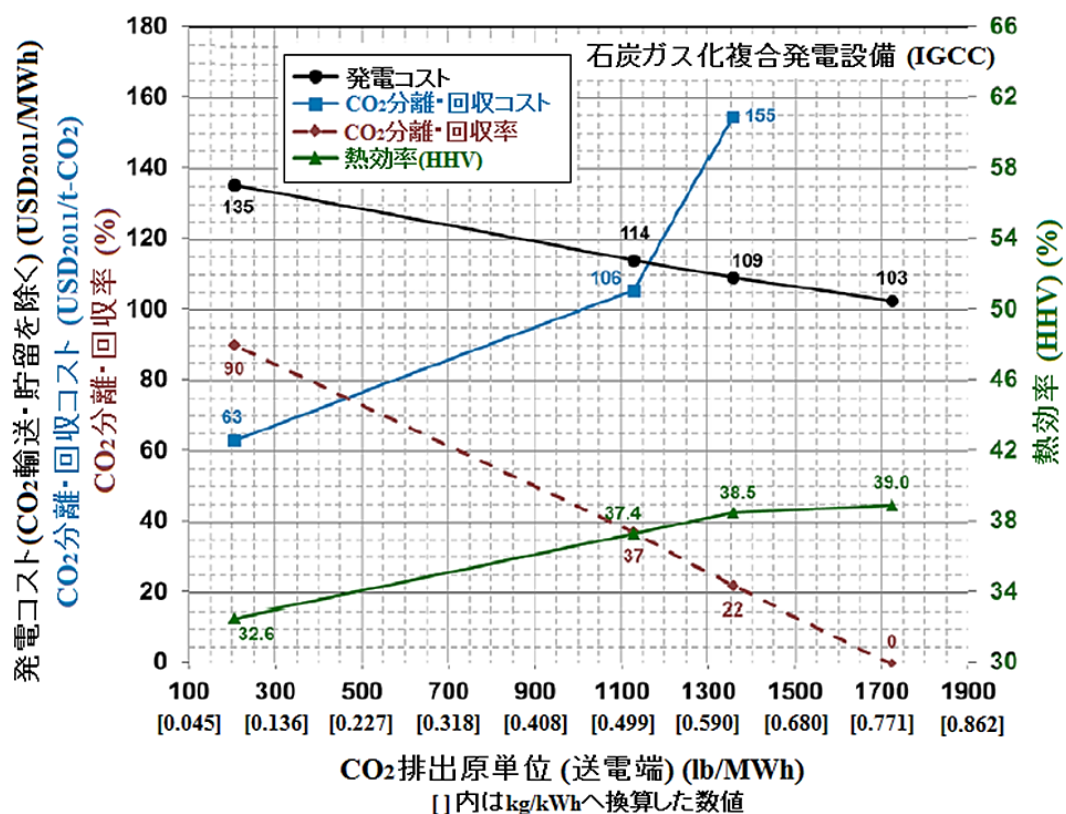


図 4.4-2 CO₂ 分離・回収率と CO₂ 分離・回収コスト，発電コストの関係
石炭ガス化複合発電設備(IGCC)の場合 (US DOE/NETL, 2015c)

4.4.2 電源種別と発電用燃料費

国際エネルギー機関(IEA)の Energy Technology Perspective 2014 (IEA, 2014)では、図 4.4-3 のように、超臨界圧石炭火力、超臨界圧石炭火力+CCS、コンバインド・サイクル・ガス火力(CCGT)、CCGT+CCS、シンプル・サイクル・ガス火力(OCGT)の 5 つの発電方式について燃料価格(石炭価格、ガス価格)と炭素価格に応じてどの発電方式がコスト優位となるかを検討している。図中の各領域の境界線となっているのは発電方式別のコストの優劣分岐線となっている。

このような分析は米国エネルギー省国立エネルギー技術研究所の報告書 (DOE/NETL 2015) においても行われており(図 4.4-4)、発電用燃料価格の発電コストへ感応度が高いことが指摘されている。

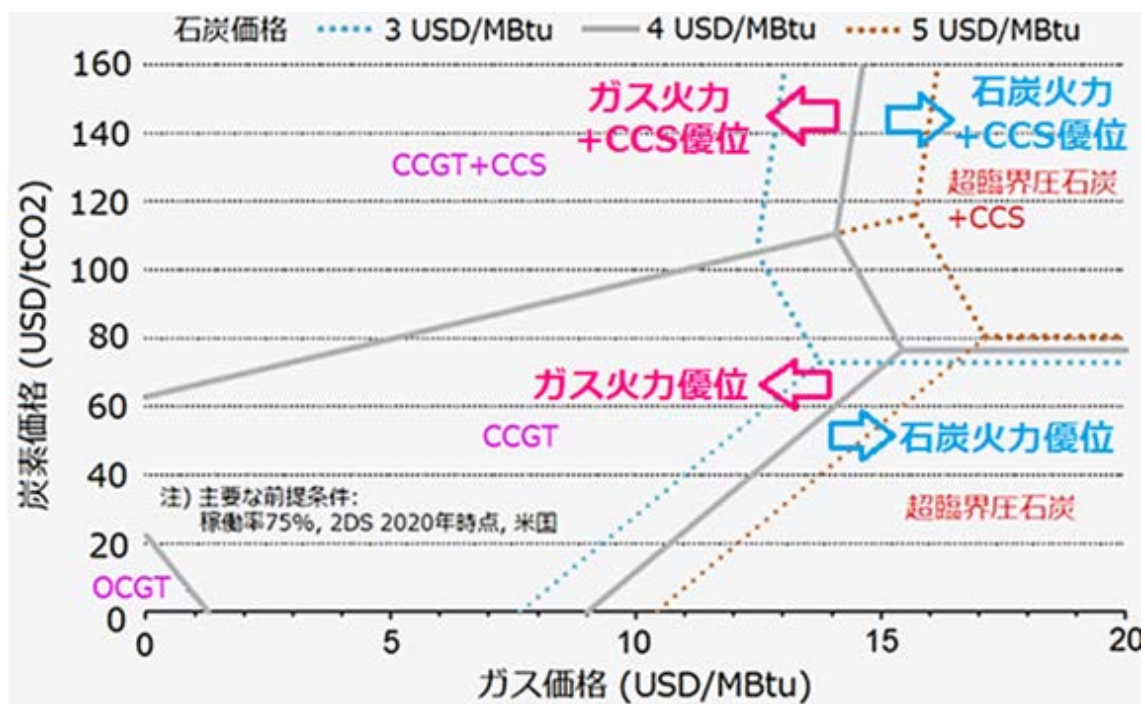


図 4.4-3 石炭火力発電・ガス火力発電におけるコスト優位性の分岐線 (IEA, 2014)

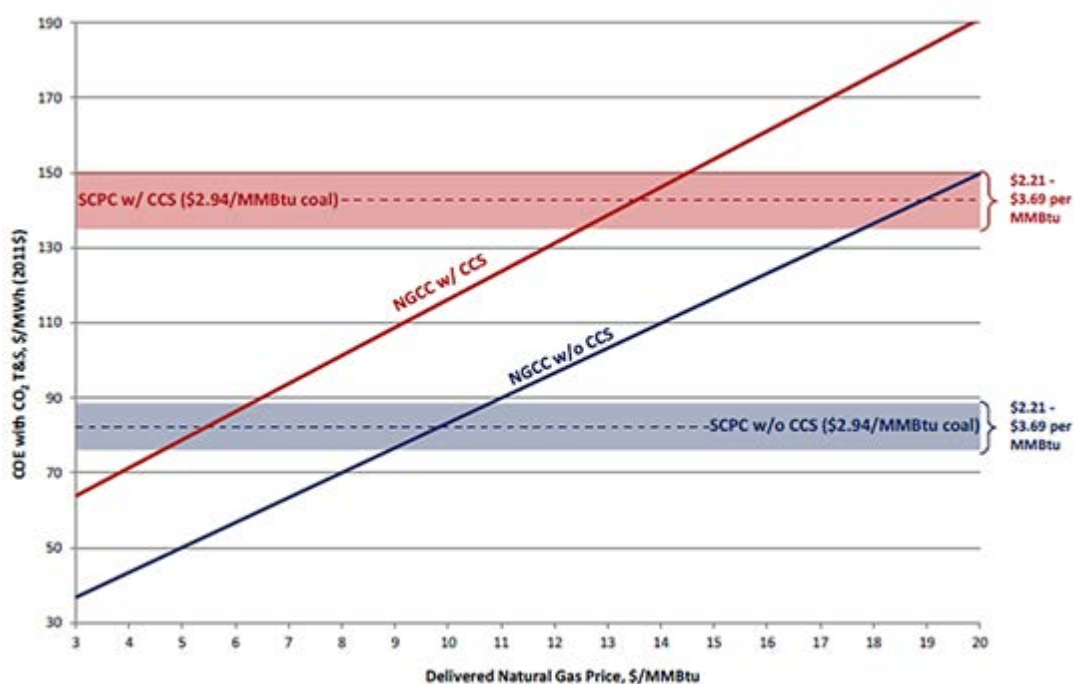


図 4.4-4 発電コスト(CCS 付を含む)に対する発電用燃料価格の感応度 (US DOE/NETL 2015a)

4.4.3 圧入性

貯留層の圧入性(浸透性)は圧入井 1 本当たりの圧入可能量を左右し, 結果として圧入井の数量に影響する. このため, 圧入井の CO₂ 地中貯留コストへの感応度が高いことは以前から指摘されてきている (RITE (2005), 秋元 (2006), 高木 (2007)). (図 4.4-5 参照)

同様の分析は GCCSI (2011)でも行われている. 米国内に分布する貯留層を想定しての感応度分析ではあるが, 貯留層内の水平浸透率が概ね 100md 以下の場合には, 必要な圧入井が多くなるなど, コストへの影響が急激に大きくなる傾向にあるとしている(図 4.4-6 参照).

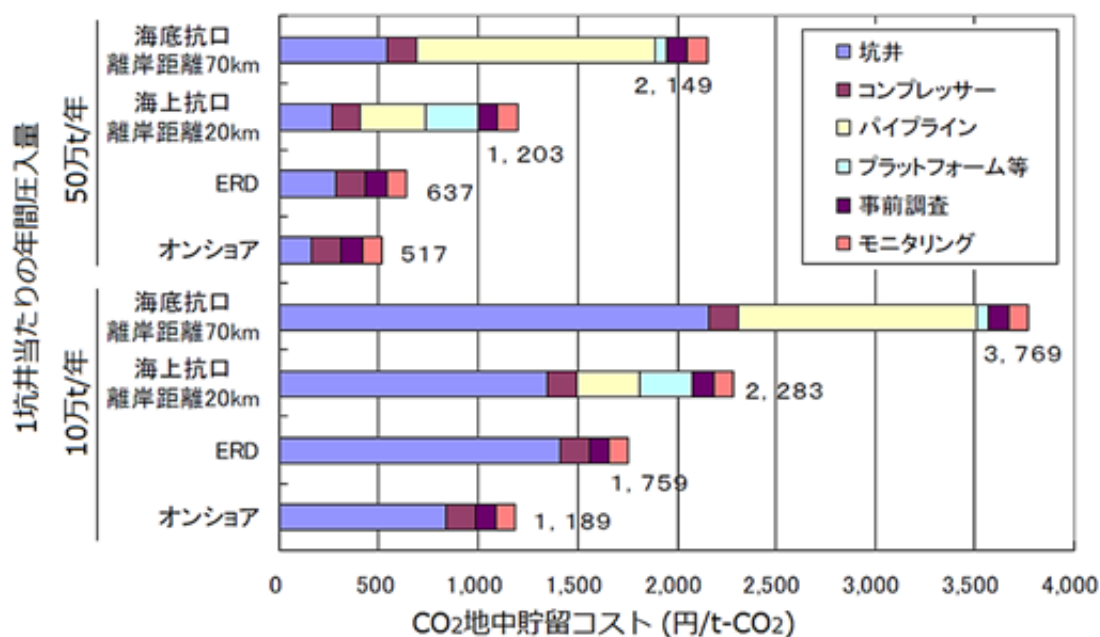


図 4.4-5 圧入性(1 坑井当たりの年間圧入量)に応じた CO₂ 地中貯留コストの相違 (RITE, 2006)

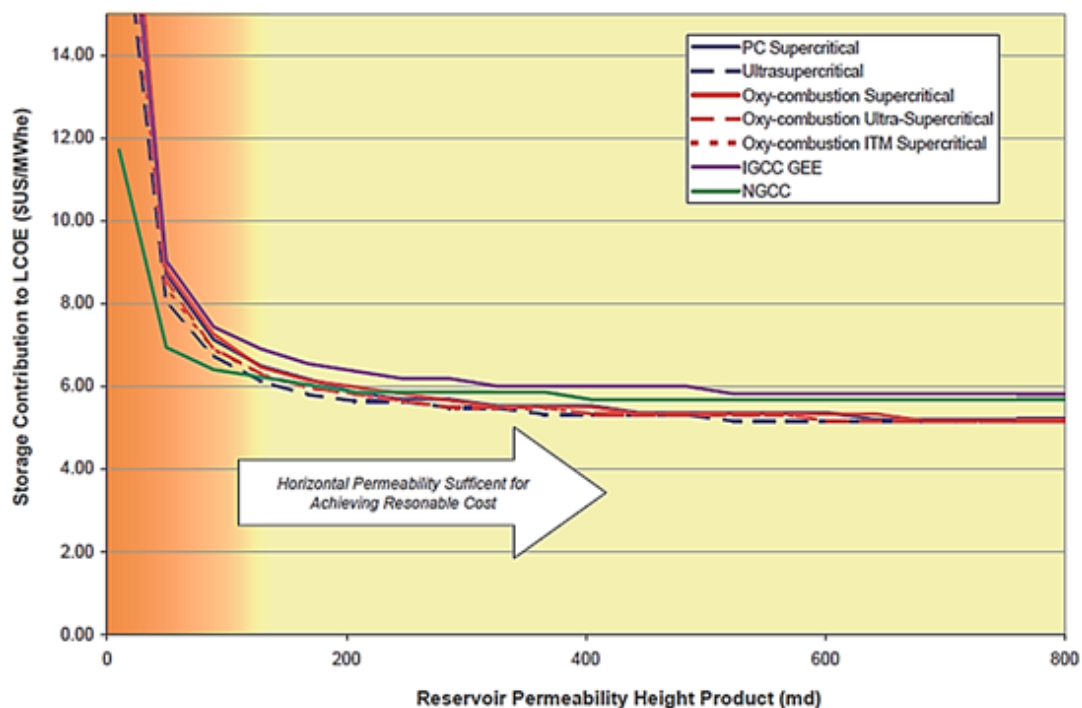


図 4.4-6 貯留層の浸透率が CCS コスト(LCOE)へ与える影響 (GCCSI, 2011)

4.4.4 その他

プロジェクト一般に該当することと思われるが、技術的な前提条件以外に、財務的な要因も CCS コストに大きく影響する。図 4.4-7 はコスト要因の CCS コストへ与える影響度とコスト要因そのものの不確実性を定性的に表した図である(UK DECC, 2012) Potential cost reductions in CCS in the power sector)。影響度の最も大きな要因のグループに WACC (Weighted Average Cost of Capital) と割引率 (Discount Rate) が入っていることに留意すべきであろう。

注) WACC: 資本コストの代表的な指標の一つ。加重平均資本コスト。借入にかかるコストと株式調達にかかるコストを加重平均したもの。

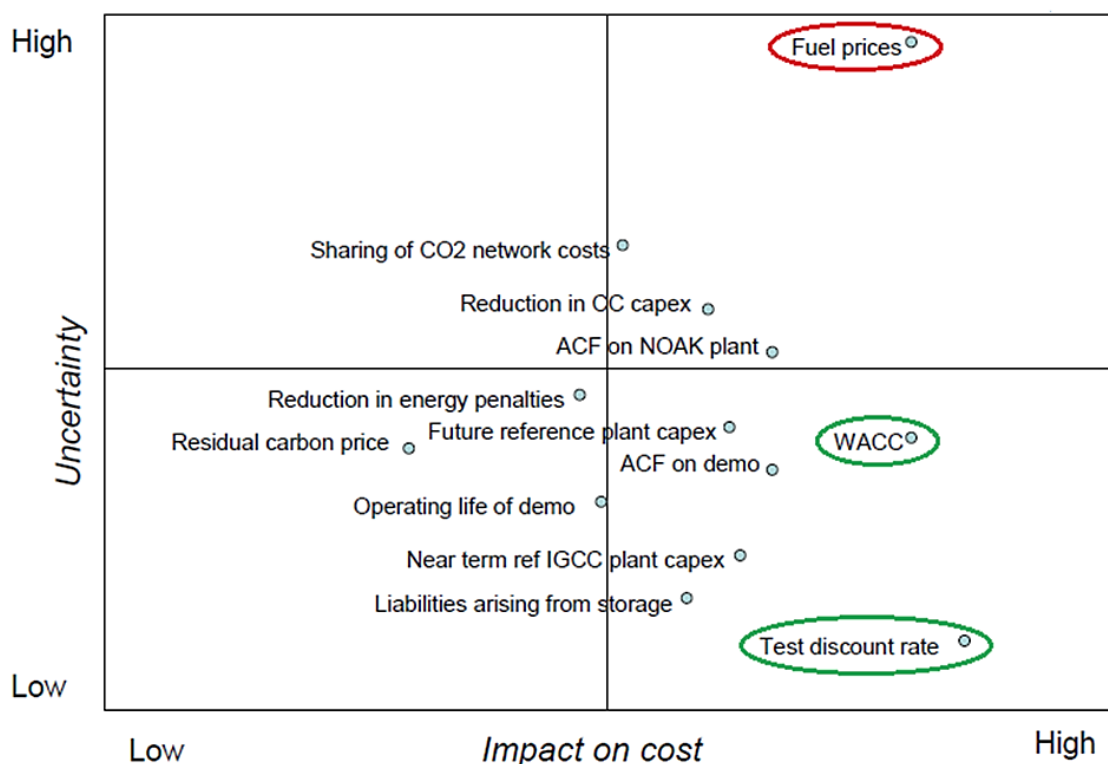


図 4.4-7 CCS 付の発電コストへの影響要因，不確実性 (UK DECC, 2012)

引用文献

Department of Energy and Climate Change, the United Kingdom (UK DECC): Potential cost reductions in CCS in the power sector - Discussion Paper, 2012

[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48365/5237-potential-cost-reductions-in-ccs-in-the-power-sect.pdf]

Global CCS Institute (GCCSI): Strategic Analysis of the Global Status of Carbon Capture and Storage Report 2: Economic Assessment of Carbon Capture and Storage Technologies, 2009

Global CCS Institute (GCCSI): Economic assessment of carbon capture and storage technologies: 2011 update, 2011

[<http://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/12786/economic-assessment-carbon-capture-and-storage-technologies-2011-update.pdf>]

Global CCS Institute (GCCSI): The costs of CCS and other low-carbon technologies - 2015 update, 2015

[<http://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/195008/costs-ccs-other-low-carbon-technologies-united-states-2015-update.pdf>]

IEA Greenhouse Gas R&D Programme (IEA GHG): Toward a Common Method of Cost Estimation for CO₂ Capture and Storage at Fossil Fuel Power Plants – Report 2013/TR2, 2013

[http://www.ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/2013-TR2.pdf]

- International Energy Agency (IEA): Energy Technology Perspectives 2014, 2014
[<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyTechnologyPerspectives2014.pdf>]
- International Energy Agency (IEA) and Nuclear Energy Agency (NEA), Organisation for Economic Co-Operation and Development (OECD): Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition, 2010 [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf]
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005 [<https://www.ipcc.ch/report/srccs/>]
- United States Department of Energy, National Energy Technology Laboratory (US DOE/NETL): Cost Estimation Methodology for NETL Assessments of Power Plant Performance, 2011
[<https://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/QGESSNETLCostEstMethod.pdf>]
- United States Department of Energy, National Energy Technology Laboratory (US DOE/NETL): Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity Revision 3, 2015a
[https://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Energy%20Analysis/Publications/Rev3Vol1aPC_NGCC_final.pdf]
- United States Department of Energy, National Energy Technology Laboratory (US DOE/NETL): Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1b: Bituminous Coal (IGCC) to Electricity Revision 2b, 2015b
[https://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Energy%20Analysis/Publications/Rev-2b-Vol-1b-IGCC_final.pdf]
- United States Department of Energy, National Energy Technology Laboratory (US DOE/NETL): Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Supplement: Sensitivity to CO₂ Capture Rate in Coal-Fired Power Plants, 2015c
[http://www.canadiancleanpowercoalition.com/files/7414/4717/4224/CCS34_-_BitBase_Partial_Capture_final.pdf]
- United States Environmental Protection Agency (US EPA): Underground Injection Control (UIC) Class VI - Wells used for Geologic Sequestration of CO₂, 2008a
[<https://www.epa.gov/uic/class-vi-wells-used-geologic-sequestration-co2>]
- United States Environmental Protection Agency (US EPA): Geologic CO₂ Sequestration Technology and Cost Analysis – Technical Support Document (TSD), 2008b
[https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/support_uic_co2_technologyandcostanalysis.pdf]
- United States Environmental Protection Agency (US EPA): Geologic CO₂ Sequestration Technology and Cost Analysis, 2010
- 秋元 圭吾: 経済性評価モデルによる地中貯留ポテンシャルの評価, 環境省 中央環境審議会 地球環境部会 気候変動に関する国際戦略専門委員会 第13回会合 (2006年4月25日), 資料 1-1, 2006 [http://www.env.go.jp/council/06earth/y064-13/mat01_1.pdf]

経済産業省: 技術戦略マップ 2010, CO₂固定化・有効利用分野, 2010

[http://www.meti.go.jp/policy/economy/gijutsu_kakushin/kenkyu_kaihatu/str2010/a5_1.pdf]

鈴木 孝一: CO₂ 船舶輸送システムの概念設計と課題, IAE 月例研究会 第 305 回 (2011 年 10 月 28 日), 一般財団法人エネルギー総合工学研究所主催, 2011 [一般非公開]

公益財団法人 地球環境産業技術研究機構 (RITE): 平成 17 年度 二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業, 二酸化炭素地中貯留技術研究開発 成果報告書, 第 3 章有効性評価, 2006 [http://www.rite.or.jp/results/result_reports/pdf/2005-chichu-6.pdf]

坪井 繁樹: ゼロエミッション石炭火力技術開発プロジェクト, ゼロエミッション石炭火力トータルシステム調査研究, ケーススタディに基づくトータルシステム評価, クリーンコール技術開発(CCS 技術)に関する成果報告会 (2013 年 8 月 21 日) 資料 2-2, 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)主催, 2013 [<http://www.nedo.go.jp/content/100538198.pdf>]

5. これまでに開発された CCS に関わる技術

5.1 CO₂ 輸送技術

二酸化炭素(CO₂)は気体, 液体, 固体の 3 状態で輸送される. 気体および液体二酸化炭素の商業規模の輸送にはタンク車, パイプラインおよび船舶を使用する. 高コストで扱いが困難なことなどの理由から, 固体での CO₂ 輸送は, 将来を含め採用されることは極めて少ないと想定される(IPCC,2004).

本節では, タンク車については簡単に記すこととし, 主としてパイプライン・船舶輸送について示す.

5.1.1 タンク車輸送

実証試験等のように年間輸送量も累積総輸送量も少なく, 輸送距離が決して短くない場合に採用される場合がある.

国内で運行されている販売用液化 CO₂ のタンクローリー車の殆どは, 積載量が 8t 又は 10t であり, 温度圧力は-20℃, 2 MPa である. この積載量では, 年間輸送量 10 万 tCO₂(平均日量 300tCO₂)の計画輸送量に対し, 一日約 30 台以上のタンクローリー車の往復が必要となり, 道路交通上も課題が多くなる. この場合の輸送距離は数百 km(200～最大 500km)に及ぶ(新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO), 2013a).

国内では道路法による総重量規制があり, 20t までの通行が可能である. 高速自動車国道または道路管理者が総重量について指定した道路については, 最遠軸距すなわち車の最前部の車軸中心から最後部の車軸中心までの水平距離および長さに応じ最大 25t まで通行が可能である.

道路とは, 道路法上の道路をいい, 臨港道路, 農道, 林道, 私道などには, 道路法および車両制限令は適用されない.

海外ではより大きな積載量のタンク車で輸送する事例もある. また, タンクローリー車のタンクだけを鉄道の貨車に積降して, 輸送することも可能である.

5.1.2 パイプライン輸送

年間輸送量・累積総輸送量が大きく, 輸送距離が短～中距離程度の場合に最も低コストな輸送方法とされる. また, 輸送量が大きく, 排出源と貯留サイト間に海が無い場合には, 長距離であってもパイプライン輸送が採用される.

海外では陸上, 海上両方を通して運ぶ実績がある. パイプラインは砂漠, 山岳地帯, 人口密集地帯, 農地, 平野, 北極および亜寒帯, および水深 2,200m までの海中に敷設されている. すでに米国西部では 2,500km 以上にわたって設置され, 自然排出源からテキサス州西部やその他地域の原油増産回収プロジェクトに年間 50MtCO₂を運ぶ(IPCC, 2005).

国内では CO₂ の長距離パイプライン輸送の実績が無いため, 海外の CO₂ パイプライン事例や, 国内における天然ガス等のパイプライン事例を参考にして, わが国の地理的・地質的特性に適した輸送システムを検討する必要がある.

(1) 適用法規等

二酸化炭素パイプラインに適用可能と考えられる現行の法規は高压ガス保安法と, 一部, 限定的に電気事業法である(NEDO, 2013a). 国内における適用法規と技術基準を表 4.1-1 に示す.

表 5.1-1 適用法規・技術基準一覧表（NEDO，2013a）

	名 称	陸上管	海底管	関連範囲
適用法規	高圧ガス保安法	○	○	導管の設置認可 技術要件有り
	道路法	○		公道への占用許可 技術要件有り
	河川法	○		河川への占用許可 技術要件あり
	港湾法		○	港湾区域への占用許可 技術要件有り
	国有財産法		○	領海（国有水面）の使用許可
	海岸法	○	○	海岸保全区域への占用許可
	漁港法		○	漁港区域への占用許可
技術基準	コンビナート等保安規則 関係例示基準	○	○	高保法の技術要件の例示。これに従えば、要件を満たすと見なされる。
	高圧ガスパイプライン 技術指針	○ ^(注)		公道に敷設する高圧導管の技術要件を規定
	港湾の施設の 技術上の基準		○	港湾の施設（海底管を含む）の技術要件を規定

（注記） 公的には鉱業法及び鉱山保安法が適用されるガスパイプラインのみが対象であるが、ガス事業法適用ラインでも適用される事例もあるため、本スタディでは高圧ガス保安法ラインにも適用されるものと想定した。

出典：新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)成果報告書「革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト／発電から CO₂ 貯留までのトータルシステムのフィージビリティ・スタディ／CO₂ 輸送システムの概念設計」（2013）

(2) 輸送圧力

海外の実績を見ると、運転上の困難があるため、敷設地域の温度を考え、2相流を避け気相または液相・超臨界相（Dense Phase と呼ばれる）のいずれかの状態で輸送している。輸送温度条件が 5～25℃の範囲と想定される場合には、気相の場合 4.5MPa 以下であり、液相・超臨界相の場合 10MPa 以上となる（NEDO，2013a）。

気液二相流には単相流にはない複雑な現象があるが、その特性を十分に理解し、設計、操業上の留意点に配慮すれば、気液二相流輸送が可能である。実際、石油・天然ガス分野や地熱発電分野などにおいて、日本を含め、世界で多くの気液二相流パイプラインが稼動しており、このことは気液二相流輸送が技術的に困難で特殊な輸送方式ではないことを示している。

また、国内の現行法規で CO₂ パイプラインへの適用可能性が考えられる高圧ガス保安法では圧力の上限に関する規制はなく、Dense Phase 輸送が可能である。ただし、同法で規定されている技術基準との関係において、例示基準にはない材質のパイプを使用し、国内のパイプライン設計圧力の最高実績である 7MPa を超える場合や、7MPa 以下であっても実績のない高強度材料を用いる場合には、実管、実圧力でのバースト試験をはじめとする各種試験を行い、学識経験者から成る委員会による技術基準への適合証明が必要となる。これには実験計画から始めて 2 年以上かかる場合もあるとのことであり、上述のような仕様による CO₂ 輸送パイプラインに対し最初に許認可を得るには多大の労力と時間が必要となる可能性が高い。したがって可能ならば、実績のある材料を使用し、設計圧力 7MPa 以下であることが望ましい(NEDO, 2013a)。

二酸化炭素を人口集中地域内でパイプライン輸送することは、設計要因、過圧予防策、漏洩探知に注意を払うことを必要とする。現在の経験は低人口密度地域での経験であり、安全問題は人口集中地域ではもっと複雑になるであろう(IPCC, 2005)。CO₂ は大気より重い気体であり、緊急に放散する場合には、放散塔の設置が必要となる。

(3) ガス成分

現行法規の中で CO₂ パイプラインへの適用可能性がある高圧ガス保安法では、ガス成分に応じた保安措置等の対応をとればよく、CO₂ 濃度や不純物に対する特段の規定はない。

しかしながら貯留する CO₂ については、海洋汚染防止法で「アミン法で分離回収された濃度 99% 以上(石油精製に使用する水素製造で回収されたものは 98% 以上)の CO₂ であり、廃棄物等が加えられていないもの。」と規定されている。

国内外のパイプラインでは、通常の(経済的な)炭素鋼が用いられており、その腐食防止の理由により、硫化水素、水分を出来るだけ削除することが要求される。両者を含有する場合には、耐食パイプラインを検討する必要がある。(IPCC, 2005)。

(4) ルート選定

国内の陸上パイプライン(天然ガス/都市ガス、石油、水道、他)は、ほとんどが道路下に埋設されている。民地は細かく文筆され地権者が多く、用地交渉に時間と手間を要することがその主要な理由である。海域では漁業補償等の問題が懸念される漁場・養殖場を回避する他、出来るだけ短距離になるようルート選定を行う。

(5) コスト

パイプラインコスト試算事例を表 5.1-2～表 5.1-5 に示す。

表 5.1-2 陸上パイプライン選定材質と管厚（NEDO，2013a）

	ケース 1 (低圧、気相)	ケース 2 (高圧、液相)	設定根拠／備考
材 質	API 5L L415(X60)	API 5L L555(X80)	API 5L-44 版による
管 厚	11.1mm	12.7mm	API 5L-43 版による
口 径	呼径 600 610.0mmOD	呼径 300 323.9mmOD	API 5L-43 版による
設 計 圧 力	3.5 MPaG	15.0 MPaG	ケース 1：0℃での液化圧力 ケース 2：13.0MPa 以上+余裕
敷 設 形 態	道路下埋設：1.5m 土被り		市街地以外の道路下埋設

表 5.1-3 陸上パイプライン概算工事費（NEDO，2013a）

	ケース 1 (低圧－気相)	ケース 2 (高圧－液相)	備 考
管径	呼径 600 610.0mm	呼径 300 323.9mm	
一般部建設費	55 億円	36 億円	距離 16.5km
特殊部建設費	0.6 億円	0.4 億円	距離 0.05km
建設費 合計	56 億円	37 億円	

特殊部：河川横断部 9 か所

出典：新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)成果報告書「革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト／発電から CO₂ 貯留までのトータルシステムのフィージビリティ・スタディ／CO₂ 輸送システムの概念設計」(2013)

表 5.1-4 海底パイプライン工事費算定諸元 (NEDO, 2013a)

	ケース 1 (低圧、気相)	ケース 2 (高圧、液相)
パイプライン口径	610.0 mmOD	323.9 mmOD
パイプライン材質	API 5L L555 (X80)	API 5L L555 (X80)
パイプライン管厚	14.3 mm	12.7 mm
コンクリート コーティング厚	80 mm	40 mm
コーティング管 水中重量	150 kg/m	77 kg/m
パイプライン距離	108 km	
最大敷設水深	-100 m	
敷設形態	海底直置き (水深・20m まで埋設)	
敷設工法	専用敷設船工法 (S カーブ敷設)	
埋設範囲	上陸地点より約 3 km	
埋設深さ	掘削溝深さ 3 m	

設計圧力は、ケース1が 3.5MPa (0℃での液化圧力), ケース2が 15.0MPa (13.0MPa 以上+余裕)

表 5.1-5 海底パイプライン概算工事費 (NEDO, 2013a)

	ケース 1 (低圧－気相)	ケース 2 (高圧－液相)	備 考
海底管資材費	1 7 0 億円	1 0 0 億円	
海底管敷設費	2 1 0 億円	1 6 0 億円	
陸海分離ステーション建設費 受渡施設建設費 電計設備設置費	1 0 億円	1 0 億円	材工一式 陸海分離ステーション は左記の約 2 5 %
建設費 合計	3 9 0 億円	2 7 0 億円	

出典: 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)成果報告書「革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト／発電から CO₂ 貯留までのトータルシステムのフィージビリティ・スタディ／CO₂ 輸送システムの概念設計」(2013)

(6) 課題

パイプライン輸送技術については、ほぼ完成された技術と言える。しかしながら、国内でパイプライン輸送を行う場合には、陸上に於いては高人口密度地域の地元交渉、海域に於いては沿岸域の高度に利用が進んだ漁業交渉などが想定され、計画遂行のスケジュールが組み難いなどの課題がある。また、前述したように7MPa以上の実績が無いため、許認可に多くの時間を要することが想定されるなど、コスト以外の課題がある。

パイプライン輸送は、年間輸送量・累積総輸送量が大きい場合に有利な方法となるが、一度敷設すると移動が困難で、貯留ポテンシャルの小さい貯留サイトには適さない。貯留層の不均質性や断層の存在等により、貯留ポテンシャル評価にリスクがある場合にも、当初は船舶輸送を行い、貯留ポテンシャルが十分に期待できると判明した後にパイプライン輸送を検討するなどの配慮が必要になる場合もあると想定される。

5.1.3 船舶輸送

年間輸送量・累積輸送量がパイプライン輸送と比べて少なく、排出源と貯留サイト間に海があり、輸送距離がパイプライン輸送に比べて長い場合に採用される。現在、CO₂ 船舶輸送の検討はまだ初期段階であり、世界的に本目的で使用されているのは数艘の少規模船のみである(IPCC, 2005)。また、CCS 用に船舶輸送した事例はなく、ノルウェー・韓国・日本等において設計研究が行われている。

本節では、2008～2012(平成 20～24)年にかけて NEDO が実施した積載量 3400tおよび 21000t の輸送船についての詳細な設計検討(NEDO, 2013a)の結果概要を記す。

(1) 適用法規等

船舶は国籍および船籍港が登録され、船籍国の法律が適用されることになる。その法律は関係する国際条約の内容を反映させたものとなっている。国際条約の主なものは、海上人命安全条約、海洋汚染防止条約、国際満載線喫水条約である。船舶に適用される規則は航行区域により適用に違いがある。また、貨物船については船級協会(我が国の場合は日本海事協会)が審査の代行を行う。液化 CO₂ 輸送船に適用される法律には、1) 船舶法、2) 船舶安全法、3) 海上衝突予防法、4) 海洋汚染および海上災害の防止に関する法律、5) 鋼船規則(液化ばら積船規則・日本海事協会)がある。

具体的には液化 CO₂ 輸送船は液化ガスばら積船に分類されるので、船級協会規則を適用することで、船級協会が各法律の審査を行い、証書を発行することができる(NEDO, 2013a)。CO₂ の輸送に関する諸設備については、高圧ガス保安法及び同法に基づく政省令、技術基準等が適用され、また、船舶輸送の場合には、船舶安全法及び同法に基づく船級協会の構造基準等が適用される。

(2) カーゴタンク

液化 CO₂ 輸送船の類似の船種としては LPG 船、LNG 船がある。LPG 船は LPG の積載状態、即ち圧力および温度の組合せにより加圧式、低温式およびこれらの中間のセミレフ式の3種類がある。小型である内航船は圧力式およびセミレフ式で、外航の大型船は低温式が一般的である(NEDO, 2013a)。LPG 輸送船等では、常温/高圧から低温/大気圧までの様々な積荷条件で適用できるように設計されているタンカーもある。(IPCC, 2005)。一般に、タンク内の温度が高いほど圧力は

高くなり、構造応力的に厚板が必要になる。逆に、温度を下げるほど圧力は低くなり、必要なタンクの板厚は薄くなり容器は軽くなるが、低温に耐える高級な材料が必要となる(NEDO, 2013a)。

輸送するためには低温・低圧に、圧入するためには 0°C 以上に昇温する必要があるため、エネルギーロスを低減するためには、輸送温度は液体状態で出来るだけ高い温度が望ましいが、タンク設計上は低温・低圧が選択される。NEDO(2013a)で検討した輸送船は、いずれも温度 -46°C 、圧力 0.7MPa である。

タンク構造について、陸上タンクを中心に種々の関連規則があるが、船舶用のタンクとしては、日本海事協会の鋼船規則/検査要領の 1) N 編-液化ガスばら積船, 2) D 編-機関 ---10 章-圧力容器, 3) K 編-材料が最も基本的な基準となる(NEDO, 2013a)。タンク形状は、主として単胴および双胴タンク方式が小型の LPG 船、球形タンク方式が大型の LNG 船に採用されてきた(NEDO, 2013a)。NEDO(2013a)での検討事例は、3400t 輸送船が単胴式、21000t 輸送船が双胴タンク方式である。後者の輸送船説明図を図 5.1-1 に示す。双胴方式は、円筒状の二つのタンクを長軸方向に接続したものである。

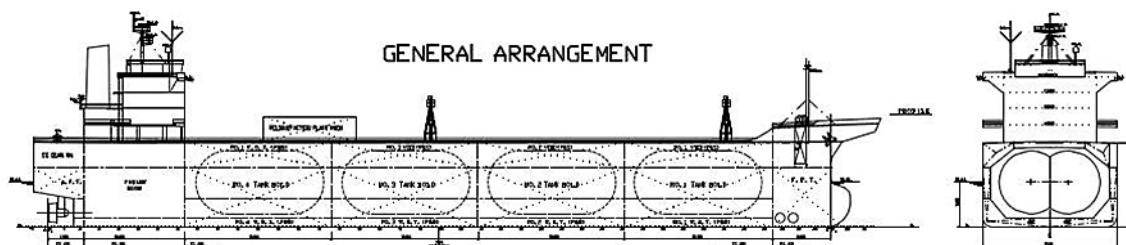


図 5.1-1 21000t 輸送船概略配置図 (NEDO, 2013a)

(3) その他の設備

二酸化炭素は継続的に陸上の工場で回収されるが、船舶の輸送サイクルは不連続である。そのため、積出港至近の陸上に一時的な貯留タンク基地と荷役施設が必要となる。また、配送先では一時貯留タンクを有する着底式基地あるいは浮体式の基地に荷卸しされ、そこから昇温・昇圧され、貯留層に圧入される。分離回収～船舶輸送～洋上圧入基地の説明を図 5.1-2 に示す。

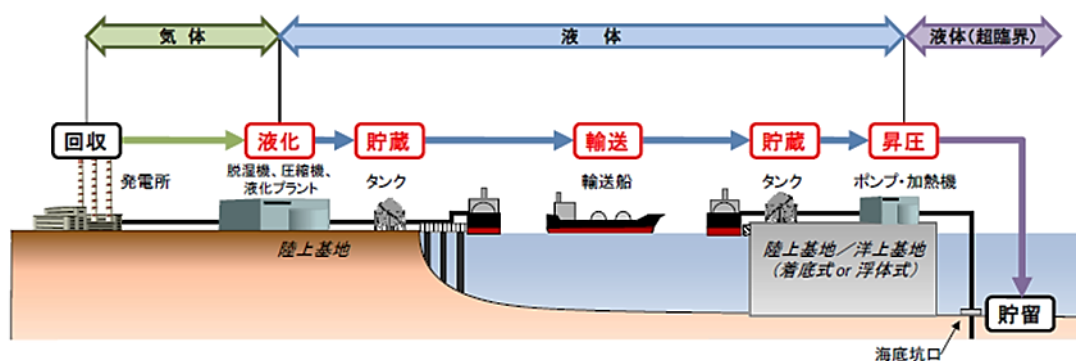


図 5.1-2 液化 CO₂ 船舶輸送説明図 (NEDO, 2013a)

(4) コスト

NEDO(2013b)で検討された CO₂ 輸送船の諸元と建造コストを表 5.1-6 に示す。

表 5.1-6 CO₂ 輸送船の諸元, コスト(NEDO, 2013a)

	NEDO/ENAA		備考
	A	B	
CO ₂ 輸送量(tCO ₂ /隻)	3400	21000	CO ₂ 積載時
CO ₂ 回収量(万tCO ₂ /y)	23.7	154.2	
輸送温度(°C)	-46	-46	
輸送圧力(Mpa)	0.7	0.7	
カーゴタンク(m ³)	1590*2	5130*4	
	単胴	双胴	
船舶速度(ノット)	13	13	
ローディング時間(h)	6	14	
洋上貯蔵量(m ³)	3000*2	3000*8	
船体L*W(m)	100.5*18.4	168*27.5	
喫水(m)	4.8	9.4	
輸送船建造コスト(億円)	37.5*2	87.5*2	
洋上浮体基地(億円)	50	115	
同貯蔵設備(億円)	50	95	
圧入用昇圧設備(億円)	10	20	

新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)成果報告書「革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト／発電から CO₂ 貯留までのトータルシステムのフィージビリティ・スタディ／CO₂ 輸送システムの概念設計」(2013)より作成

NEDO(2013b)では, CO₂ ハイドレード船舶輸送についても検討されているが, ハイドレード輸送は液化 CO₂ 輸送と比べて, 概略建設費が大幅に高くなるとされている(NEDO, 2013b)。

(5) 課題

主としてタンクについて抽出された課題を以下に箇条書きに示す(NEDO, 2013b).

- ・ 液化CO₂用の大型タンクの製造は実績が無く, 材料の曲げ加工性, 溶接性など施工面での詳細な検討・開発が必要である.
- ・ 大型タンクを製造するに際して, 加工能力, 製作効率向上のための設備投資が必要である.
- ・ 低温タンク用に利用される高張力鋼は多くの種類が整備されており, その中から板厚が厚くても低温に対応できる材質を開発できると考えられる.

5.1.4 シャトル船輸送・船上圧入方式

船舶輸送の低コスト化を図るために, 東京大学尾崎雅彦教授が発案し, 一般財団法人 電力中央研究所, GCCSI(Global CCS Institute), 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)それぞれの委託・資金援助等により設計研究が逐次進められてきた手法であり, 環境省が推進している CCS 実証試験の輸送手法として検討されている手法である.

(1) 基本コンセプト

基本的な概念を以下に箇条書きで示す.

- ・ 複数の排出源から海域貯留サイトまで船舶輸送し, シャトル船搭載の設備により昇温・昇圧後, フレキシブル・ライザー・パイプを用いて船上から直接圧入する(図 5.1-3 参照).
- ・ CO₂ 積載量は 3000t とし, 年間 100 万 t-CO₂ を輸送・圧入する.
(3000t/日 * 330 日/年 → 100 万t/年)
- ・ 洋上設備は, 無人とする. 一時貯留タンクは, 積出港の陸上だけに設置.

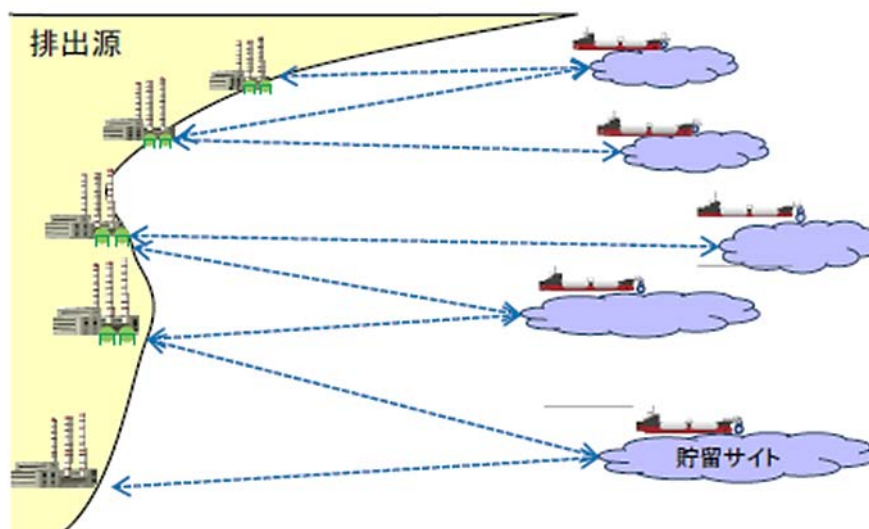


図 5.1-3 シャトル船コンセプト (環境省, 2015)

本方式の長所・短所を以下に箇条書きに示す.

a) 長所

- ・ 輸送距離の増加によるコスト増が少ない.

- ・ フレキシブル・ライザー・パイプを用いることにより水深の制限を緩和できる。
- ・ 洋上一時貯留設備が不要となる。
- ・ 輸送量の変化, 排出源・貯留サイトの変更など, 計画変更に対する柔軟性(スケールメリット⇒ユニット化)がある。
- ・ 撤去, 移設・再利用などへの対応が容易である。

b) 短所

- ・ 最適化されたパイプライン輸送と比べ, コスト高(短～中距離輸送)になる。
- ・ 海象の影響を受ける。
- ・ 船舶燃料消費による CO₂ 排出がある。

(2) シャトル船輸送・船上圧入方式のシステム概要

シャトル船・洋上圧入方式説明図を図 5.1-4 に示す。

主要構成設備は, 以下の通りである。

- ・ CO₂ の圧縮・液化設備
- ・ 積出港近傍における一時貯留タンク
- ・ 積出港におけるローディングシステム
- ・ DPS (Dynamic Positioning System) と圧入設備搭載のシャトル船
- ・ 圧入井と連結される FRP (Flexible riser pipe)。FRP には電力線を付帯し, 圧入井坑口設備・コミュニケーションブイに電力を供給する。
- ・ FRP に連結されたピックアップシステム

モニタリングデータ送受信用のコミュニケーションブイ。貯留サイトに到着したシャトル船から必要電力の供給を受け, シャトル船不在時の蓄電をする。貯留サイトの海象条件観測をする。

貯留サイト近傍に到着したシャトル船は, 人為的にピックアップブイをピックアップし, 上記ピックアップロープ, ピックアップワイヤーの順にウィンチを用いてシャトル船上に巻き上げた上で, フレキシブル・ライザー・パイプをシャトル船に嵌合させる。シャトル船とフレキシブル・ライザー・パイプが嵌合されると, シャトル船は, DPS により自動制御され, CO₂ の圧入が開始される。

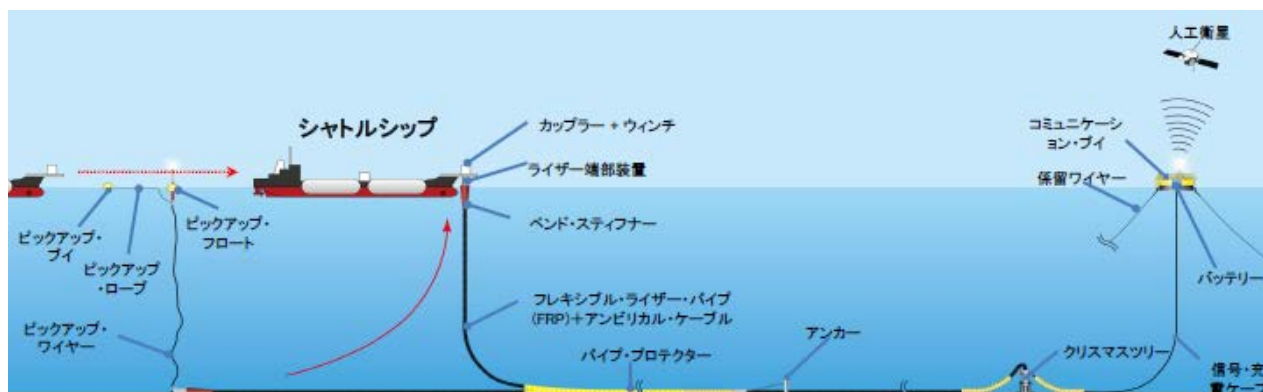


図 5.1-4 シャトル船・洋上圧入方式説明図（環境省，2015）

シャトル船概観図を図 5.1-5 に，カーゴタンク断面図を図 5.1-6 に示す。

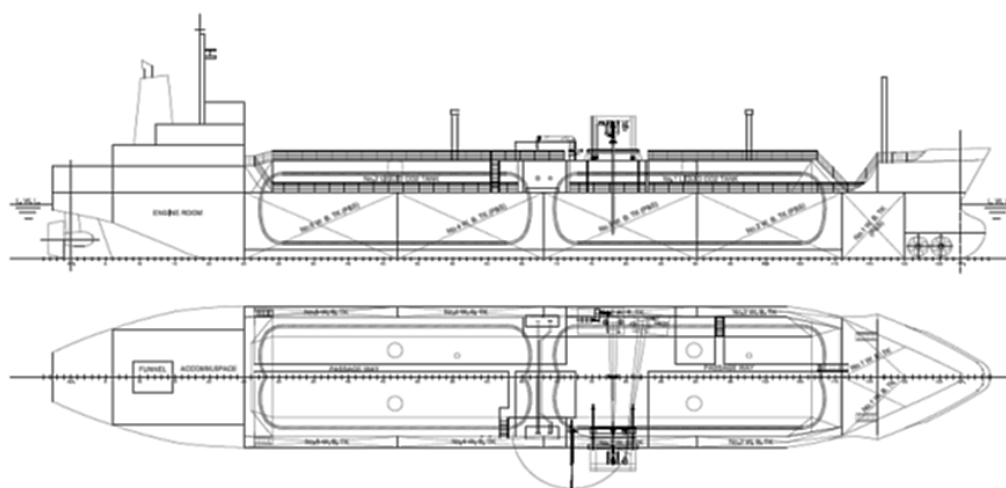


図 5.1-5 シャトル船概観図（GCCSI，2011）

シャトル船の仕様を以下に示す。

- ・ 全長=89.6m,船幅=14.6m, 型深さ=6.9m, 喫水=5.6m.
- ・ 船速=15.0 knot.
- ・ サイドスラスト 1,150 kW×2, アジマス プロペラ 3,000 kW×1.
- ・ 推進機 3,500 kW×2.
- ・ DPS(Dynamic Positioning System) 搭載.

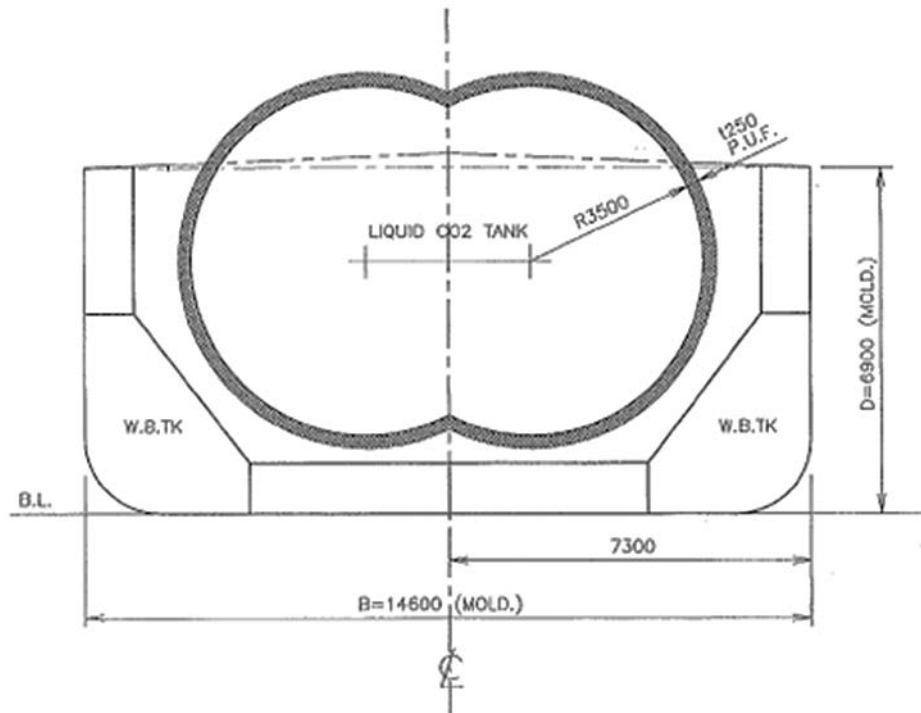


図 5.1-6 カーゴタンク断面図 (GCCSI, 2011)

カーゴタンクの仕様を以下に示す.

- ・ タイプ: Bi-lobe.
- ・ 基数: 2 (縦列).
- ・ 単円筒の直径=7.0m.
- ・ 長さ=27m.
- ・ 容積: 1,500m³(X2).
- ・ 設計温度: -10 degC.
- ・ 設計圧力: 3.1 MPa.

ボイルオフにより 2.65MPa から 3 日間で 0.1MPa の割合で圧力が上昇すると想定.

- ・ 材質: Quenched and tempered carbon steel for low temp use.

引張強度 795N/mm².

降伏強度 685N/mm².

(3) コスト

シャトル船の諸元・コストを表 5.1-7 に示す. シャトル船の建造コストは, その後の検討により増額する可能性が強くなっている.

表 5.1-7 シャトル船の諸元・コスト(GCCCSI(2011), GCCSI(2012)を編集)

項目		備考
CO ₂ 輸送量(tCO ₂ /隻)	3000	CO ₂ 積載時
CO ₂ 回収量(万tCO ₂ /y)	100	
輸送温度(°C)	-10<-20>	
輸送圧力(Mpa)	2.65<1.97>	
カーゴタンク(m ³)	1500*2	
	双胴	
船舶速度(ノット)	15	
ローディング時間(h)	8	
洋上貯蔵量(m ³)	0	
船体L*W(m)	94.2*14.6	
喫水(m)	5.6	
輸送船建造コスト(億円)	28.3*2	昇温・昇圧設備を含む
Flexible Rizer Pipe(億円)	9	

(4) 船舶輸送検討の動向

表 5.1-8 に国内外の CO₂ 船舶輸送研究事例について示す. 同表には, 船舶輸送の方がパイプライン輸送に比べて有利になる距離について, 参考のために記している.

表 5.1-8 に示す事例のうち概念設計以上の検討事例は, NEDO 及びシャトル船の国内 2 件だけである. コストについては, 総じて輸送量が多いほどパイプラインが有利, 輸送距離が遠いほど船舶が有利である. Tel-Tek+TNO は, 年間 30 万 t, 60 万トンの輸送量では輸送距離を問わず船舶が有利と試算している.

表 5.1-8 国内外の CO₂ 船舶輸送研究事例の比較 (環境省, 2015)

調査対象		輸送・圧入方式の検討状況	パイプラインより船舶のほうが経済的になる輸送距離	備考
国内	NEDO	●洋上着底基地から圧入	300~500 km	H24 に終了
		●洋上浮体基地から圧入		
		▲係留ブイ+船上直接圧入		
		▲潜水ブイ+船上直接圧入		
海外	KIOST + KAIST (韓国)	▲洋上中間貯留タンク + 船上直接圧入	パイプラインと船舶の輸送距離(ルート)が異なり比較できず	現在の船舶輸送の検討状況は不明
	CINTRA (蘭)	▲オフローディングタワー+船上直接圧入 ▲STL ブイ+船上直接圧入	150 km前後 (年間 100 万, 200 万, 400 万 t)	中止

	Tel-Tek (ノルウェー) +TNO(蘭)	★洋上タンク+浮体	距離問わず(年間 30 万,60 万 t), 500km(年間 500 万 t), 1,200km(年間 1,500 万 t)	圧入も含めた技術検討を開始予定
	UNSW + CO2CRC (豪州)	－(輸送のみ, 圧入なし)	750 km(年間 600 万 t, 深海域), 900 km(年間 600 万 t, 浅海域)	
参考	シャトル船	●ピックアップブイ+船上直接圧入(洋上タンクなし)	－	船上直接圧入システムの検討中
検討状況: ●概念設計以上, ▲概念検討, ★今後検討予定, ー検討外				

(5) 課題

シャトル船・船上圧入方式の主要な課題を以下に箇条書きで示す.

- ・ ピックアップ嵌合システム
洋上無人・低コスト化のために是非とも成功させたいシステムであるが, 類似前例のないシステムであり, 机上再検討・原位置試験が必要である.
- ・ 運転計画・非常時対応の検討
分離回収・船舶輸送・貯留の全体システムを考え, 陸上での一時貯留タンクを含む, それぞれの運転・運航計画の整合と非常時対応の検討が重要である.
- ・ 圧入・貯留計画との整合

シャトル船では, 3,000t の CO₂ を約 20 時間で圧入出来ると仮定している. この圧入レートで年間 100 万 t-CO₂ となる.

貯留層の圧入性能は, 浸透率・層厚・貯留層の広がり等で決まるが, この圧入レートを満足するためには, 複数の圧入井が必要になる場合もある. これらの圧入井の離間距離の程度によっては, 貯留サイトでの圧入方法を大きく変更する可能性もある.

これは本方式固有の課題ではなく, パイプラインを含む輸送全体の課題でもあり, 貯留層評価と圧入計画が, 輸送方法の決定と計画策定に大きく影響することに配慮が必要である.

参考文献

東京大学, (株)システム工学研究所船舶による CO₂ 輸送および海底下地層への圧入システムに関する技術調査とコスト試算業務報告書, 平成 22 年 3 月, (電力中央研究所)

GCCSI(Global CCS Institute):Preliminary Feasibility Study on CO₂ Carrier for Ship-based CCS, 2011.

GCCSI(Global CCS Institute):Preliminary Feasibility Study on CO₂ Carrier for Ship-based CCS (Phase-2 - unmanned offshore facility), 2012.

GCCSI(Global CCS Institute):Preliminary Feasibility Study on CO₂ Carrier for Ship-based CCS (Phase-2 - unmanned offshore facility)- VOLUME 2 - Storage Site Identification beyond the Japanese Continental Shelf, 2012.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) : Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005

環境省:平成 25 年度シャトルシップによる CCS を活用した二国間クレジット制度実現可能性調査委託業務報告書, 2014.

環境省:平成 26 年度環境配慮型 CCS 導入検討事業委託業務報告書, 2015.

新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO):平成 20 年度～平成 24 年度成果報告書, 革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト 発電から CO₂ 貯留までのトータルシステムのフィージビリティ・スタディ CO₂ 輸送システムの概念設計報告書, 2013a.

新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO):平成 20 年～平成 24 年度成果報告書 革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト 発電から CO₂ 貯留までのトータルシステムのフィージビリティ・スタディ 全体システム評価 (発電から CO₂ 貯留に至るトータルシステムの評価) 報告書, 2013b.

Ozaki, M.: Shuttle ship transport of CO₂ ,Webinar – 30 April 2013, 1400 AEST,GCCSI

5.2 CO₂貯留サイト評価技術

5.2.1 サイト評価のための調査・試験方法

CO₂貯留を実施する対象としては、一般的な地温勾配、静水圧分布であればCO₂が超臨界状態となる温度・圧力条件を持つ地下800mよりも深い深度に、貯留層となる浸透率の大きい砂岩等により構成される地層があり、この貯留層よりも上位に浸透率の小さい泥岩等により構成された遮蔽層が連続して分布している領域が必要となるものと考えられる。また、CO₂漏洩防止の観点から、あらかじめ活断層や規模の大きな断層の存在が想定されるような地域は回避する必要がある。これらの条件を満たす領域を抽出し、CO₂を貯留する容積を十分有する貯留層や、CO₂の上方への移行を防止する遮蔽性能を有する遮蔽層の分布、ならびにそれぞれの地層におけるCO₂の移行特性に関わる物性を明らかにすることにより、貯留サイトの評価が可能となる。

このための調査・試験方法としては、従来から実施されている地下深部を対象とした調査・試験、すなわちサイト評価の初期段階となる文献調査を実施し、地表地質調査、物理探査、坑井調査・試験といった流れで実施することが考えられる。上述した調査・試験の具体的方法について、以下に概説する。

(1) 文献調査

これまでに実施された地下深部を対象とした地質調査として、石油・天然ガス資源調査、地熱資源調査、活断層調査、地下水調査が挙げられる。これらの調査結果を収集・整理することにより、初期段階におけるサイト評価を行うことができるものと考えられる。CO₂貯留においては、地下深部における貯留層・遮蔽層の分布や性状、貯留されたCO₂の漏洩経路となり得る断層の分布や性状を把握する必要がある。

貯留層・遮蔽層の分布に関しては、公益財団法人地球環境産業技術研究機構(RITE)により反射法地震探査および坑井掘削の結果に基づくデータの収集、整理結果が示されている(RITE, 2008)。図5.2-1にRITEにより作成された全国貯留層賦存量分布図を示す。また、海外も含めた文献調査によりCO₂貯留サイトの地質特性の比較が行われている(田中他, 2010)。国外のCO₂貯留サイトについて、地質特性を比較した結果を表5.2-1に示す(海江田他, 2012)。

一方、断層については、活断層の分布や性状については活断層研究会により取りまとめられている(活断層研究会, 1991)他、産業技術総合研究所による出版物や地方自治体における調査報告書が利用できる。しかしながら、CO₂の漏洩に関わる断層の物性評価や海域の断層についての分布、性状については評価事例が少ないのが現状である(田中他, 2009)。電力中央研究所において提案しているCO₂貯留に関わる断層の調査フローを図5.2-2に示す(海江田他, 2012)。

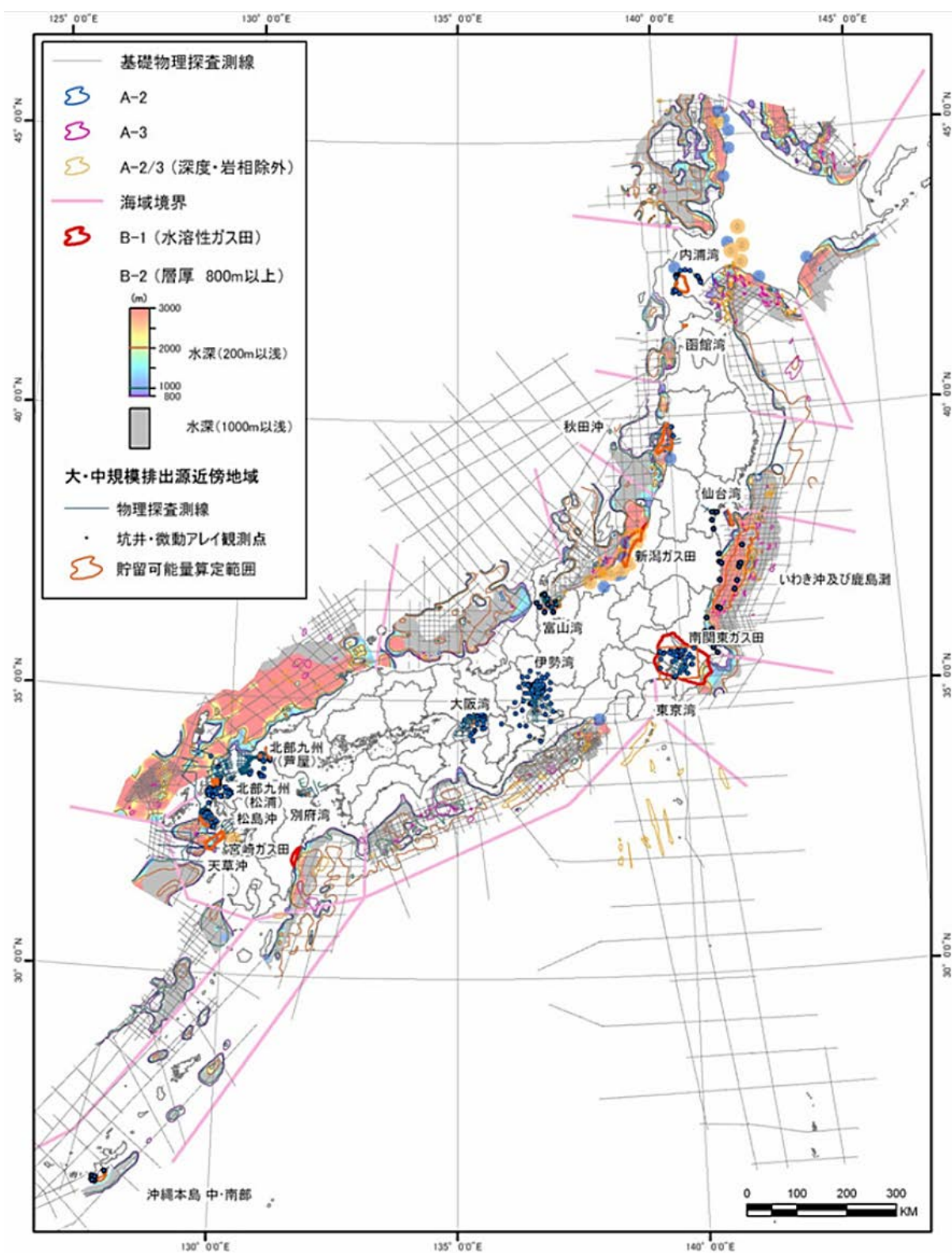


図 5.2-1 全国貯留層賦存量分布図(RITE, 2008)

表 5.2-1 国外 CO₂ 貯留サイトの地質特性の比較(海江田他, 2012)

	サイト名称	貯留層と堆積年代	浸透率	孔隙率	(有効) 層厚	推定貯留 可能量	貯留総量
1	West Pearl Queen	ペルム紀: Queen 層のShattuck部層 (注入深度1,400m)	200md以下	約15~20%	全層厚: 12.2m 有効層厚: 7.62m	文献情報 なし	2,100 t (総圧入量)
2	Deccan trap	白亜紀~古第三紀始新世: 玄武岩中への鉱物固定	文献情報なし	文献情報なし	文献情報 なし	文献情報 なし	約2,000t 予定
3	Casablanca oil field	シ) 地質時代不明: Castellan砂岩層 (深度2,500~3,300m)	文献情報なし	文献情報なし 6~10% (石油貯留層)	最大層厚: 500m	文献情報 なし	未貯留
4	Atzbach- Schwanenstadt	漸新世-中新世: Puchkirchenシリーズ上部区間 zone 'A4' (深度約1,600m)	シ) $\phi=1\sim200\text{md}$	シ) $\phi=10\sim22\%$	シ) 30~50m	14.5Mt	未貯留
5	Ketzin	三疊紀: Stuttgart層 (深度630~710m)	500~1,000md (砂岩)	23% (砂岩)	深度: 約630~710m 層厚: 80m	60,000t	最大60,000 t 予定
6	Kalundborg	三疊紀後期: Gassum層 (深度約1,500m)	500md (推定値)	22% (推定値)	全層厚: 約150m 有効層厚: 約100m	846~ 923Mt	未貯留
7	Mid-Norway	下部-中部ジュラ紀: ①Tilje層/②Ile層/③Garn層の3層	①500~1,000md ②650~5000md ③1,000~5,000md	①20~25% ②21~28% ③20~30%	①100m ②50m ③50m	30,000Mt	未貯留
8	Valleys	・ペルム~三疊紀: Sherwood 砂岩層群 ・ジュラ紀: 薄層の砂岩 ・新生代: 河川-デルタの砂岩	1.7md	約40% (検層結果)	約160m (106/24-1孔) 100~150m	文献情報 なし	未貯留
9	Schwarze Pumpe 発電所	・ジュラ紀前期: Hettangium層 ・三疊紀後期: Contorta層 (1,300m以深)	120~2,100md	20~33%	全層厚: 270~380m (二つの貯留層)	400Mt	未貯留
10	Snohvit	ジュラ紀前期: Tubaen層 (注入深度2,500m)	185~883md	10~15%	45~75m	23Mt	約22~23Mt (30年間)
11	ZeroGen	ペルム紀: ①Aldebaran層/②Freitag層/③ Catherine層	①最大1309md, 平均2.1md ②最大53md, 平均1.4md ③最大13md, 平均0.3md	①13~23% ②11~14% ③12%	①700m以上 ②100m ③120~210m	60Mt	1400t (注入試験済)
12	Frio	漸新世: 上部Frio層 (深度1,524m)	2,000~2,500md	30~35%	層厚: 22.8m 有効層厚: 6.5~7.2m	300,000M t	1,600t
13	Mountaineer Plant	①オルドビス紀: Rose Run層 ②カンブリア紀: Copper Ridge層中のBゾーン	①30~50md (コア試験) ②文献情報なし	①9~15% (コア試験) ②文献情報なし	①35m (有効層厚: 9m) ②15m	文献情報 なし	文献情報 なし
14	Draugen	ジュラ紀後期: Rogn層 (深度約1,600m)	Unit I: 10,000md以下 Unit II: 700~2,000md (上部の細粒砂岩部)	Unit I: 27~32% Unit II: 26~30% (上部の細粒砂岩部)	Unit I: 20~40m Unit II: 10~20m	文献情報 なし	文献情報 なし
15	Heidrun	中部ジュラ系: ①Fangst部層 下部ジュラ系: ②Tilje層/③Are層	①平均1,450md ②平均360md ③平均1,788md	①平均29% ②平均26% ③平均28%	①約90m ②約130m ③約130m	文献情報 なし	文献情報 なし
16	Teapot Dome	①中-後期石炭紀: Tensleep層 ②上部白亜紀: Frontier層中の2nd Wall Creek層	①平均80md ②平均100md	①平均8% ②平均15%	①約320m ②約65m	文献情報 なし	5,500万t予定
17	Pembina Cardium	白亜紀後期: Cardium層 (深度1,650m付近)	礫 岩: 平均33.3md 上部砂岩: 平均19.8md 中部砂岩: 平均21.4md 下部砂岩: 平均9.5md	礫 岩: 平均7.4% 上部砂岩: 平均16.4% 中部砂岩: 平均16.2% 下部砂岩: 平均14.8%	最大層厚: 約20m	文献情報 なし	'05.4~'07.3: 約45,000t (圧入済)
18	Liaohe	始新世~漸新世: ①Dongying層/②Shahejie層 中の砂岩層	100~2,440md (当盆地の一般値)	16~32% (渤海湾堆積 盆地の一般値)	文献情報なし	1,930Mt	文献情報 なし
19	Weyburn	石炭紀: Marly層Mississippianの堆積物 (深度約1,500m)	1~300md	8~38%	30m	20Mt	20Mt (プロジェクト 最終時)
20	K-12B	ペルム紀前期: 上部Slochteren層	平均20md (河川成砂岩: 5~30md, 風 成砂岩: 300~500md)	平均15% (風成砂岩部は20%)	350m	8Mt	1回目: 9000t 2回目: 6,000Nm ³ /d
21	Polish Demo Project	下部ジュラ紀-上部三疊紀: J1層中の①Jpl層/②Jh層	①800md ②140md	①24% ②21%	文献情報なし	~500Mt	未定
22	Ordos basin, China	オルドビス紀: MaJiagou層/石炭紀: Taiyuan層 /ペルム紀: Xiashihenzi層/三疊紀~ジュラ紀: Yanchange層	6~100md (想定)	10~15%程度 (想定)	文献情報なし	260,000M t	未定
23	In Salah Gas	石炭紀: unnamed strata (深度1,850m)	5md	17%	29m	17Mt	1,700万t
24	Otway	白亜紀後期: Waarre C層 (深度2,050m)	8,800md	24%	31m		100,000t
25	Gorgon	ジュラ紀後期: Dupuy層 (深度2,700m)	25md	20%	200~500m	129Mt	~120Mt
26	Sleipner	中新世: Utsira Sand (深度1,012m)	1~8d	35~40%	250m	25Mt	2,000万t

※シ) ...シミュレーションの設定数値

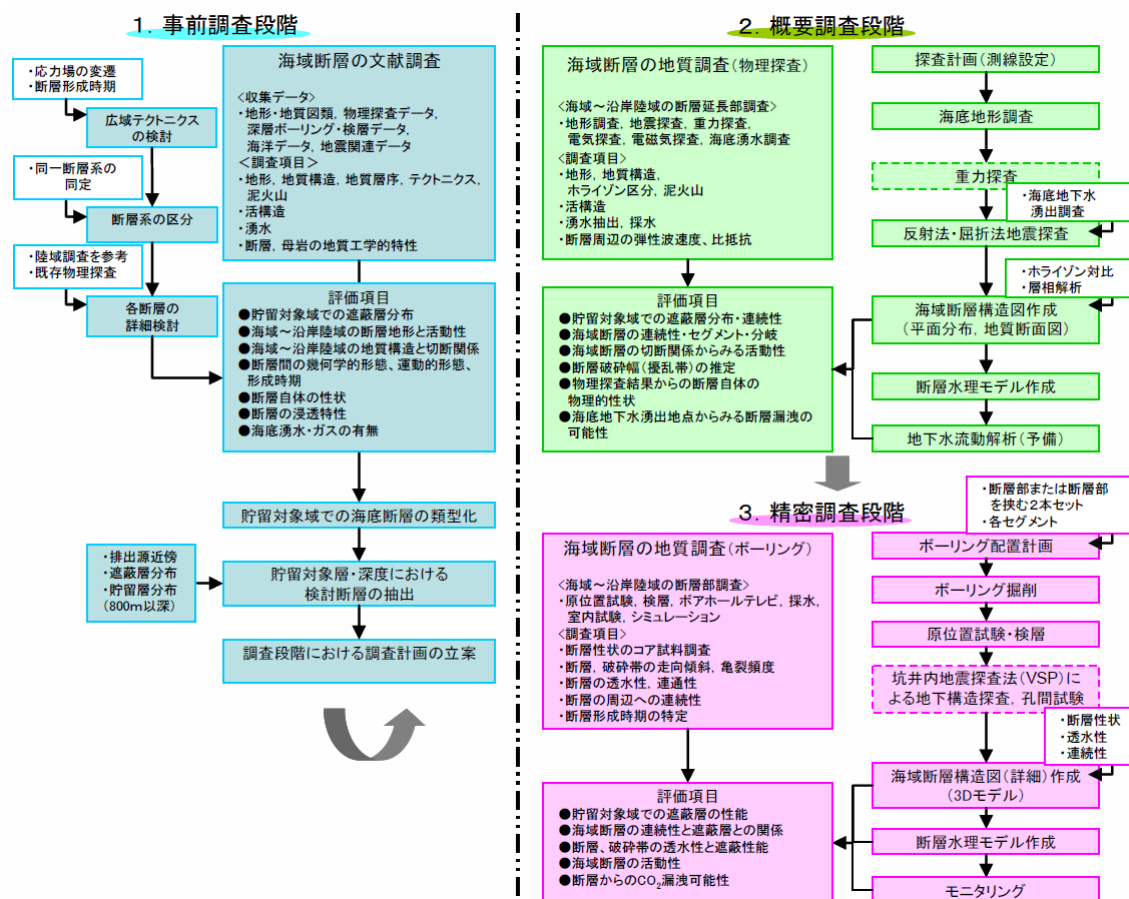


図 5.2-2 CO₂ 貯留に関わる断層の調査フロー(海江田他, 2012)

(2) 地表地質調査

地表地質調査では、地下深部の地質に関する直接の評価を行うことは出来ない。しなしながら、地下に連続する、または存在が想定できる地質構造を地表において調査できる点や、堆積岩の堆積相・砂泥比、断層の性状を把握することができる点から、低コストに貯留サイトにおける概略貯留可能量を評価することができるメリットがある(田中他, 2009)。また、坑井等により地下深部の情報が得られていない地域では、CO₂貯留時における移行特性を評価するため岩石試料を露頭から採取し、室内試験を実施することが考えられる。

(3) 物理探査

CO₂貯留サイト評価のための地質構造ならびに物性を評価するための物理探査手法として、反射法地震探査、屈折法地震探査、微動アレイ探査、電磁探査、重力探査などが挙げられる。現状ではCO₂貯留サイトの地質構造評価に関しては反射法地震探査が最も優れていると考えられる。

反射法地震探査は、地震波(弾性波)を人工的に発生させ、地下深くの地層境界面で反射して地表に返ってきた振動を受振機によって観測することにより、反射波の走時から主に境界面(反射面)の深さを推定する方法である(例えば、狐崎, 2001)。図 5.2-3 に反射法地震探査の測定例を示す。

その他の探査手法として、屈折法地震探査は、地中を伝わる弾性波の中で地層の境界面で屈折し地層の境界を伝わり地表に返ってくる波を利用して地質構造を明らかにする手法、微動アレイ探査は、海洋の波浪などにより遠方からやってくる周期の長い自然の弾性波を観測して地下の速度構

造を求める手法、電磁探査は、地中を流れる地電流と地磁気の相互作用を利用し、地下の比抵抗を求める手法、重力探査は重力を測定することで、地下物質の密度差から概略の地質構造を推定する手法である。これらの手法の詳細については 5.5 節を参照されたい。

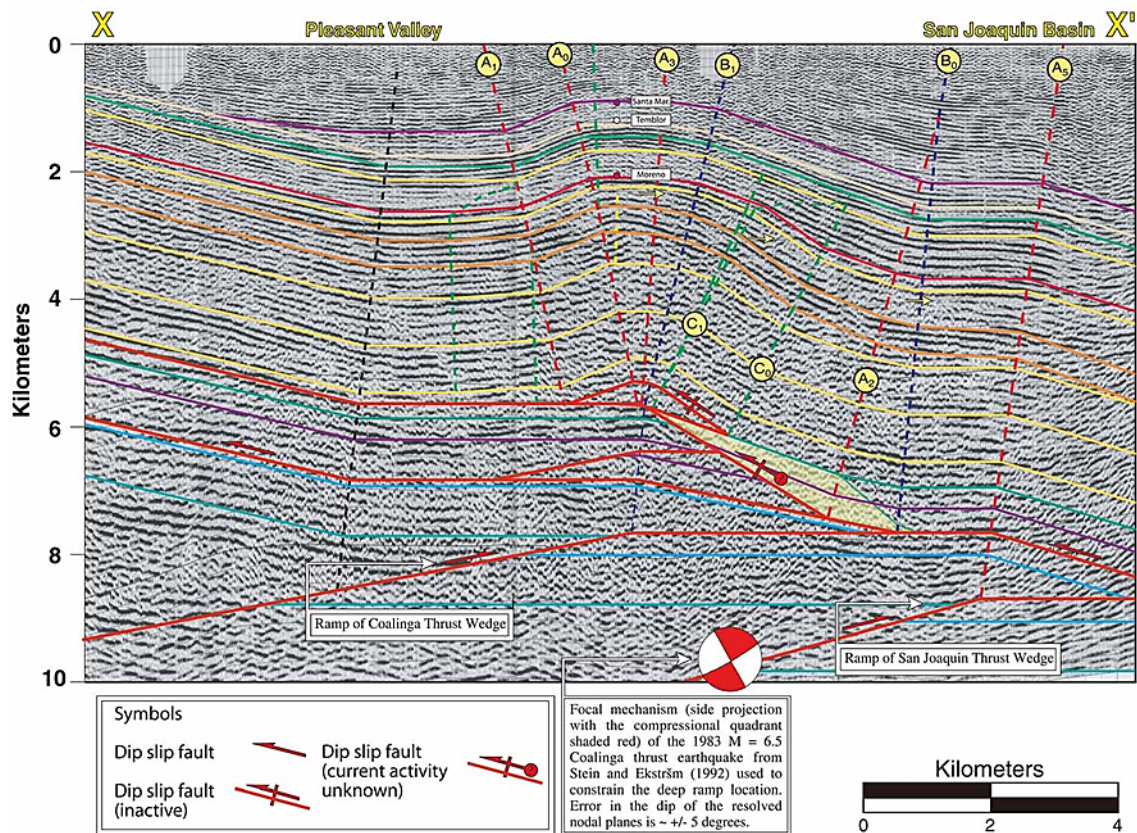


図 5.2-3 米国 California 州 Coalinga 背斜における反射法地震探査断面の例
(Guzofski and Shaw, 2005) .

(4) 坑井調査・試験

CO₂ 貯留サイトが概略選択された際、地点における貯留特性評価のため、坑井掘削および調査・試験が行われる。まず、物理探査等で推定された貯留層・遮蔽層の深度や分布範囲を確認するため、坑井掘削ならびに地質調査が行われる。地質調査は掘削により得られるコア試料やカッティングス(掘削屑)を用いて実施する。また、貯留層や遮蔽層における CO₂ の流動に関わるパラメータ、すなわち絶対浸透率(地層中における流体の種類に依存しない流体の通りやすさ)、間隙率(地層全体の体積のうち岩石粒子を除いた間隙の体積の占める割合)、相対浸透率(水と CO₂ が共存して流動する場合の両者の浸透しやすさを示す割合)、毛管圧(間隙中に水と CO₂ が共存する場合の両者の圧力差)はコア試料を用いた室内試験により評価する場合が多い。絶対浸透率は掘削後の坑井を用いた現場透水試験を用いて評価することも可能であり、費用が掛かるものの、より現実的な評価の方法となる。

坑井を用いた調査・試験として、物理検層が挙げられる。物理検層は、上述した室内試験による CO₂ の流動に関わるパラメータが坑井内の一部の地層から得られた岩石試料を用いたものであるのに対し、坑井全体におけるパラメータの分布を評価することが可能となる。物理検層手法として、比

抵抗検層，音波検層，密度検層，中性子検層，坑壁イメージング検層等があり，これらを組み合わせて実施することが多い．検層の手法の詳細については文献(物理探査学会，1989)を参照されたい．

5.2.2 貯留可能量評価技術

CO₂ 貯留において，事前に貯留可能量を把握しておくことは重要である．サイト評価の初期の段階において評価する貯留可能量は，石油・天然ガス資源における原始埋蔵量(石油技術協会，2013)に類似した概念であり，理論的に地層に貯留可能な CO₂ の量を表す．我が国では RITE により示された以下の式(RITE，2006)がある．

$$\text{貯留可能量} = S_f \times A \times h \times \varphi \times \frac{S_g}{B_{gCO_2}} \times \rho$$

ここに，

S_f	: 貯留率
A	: 貯留層の面積
H	: 有効層厚
φ	: 貯留層の間隙率
S_g	: 超臨界 CO ₂ の飽和率
B_{gCO_2}	: CO ₂ の容積係数
ρ	: CO ₂ の密度

である． S_f については，背斜構造のような構造的な帯水層では 0.5(50%)，同斜構造などの非構造的な帯水層では 0.25(25%)を用いている(RITE，2006)．図 5.2-4 に S_f ， h ， S_g の概念図(田中他，2009)を，図 5.2-5 に貯留可能量評価のフロー図(田中他，2009)をそれぞれ示す． h については，貯留層の全層厚に砂泥比率を掛け合わせたもの， S_g については 0.2，0.5，0.8 をそれぞれ用いる． B_{gCO_2} ， ρ は貯留する地点における温度・圧力条件に依存するが，深度 2000m で一般的な地温勾配(100m 当たり 3℃)の場合，それぞれ 0.003，630kg/m³ 程度となる．

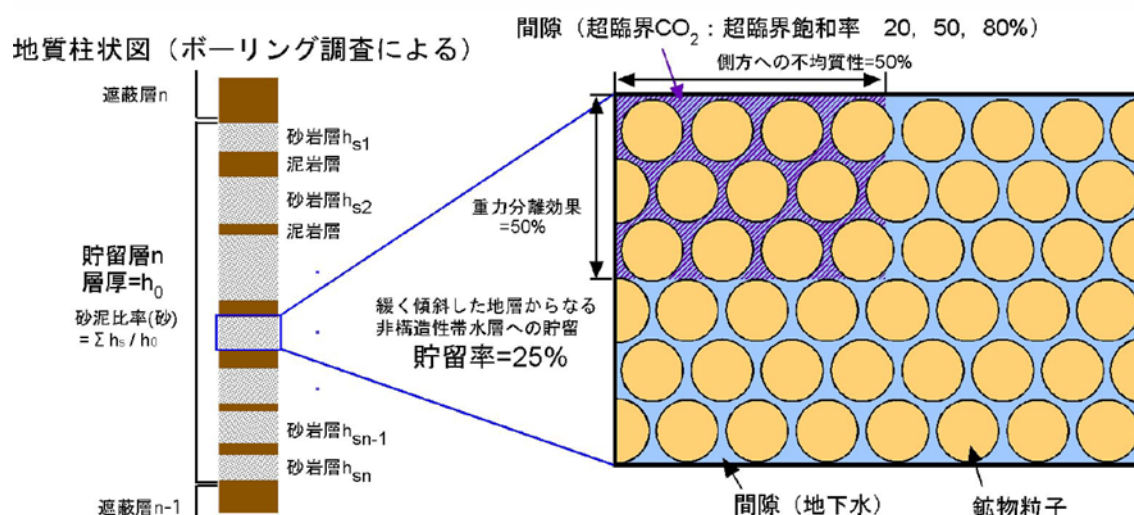


図 5.2-4 貯留率 S_f ，有効層厚 h ，超臨界 CO₂ 飽和率 S_g の概念(田中他，2009)

海外では、CSLF(Carbon Sequestration Leadership Forum)による方法(Bachu et al., 2007)やこれをベースとした改良版(Gorecki et al., 2009), USDOE(米国エネルギー省)による方法(USDOE, 2007)などが提唱されている(Bachu, 2015)が、基本的には RITE による方法と同様の考え方に基づくものである。

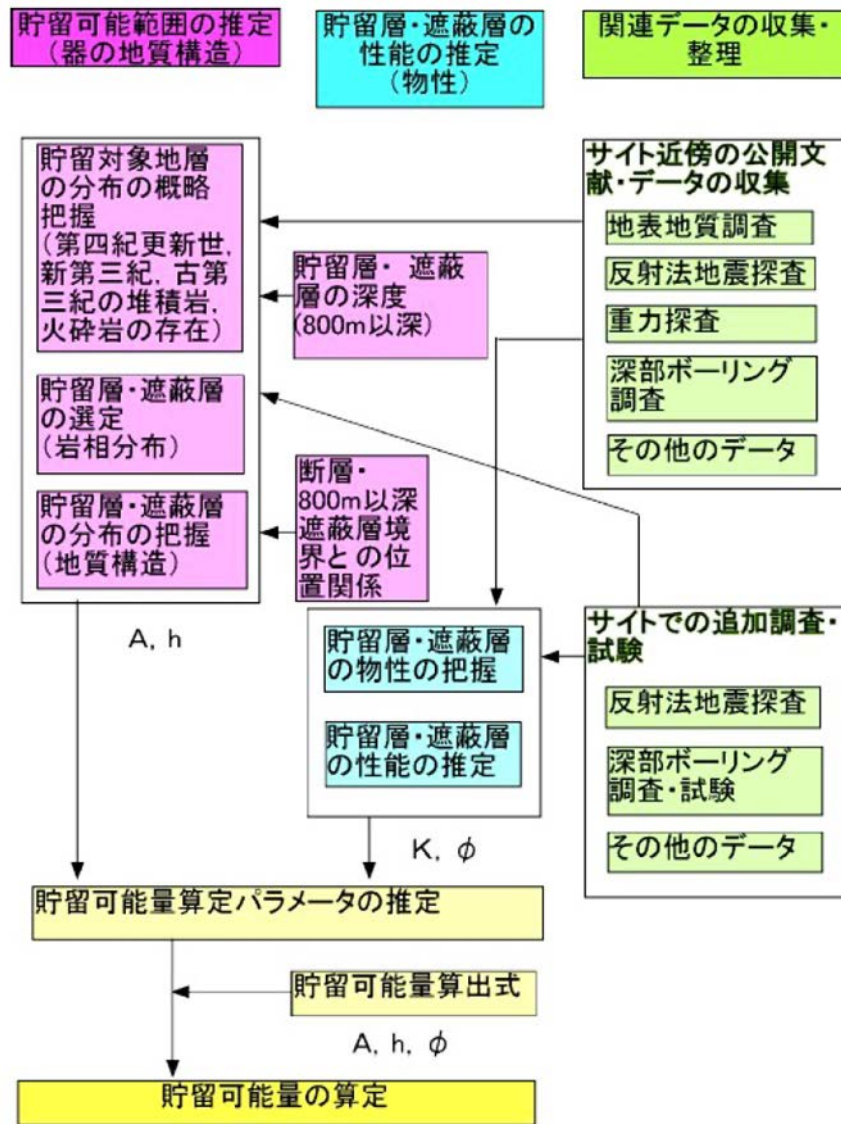


図 5.2-5 貯留可能量の評価フロー(田中他, 2009)

上述した貯留可能量算定式に基づき, RITE によって実施された算定事例について述べる. 大阪湾を対象に 2005(平成 17)年度に算出された理論上考えられる貯留可能量は 49.4 億 t- CO₂であった(RITE, 2006). これに引き続き 2006(平成 18)年度にはより詳細な地質モデルをもとに, 数値解析による CO₂ 移行挙動評価を行い, さらに確率論的手法による貯留可能量の再検討を行った(RITE, 2007). その結果, 貯留可能量は 12.0 億 t- CO₂となり, 理論上考えられる値の 4 分の 1 程度となった. このように理論上の貯留可能量は必ずしも实际的に貯留できる CO₂ の量を予測することと等価とならないことに注意を要する. また, 数値解析等により評価された貯留可能量についても, 実際に対象とする貯留層における CO₂ 流動に関するパラメータを入力していないため, あくまでも予測の値となる.

このため、貯留サイトが決定した場合、より精度の高い貯留可能量評価を行うためには、5.2.1(4)に示したような詳細な調査が重要となる。

引用文献：

- Bachu, S., Bonijoly, D., Bradshaw, J., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N.P., Maathiasen, O.M.(2007): CO₂ storage capacity estimation: methodology and gaps, *Int. J. Greenhouse Gas Control*, 1(4), 430-443.
- Bachu, S.(2015): Review of CO₂ storage efficiency in deep saline aquifers, *Int. J. Greenhouse Gas Control*, 40, 188-202.
- 物理探査学会(1989):図解 物理探査, 239p.
- 物理探査学会(2008):物理探査適用の手引きー土木物理探査マニュアル 2008ー, 540p.
- Gorecki, C.D., Sorensen, J.A., Bremer, J.M., Knudsen, D.J., Smith, S.A., Steadman, E.N., Harju, J.A.(2009): Development of storage coefficients for determining the effective CO₂ storage resource in deep saline formations, *SPE Paper 126444*.
- Guzowski, C. A. and Shaw, J. H.(2005): Coalinga anticline, San Joaquin basin, California, U.S.A., Shaw, J. H., Connors, C., and Suppe, J., eds., *Seismic interpretation of contractional fault-related folds*, AAPG Seismic Atlas, Studies in Geology No. 53, American Association of Petroleum Geologists, 138-140.
- 海江田秀志・末永弘・下田明郎・田中姿郎・窪田健二・津旨大輔・伊藤久敏・鈴木浩一・下島公紀・窪田ひろみ・坪野考樹・仲敷憲和・横山隆壽・大隅多加志(2012):我が国の地質的特徴を踏まえた CO₂ 地中貯留技術の開発, 電力中央研究所総合報告, N16.
- 活断層研究会編(1991):新編 日本の活断層 分布図と資料, 東京大学出版会, 440p.
- 狐崎長琅(2001):応用地球物理学の基礎, 古今書院, 297p.
- RITE(2006):平成 17 年度二酸化炭素地中貯留技術研究開発成果報告書, 1751p.
- RITE(2007):平成 18 年度二酸化炭素地中貯留技術研究開発成果報告書, 1705p.
- RITE(2008):平成 19 年度二酸化炭素地中貯留技術研究開発成果報告書, 1162p.
- 石油技術協会(2014):石油工業便覧, 957p.
- 田中姿郎・末永弘・伊藤由紀・窪田健二・志田原巧・伊藤久敏・中川加明一郎・鈴木浩一・大隅多加志・駒田広也(2009):大規模排出源近傍における CO₂ 地中貯留可能性評価法ー深部帯水層貯留に向けた研究開発ー, 電力中央研究所総合報告, N07.
- 田中姿郎・海江田秀志・近藤はるか・橋本励・堀川滋雄・新沼岩保(2010):二酸化炭素地中貯留サイトを対象とした地質情報の整理ー海外と日本の比較ー, 平成 22 年度日本応用地質学会研究発表会講演論文集, pp.195-196.
- USDOE (U.S. Department of Energy)(2007): *Carbon Sequestration Atlas of United States and Canada*, 1st ed.

5.3 CO₂ 地中挙動シミュレーション技術

5.3.1 CO₂ 地中挙動シミュレーションの目的と概要

CO₂ 貯留サイトの選定や計画の策定にあたっては、貯留サイトに圧入可能な流量、移行範囲、封じ込め性能などを予測・評価し、貯留プロジェクトの経済性や安全性を事前に十分に吟味することが重要である。貯留開始後は、CO₂ 挙動を監視するモニタリングとあわせて、貯留 CO₂ の移行範囲や安定性を確認することが必要になる。これらが CO₂ 地中挙動シミュレーションの主な目的となる。

CO₂ 地中挙動シミュレーションの手順を図 5.3-1 に示す。まず貯留サイトで取得された地震探査や坑井データに基づいて貯留層モデルを作成する。貯留層モデルとは、貯留層の地質構造や浸透率や孔隙率などの物性値の空間分布を規定するものである。CO₂ の地中挙動シミュレーションは、このモデルを用いた多相流体系の数値シミュレーションにより行うのが一般的である。

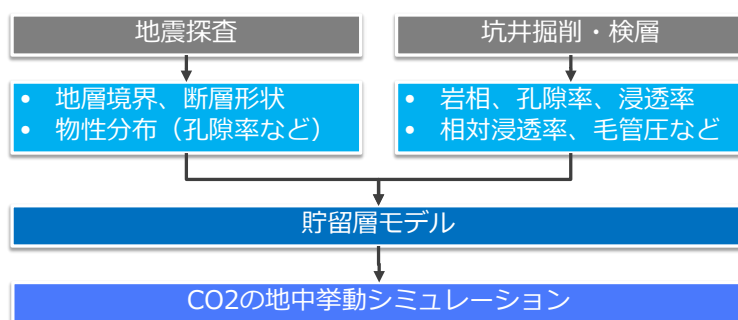


図 5.3-1 CO₂ 地中移行評価の手順

図 5.3-2 に示すようなサイト特性評価、モニタリング、シミュレーション、リスク分析の繰り返しアプローチが、CO₂ 貯留事業の安定かつ安全な操業に重要であり、社会的な受容性にも寄与するものである(IEA-GHG, 2011)。

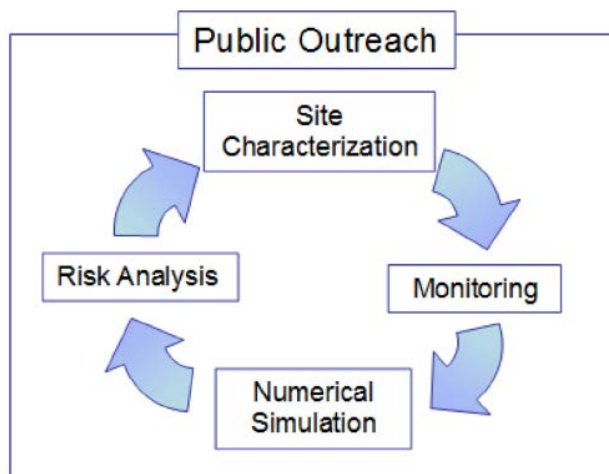


図 5.3-2 CO₂ 貯留における地中挙動シミュレーションの位置づけ(DOE/NETL, 2011)

5.3.2 CO₂の貯留メカニズム

図 5.3-3 に示すように、CO₂は圧力 7.38MPa、温度 31℃以上の温度・圧力で超臨界流体となり、気体と液体の間中間的な物理化学的性質(粘性、密度など)を示す。超臨界流体は、気体よりも密度が大きく、液体よりも粘性が小さいため、圧入性や貯留効率の面で有利と考えられている。超臨界状態の CO₂密度は概ね 0.4~0.8 g/cm³であり、地下水中で浮力が働くが、貯留層の上部が泥岩層などの遮蔽層で覆われていれば、CO₂を貯留層内に長期間留めることが可能である。そのため、CO₂が超臨界状態となる深度(約 800m 以深)の、遮蔽層(浸透性の低い泥岩など)で覆われた多孔質で浸透性の高い地層(砂岩層など)が CO₂貯留に適する地層とされている。

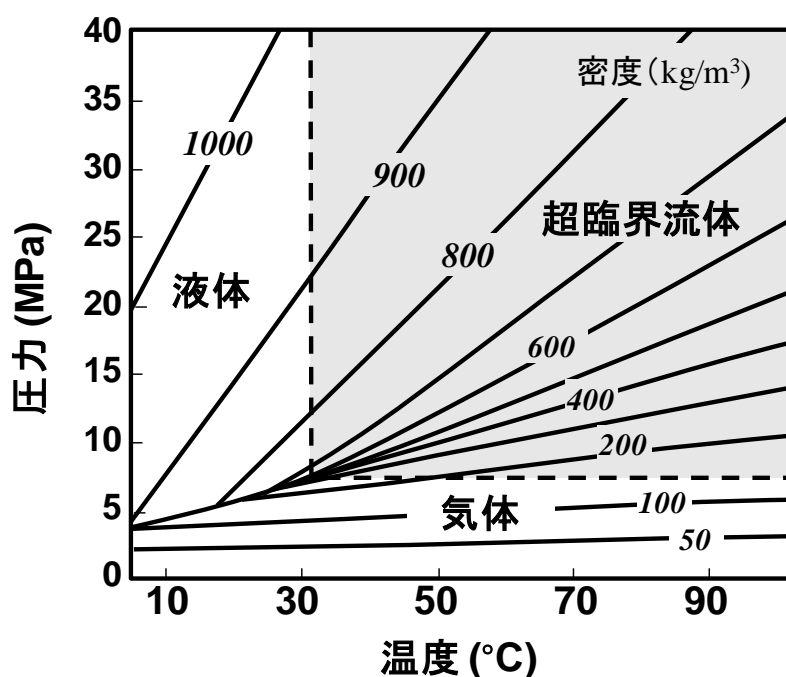


図 5.3-3 温度・圧力条件による CO₂の相と密度変化

CO₂を地層中にトラップするメカニズムには、構造・層序トラップ、残留ガストラップ、溶解トラップ、鉱物トラップなどがある(図 5.3-4)。構造・層序トラップは、CO₂が低浸透性の地層(遮蔽層)の下に物理的にトラップされることである。残留ガストラップは、気泡が貯留層の空隙中に取り残されて動けなくなるメカニズムをいい、溶解トラップは地下水中に CO₂が溶解することを意味する。鉱物トラップは炭酸塩鉱物化による固定化を意味する。ただし、炭酸塩鉱物の生成には 1000 年以上の長期を要すると考えられている(図 5.3-5)。

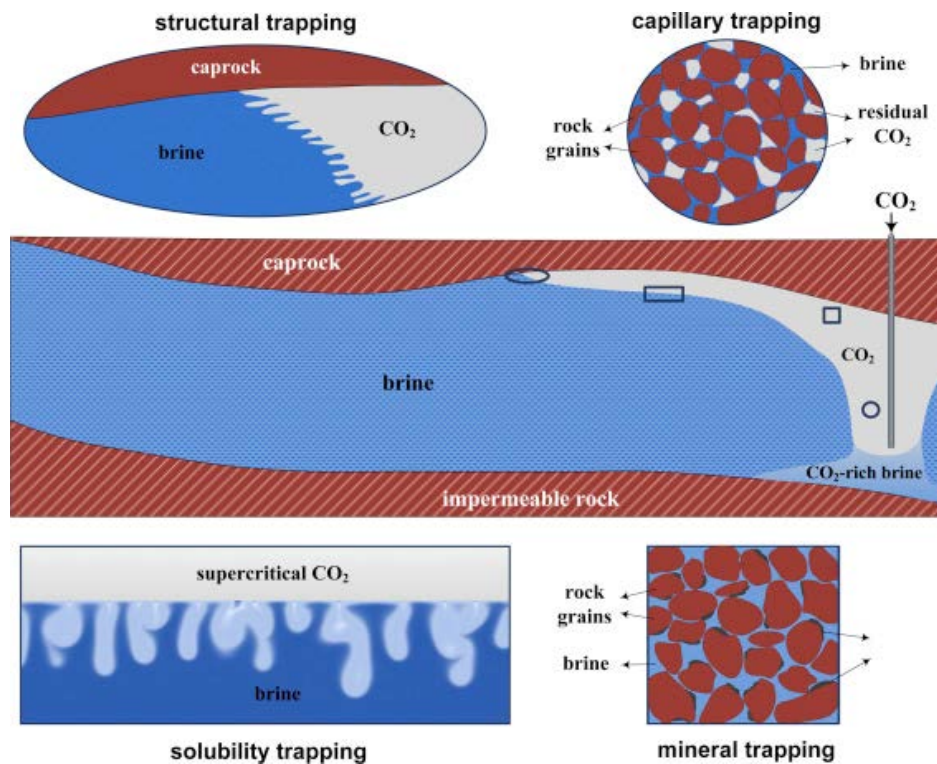


図 5.3-4 CO₂ の貯留メカニズム (Emami-Meybodi et al., 2015)

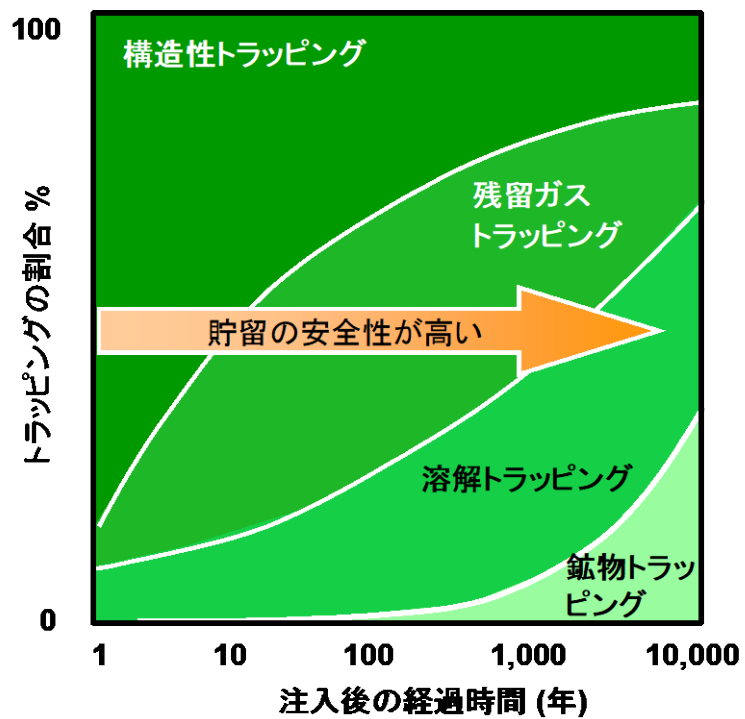


図 5.3-5 貯留メカニズムの時間変化 (IPCC, 2005)

5.3.3 貯留層モデル

坑井検層や物理探査(地震探査など)の調査データに基づいて貯留層モデルを構築する。貯留層モデルの作成手順を図 5.3-6 に示す。これは天然ガス・石油開発の例であるが、CO₂ 貯留においても同様の手順がとられる。地層ならびに断層の面形状は地震探査データと坑井データを組み合わせた解釈により決定される。後述の数値シミュレーションに必要な物性値としては、貯留層の浸透率、孔隙率、相対浸透率、毛管圧力、温度・圧力条件、地層水ならびに岩石鉱物の化学組成などがあり、地震探査、坑井検層に加えて、室内コア分析、坑井試験などの結果と合わせて求められる。貯留層の孔隙率などの不均質な空間分布についても、信頼性の問題はあるが、地震探査データ波形のアトリビュートなどから推定する技術も開発されて石油開発等の実務で広く用いられている。

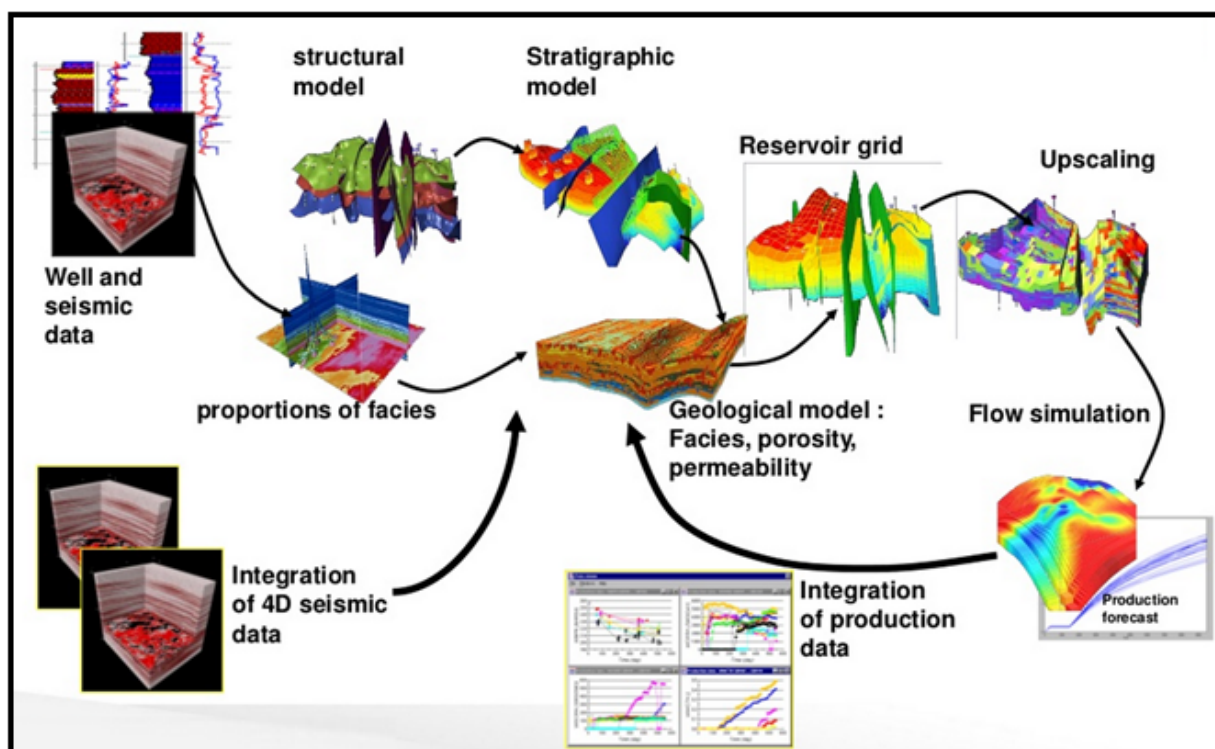


図 5.3-6 貯留層モデルの作成手順(Oil & gas ウェブサイト)

5.3.4 CO₂ の地中挙動シミュレーション

CO₂ の地中挙動シミュレーションに用いる数値解析コードとしては、前述の種々の貯留メカニズムを考慮するため、石油や地熱開発用の多相系流体シミュレータをベースに次のような機能追加を施したものが開発され、多くの CO₂ 貯留プロジェクトで用いられている。

- ・ 超臨界 CO₂ の流体物性(密度、粘性、比エンタルピーなど)の温度・圧力による変化
- ・ 相対浸透率や毛管力曲線のヒステリシス(残留ガストラップ)
- ・ 地層水中への CO₂ の溶解(溶解トラップ)
- ・ CO₂-水-岩石の地球化学反応(鉱物トラップ)

代表的な数値解析コードとして、石油開発用コードを改良した ECLIPSE (Schlumberger 社)、GEM (CMG 社) や地熱や放射性廃棄物地層処分から発達した汎用コード TOUGH2 (LBNL)、STOMP-WCSE (PNNL) などがあげられる。これら解析コードの比較研究(例えば、Pruess et al., 2004)

により、いずれのコードでも同様の支配方程式や構成則が用いられており、同等の解析結果が得られることが示されている。

数値シミュレーションの精度は、貯留層モデルに大きく依存する。事業開始段階では十分なデータ取得は困難であり、貯留層モデルについては貯留シミュレーションの信頼性は乏しいのが通常である。しかし、地震探査や坑底圧力などのモニタリングデータに基づいて繰り返しモデルを補正（ヒストリーマッチング、図 5.3-7）すれば、予測シミュレーションの信頼性を次第に高めることが可能と考えられている。

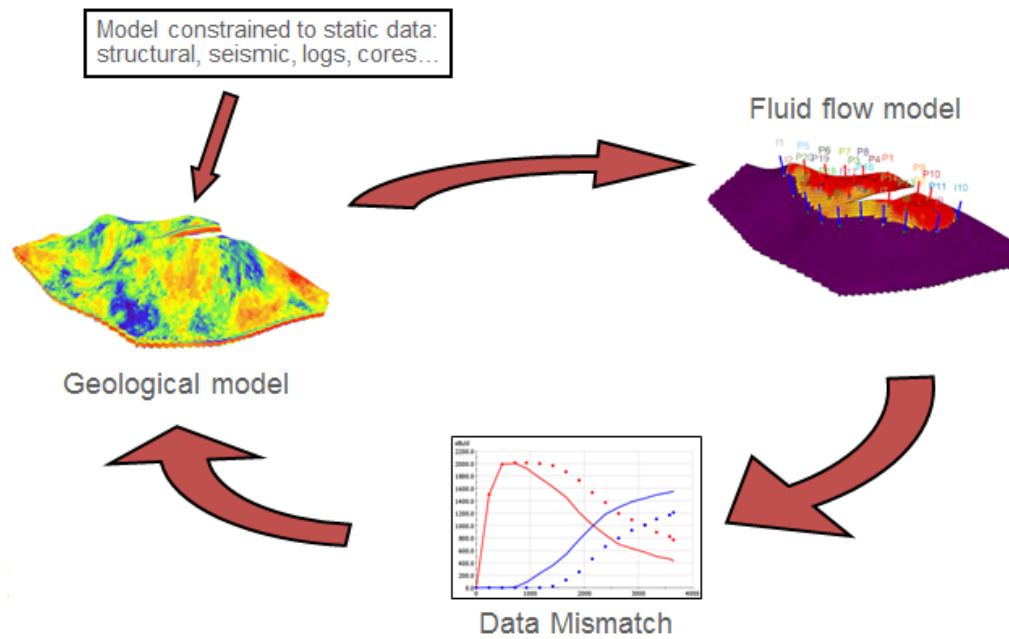


図 5.3-7 ヒストリーマッチングの概念(Oil & gas ウェブサイト)

5.3.5 評価事例

これまでに数多くのプロジェクトで CO_2 地中挙動シミュレーションが実施されている。ここでは、シミュレーションと観測データを比較した事例をいくつか紹介する。

(1) 米国 Frio パイロット試験

米国テキサス州の Frio パイロット試験では、 CO_2 の到達時間や2次元弾性波トモグラフィによる CO_2 の分布状況などに対するヒストリーマッチングが実施されている。相対浸透率と毛管圧力のヒステリシスを考慮した TOUGH2 ECO2N が使用されている。観測井の CO_2 到達時間や圧入井、観測井での圧力と CO_2 飽和率の変化に対するヒストリーマッチングを行った結果、シミュレーション結果は、孔間弾性波トモグラフィにより評価された貯留層内の CO_2 分布域を良く再現できることが示されている(図 5.3-8)。相対浸透率と毛管圧力のヒステリシスの感度分析結果は、残留ガストラッピングの有効な作用を示唆している。

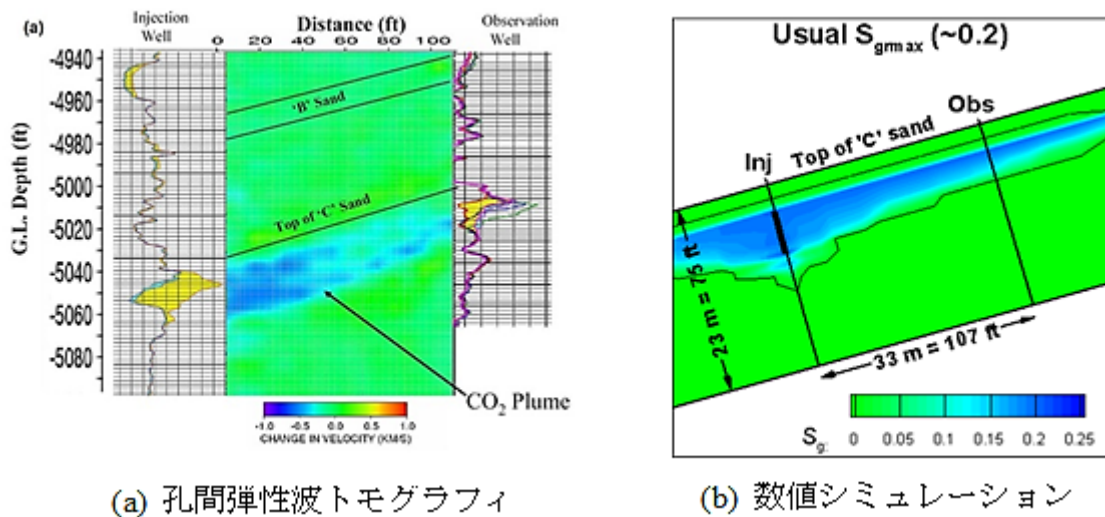


図 5.3-8 CO_2 圧入前後での孔間トモグラフィ（弾性 P 波速度差）と数値シミュレーション結果の比較（米国，フリオ実証試験; Doughy et al., 2008）

(2) ノルウェー Sleipner プロジェクト

ノルウェーの Sleipner プロジェクトでは、北海油田において深さ 2.5km の地層からの天然ガス生産において分離回収した CO_2 を地中に圧入している(1996 年から現在まで年間約 100 万 t)。圧入対象は、Utsira 砂岩と呼ばれる高浸透性(数ダルシー)でかつ層厚が 100m 以上の良好な貯留層である。貯留層内には薄い泥層を数枚はさんでいる。4 次元地震探査によって CO_2 の 3 次元的な移動が 20 年の長期にわたって経時的に把握されており、これとシミュレーションとのマッチングが試みられている。貯留層の浸透率が高いため、圧入中にも関わらず CO_2 移行への浮力の効果が大きく、図 5.3-9 に示すように、 CO_2 は貯留層上面の標高の浅い部分にそって移動している。平面的に南北方向に卓越した CO_2 の移動は、貯留層上面の形状と良く整合するが、シミュレーション結果での再現には限界がある(図 5.3-10)。その理由として、貯留層上面の形状の弾性波探査による推定精度により、貯留層上面に沿った浮力による移動が過小評価されている可能性などが考えられている。

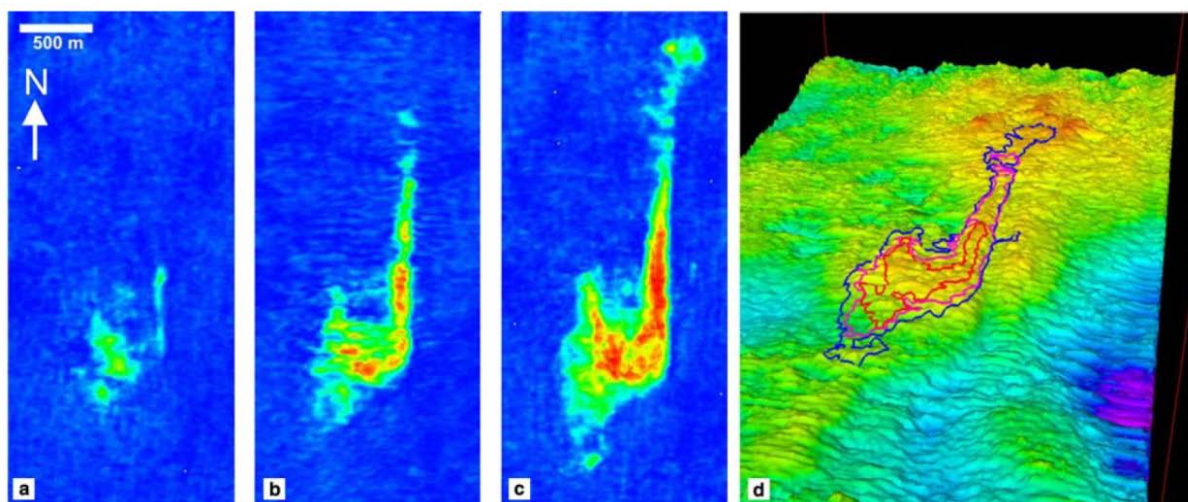


図 5.3-9 貯留層上面での CO₂ の広がり (Sleipner; Chadwick and Noy, 2015)
 (a) 1994 年から 2001 年の振幅値の変化, (b) 1994 年から 2004 年の振幅値の変化, (c) 1994 年から 2006 年の振幅値の変化, 貯留層上面における CO₂-地層水界面の広がり(赤線:2001 年, 紫色:2004 年, 青色:2006 年)の3次元表示

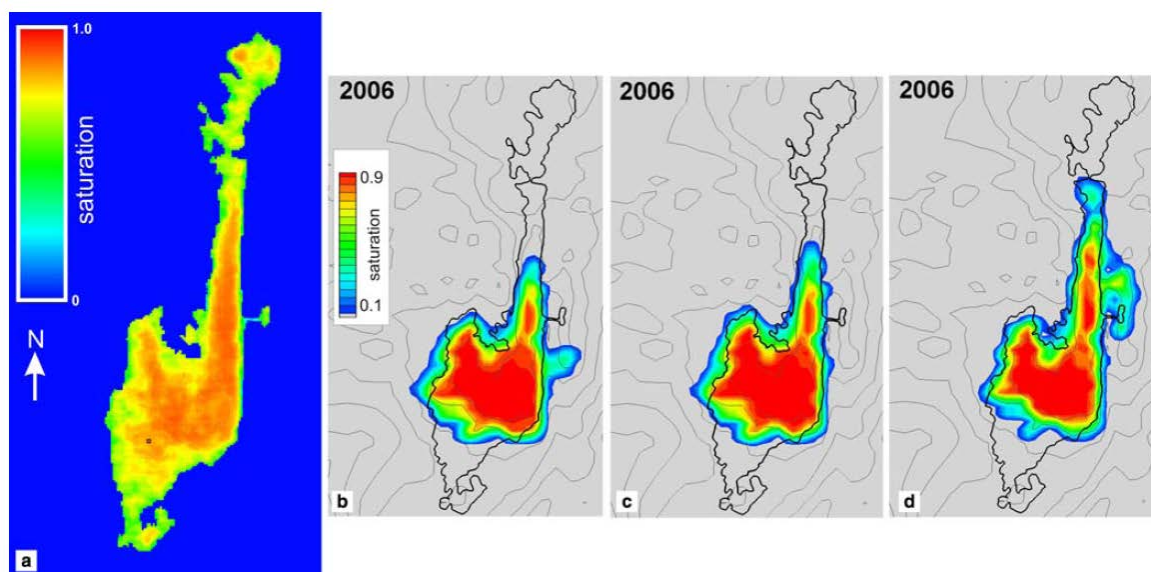


図 5.3-10 地震探査とシミュレーション結果の比較
 (CO₂ 飽和率, 2006 年時点; Chadwick and Noy, 2015) .
 (a) 地震探査から推定した CO₂ 飽和率, (b)浸透率 6 Darcy (等方), 温度 29℃, (c) 浸透率 東西方向 3Darcy, 南北方向 10 Darcy, 温度 29℃, (d) 浸透率 東西方向 3Darcy, 南北方向 10 Darcy, 温度 31℃.

(3) 長岡 CO₂ 貯留プロジェクト

圧入完了後の CO₂ 移行を長期にわたって観測して検証した事例は少ない。我が国の新潟県長岡市で 2002～2005 年にかけて実施された CO₂ 貯留試験では、圧入完了後も 10 年以上にわたって CO₂ 挙動モニタリングを継続してデータを取得し、CO₂ の安定性を確認している。具体的には、圧入中～圧入完了後の 10 年以上にわたり、物理検層（比抵抗検層、中性子検層、弾性波検層）、孔間弾性波トモグラフィ、地層水サンプリングが繰り返し実施されている（例えば、Sato et al., 2011）。

ここでは、この長期モニタリングデータを対象にした数値シミュレーションの事例を紹介する。

a) 貯留層モデル

CO₂ 圧入対象の貯留層は、深度約 1,100m に分布する前期更新世灰爪層の砂岩卓越部（層厚約 60m）であり、傾斜 15 度で東北東に傾斜する単斜構造を有する。貯留層は岩相から 5 つのゾーン（Zone-1～Zone-5）に区分でき、そのうち浸透性が最も良好な Zone-2（層厚約 12m）を圧入対象区間としている。解析格子モデルを図 5.3-11 に示す。貯留層の上下面形状は弾性波探査から決定し、孔隙率や浸透率の空間分布はシーケンス層序区分を踏まえた地質統計学手法に基づいて設定している（Nakajima et al., 2016a）。Zone-2 は上部から Zone-2a～2c の 3 つに区分される。高浸透性の Zone-2a と 2b は厚さ数 10cm 以下の細かな砂泥互層からなり、深度方向に不均一な孔隙率や浸透率分布を有する。そこで、Zone-2a と 2b は鉛直方向の格子間隔を 50cm に詳細化し、不均一な浸透率分布を反映している（図 5.3-11 b）。コア分析等から存在が示されている Zone-2a と 2b の境界の薄い泥層もモデルに組み込んでいる。

b) 解析結果

シミュレーションから得られた圧入開始から 10 年経過時の貯留層内の CO₂ 飽和率の鉛直断面分布を図 5.3-12 に示す。高浸透性ゾーンを選択的に CO₂ が移行しているのが分かる。図 5.3-13 に、中性子検層から求めた CO₂ 飽和率（区間平均）の経時変化をシミュレーション結果と合わせて示した。シミュレーション結果は、CO₂ 到達時間やその後の CO₂ 飽和率の低下など、観測結果を定量的に再現している。約 1500 日以降で CO₂ 飽和率の減少が見られるが、これは地層水よりも比重が軽い超臨界 CO₂ が浮力上昇によるものである。ただし、残留ガストラップの効果によりある一定値以下には減少しない点において、シミュレーションと観測の傾向の一致が見られており、長期的な CO₂ の安定性を示唆するものである。

観測井 OB-2 の複数回の比抵抗検層結果を総合したマップを図 5.3-14a に示す（Nakajima et al., 2016b）。Zone2 中央区間（図中 B～D）の比抵抗値の上昇（赤色部）は超臨界 CO₂ の到達を示しており、その上下での比抵抗値の低下（青色部）は地層水中への CO₂ 溶解によるものと解釈される。一方、シミュレーションから得られた CO₂ 飽和率ならびに地層水中へ CO₂ 溶解量をもとに計算した比抵抗変化を図 5.3-14b に示す。この両者の比較から、10 年間の CO₂ 移行に関して、次のような解釈が可能である。すなわち、超臨界 CO₂ の上昇は区間 B の上部に存在する薄い泥層による有効なトラッピング効果を示していると考えられる。区間 B～D の上下に広がる高比抵抗ゾーンは、圧入中における CO₂ 溶解水の水理学的分散と圧入完了後のゆっくりした濃度拡散により説明が可能である。

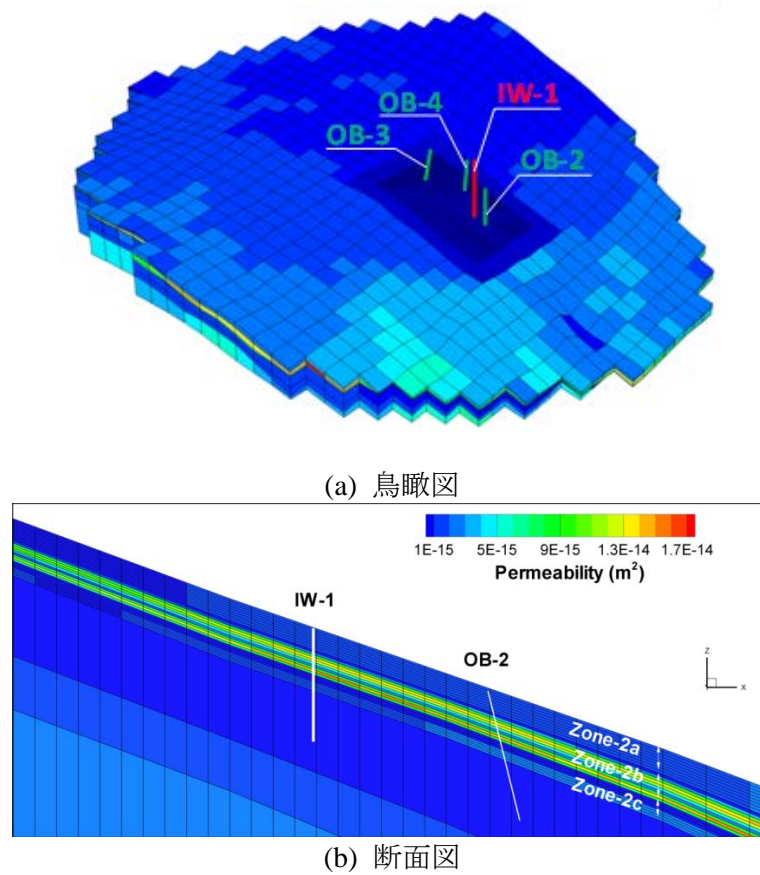


図 5.3-11 3次元貯留層モデル (Nakajima et al., 2016a; Yamamoto et al., 2016)

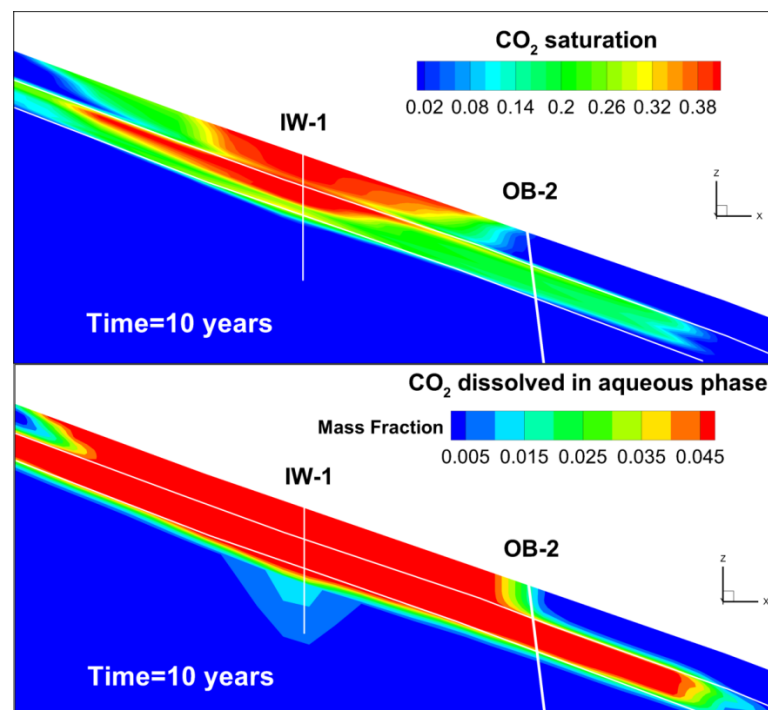


図 5.3-12 CO₂ 移行解析結果 (圧入開始から 10 年後): 上図は CO₂ 飽和率, 下図は溶解 CO₂ 濃度 (水層中の質量分率, 圧入井 IW-1 と観測井 OB-2 を通る鉛直断面 (Yamamoto et al., 2016))

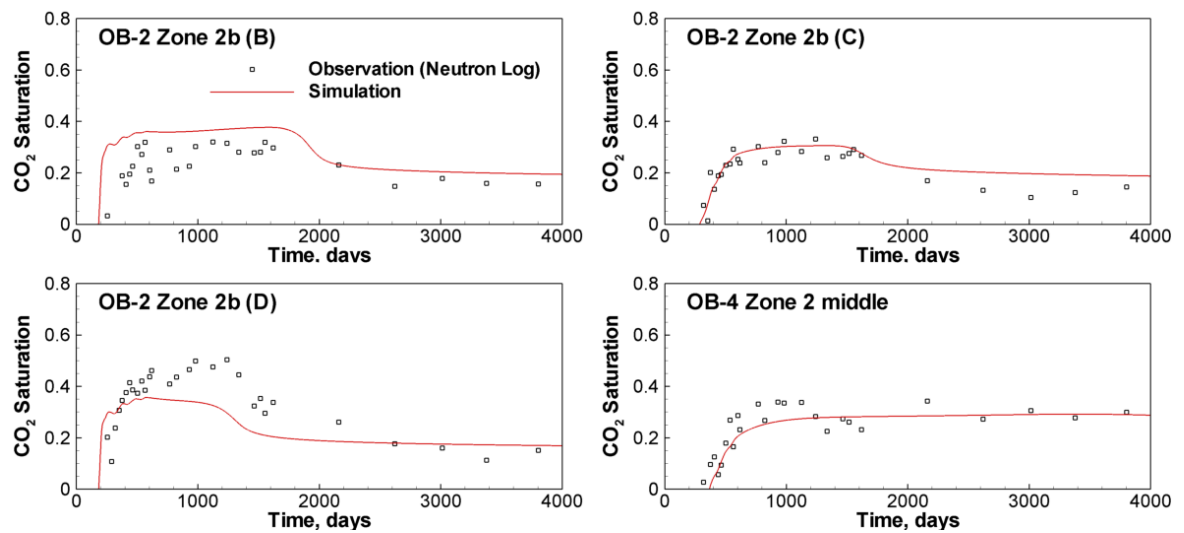
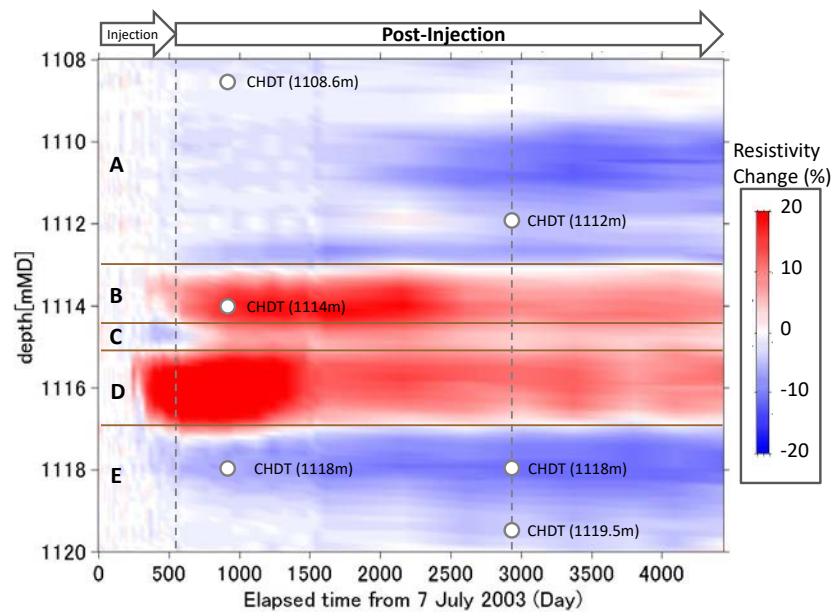
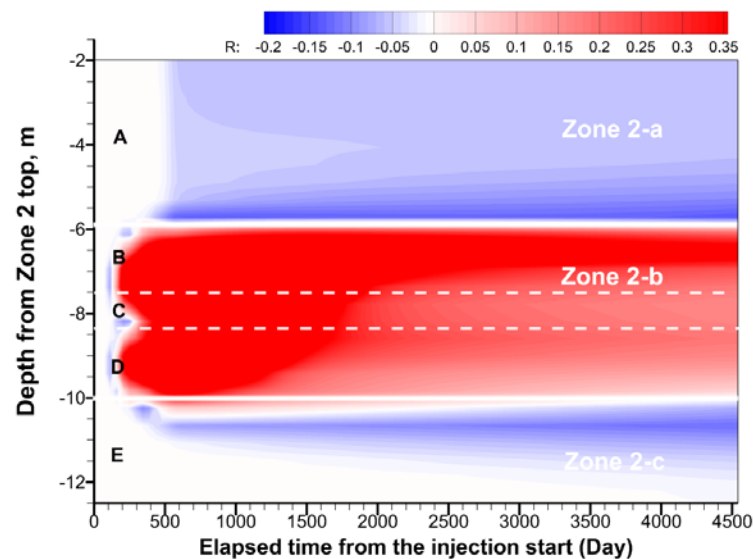


図 5.3-13 観測井における CO₂ 飽和率の経時変化と解析結果の比較, Yamamoto et al., 2016)



(a) 比抵抗検層 (Nakajima et al., 2016b)



(b) シミュレーション (Yamamoto et al., 2016)

図 5.3-14 長岡 観測井 OB-2 における比抵抗値の変化

(4) 国際モデリング比較 Sim-SEQ

このような数値予測の信頼性をどのように評価するかが問題となる。特に、シミュレーションに用いられる数値モデルは、作成者によって着目する物理化学プロセスや地質・水理データの解釈などの違いから、大きく異なる予測結果を導く場合がある。

米国エネルギー省の国際モデリング比較プロジェクト SimSEQ (Mukhopadhyay et al., 2014) では、米国で行われた実証試験のデータを共有し、複数のモデリングチームによる予測結果の相互比較を通じて、CO₂ の地中挙動モデルに係る不確実性の程度や原因の理解を目指した国際共同研究プロジェクトであり、世界 8 か国の 15 チーム(表 5.3-1)が参加している。

a) 対象サイト

米国炭素隔離地域協力 SECARB では、米国ミシシッピ州の南西部において大規模な CO₂ 圧入試験を実施中である。図 5.3-15 中に示す DAS (Detailed Area Study) サイトでは、白亜紀河川成砂岩である下部 Tuscaloosa 層(深度 3300m)を CO₂ 圧入対象の貯留層とし、図 5.3-16 に示す圧入井(F-1)と 2本の観測井(F-2, F-3; 圧入井の東側の各々 70m, 100m 地点)を掘削し、2009 年 4 月に開始した CO₂ 圧入中の経時変化データ(圧力, 温度, 地層中の CO₂ 飽和度など)を取得している。このプロジェクトでは、このサイトを S-3 サイトと呼んでいる。

b) 貯留層モデル

上述の通り、Sim-SEQ では複数のチームが独立に貯留層モデルを構築しており、概念モデルや使用している数値解析コード(表 5.3-2)は様々である。Mukhopadhyay et al. (2014) は、これらのうち、図 5.3-17 に示す LBNL, PNNL, シェル, 大成建設の 4 モデルに絞って比較結果を取りまとめている。

ここでは、そのうち大成建設チームが構築した数値モデルについてのみ簡単に述べる(山本・Mukhopadhyay, 2014)。数値解析には、積分差分法による多孔質・亀裂媒体中の非等温・多成分・多相流体解析コードである TOUGH2-MP を用い、超臨界 CO₂－水－NaCl の 3 成分 2 相系の EOS モジュール ECO2N を用いている。モデル化領域は、圧入井 F-1 を中心とした半径 1.2km の貯留層であり、図 5.3-17(d)の解析格子を構築している。CO₂ 圧入レートは、実測の変動レート(総圧入量約 11 万 t)を使用している。有効孔隙率と絶対浸透率は、観測井 F-3 で取得されたコア試験データ(図 5.3-18)に基づき、深度ごとに異なる値を解析格子の各層に与えている。本貯留層は河川堆積物で側方への激しい岩相変化が予想されるが、上記の仮定は水理物性値の側方への完全な連続性を仮定していることに相当しており、このモデリングにおける最大の不確実性要因になっている。

圧入開始から 1 年後の CO₂ 飽和度の分布を図 5.3-19(a)に示す。CO₂ は貯留層の中部と下部に存在する高浸透性ゾーン中(図 5.3-18)を選択的に広がっている。観測井 F2 と F3 での CO₂ 飽和度の変化を図 5.3-19(b)に示す。CO₂ の到達時間は各々 8.8 日, 21.8 日と計算される。

c) 比較結果

解析結果のうち、観測井 F2 と F3 への CO₂ 到達時間を比較した結果を表 5.3-3 に示す。観測値に近い予測結果を得ているグループもある一方で、全体を眺めると F2 で 8～36 日, F3 で 18～94 日と予測に大きな差があることが分かる。実測の到達時間は 11 日(F2)と 16 日(F3)であった。CO₂ の移行速度は、貯留層モデルの有効孔隙率や浸透率の値や分布の不均質性などによって大きな影響を受ける。PNNL の計算結果に見られる幅は、貯留層の浸透率や孔隙率を地球統計学による確率的試行(10 ケース)によるものであり、同一の概念モデルにおいても 2 倍以上の差があることが分かる。ただし、各グ

ループの予測結果の差異は、数値解析コードや解析精度の違いなどよりも、貯留層モデルでなされた仮定や不確実性に起因するものと考えられる。その他、詳細な分析は Mukhopadhyay et al. (2014)を参照されたい。

表 5.3-1 参加チームと解析コード(山本・Mukhopadhyay, 2014)

No	Organization/Institution	Name of Software/Model
1.	Bureau of Economic Geology, USA	CMG-GEM
2.	BRGM, France	TOUGH2/Petrel
3.	Geological Storage Consultants, USA	Not available
4.	Imperial College, UK	Eclipse
5.	Institute of Crustal Dynamics, China	CCS_MULTIF
6.	Lawrence Berkeley National Laboratory, USA	TOUGH2-EOS7C
7.	Pacific Northwest National Laboratory, USA	STOMP-CO2E
8.	RITE, Japan	TOUGH2-ECO2N
9.	Sandia National Laboratory, USA	Not available
10.	UFZ, Germany	OpenGeoSys
11.	Shell (China) Innovation and R&D Center	MoReS
12.	Taisei Corporation, Japan	TOUGH2-MP/ECO2N
13.	Uni Research, Norway	VESA
14.	University of Stuttgart, Germany	DUMUX
15.	University of Utah, USA	STOMP-CO2E

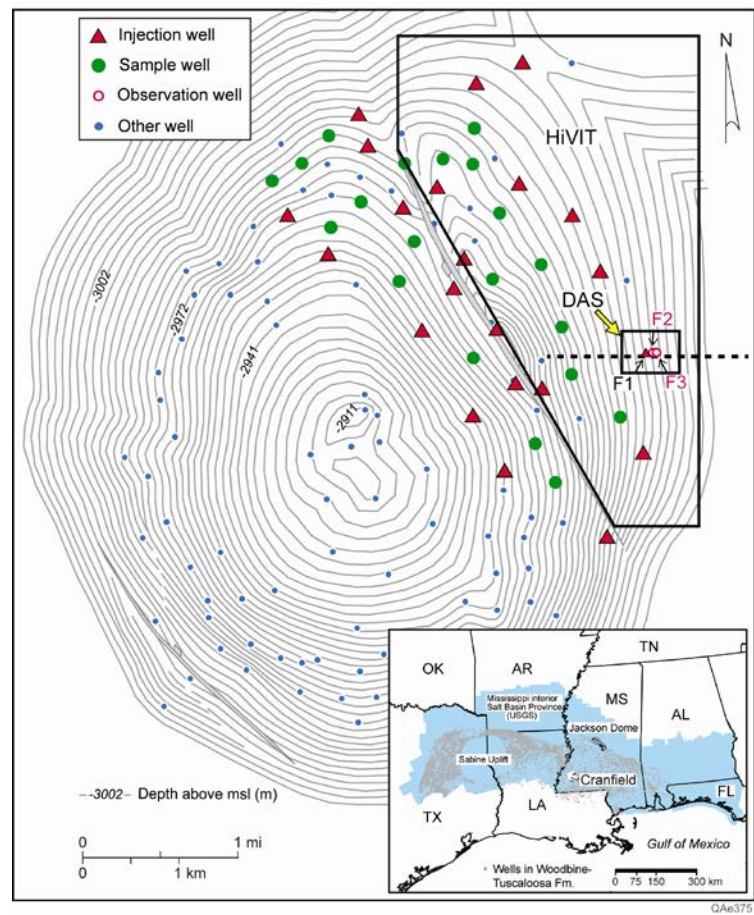


図 5.3-15 対象サイト(Mukhopadhyay et al., 2014)

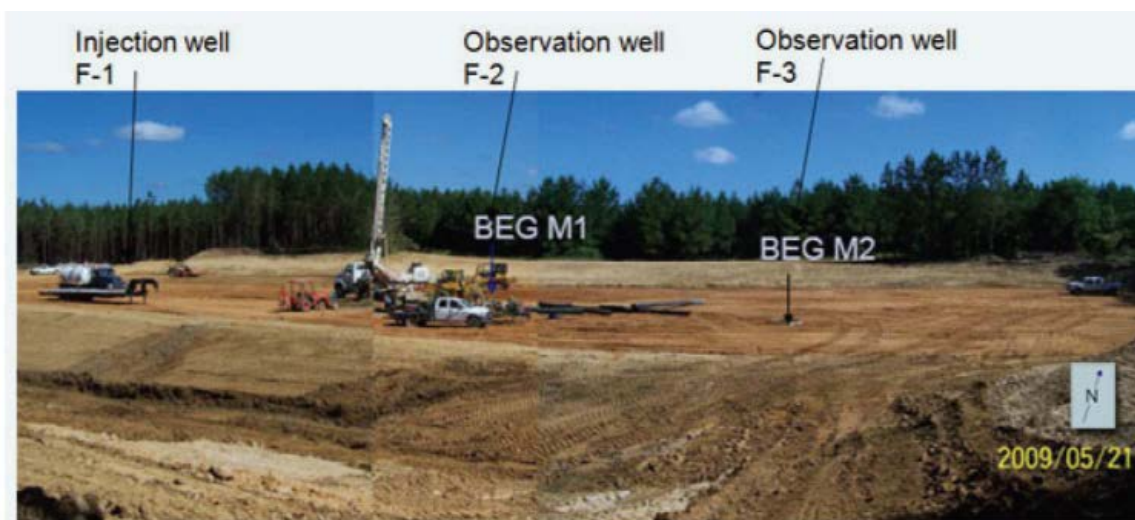


図 5.3-16 CO₂圧入井(F-1)と観測井(F-2, F-3)

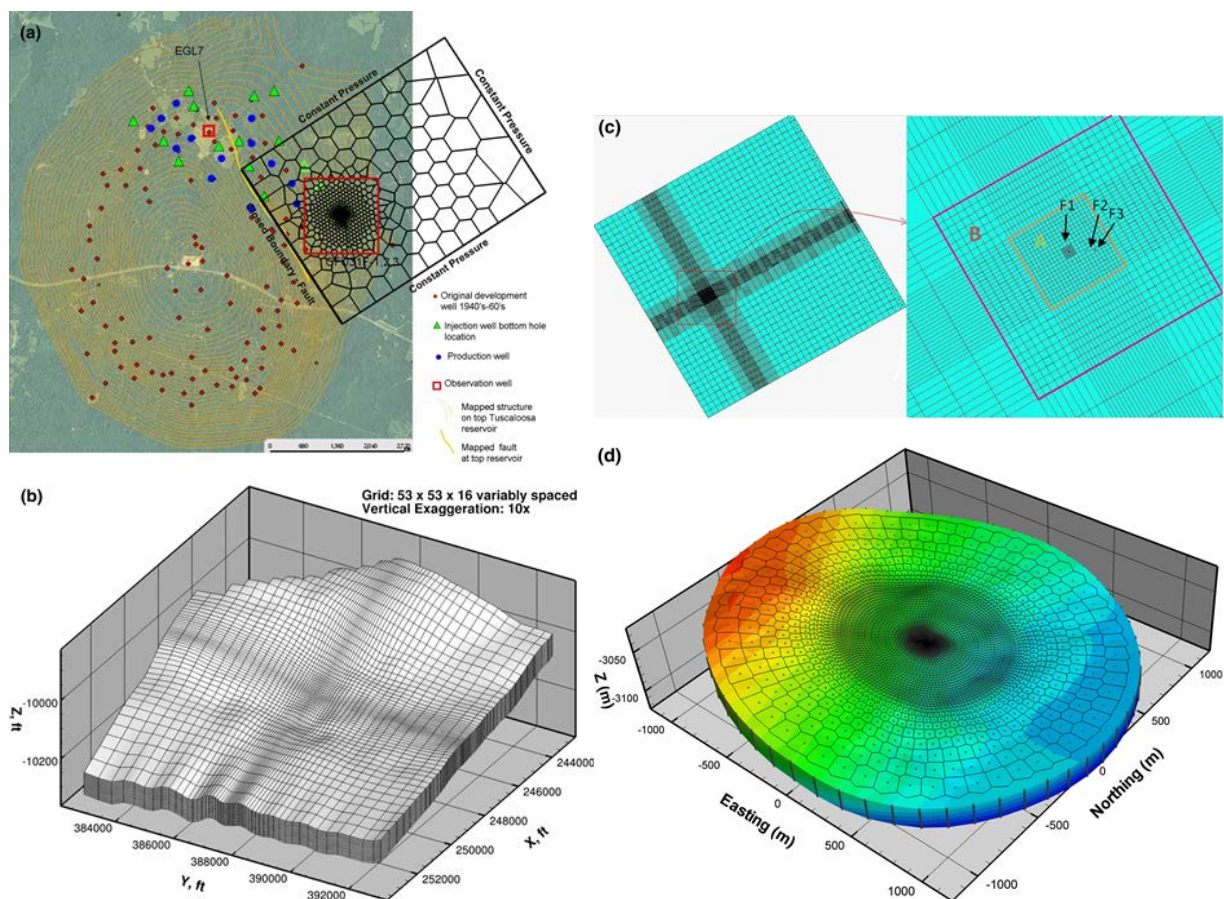


図 5.3-17 解析モデル: (a) ローレンスバークレー国立研究所, (b) パシフィックノースウエスト国立研究所, (c) シェル, (d) 大成建設 (Mukhopadhyay et al., 2014)

表 5.3-2 各チームが使用した数値シミュレータ, モデル化手法, 解析モデル領域 (Mukhopadhyay et al., 2014)

Item	LBNL Model	PNNL Model	Shell Model	Taisei Model	URN Model
Software	TOUGH2/EOS7C	STOMP-CO2e	MoReS	TOUGH2-MP/ECO2N	VESA
Components	Water + CO ₂ + CH ₄	Water + CO ₂ + salt	Water + CO ₂ + salt	Water + CO ₂ + salt	Water + CO ₂
Grid type	3-D, Voronoi tessellation, irregular	3-D, rectangular, irregular	3-D, rectangular, irregular	3-D, cylindrical, Voronoi tessellation, irregular	2-D, rectangular, uniform
Orientation	Tilted (2°)	Top boundary-fitted	Top boundary-fitted	Top boundary-fitted	No
Model extent	4,000 × 5,200 m	3,218 × 3,218 m	5,000 × 5,000 m	1,200 m (radius)	610 × 610 m
Number of layers	8	16	40	50	0
Number of gridblocks	4,968	44,944	182,240	223,901	40,000

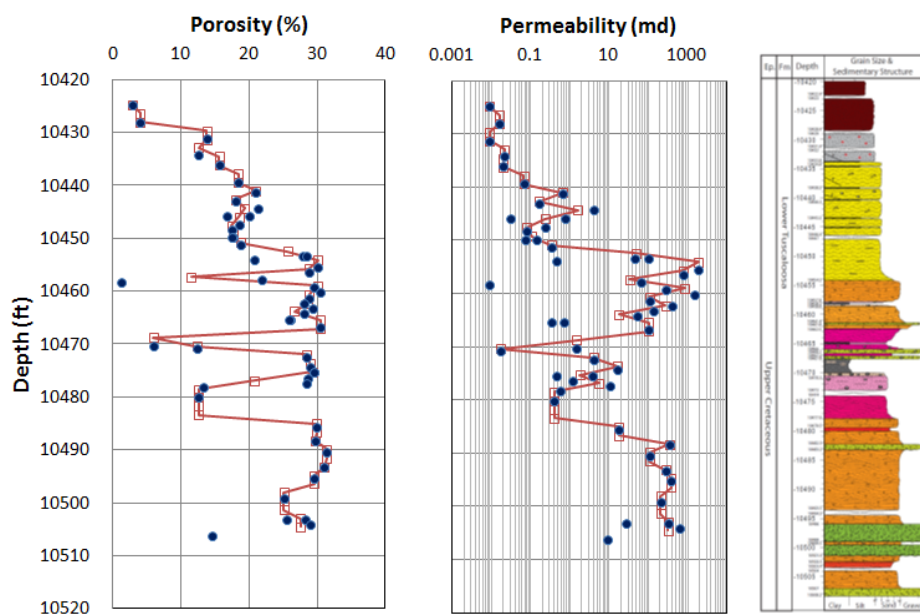
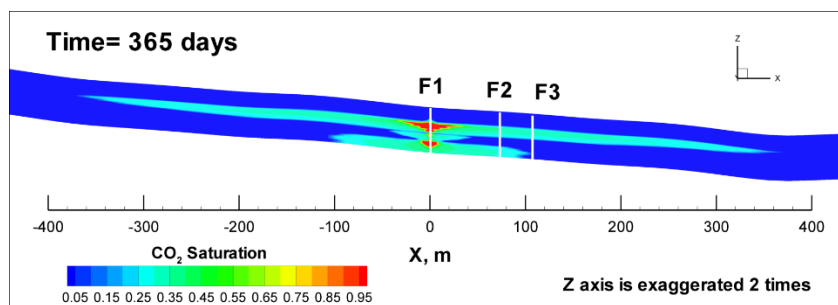
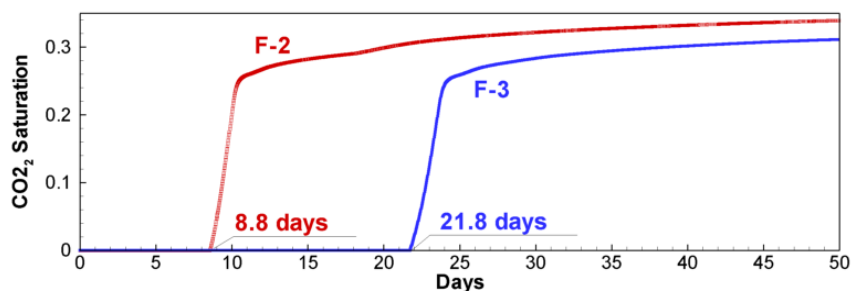


図 5.3-18 観測井 F-3 内の岩相，孔隙率，浸透率



(a) CO₂ 飽和率の分布 (圧入井と観測井を通る鉛直断面)



(b) 観測井 F2 および F3 における CO₂ 飽和率の経時変化

図 5.3-19 解析結果の一例 (大成建設チーム)

表 5.3-3 観測井への CO₂ 到達時間 (Mukhopadhyay et al., 2014)

No.	Title	Spatial distribution of permeability	F-2 arrival time (days)	F-3 arrival time (days)
1.	LBNL Model	Layerwise homogeneous	19	53
2.	PNNL Model	Heterogeneous	8–14	19–53
3.	Shell Model	Heterogeneous	16–22	30–48
4.	Taisei Model	Layerwise homogeneous	9	22
5.	URN Model	Homogeneous	7	57
6.	Observed	–	11	16

The observed CO₂ arrival times at those two wells are also included for the sake of comparison

5.3.6 今後の課題

CO₂の地中挙動シミュレーション技術は、この10数年ほどの間に、石油開発の貯留層評価技術をベースに大きく進歩し、CO₂地中貯留で生じる種々の物理化学的プロセスを包括的に考慮できる高度な数値シミュレーション技術が確立されている。特にこの数年は、世界各国で行われている多くの実証試験や商業プロジェクトへの適用を通じ、また国際的な協力や知識共有のもと、その検証や限界の理解も進んでいる。

前述の通り、地中挙動シミュレーションの精度は、支配方程式や構成則だけでなく、むしろ貯留層モデルに含まれる種々の仮定や不確実性に大きく依存する。これは地中を可視化することの困難さに起因しており、一般の地下水解析や物質移行解析で広く認識されている課題である。したがって、特に地下情報が不十分な操業開始前の地中挙動シミュレーション結果の不確実性には十分に注意する必要がある。この段階での予測誤差は、貯留事業の経済性あるいは安全面の成立性を大きく左右する。貯留開始後は、地中挙動モニタリングデータとのヒストリーマッチングによりモデルの信頼性は徐々に向上するものと考えられる。貯留完了後においても、サイト閉鎖後のCO₂の長期安定性をモニタリングで検証された予測シミュレーションにより示すことが重要であり、例えばEUのCCS指令ではそれが民間事業者から国などへの責任移管の条件とされている(図 5.3-20)。

長期的なシミュレーションの信頼性については、主としてフィールドデータの欠如から、比較的多くの課題が残されている。例えば、CO₂が炭酸塩鉱物に固定化される長期的な地化学シミュレーションの検証は非常に困難である。また、CO₂の地中移行に関しても、圧入完了後は粘性力(圧力勾配)よりも毛管力や浮力が支配的になるため、現在の数値シミュレーションで採用されている流れの構成則(相対浸透率など)に抜本的な改良が必要になるとの指摘もある。ただし、上に挙げたような不確実性が貯留事業の経済性や安全性に与える影響は限定的と考えられることから、今後のCCSの進展と並行して時間をかけて検証されるべき課題であろう。

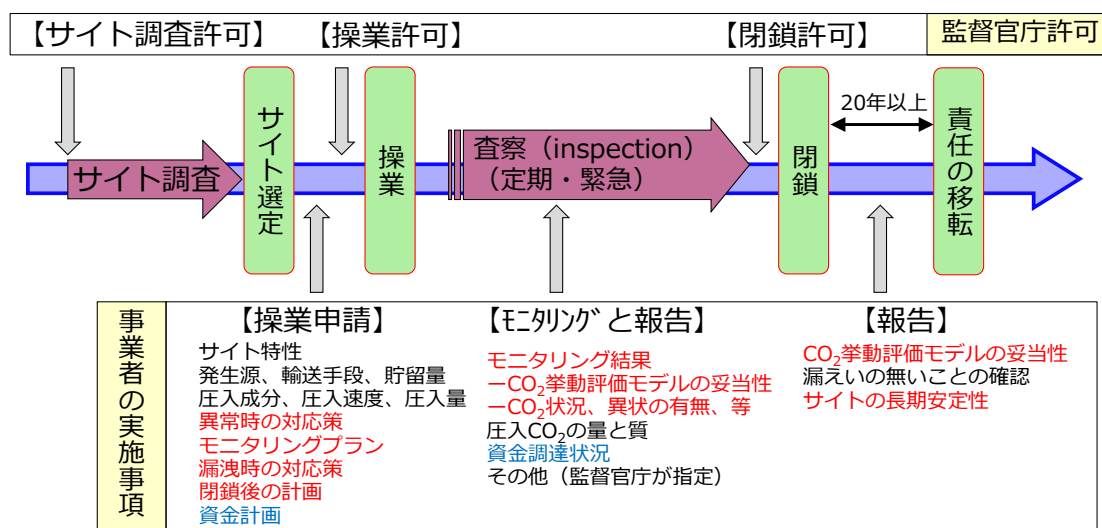


図 5.3-20 CCS プロジェクトでの操業者の実施事項 (European Parliament and the Council of the European Union (2009)に基づいて作成)

引用文献:

- Chadwick, R.A., D.J. Noy (2015) History-matching flow simulations and time-lapse seismic data from the Sleipner CO₂ plume, Vining, B.A. and Pickering, S. C. (eds) *Petroleum Geology: From Mature Basins to New Frontiers – Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference*, 1171–1182. DOI: 10.1144/0071171.
- Doughty, C., Freifeld, B.M., Trautz, R.C. (2008): Site characterization for CO₂ geologic storage and vice versa: the Frio brine pilot, Texas, USA as a case study, *Environ Geol.*, 54:1635–1656.
- Emami-Meybodi, H., H. Hassanzadeh, C. P. Green, J. Ennis-King (2015) Convective dissolution of CO₂ in saline aquifers: Progress in modeling and experiments, *IJGGC*, 40, 238-266.
- European Parliament and the Council of the European Union (2009), Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No 1013/2006, in: *Official Journal of the European Union*, 5 June 2009, L140/114-135.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), (2005): *IPCC Special Report. on Carbon dioxide Capture and Storage*.
- Mukhopadhyay, S., C. Doughty, D. Bacon, J. Li, L. Wei, H. Yamamoto, S. Gasda, S.A. Hosseini, JP Nicot, J.T. Birkholzer (2014) Comparison of Selected Flow Models of the S-3 Site in the Sim-SEQ Project, *Transport in Porous Media*
- Nakajima, T., Ito, T., Xue, Z. (2016a) Numerical simulation of the CO₂ behavior to obtain a detailed site characterization: A case study at Nagaoka pilot-scale injection site, 13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT).
- Nakajima, T., Ito, T., Xue, Z. (2016b) Trapping mechanisms in field scale: Results from Nagaoka geologic CO₂ storage site, 13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT).
- National Energy Technology Laboratory (2011), Best practices for risk analysis and simulation for geologic storage of CO₂. DOE/NETL-2011/1459, National Energy Technology Lab., Pittsburgh, PA, March 2011.
- Oil & gas ウェブサイト:
<http://www.oil-gasportal.com/reservoir-management/integrated-reservoir-modeling/> (2017 年 1 月 閲覧)
- Pruess, K., J. García, T. Kavscek, C. Oldenburg, J. Rutqvist, C. Steefel and T. Xu. (2004) Code Intercomparison Builds Confidence in Numerical Simulation Models for Geologic Disposal of CO₂, *Energy*, Vol. 29, Issues 9-10, pp. 1431–1444.
- Sato, K., Mito S., Hoie T., Ohkuma H., Saito, H., Watanabe, J., Yoshimura, T. (2011): Monitoring and simulation studies for assessing macro- and meso-scale migration of CO₂ sequestered in an onshore aquifer: Experiences from the Nagaoka pilot site, Japan. *Int. J. Greenhouse Gas Control*, Vol.5, pp.125-137

- Xu, T., J. Apps, K. Pruess, H. Yamamoto(2007) Numerical Modeling of Injection and Mineral Trapping of CO₂ with H₂S and SO₂ in a Sandstone Formation, Chemical Geology, 242, pp.319-346.
- Yamamoto, H., C. Doughty(2011) Investigation of gridding effects for numerical simulation of CO₂ geologic sequestrations, International Journal of Greenhouse Gas Control, Vol. 5, pp.975-985.
- Yamamoto, H., Nakajima, T., Xue, Z.(2016) Quantitative interpretation of trapping mechanisms of CO₂ at Nagaoka pilot project -A history matching study for 10-year post-injection -, 13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT).
- 山本 肇, Mukhopadhyay, S.(2014) 二酸化炭素地中貯留モデリングの国際比較研究 Sim-SEQ —事前予測シミュレーション—, 第68回土木学会年次学術講演会.

5.4 CO₂ 化学的影響評価技術

5.4.1 CO₂ の地化学トラップ

CO₂ 貯留では、地下に圧入された CO₂ が様々な時間的、空間的スケールで、超臨界状態から気相あるいは液相、さらには溶存態から固相へと、種々の形態でトラップされていくことが予想されている。これらは、既に図 5.3-5 に示したように、時間スケールの短いものから順に、構造および層位トラップ、残留ガストラップ、溶解トラップおよび鉱物トラップと呼ばれる(IPCC, 2005)。

構造および層位トラップは、背斜構造や断層構造等の地質構造により CO₂ が保持されるメカニズムであるのに対して、残留ガストラップは、地層水を含む岩石孔隙中から CO₂ が浮力で移動する過程で、毛管圧により孔隙内に CO₂ が捕捉されるメカニズムである。一方、溶解および鉱物トラップは、特に地化学プロセスが関与したメカニズムである。地層水と接した CO₂ は、その界面を通しての溶解により炭酸(H₂CO₃)となるが(溶解トラップ)、その結果酸性化した地層水中では、貯留岩鉱物の溶解に伴って種々のイオン種が形成され、CO₂ は主として重炭酸イオン(HCO₃⁻)の形に変換される。このようなイオン種の形成は、地層水の pH を再び増加させ、最終的に炭酸塩鉱物の沈殿により、CO₂ が鉱物中に固定される(鉱物トラップ)。一般的には、トラップメカニズムの時間スケールは、溶解トラップで数年～数百年、鉱物トラップで数千年～数万年以上と考えられている(IPCC, 2005)。

溶解トラップにより CO₂ が地層水に溶解すると、浮力による CO₂ の上方への移動が抑制され、CO₂ の溶存成分はきわめて遅い地下水流動に従って移動することになる。さらに鉱物トラップにまで移行すると、CO₂ は炭酸塩鉱物として地質学的な時間スケールで安定に固定される。したがって、地化学トラップは、時間スケールが長いメカニズムに移行するに従い、CO₂ 貯留の安全性をより高める方向に機能する。

5.4.2 地化学プロセスに起因したリスク

(1) キャップロックおよびき裂・断層からの CO₂ 漏洩

キャップロックは一部で CO₂ 溶存水と反応するが、その反応自体が CO₂ 漏洩の発端になることは考えにくい(Gaus, 2010)。すなわち、漏洩経路が形成するためには、地層水の流動下での鉱物の連続的な溶解が必要となるが、このような状況は、特にキャップロックのような粘土鉱物を主体とする低浸透性の岩石では現実的でない。むしろ、溶存 CO₂ とキャップロックの反応の結果、二次鉱物が沈殿し、シール能力が増大することが期待される。

一方、炭酸塩鉱物が充填されたき裂や断層を想定すると、CO₂ を含む流体の浸透により炭酸塩鉱物が溶解し、き裂や断層が拡大する可能性がある(Gaus, 2010)。実際に、キャップロックにき裂が存在しない場合には、貯留層からの物質移動が主として溶存化学種の分子拡散に限定されるが、き裂が存在する場合には CO₂ に富む流体の移流が卓越し、その結果、浸透率が増加することがシミュレーションで再現されている(Gherardi et al., 2007)。これに関連して、き裂を有する泥岩試料に対する浸透実験では、CO₂ 溶存塩水のみでは浸透率が変化しないが、CO₂ 溶存塩水および CO₂ ガスを周期的に流すことによりき裂開口幅が拡大し、浸透率が増加する様子が観測されている(Andreani et al., 2008)。

これらの研究からは、CO₂ と岩石の相互作用は、キャップロック中での漏洩経路の形成にまでは至らないが、既存のき裂に対しては流動性を促進するポテンシャルを有していることが示唆される(但俵,

2013). このような地化学的な効果は、環境条件や鉱物組成、流速等に強く依存することが予想されるため、室内実験やナチュラアナログ研究により、種々の条件下でデータを整備する必要がある。

(2) 坑井周辺からの CO₂ 漏洩

一般的な坑井では、鋼鉄製ケーシングと母岩層の間がセメントで遮蔽されており、セメントーケーシング間あるいはセメントー地層間の接着不良や、セメント中の空隙および亀裂、ケーシングの破損等により、CO₂ が上方に漏洩する可能性が指摘されている。これに関して、特に地化学的な観点からは、セメントあるいはケーシングと CO₂ の反応が重要となる(徂徠, 2013)。

CO₂ 環境下でのセメントの反応に関する研究は、いずれもセメントがカルサイトやアラゴナイト等の炭酸塩に変化することを示している(Bachu and Bennion, 2009; Carey et al. 2010; Duguid and Scherer, 2010)。このようなセメントの炭酸塩化は、セメントの物理的性質および反応性の変化の 2 つの観点から重要である(Rochelle et al., 2004)。前者において、セメントの収縮が起こると、ケーシングあるいはキャップロックとの間で乖離が生じ得る。一方、体積増加が起こると、シール性が増大する反面、ケーシングの変形を起こし、坑井の健全性が損なわれることが予想される。これに対して、後者については、初期に形成した炭酸塩がセメントを被覆することにより、さらなる劣化が抑制される可能性がある。

天然で 30 年以上 CO₂ 環境に曝露されてきた坑井から、室内実験より長い時間スケールでの挙動を明らかにする試みも行われている。Carey et al. (2007)は、テキサス州西部の EOR 石灰岩フィールドの CO₂ 注入井および生産井について、ケーシング、セメントおよび頁岩キャップロックのコア試料を回収して詳細な分析を行い、ケーシングおよび頁岩との接触部において炭酸塩化の進行を確認した。特に、頁岩との界面には、炭酸塩およびアルミノ珪酸塩等からなる集合体が最大 1 cm 程度の厚さにまで形成していた。なお、セメントと接触したケーシングにはほとんど腐食が生じていなかった。ここでは、少なくとも 30 年間にわたり坑井からの CO₂ の漏洩は生じておらず、炭酸塩のシールが有効に機能することの一つの実証例と言える。

(3) 地下水汚染

貯留層から CO₂ が漏洩した場合、上位のより浅い帯水層中に CO₂ あるいは CO₂ 溶存水が浸入し、そこで一連の地化学プロセスを誘起して地下水の水質を変化させる可能性がある(徂徠, 2013)。このような状況は、特に貯留サイトが陸域にある場合には、飲料水への影響の観点から重要となる。

例えば、Wang and Jaffe (2004)は、反応輸送シミュレーションにより、CO₂ 漏洩に起因して飲料用地下水中の pH が低下した結果、鉱物中に微量元素として含まれる鉛が溶出し、局所的なスケールではその濃度が限界レベルに到達し得ることを算出した。また、同様のシミュレーションからは、貯留層からの CO₂ の漏洩速度やその結果生じる CO₂ プルームの形状、地下水流等に依存して有害元素濃度が変化し、鉛は許容範囲内に収まるが、ヒ素は限界レベルを超える場合があることも示されている(Zheng et al., 2009; Apps et al., 2010)。なお、残留オイルや特定の有機物が存在する帯水層では、地下水汚染の原因物質として、微量元素以外の有機物にも留意する必要がある(Kharaka et al., 2006)。

(4) 圧入性

CO₂ 貯留のオペレーション時の圧入性は、地層圧の変化と関連した安全性や経済性に関わる重要な因子である。このような圧入性に対して、地化学プロセスが、圧入井周辺での孔隙率および浸透率の変化を通して影響を及ぼすことが予測されている(徂徠, 2013)。

一般的には、圧入井近傍で地層水が酸性化すると、貯留岩中の鉱物の溶解により孔隙率や浸透率が増加し、圧入性が増加する方向に機能すると考えられる(e.g. Xu et al., 2004; Knauss et al., 2005; Gaus et al., 2008)。一方で、二次鉱物が沈殿すると貯留層の孔隙率の低下を引き起こし、CO₂ の圧入性を低下させることが予想される。このような二次鉱物としては炭酸塩鉱物に加えて(e.g. Xu et al., 2004; Knauss et al., 2005; Gaus et al., 2008)、ドライアウトによる沈殿鉱物も想定される。すなわち、圧入井近傍では超臨界 CO₂ により地層水が蒸発し、高濃度の塩水が形成された結果、ハライトやその他の二次鉱物の沈殿が起こることが示唆されている(André et al., 2007; Giorgis et al., 2007; Zeidouni et al., 2009)。また、ジュール・トムソン冷却(高压の CO₂ ガスが多孔質壁を通して圧力差を保ちながら膨張する際の温度低下)に起因して形成した CO₂ ハイドレートも孔隙率低下の原因になり得る。Oldenburg (2007)は、圧入 CO₂ が非常に低温である場合に、貯留層の温度が CO₂ ハイドレート安定領域および水の凝固点以下になり得ることを数値シミュレーションにより示している。しかしながら、このような状況はおそらく現実的ではなく、CO₂ の温度や注入速度、貯留層の浸透率が極端なケースについてのみ検討すべき課題であろう。

5.4.3 地化学プロセス評価のためのアプローチ

地化学プロセスの評価には、室内実験、ナチュラルアナログ研究、シミュレーション研究および現場試験の 4 種類のアプローチが適用される。いずれの方法も、対象とする時間的、空間的スケールが異なっており、それぞれの特性に応じた適用が必要である(徂徠, 2013)。

(1) 室内実験

室内実験は、時間的、空間的スケールの制約が大きい反面、厳密に環境条件を制御できるため、個々の要素プロセスに対するパラメータの取得とメカニズムの解明に適している。

再現可能な時間スケールが限定されるため、その役割は短期的な地化学プロセスの検証に留まっているが、一部のより長期の地化学プロセスについては、実際より温度を上げた条件下での加速試験や、鉱物表面の微視的な解析を行うことにより、現実的な時間内に現象を捕捉できる可能性がある。

(2) ナチュラルアナログ

天然における類似の現象に学ぶナチュラルアナログ研究では、地質学的な時間スケールでの現象の理解のみならず、単純な平衡論では予見できない現象の把握が可能となる。しかしながら、環境条件の変遷履歴が必ずしも明らかでないことから、反応キネティクスに関わる定量データの取得には適していない。最大の課題は、対象となる地域の偏在性や得られる知見の定量性の問題に起因して、CO₂ 貯留の評価に直接適用することが困難な点にある。したがって、今後その成果を最大限に活用するためには、世界各地の CO₂ フィールドに対して、過去の地質学的イベントと環境条件、その結果生じる地質や岩相変化の関係を整理し、汎用性の高い形で知見の集約を図ることが重要であろう。

(3) 数値シミュレーション

地化学プロセスは時間スケールが非常に長い現象であるため、最終的な評価は数値シミュレーションに頼らざるを得ない。実際に、数値シミュレーションは原理的に全てのスケールの現象を扱うことが可能であるため、他のアプローチを補完する役割を担っている。特に近年は、計算処理能力の飛躍的な向上もあり、3次元の反応輸送シミュレーションが主流となりつつある(e.g. Xu et al., 2003; Johnson et al., 2004; White et al., 2005)。しかしながら、これまでの研究で指摘されているように、現行のシミュレーションには、種々の不確定性を含む仮定や未知のパラメータが多数設定されている。したがって、これらの不確定性を排除し、シミュレーション結果の高精度化を図ることが、CO₂貯留の長期評価において急務とされている。

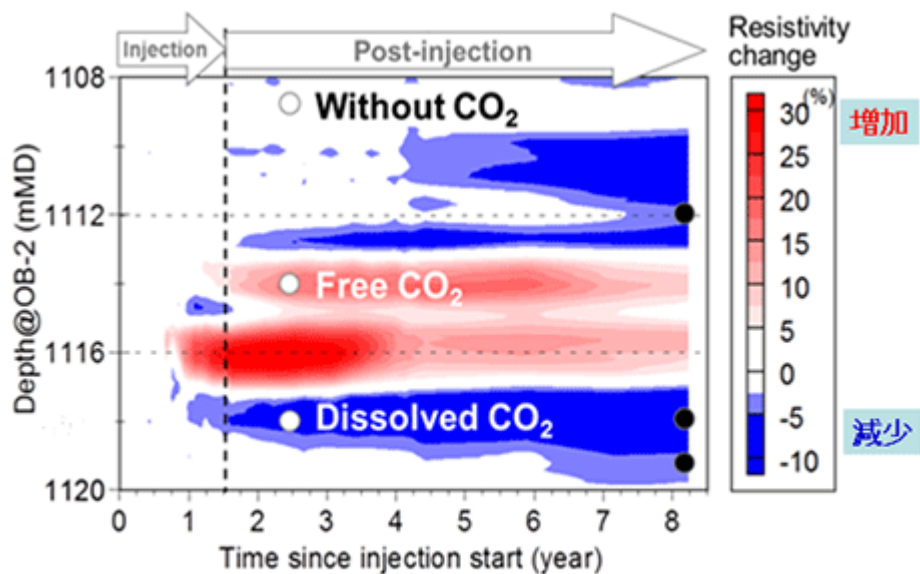
(4) 現場試験

現場試験は、天然環境下での定量的なCO₂挙動の解析の観点からきわめて重要である。帯水層へのCO₂貯留として1996年に開始されたノルウェースライプナープロジェクトに始まり、現在では、世界各国で大小様々な規模の実証プロジェクトが進行中である。しかしながら、地化学プロセスは地上からのモニタリングが困難であることから、必ずしも十分な解析には至っていない。代わりに、現場試験においては、可能な限り地層水や岩石コア試料を採取することが前提となる。その際、CO₂の移動を直接捕捉するためには、不活性化学物質や放射性炭素などのトレーサをあらかじめ圧入CO₂に混入させ、採取試料中のトレーサ濃度を測定することが有効である。なお将来的には、地層水のpHや溶存イオン濃度のその場計測を目的とした、多孔質媒体中で機能する耐圧センサの開発も重要な課題である。

5.4.4 地化学トラップの観測事例

(1) 溶解トラップ

長岡サイトの実証試験では、2003年7月から2005年1月にかけて計10,400トンのCO₂が地下1,100mの塩水性帯水層に圧入されたが、その後の継続したモニタリングにより地化学トラップの兆候が捉えられつつある。図5.4-1に、圧入層の上下地層を含めた比抵抗鉛直分布の経時変化を示す(RITEホームページ)。ここで、赤い部分は比抵抗が増加して電気が流れにくくなった超臨界CO₂、青い部分は逆に比抵抗が減少して電気が流れやすくなったCO₂溶存水に相当する。図5.4-1では、圧入後の時間の経過とともに貯留層中の超臨界CO₂の飽和度が低下し、その上下の地層で超臨界CO₂の地層水への溶解が進行していることが明らかである。このような溶解トラップの観測は世界的にも例がなく、圧入後のCO₂の長期計測により初めて明らかとなったものである。



図：長岡サイトの比抵抗と経過時間(赤/ CO_2 分布、青/ CO_2 溶解水分布)

図 5.4-1 長岡実証サイトにおける比抵抗の経時変化(RITE)

(2) 鉱物トラップ

カンラン岩や蛇紋岩、玄武岩などの超苦鉄質あるいは苦鉄質の岩石は、Mg、Fe、Ca 等の 2 価の陽イオンを多量に含むため、 CO_2 の炭酸塩化の観点からは最適の貯留層であるとみなされる。のうち特に玄武岩は、陸域では洪水玄武岩として知られるインドのデカン高原や米国のコロンビア川台地、海域では中央海嶺に始まる海洋底プレートとして、地球表層の大部分を占めることが知られている。そのため、圧入後の漏洩リスクを回避できる貯留層として、実験室のみならずフィールドにおいて各種実験が行われている。

最も代表的な例として、アイスランド地熱地域での CarbFix プロジェクトが挙げられる。ここでは、2012 年 1 月～8 月の期間に、230 トンの CO_2 が地下水と混合された後、400～800 m の深度の玄武岩層に圧入された。その結果、図 5.4-2 に示すように、観測井における溶存無機炭素(DIC)濃度および放射性炭素(^{14}C)濃度に関して、トレーサに基づいた地層水流速から得られる予測値と比較して実測値がきわめて低いことが判明し、その差分である 95% 以上の CO_2 が炭酸塩化したと結論づけられた(Matter et al., 2016)。この実験では、わずか 550 日以内に圧入した CO_2 のほぼ全量が炭酸塩化したことになるが、そのメカニズムを含めて今後の詳細な解析が待たれる。

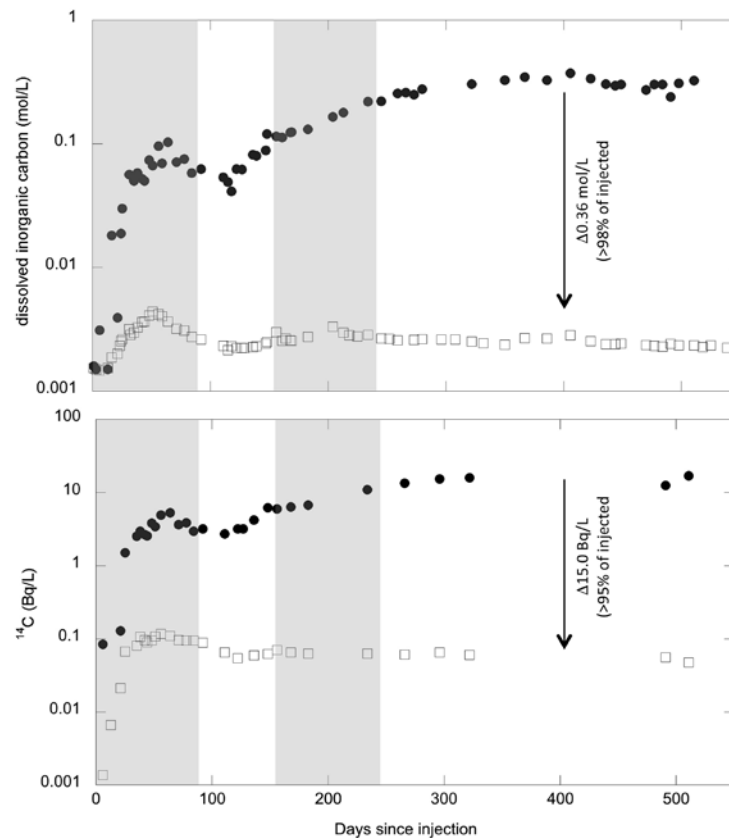


図 5.4-2 CarbFix プロジェクトの玄武岩層における DIC (上図) および ¹⁴C 濃度 (下図) の計算値 (●) および測定値 (□) の比較 (Matter et al., 2016)

一方、米国の Wallula 玄武岩プロジェクトでは、2013 年 7～8 月にコロンビア川台地の深度 826～886 m の玄武岩層に 1,000 トンの超臨界 CO₂ が圧入された (Tollefson, 2013). ここでは、炭酸塩化にまでは至っていないが、地層水中の Ca, Mg, Mn, Fe の濃度が増加する様子が観測された. なお、数値シミュレーションでは圧入 CO₂ の約 20% が 10～15 年で鉱物固定されると予測されている.

このように、地化学的な観点からは超苦鉄質岩あるいは苦鉄質岩が貯留層として適していることが示唆されている. しかしながら、表 5.4-1 に示すように、これらの岩相は必ずしも貯留ポテンシャルが高くないことに加えて、適切な貯留サイトも限定されている. また、短時間で効率的に炭酸塩化させるためには、多量の水の同時注入やより高い温度などが必要となる. したがって、上記の貯留層が具体的な貯留サイトのオプションとして選定されるために、これらの課題を解決していくことが重要である.

表 5.4-1 玄武岩貯留における課題と解決策

項 目	課 題	想定される解決策
貯留ポテンシャル	<ul style="list-style-type: none"> ・一般的に玄武岩は堆積岩と比較して、孔隙率・浸透率が著しく低い. ・仮に圧入により直ちに炭酸塩化が進めば、圧入井近傍の浸透率が低下し、圧入自体が困難になる. 	<ul style="list-style-type: none"> ・水圧破碎等による孔隙率・浸透率の向上（微小地震を起こさないことが前提）
貯留サイト	<ul style="list-style-type: none"> ・玄武岩の産出地域は必ずしもCO₂排出源に近くない. ・海洋底は玄武岩でできているが、そのような深い深度の硬い岩盤中にCO₂を圧入することは技術的に困難. 	<ul style="list-style-type: none"> ・高精度の適地選定（貯留ポテンシャル、漏洩経路となるチムニー等の回避） ・海底下大深度での圧入技術、モニタリング技術の確立
炭酸塩化（反応性）	<ul style="list-style-type: none"> ・大容量のCO₂の炭酸塩化には、大容量の水が必要. ・効率的に炭酸塩化させるためには、CO₂と水の混合や交互の圧入が不可欠. 	<ul style="list-style-type: none"> ・地熱域などの高温環境、あるいは高アルカリ環境の選定 ・炭酸塩化促進物質の選定 ・微生物活動の活用

5.4.5 今後の課題

本稿では、CO₂ 貯留における地化学プロセスの影響について述べてきたが、今後はより積極的な立場での地化学プロセスの活用も重要な視点となる(徂徠, 2013). 地化学プロセスの最大の特徴は、漏洩に対してより安全な溶存態や固体などの形態に CO₂ を移行させる、あるいは貯留層そのものの水理特性を変化させる点にある. 例えば、浸透率の低い貯留層において鉱物の溶解を促進させることができれば、孔隙率の増加に伴ってCO₂の圧入性が改善することが予想される. また、急速なCO₂のゲル化や鉱物化の技術が実用化されれば、万が一坑井周辺からCO₂が漏洩した場合でも、緊急の漏洩停止の手段になり得る. さらに、圧入したCO₂全体の鉱物化が促進できれば、安全性の確保のみならず、コストのかかる圧入終了後のモニタリングの早期終了にもつなげることができる. したがって、CO₂ 貯留の安全性、経済性、環境影響など、地化学プロセスが関与する多様な課題について、新たな視点でその活用の検討を行っていくことが重要であろう.

引用文献:

André, L., Audigane, P., Azaroual, M. and Menjoz, A.: Numerical modeling of fluid–rock chemical interactions at the supercritical CO₂–liquid interface during CO₂ injection into a carbonate

- reservoir, the Dogger aquifer (Paris Basin, France), *Energy Convers. Mgmt.*, Vol. 48, pp. 1782-1797, 2007.
- Andreani, M., Gouze, P., Luquot, L. and Jouanna, P.: Changes in seal capacity of fractured claystone caprocks induced by dissolved and gaseous CO₂ seepage, *Geophys. Res. Lett.*, Vol. 35, L14404, doi:10.1029/2008GL034467, 2008.
- Apps, J.A., Zheng, L., Zhang, Y., Xu, T. and Birkholzer, J.T.: Evaluation of Potential Changes in Groundwater Quality in Response to CO₂ Leakage from Deep Geologic Storage, *Transp Porous Med.*, Vol. 82, pp. 215–246, 2010.
- Bachu, S. and Bennion, D.B.: Experimental assessment of brine and/or CO₂ leakage through well cements at reservoir conditions, *Int. J. Greenhouse Gas Control*, Vol. 3, pp. 494-501, 2009.
- Carey, J.W., Wigand, M., Chipera, S.J., WoldeGabriel, G., Pawar, R., Lichtner, P.C., Wehner, S.C., Raines, M.A. and Guthrie Jr., G.D.: Analysis and performance of oil well cement with 30 years of CO₂ exposure from the SACROC Unit, West Texas, USA, *Int. J. Greenhouse Gas Control*, Vol. 1, pp. 75-85, 2007.
- Carey, J.W., Svec, R., Grigg, R., Zhang, J. and Crow, W.: Experimental investigation of wellbore integrity and CO₂-brine flow along the casing-cement microannulus, *Int. J. Greenhouse Gas Control*, Vol. 4, pp. 272-282, 2010.
- Duguid, A. and Scherer, G.W.: Degradation of oilwell cement due to exposure to carbonated brine, *Int. J. Greenhouse Gas Control*, 2010, in press.
- Gaus, I.: Role and impact of CO₂-rock interactions during CO₂ storage in sedimentary rocks, *Int. J. Greenhouse Gas Control*, Vol. 4, pp. 73-89, 2010.
- Gaus, I., Audigane, P., André, L., Lions, J., Jacquemet, N., Durst, P., Czernichowski-Lauriol, I. and Azaroual, M.: Geochemical and solute transport modelling for CO₂ storage, what to expect from it? *Int. J. Greenhouse Gas Control*, Vol. 2, pp. 605-625, 2008.
- Gherardi, F., Xu, T. and Pruess, K.: Numerical modeling of self-limiting and self-enhancing caprock alteration induced by CO₂ storage in a depleted gas reservoir, *Chem. Geol.*, Vol. 244, pp. 103-129, 2007.
- Giorgis, T., Carpita, M. and Battistelli, A.: 2D modeling of salt precipitation during the injection of dry CO₂ in a depleted gas reservoir, *Energy Convers. Mgmt.*, Vol. 48, pp. 1816-1826, 2007.
- IPCC, Benson, S., Cook, P. (Coordinating lead authors), Underground geological storage. in Metz, B., Davidson, O., Coninck, H., Loos, M., Meyer, L., Eds., *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, Cambridge University Press, pp. 195-276, 2005.
- Johnson, J.W., Nitao, J.J. and Knauss, K.G.: Reactive transport modelling of CO₂ storage in saline aquifers to elucidate fundamental processes, trapping mechanisms and sequestration partitioning, in Baines, S.J. and Worden, R.H. Eds., *Geological Storage of Carbon Dioxide*, The Geological Society, London, pp. 107-128, 2004.
- Kharaka, Y.K., Cole, D.R., Hovorka, S.D., Gunter, W.D., Knauss, K.G. and Freifeld, B.M.: Gas-water-rock interactions in Frio formation following CO₂ injection: Implications for the storage of greenhouse gases in sedimentary basins, *Geology*, Vol. 34, pp. 577-580, 2006.

- Knauss, K.G., Johnson, J.W. and Steefel, C.I.: Evaluation of the impact of CO₂, co-contaminant gas, aqueous fluid and reservoir rock interactions on the geologic sequestration of CO₂, *Chem. Geol.*, Vol. 217, pp. 339-350, 2005.
- Matter, J. M., Stute, M., Snæbjörnsdóttir, S. Ó., Oelkers, E. H., Gislason, S. R., Aradóttir, E. S., Sigfusson, B., Gunnarsson, I., Sigurdardóttir, H., Gunnlaugsson, E., Axelsson, G., Alfredsson, H. A., Wolff-Boenisch, D., Mesfin, K., Taya, D. F. de la Reguera, Hall, J., Dideriksen, K. and Broecker, W. S.: Rapid carbon mineralization for permanent disposal of anthropogenic carbon dioxide emissions, *Science*, Vol. 352, pp. 1312-1314, 2016.
- Oldenburg, C.M.: Joule-Thomson cooling due to CO₂ injection into natural gas reservoirs, *Energy Convers. Mgmt.*, Vol. 48, pp. 1808-1815, 2007.
- RITE ホームページ: <http://www.rite.or.jp/co2storage/safety/> (2016 年 12 月 20 日閲覧)
- Rochelle, C.A., Czernichowski-Lauriol, I. and Milodowski, A.E.: The impact of chemical reactions on CO₂ storage in geological formations: a brief review, in Baines, S.J. and Worden, R.H. Eds., *Geological Storage of Carbon Dioxide*, The Geological Society, London, pp. 59-85, 2004.
- 徂徠正夫: CO₂ 地中貯留における長期地化学プロセス, *地質学雑誌*, Vol. 119, No. 2, pp. 139-152, 2013.
- Tollefson, J.: Pilot projects bury carbon dioxide in basalt, *Nature*, Vol.500, pp. 18, 2013.
- Wang, S. and Jaffe, P.R.: Dissolution of a mineral phase in potable aquifers due to CO₂ releases from deep formations; effect of dissolution kinetics, *Energy Convers. Mgmt.*, Vol. 45, pp. 2833-2848, 2004.
- White, S.P.,T, Allis, R.G., Moore, J., Chidsey, T., Morgan, C., Gwynn, W. and Adams, M.: Simulation of reactive transport of injected CO₂ on the Colorado Plateau, Utah, USA, *Chem. Geol.*, Vol. 217, pp. 387-405, 2005.
- Xu, T., Apps, J.A. and Pruess, K.: Reactive geochemical transport simulation to study mineral trapping for CO₂ disposal in deep arenaceous formations, *J. Geophys. Res.*, Vol. 108, B2, 2071, doi:10.1029/2002JB001979, 2003.
- Xu, T., Apps, J.A. and Pruess, K.: Numerical simulation of CO₂ disposal by mineral trapping in deep aquifers, *Appl. Geochem.*, Vol. 19, pp. 917-936, 2004.
- Zeidouni, M., Pooladi-Darvish, M. and Keith, D.: Analytical solution to evaluate salt precipitation during CO₂ injection in saline aquifers, *Int. J. Greenhouse Gas Control*, Vol. 3, pp. 600-611, 2009.
- Zheng, L., Apps, J.A., Zhang, Y., Xu, T. and Birkholzer, J.T.: On mobilization of lead and arsenic in groundwater in response to CO₂ leakage from deep geological storage, *Chem. Geol.*, Vol. 268, pp. 281-297, 2009.

5.5 CO₂ モニタリング技術

5.5.1 モニタリングの目的

CO₂ の貯留においては、長期間にわたり安全に CO₂ を貯留することが求められる。そのために、地下に圧入した CO₂ の挙動をモニタリングする必要がある。モニタリングは、圧入前、圧入中、そして、圧入した CO₂ の漏洩等がないことを確認するために圧入後も実施する必要がある。それぞれの段階でのモニタリングの目的は表 5.5-1 に示すように多様である(當舎・中尾, 2008; Pearce et al., 2006)。圧入前のモニタリングは、CO₂ が存在しないベースラインの状態を把握することが主たる目的となるが、貯留層評価のためのモデルの改良や貯留計画の見直し等にも不可欠である。圧入中のモニタリングの目的は、温度・圧力や微小地震等のモニタリングを通じた安全かつ効率的な操業の実現、圧入した CO₂ の分布状態や漏洩のないことの確認、排出権等の評価のための貯留量の検証等、多岐にわたる。また、圧入期間中、連続的または繰り返し実施することが必要である。圧入後は、漏洩等のないことを確認することが主たる目的であるが、貯留層の状態変化の有無を確認し、サイトの閉鎖が可能かどうかを判断するための情報を提供することも重要な目的である。圧入後のモニタリングにより安全性を確認したうえで閉鎖することを原則とすれば、閉鎖後のモニタリングは不要と考えられるが、確認手法や規準等については今後の課題である。

表 5.5-1 モニタリングの目的 (當舎・中尾(2008)を一部修正)

事業の段階	想定される期間	モニタリングの目的
圧入前	3-5 年以内	<ul style="list-style-type: none">・環境影響評価・貯留層モデルの改良・貯留計画の見直し・ベースライン測定
圧入中	5-50 年	<ul style="list-style-type: none">・安全で効果的な操業の実現・貯留された CO₂ の分布や量の把握・貯留量の検証・海中や大気中への漏洩の確認・サイト周辺地域の HSE 基準のクリアー・貯留層モデルの改良・関係者の信頼性の確保
圧入後	50-100 年	<ul style="list-style-type: none">・圧入中の目的に加え、閉鎖判断のための情報の提供
閉鎖後	10,000 年	(原則不要と考えられるが、今後の検討課題)

5.5.2 モニタリング技術

これまでに研究段階での適用も含めて、CO₂ の貯留のモニタリング技術として適用された実績のある手法を表 4.5-2 にまとめた。ここでは、各手法の測定場所(観測位置)、測定方法ならびに適用の結果得られる情報についてその概要を記載した。これらの手法は、その原理・測定方法の違いにより、大きく次の 3 つの手法に分類される。

(1) 物理探査法

表 4.5-2 に示す地震探査, 電気/電磁探査, 重力探査, 検層がこれにあたる。物理探査法は, それぞれが対象とする物性(例えば, 地震探査であれば地層の弾性的特性)の違いに着目して, 圧入された CO_2 を検知する手法である。具体的には, CO_2 は弾性波(地震波)速度や密度は地層より小さく, 比抵抗は大きいという特性を有するので(Xue and Ohsumi, 2004; 窪田ほか, 2006), 貯留量が多くなると周辺地層との物性コントラストが大きくなるため, CO_2 の分布する範囲をこれらの手法により検知できる可能性がある。しかしながら, 地下 1000m を超える地層に圧入された CO_2 を検知する場合, 探査が実施できる測定場所の違いによってその地層分解能が大きく異なることに留意する必要がある。一般的に, 地表からの探査では, 地層分解能は1~100m 程度, ボーリング孔間で実施するトモグラフィでは, 数 10cm~数 10m であるの対して, ボーリング孔内での測定手法である検層では, 数 cm~数 10cm と高い。反面, 検層ではボーリング孔周辺数 10cm 程度以内の探査しかできず, 広範囲におよぶ貯留層全体を把握するためには, 地表探査との併用が不可欠である。後述するように, モニタリングを計画する場合, これら各手法の特徴を理解したうえで立案する必要がある。なお, 物理探査法は, 貯留サイト評価の際にも利用される。その詳細については, 5.2 節に挙げられている文献に加えて, 物理探査学会(1998)等を参照されたい。

(2) 測位・地形解析

表 5.5-2 に示すリモートセンシング, 海底地形測定, 地表傾斜がこれにあたる。これらの技術は, 圧入された CO_2 が原因で生じる地表あるいは海底面の変位を検知し, その変動範囲や変位量から地下の CO_2 の分布範囲や貯留量を推定する技術である。リモートセンシング技術の1つである衛星データを利用した干渉 SAR(合成開口レーダ)解析により, 繰り返し圧入サイト周辺の地表変動を計測し, 圧入状況のモニタリングに利用された例が後述する In Salah サイトで報告されている(Mathieson et al., 2010)。地表の傾斜測定は, 高精度傾斜計等を利用して, 地表面の傾斜変化を継続的に観測し, 圧入による地表の傾斜変化をとらえるという手法である。しかしながら, 傾斜計を多くの地点に設置することは難しいため, 上記リモートセンシングにより検知された地表変位の代表的な地点での検証のための計測等への適用が考えられる。一方, リモートセンシングは, 陸域サイトしか適用できないため, 海域では広範囲の海底面地形を高精度にイメージングできるサイドスキャンソナー等が利用されている。

(3) 孔内流体・地球化学・生物学的調査

これらの手法は上述した2つの手法と異なり, CO_2 による直接的影響を観測する技術である。圧入時の孔口および孔内流体の温度・圧力のモニタリングは, 安全かつ効率的な圧入を実現するための操業管理技術の1つとして利用されている。地球化学的モニタリング項目として, 観測井での孔内水の水位計測や組成分析, 圧入サイト周辺の土壌中や空気中の CO_2 の濃度測定は, CO_2 の漏洩監視のための直接的なモニタリング手法として多くのサイトで実施されている。サイト周辺の環境影響評価基準や HSE 基準を満たすことを確認するためにも圧入前から継続的に実施する必要がある。 CO_2 が漏洩すると生態系への影響も懸念されるため, サイト周辺の植生などの生態変化のモニタリングも行われる場合がある。このような地球化学的, 生物学的モニタリングは陸域だけでなく, 海域でも行われる。

表 5.5-2 適用実績のあるモニタリング手法

手法	測定場所	測定方法	CO ₂ 貯留に関して把握可能な情報
地震探査 (能動的探査)	地表	・3次元/4次元反射法地震探査	・地質構造
	海上	・(繰り返し)2次元反射法地震探査	・貯留層/キャップロックの構造 (分布・層厚等)
	海底	・3成分/4次元反射法地震探査	・CO ₂ の分布範囲・飽和度
	孔内	・(繰り返し)VSP/3次元VSP	・孔周辺の地震波速度分布 ・孔周辺の地質構造 ・孔周辺のCO ₂ の分布範囲・飽和度
		・(繰り返し)トモグラフィ	・孔間の地震波速度分布 ・孔間でのCO ₂ 分布範囲・飽和度
地震探査 (受動的探査)	地表	・(繰り返し)微動探査・測定	・地質構造
	海底		・地層のS波速度、強度分布
	地表	・(連続)微小地震(AE)観測	・微小地震の分布
	孔内		・CO ₂ フロントの位置 ・地殻応力
電気/電磁探査	地表	・(繰り返し)電気探査	・地質構造
	海底	・(繰り返し)電磁探査	・CO ₂ の分布範囲・飽和度
	孔内	・(繰り返し)トモグラフィ	・孔間の比抵抗分布 ・孔間のCO ₂ の分布範囲・飽和度
重力探査	地表	・(繰り返し)重力探査	・地下の密度分布
	海底	・(連続)重力測定	・CO ₂ の分布範囲
検層	孔内	・(繰り返し)検層	・孔周辺の地層の物性変化 ・孔周辺のCO ₂ の分布範囲
リモートセンシング	地表	・(繰り返し)地表変位観測	・地表変動 ・CO ₂ の分布範囲 ・地層の変形特性
海底地形測定	海底	・(繰り返し)海底地形測位・測深、 サイドスキャンソナー	・海底面変動 ・CO ₂ の分布範囲
地表傾斜	地表	・(繰り返し)地表傾斜測定	・地表変動 ・CO ₂ の分布範囲
孔内流体	孔内	・(連続)温度・圧力測定 ・(繰り返し)流体組成分析	・孔口、孔内での温度・圧力変化 ・孔内流体組成変化
地球化学的調査	地表	・(繰り返し)地下水分析	・地下水位
	海上		・水質変化
	孔内		
	地表	・(連続/繰り返し)土壌ガス測定	・土壌ガス成分の変化
	地表	・(連続/繰り返し)地表ガス測定	・地表でのCO ₂ 濃度の変化
生物学的調査	地表	・(繰り返し)生態・植生調査	・生態・植生の変化
	海底		

※情報欄の中の斜字体は、探査・測定結果から推定できる可能性がある情報

5.5.3 最適なモニタリング技術の選択

実際のモニタリングにおいては、前項に述べた多くのモニタリング手法の中から、貯留サイトや貯留条件、モニタリングの対象、サイト周辺の環境、加えてモニタリングに要する費用等を考慮して最適な手法を選定する必要がある。特に、周辺環境として、住宅地との関係やサイト周辺の環境(HSE)規準等との関係について検討することも重要である。また、各種の手法を組み合わせる効果的なモ

モニタリングを計画することが重要である。例えば、上述した物理探査法では、反射法地震探査は地層分解能が高く3次元探査を実施することにより貯留層全体のCO₂の分布範囲を高精度に把握できる可能性があるが、探査費用が高いため、探査の繰り返しの頻度を限定せざるを得ない。そのような場合に3次元反射法地震探査で得られた詳細な地質構造や貯留層内のCO₂の分布状態に関する情報をベースに、モニタリングに効果的な測線配置を決めた上で、比較的安価に実施できる2次元反射法地震探査を、3次元反射法地震探査を補完するようなタイミングで実施することなどが考えられる。また、CO₂の飽和度等の定量的な推定を行うためには、圧入井や観測井で検層を実施し、推定されたCO₂の飽和度と、反射法地震探査で得られる地震波速度や振幅から推定できるAI(音響インピーダンス)等の特性との関係を、岩石物理モデル等を介して求めて、貯留層全体のCO₂の飽和度を推定する手法などが考えられる。

最適なモニタリング手法選定の参考になるのが、IEAGHGのウェブサイトで公表されているSelection toolである(IEAGHG, 2016)。このウェブサイトでは、40種類のモニタリング手法について、与えられたモニタリング条件に従って適用の可能性が点数化され、利用者が選択しやすくなっている。利用者が入力すべき選定条件としては、次の9項目が挙げられている。1) サイトの位置(陸域、海域、両方)、2) 貯留深度、3) 貯留層のタイプ(帯水層、油層、ガス層、石炭層)、4) サイト周辺状況(住宅地、農地、森林地帯、乾燥地帯、保護地)、5) モニタリング時期(圧入前、圧入中、圧入後、閉鎖後)、6) モニタリングの目的(CO₂の分布の把握、キャップロックの健全性の把握、CO₂移動状況の把握、定量的評価、効率の評価、貯留層モデルのキャリブレーション、漏洩の検知、微小地震の検知、貯留層の健全性の評価、信頼性の確保)、7) 選定する手法(適用性の高い手法、補完的に利用する手法、可能性のあるすべての手法)、8) 圧入レート、9) 圧入期間。図5.5-1に選定結果の一例を示す。この例は、陸域の森林地帯のサイトで、深度500-1500mの帯水層に、年間20万トンのCO₂を3年間圧入する際の圧入中のCO₂の分布とキャップロックの健全性、CO₂の移動状況を定量的に評価するとともに、漏洩の検知も可能にする主要なモニタリング手法を選定した結果である。適用性の高い手法として、3次元反射法地震探査、孔内での温度・圧力のモニタリング、検層および孔内水の組成分析が推奨されている。

Monitoring Selection Tool

HIDE PANEL		You are not logged-in		LOGIN	Enter scenario name here ...		NEW	RUN				
Reservoir location <input checked="" type="radio"/> Onshore <input type="radio"/> Offshore <input type="radio"/> Both		Reservoir depth <input checked="" type="radio"/> 0.5-1.5 km <input type="radio"/> 1.5-2.5 km <input type="radio"/> 2.5-4 km <input type="radio"/> >4 km		Reservoir type <input checked="" type="radio"/> Aquifer <input type="radio"/> Oil <input type="radio"/> Gas <input type="radio"/> Coal	Landuse at site <input type="radio"/> Settled <input type="radio"/> Agricultural <input type="radio"/> Wooded <input type="radio"/> Arid <input type="radio"/> Protected	Monitoring phase <input type="radio"/> Pre-injection <input checked="" type="radio"/> Injection <input type="radio"/> Post-injection <input type="radio"/> Closure	Monitoring aims <input checked="" type="checkbox"/> Plume <input checked="" type="checkbox"/> Top-seal <input checked="" type="checkbox"/> Migration <input type="checkbox"/> Quantify <input type="checkbox"/> Efficiency	<input type="checkbox"/> Calibrate <input checked="" type="checkbox"/> Leakage <input type="checkbox"/> Seismicity <input type="checkbox"/> Integrity <input type="checkbox"/> Confidence	Tool package <input checked="" type="radio"/> Core <input type="radio"/> Extra <input type="radio"/> All			
0.2		Injection rate (Mt/year)		3		Duration (years)		EXPORT CSV	BENCHMARK	TOOL CATALOGUE	HELP	PRINT
Scenario name		Enter scenario name here ... [2016-08-19 02:49:33]										
Location		Offshore										
Depth		500 to 1500 m										
Type		Aquifer										
Quantity		0.600 Mt (0.200 Mt/yr for 3.0 yrs)										
Package		Non-protected+Syn-injection+Core										

Tool	Rating %	Plume	Seal	Migration	Leakages
3D surface seismic	54	2.7	2.7	2.7	0.7
Downhole pressure/temperature	38	1.0	4.0	1.0	0.0
Downhole fluid chemistry	33	0.7	1.3	1.3	2.0
Geophysical logs	31	1.0	2.0	2.0	0.0
2D surface seismic	29	1.3	1.3	1.3	0.7
Bubble stream detection	10	0.0	0.0	0.3	1.3
Multibeam echo sounding	6	0.0	0.0	0.0	1.0

図 5.5-1 IEAGHG のウェブサイトの Selection tool での選定結果例(IEAGHG,2016)

5.5.4 モニタリング技術の適用の現状と課題

現在実施されているCO₂の貯留事業は、年間数万吨から数10万吨規模の圧入を行い、各種の検討を行う研究段階と年間100万吨規模の圧入を行う商業段階に、大きく2つに分けられる。図5.5-2は、世界各地で実施されている商業段階と研究段階の主な事業でのモニタリング技術の適用の状況をまとめたものである(薛, 2013)。この図からわかるとおり、商業段階の事業では、探査コストは高いものの、確実に成果の得られる繰り返し3次元反射法地震探査(4次元反射法地震探査)がいずれのサイトでも適用されている。一方、研究段階の事業では、適用性の研究を目的として、各種のモニタリング手法が適用されている。以下では、これまでに報告されている事例の中から、上記3分類の手法について、適用事例の多い手法を選んで、その適用性と課題について述べる。

名称		国	貯留層の条件								地下(貯留層)のモニタリング										地表(付近)のモニタリング				
		貯留層の種類 始末開始(年)	地表 条件	深度 (m)	層厚 (net pay) (m)	地質	透水係 数 (mD)	孔隙率 (%)	注入 CO2量 (Mt/年)	注入CO2 総量 (Mt) (計画を 含む)	地震探査法				地震探査以外／孔内測定				地表(付近)のモニタリング						
											4D反 射法	2D反 射法	VSP OWTモ グラフィ	受動 ／微小 地震	電気 ／電磁	重力	検層	孔内 流体	海底 地形等	地表 傾斜	リモ ートセン シング	地球 化学的 調査	生物 学的 調査		
																								地表/ 海上	海底
商業段階	In salah	アルジェリア 枯渇ガス層 2004	陸	1850～ 1950	20	亀裂性 砂岩	10	13～20	1.2	2.5 (at 2008)	●			●	●		●		●	●	●	●	●	●	
	Sleipner	ノルウェー 帯水層 1996	海	1012	250 (90)	砂岩	1000～ 3000	30～40	1	1.1 (at 2009)	●		●			●	●		●				●	●	
	Snøhvit	ノルウェー 帯水層 2002	海	2550	60 (50)	砂岩	450	13	0.7	23	●	●				●									
	Weyburn	カナダ 枯渇油田 2000	陸	1450	16～ 28	石灰岩 苦灰岩	50 10	10 29	10000 t/d	12 (at 2008)	●			●	●			●				●			
	Gorgon	オーストラリア 帯水層 2008	海陸	2500	200～ 500	砂岩	20～30	20	3.4	120	●		●	●									●		
研究段階	長岡	日本 帯水層 2000	陸	1100	60 (12)	砂岩	(平均) 7	23	40t/d	0.0104	●			●		●		●	●						
	吉小枝	日本 帯水層 2016	海	1150 2700	100 600	砂岩 火山岩	17 2.7	28 12.5	0.1～ 0.2	0.5	●	●	●		●		●		●	●			●	●	
	Frio	米国 帯水層 2004	陸	1500	24 (7)	砂岩	2.5	24	160t/d	0.0016				●				●	●						
	Ketzin (CO2SINK)	ドイツ 帯水層 2008	陸	630～ 710	80	砂岩	0.02～ 5000	5～35	0.01～ 0.03	0.6	●			●	●	●			●				●	●	
	Otway	オーストラリア 枯渇ガス田 2005	陸	2000		砂岩				0.1	●			●	●				●				●		
	Lost Hills	米国 枯渇油田 2000	陸	490～ 560		珪藻質 砂岩	0.1～ 20		125M m3/d					●		●			●						
	Aneth	米国 枯渇油田 2007	陸	1700	60 (12)	炭酸塩 岩	～10	5～30	0.136					●	●	●			●				●		

図 5.5-2 モニタリング技術の適用実績 (●印で示された手法) (薛, 2013 を一部修正)

(1) 4次元反射法地震探査

反射法地震探査は、地表(海上)にて人工地震波を発生させ、地下の反射面から戻ってくる反射波を地上(海上/海底)に設置した地震計で記録、解析し、地下の断面を描き出す手法である。3次元の発受振点配置にて反射法地震探査を時期を変えて繰り返し実施し、地下の状態変化を3次元的に把握する技術が4次元反射法地震探査である。地層分解能が高く、広範囲におよぶ貯留層内のCO₂の挙動をモニタリングする技術として最も有効な技術である。しかしながら、探査コストが高いため、他の手法と組み合わせて繰り返し回数を減らすなどの検討が必要である。また、陸域では地形や探査に使用可能なアクセス道路等による制約、海域では漁場等による制約のため、3次元での規則正しい発受振点配置が難しい場合も多く、その結果、探査精度が低下する、あるいはイメージング範囲が制約されるといった場合も生じる。そのような不規則な発受振点配置でも探査精度の低下やイメージング範囲の制約を最小限にとどめる測定、解析法の開発が今後の課題である。

この手法の適用例として最もよく知られた例が、北海の Sleipner での探査結果である。ここでは、1996年の圧入開始以来、これまでに8回の3次元反射法地震探査によるモニタリングが実施され、図 5.5-3 に示すように、1994年に実施されたベースライン探査での反射波を基準にした振幅変化から貯留層内でのCO₂の分布の変化が鮮明に捉えられている(Skalmeraas, 2014)。反射波の振幅変化量の解析からCO₂の飽和度の推定等の更に進んだ解析も行われている(Chadwick et al., 2010)。

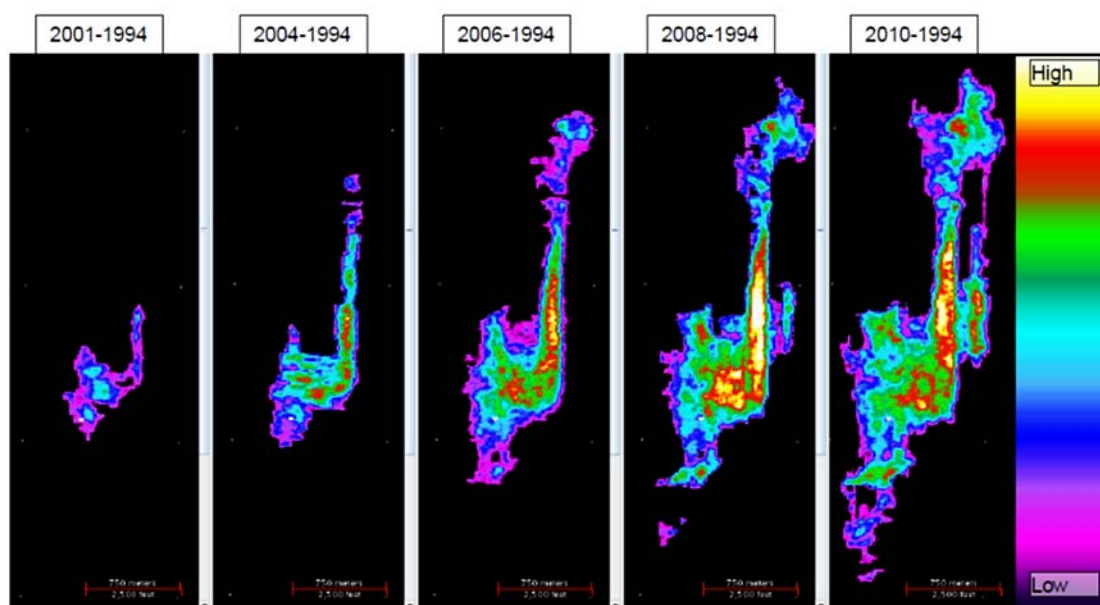


図 5.5-3 Sleipner での 4 次元反射法地震探査結果（カラーは反射波の振幅値を表す）
(Skalmeraas, 2014)

(2) サイスマットモグラフィ

サイスマットモグラフィは、ボーリング孔内で発振、受振が可能な孔内装置を使用して複数のボーリング孔間で地震波の発受振を行い、地震波の伝播走時や波形の解析から孔間の地震波速度や反射面のイメージング等を行う地震探査法である。CO₂ のモニタリングでは、圧入井と貯留層を挟むように配置した複数の観測井間で繰り返し測定を行い、地震波速度の変化等から CO₂ の分布状態を推定する。この手法は、地表からの反射法に比べ、地層分解能は高いが、観測井間の 2 次元的な断面内の変化しか把握できないため、3 次元的に広がる CO₂ を精度よくモニタリングするためには、多数のボーリング孔が必要となる。また、観測井の配置が適切でないと CO₂ の挙動を精度よく把握できないため、圧入前の観測井配置計画が特に重要である。

サイスマットモグラフィで圧入された CO₂ を精度よく把握できた例としては、長岡での探査例がよく知られている(薛・松岡, 2008)。このサイトでは、ベースラインを除き、圧入中および圧入終了後に 6 回の探査が実施された。図 5.5-4 は、圧入中の 4 回のモニタリング探査結果とベースライン探査の結果の差から推定された孔間の地震波速度の変化を表している。貯留層内だけの速度変化を仮定した解析の結果、最大 13.4% の速度低下が推定された(薛・松岡, 2008)。このサイトでは、圧入終了後 2 年 9 か月後に 6 回目のモニタリング探査が実施され、圧入終了直後の探査結果と比較され、サイスマットモグラフィでは CO₂ 分布の変化は検知できなかったことが報告されている。

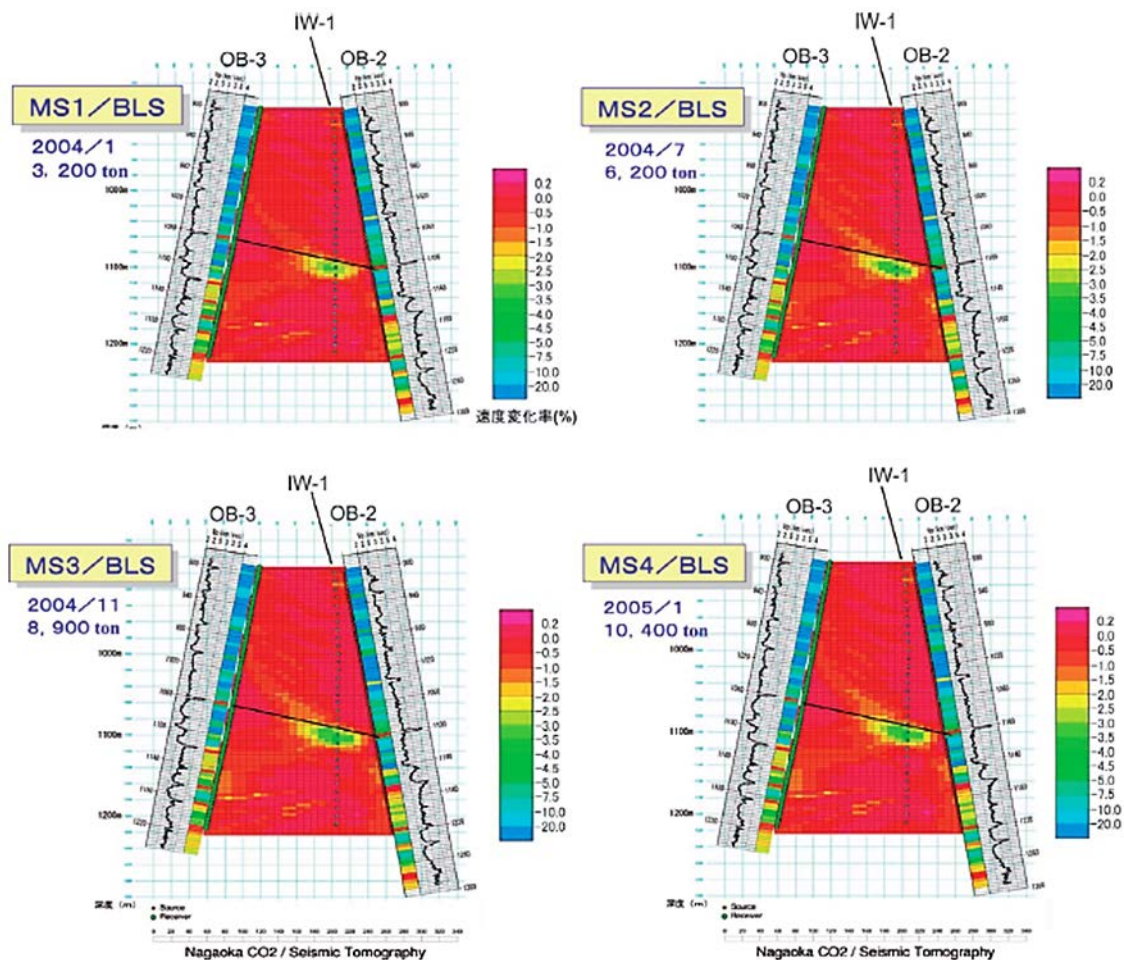


図 5.5-4 長岡におけるサイスミックトモグラフィによるモニタリング結果（薛・松岡，2008）（BLS：ベースライン探査，MS：モニタリング探査）

(3) 微小地震観測

CO₂ を圧入すると貯留層内の間隙水圧が上昇するため、圧入箇所付近で微小地震を誘発する可能性がある。地熱開発や油ガス田の開発では、圧入に伴う微小地震を観測し、貯留層の動態を推定し、生産管理に役立てられている。CO₂ の貯留事業においても、圧入による貯留層の状態変化をモニターする手法としての利用が考えられている。また、圧入によって規模の大きな地震が誘発される場合に対処するためのトラフィックライトシステムの開発研究も行われている（地球環境産業技術研究機構，2015）。この手法は、高温岩体発電事業やシェールガス開発ではすでに運用されており、CCS 事業でも PA（パブリックアクセプタンス）のための重要な技術の1つとして、今後検討が必要である。

カナダの Weyburn サイトでは、CO₂ を使用した増進回収（EOR）の際のモニタリング技術として微小地震の観測が行われている。ここでは、注入井（鉛直）の脇 50m 地点に観測井（鉛直）が設けられ、8 個の 3 成分ジオフォンが貯留層の約 200m 上部にあたる深度 1181-1356m に 25m 間隔で埋設された。CO₂ 注入に伴い、2004 年 12 月から 2005 年 10 月までに震源決定可能な微小地震が約 100 個観測された。地震のモーメントマグニチュードは、-3.0～-1.0 で、多くは-2.0 以下であった。卓越周波

数は 150Hz に及ぶものもあったが、多くはジオフォンの固有周波数に近い 20Hz 程度であった。図 5.5-5 と図 5.5-6 に見られるように、微小地震の発生場所や時期は CO₂ の注入と相関性が高いと思われるが、全体としてみた場合活動度は低く、貯留層の力学的変形を引き起こすまでには至っていないと報告されている (Verdon, 2010)。

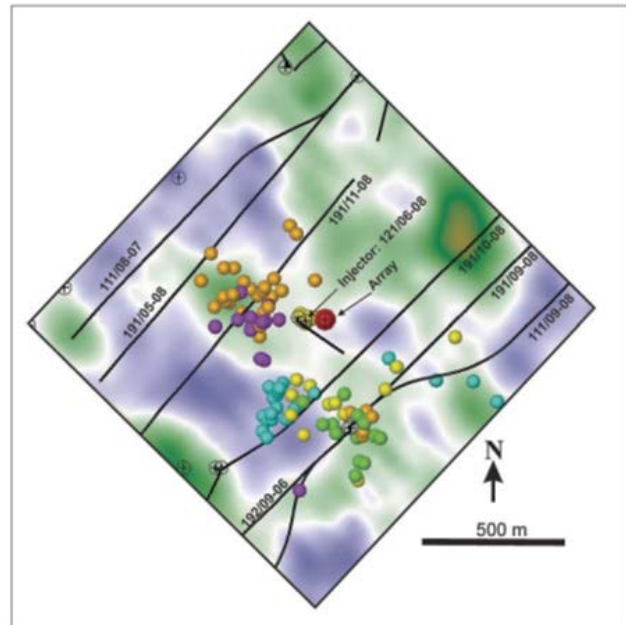


図 5.5-5 Weyburn において 2003 年 8 月～2006 年 1 月の間に観測された微小地震 (小丸印)。
大きい黄色丸が圧入井, 赤丸が観測井, 黒線が生産井 (水平坑井) (Verdon, 2010)

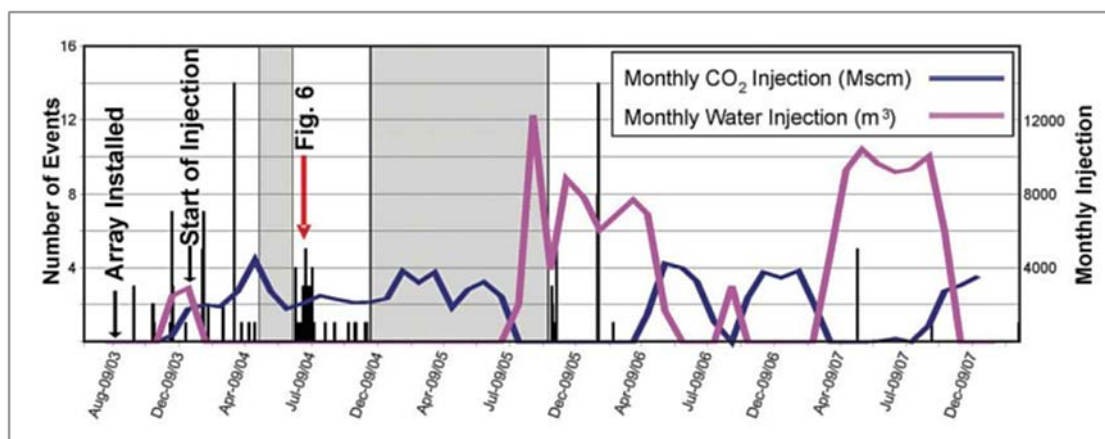


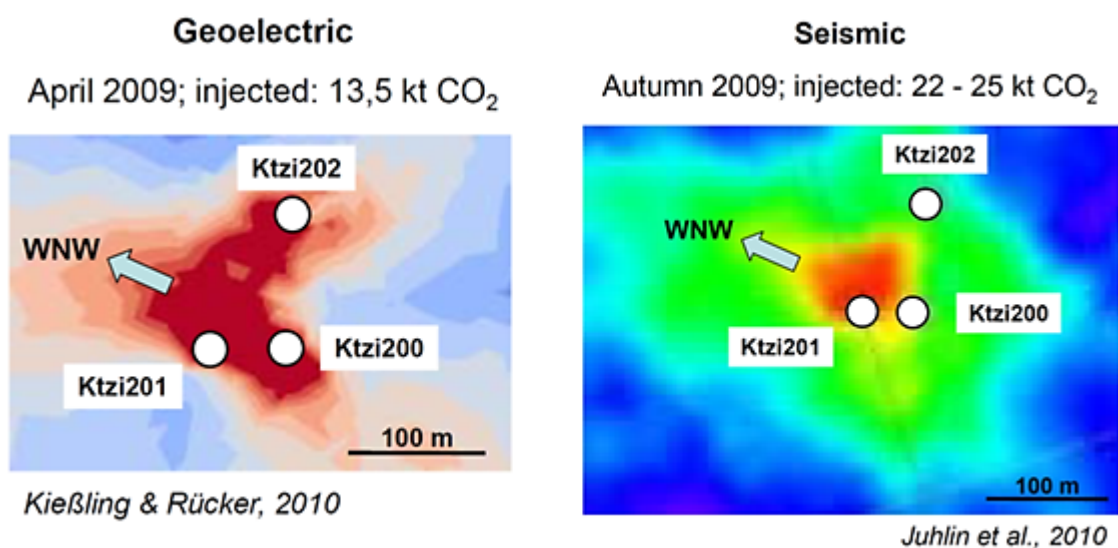
Figure 4. Histogram of located microseismic events from August 2003 to January 2008. Also shown are the monthly injection volumes for the WAG injection program in vertical well 121/06-08. The gray shaded areas indicate periods when the passive array was not recording.

図 5.5-6 Weyburn における CO₂ 及び水の圧入レートと地震活動の関係 (Verdon, 2010)

(4) 電気/電磁法探査

電気/電磁探査法は、人工的な電流や電磁場を利用して、地下の比抵抗分布を推定する手法である。塩水帯水層への CO₂ の貯留モニタリングの場合には、比抵抗の大きい CO₂ と小さい塩水の物性コントラストに着目して、圧入した CO₂ の分布やその動態を推定できる可能性がある。しかしながら、一般に電気探査では CO₂ を貯留する深部までの探査は難しいため、ボーリング孔内での測定を併用するか、電磁法探査を適用する。一般に、深部になるほど地層分解能や検知能が低下するため、貯留層が薄い場合や貯留量が少ない場合には、ボーリング孔を利用したトモグラフィ法の適用を検討すべきである。あるいは、反射法地震探査と併用し、反射法で得られた地下構造モデルをベースに、貯留層の CO₂ の分布域だけに比抵抗の変化が発生すると仮定して、モニタリングデータを逆解析し、地層分解能や検知能を向上させる必要があると考えられる。

電気探査の適用例としては、ドイツの Ketzin サイトがある。ここでは、CO₂ の分布を確認するため、地表とボーリング孔を利用した 3 次元比抵抗法電気探査が実施された。地表には 16 ダイポール、孔内には深度 590m~735m に 10m 間隔で 45 電極が配置された。図 5.5-7 に示すように、圧入された CO₂ によると推定される高比抵抗ゾーンの面的な広がりが、4 次元反射法地震探査結果と同様な傾向を示したことが報告されている(Matrtens and the Ketzin Team, 2010)。



電気探査による比抵抗分布

反射法地震探査による振幅分布

図 5.5-7 Ketzin における 3 次元探査により推定された CO₂ の広がり(水平分布)

(Matrtens and the Ketzin Team, 2010)

(5) 重力探査

重力探査は、地下の密度異常を重力の変化としてとらえ、異常源の位置や密度値を推定する探査法である。貯留で地下に圧入される CO₂ は一般に超臨界状態の CO₂ であるため、深度 1000m 程度では密度が 600kg/m³ 程度と周囲の水よりも軽い。そのため、貯留される CO₂ の量が多くなると周囲との密度コントラストが大きくなるため、重力探査によってその分布や量を検知することが可能となると考えられる。しかしながら、電気/電磁探査法同様、貯留層が薄い場合や貯留量が少ない場合には

一般に検知が難しい。そのため、最近はより精度の高い超電導重力計等の適用が試みられている(杉原ほか, 2014)。また、重力を連続的に観測することによりその変化を検知する連続型の重力計の適用も試みられている。海域では、特殊な耐圧容器にいた重力計を用いて海底で測定が行われる。

海域での探査例が、Sleipner サイトで報告されている。ここでは、貯留層を横断する測線上の海底 30 ケ所にベンチマークが設置され、2002 年、2005 年、2009 年に重力測定が実施された。観測された重力変化には、CO₂ 圧入による変化に加えて、海底面の変形、CO₂ 貯留層下位にあるガス貯留層におけるガスの生産および水の流入による変化が含まれているため、圧入 CO₂ 以外の変化がモデル解析により除去され、CO₂ による重力変化が検出された(Alnes et al., 2011)。(図 5.5-8)。

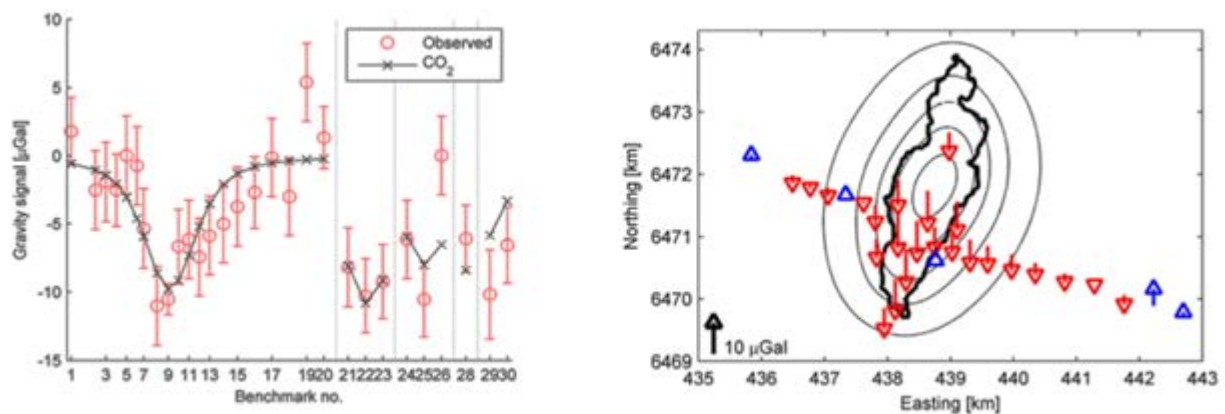


図 5.5-8 Sleipner における 2002 年と 2009 年間の重力変化と推定された CO₂ による重力変化(左図)および CO₂ 貯留層との位置関係(右図)(Alnes et al., 2011)

(6) 検層

一般に、CO₂ の貯留では、モニタリングのための観測井が設けられ、圧入した CO₂ のブレイクスルーの直接観測ならびに検層やトモグラフィ等のモニタリングが実施される。特に、貯留層内の CO₂ の定量的な評価を行うためには検層が不可欠である。検層結果はその他の手法によるモニタリング結果のキャリブレーションとしても重要であり、例えば、反射法探査結果と検層の併用により貯留層全体の CO₂ の定量的な評価が可能となる。

日本の長岡サイトでは、圧入井を囲む位置に 3 孔の観測井が掘削され、音波検層、電気検層、中性子検層の 3 種類の検層が、圧入前、圧入中、圧入終了後に 37 回実施された(薛・松岡, 2008)。そのうちの 2 孔で CO₂ の到達によると思われる測定値の変化が確認された。そのうちの 1 孔での音波検層の結果を図 5.5-9 に示す。音波検層では、14 回目にあたる圧入開始後 250 日後(約 4000t 圧入後)に圧入井から 40m 離れた観測井で初めて CO₂ によると推定される変化が検知された。図からわかるように、その後の検層でその分布範囲が拡大し、最大で圧入前の 28% の速度低下が観測された。この低下量は、観測井から採取されたコア試料による室内試験やサイスミックトモグラフィによる結果と比較され、モニタリングによる飽和度の推定精度が議論された(薛・松岡, 2008)。

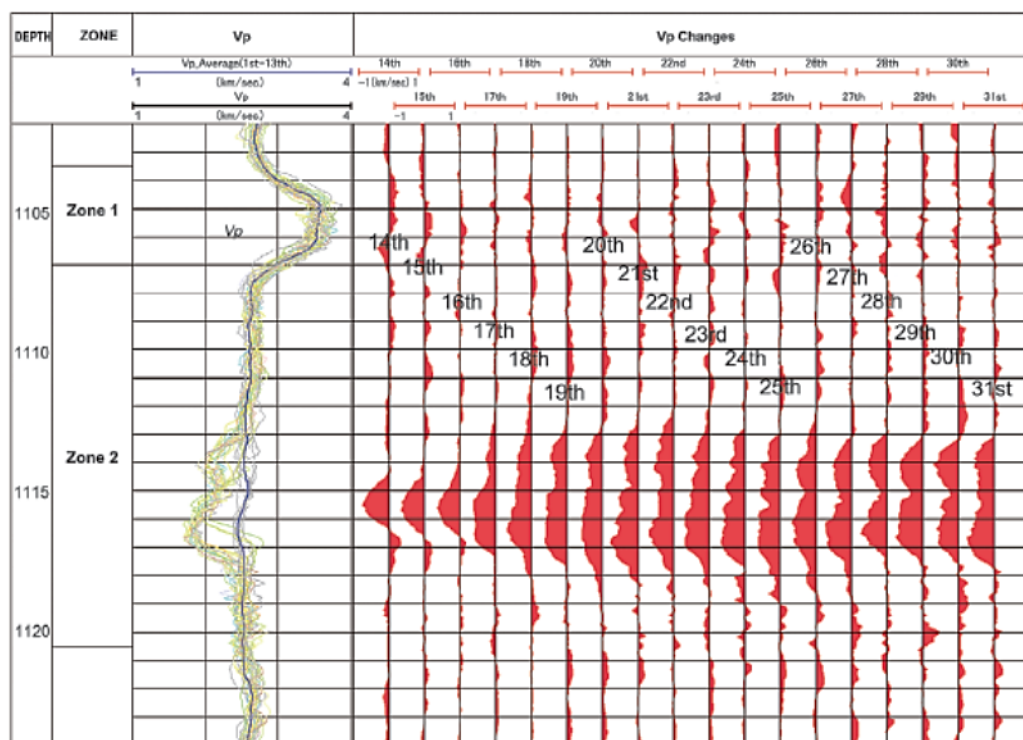


図 5.5-9 長岡における音波検層結果（左：全検層結果を重ねたもの，右：CO₂ 到達後の 14 回目から 31 回目までの検層結果）（薛・松岡，2008）

(7) リモートセンシング

リモートセンシングを利用したモニタリング手法の1つとして，人工衛星からのマイクロ波による測位を利用した干渉 SAR (合成開口レーダ) 解析が適用されている．大量の CO₂ が地下に圧入される場合，貯留層はもちろんその上位の地層も変形し，その結果，地表にも変形が及ぶことが考えられる．その変形量を干渉 SAR によって広域的に把握することにより，圧入された CO₂ の分布域やその量を推定することができる可能性がある．

実際に，アルジェリアの In Salah サイトでは干渉 SAR 解析によって地表変位の観測が行われた．図 5.5-10 は，圧入前(2003 年)と圧入後(2009 年)のデータの解析結果の差をとることによって得られた地表における上下変位量の変化図である．圧入井や生産井近傍に 2cm にもおよぶ隆起・沈降が観測されていることがわかる (Mathieson et al., 2010)．これらの結果をもとに，貯留層やその上位層の水理学的，力学的な特性の推定も行われている．

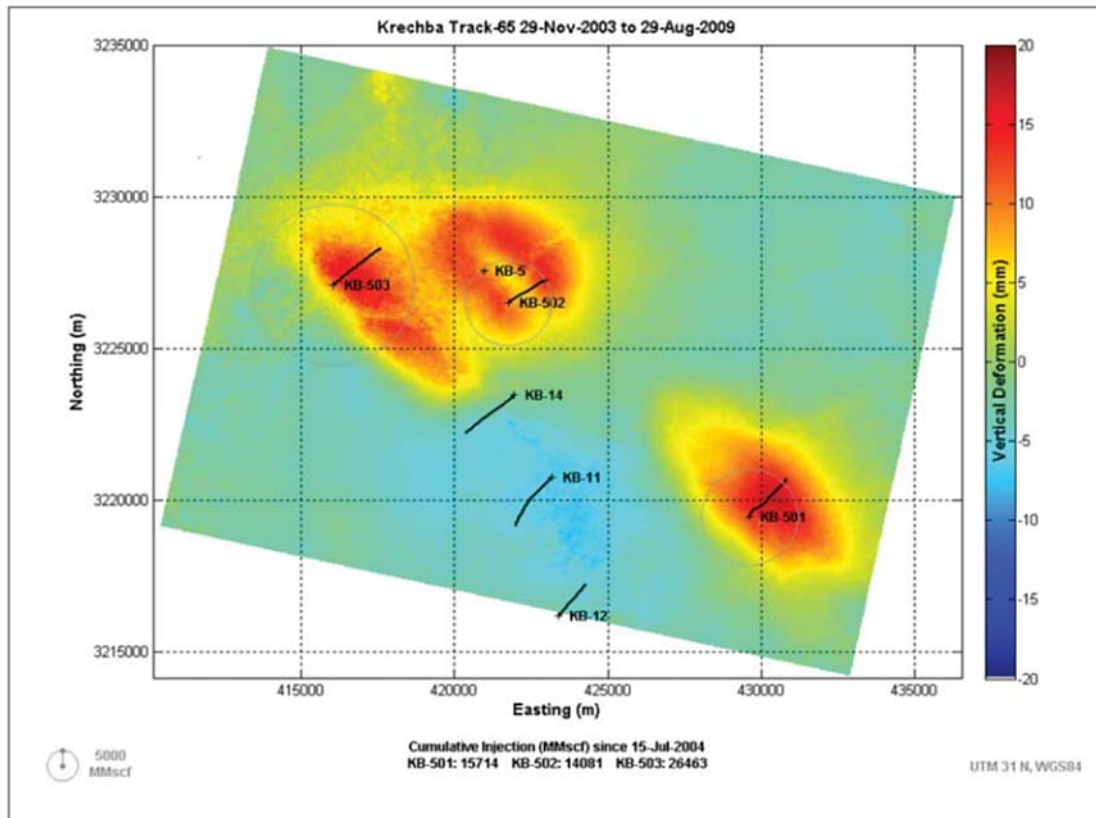


図 5.5-10 In Salah における干渉 SAR データの解析結果 (2003 年と 2009 年の差)
(KB-501, 502, 503 が圧入井) (Mathieson et al., 2010)

(8) 地球化学的調査

圧入された CO_2 の漏洩監視のため、多くのサイトで地表での CO_2 フラックスおよび土壌ガス中の CO_2 の測定が実施されている。しかしながら、大気中や土壌中には生物起源等、天然の CO_2 も多く、圧入された CO_2 の検出は難しい。 CO_2 の同位体指標を用いて識別するなどの手法も提案されているが、今後の課題である。

しかしながら、多くのサイトで地表および土壌ガスの測定は実施されている。カナダの Weyburn サイトでは、2001 年(ベースライン)から 2003 年にかけて 3 年間測定が行われた。注入井を囲む 4km 四方の範囲内の 360 地点で、 CO_2 フラックスと土壌ガス中の CO_2 濃度の計測が行われた。その結果を図 5.5-11 に示す。この期間においては、注入された CO_2 の漏洩を示唆するデータは得られていないと報告されている (Wilson and Monea, 2004)。

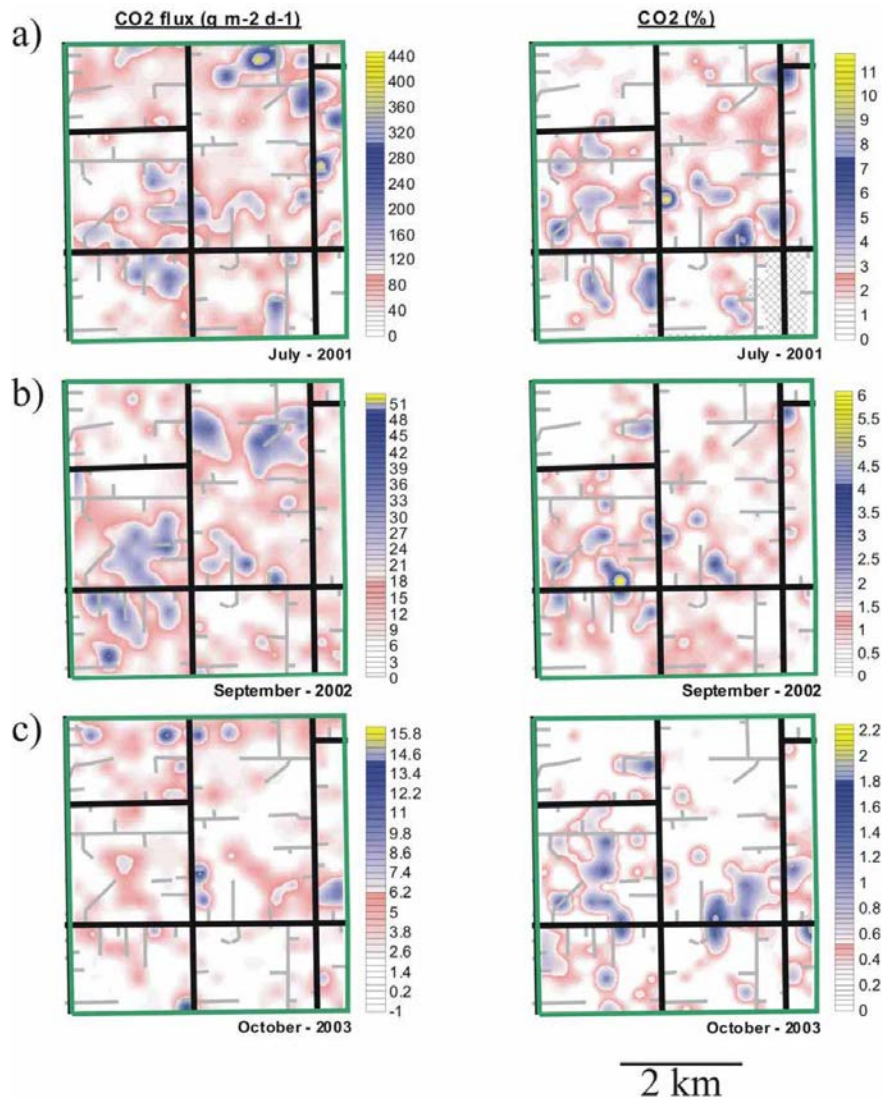


図 5.5-11 Weyburn における 3 回のモニタリング時 (a, b, c) の CO₂ フラックス (左) および土壌中の CO₂ ガス (右) の測定結果 (Wilson and Monea, 2004)

引用文献:

Alesl, H., Eiken, O., Nooner, S., Sasagawa, G., Stenvold, T. and Zumberge, M. (2011): Results from Sleipner gravity monitoring: updated density and temperature distribution of the CO₂ plume, Energy Procedia 4, 5504–5511.

物理探査学会(1998): 物理探査ハンドブック, 物理探査学会.

Chadwick, A., Williams, G., Delepin, N., Clochard, V., Labat, K., Sturton, S., Buddensiek, M., Dillen, M., Nickel, M., Lima, A. L., Arts, R., Neele, F. and Rossi, G. (2010): Quantitative analysis of time-lapse seismic monitoring data at the Sleipner CO₂ storage operation, The leading Edge, 2, 170-177.

地球環境産業技術研究機構(2015): 二酸化炭素回収・貯蔵安全性評価技術開発事業成果報告書.

IEAGHG ウェブサイト(2016): <http://ieaghg.org/ccs-resources/monitoring-selection-tool1>.

- 窪田健二・鈴木浩一・薛自求(2006): CO₂ 地中貯留における比抗及び自然電位モニタリングに関する実験的研究—岩石コア試料を用いた検討—, 電力中央研究所報告 No. N980503.
- Martens, Sonja, and the Ketzin Team (2010): The First European On-Shore CO₂ Storage Project at Ketzin (Germany) - Status and Perspective -. In Academic Research Strategy Meeting for UK Geologic Storage and Monitoring of CO₂ Edinburgh – 7 July 2010. <http://www.geos.ed.ac.uk/ccs/Meetings/storage-7july2010/Ketzin.pdf>.
- Mathieson, A., Midgley, J., Dodds, K., Wright, I., Ringrose, P. and Saoul, (2010): CO₂ sequestration monitoring and verification technologies applied at Krechba, Algeria, The Leading Edge, 2, 216-222.
- Pearce, J., Chadwick, A., Holloway, S., Kirby, G. and Bentham, M. (2006): The objectives and design of generic monitoring protocols for CO₂ storage, Proc. GHGT-8, 1, 5, Trondheim.
- Saito, H., Nobuoka, D., Azuma, H., Xue, Z. and Tanase, D. (2006): Time-lapse crosswell seismic tomography for monitoring injected CO₂ in an onshore aquifer, Nagaoka, Japan, Exploration Geophysics, 37(1), 30-36.
- Skalmaraas, O. (2014): The Sleipner CCS experience, UNFCCC-Bonn.
- 杉原光彦・名和一成・相馬宣和・石戸経士・西祐司(2014): テキサス州ファーンズワース CO₂ 地中貯留調査サイトでの超伝導重力計の導入, 地質ニュース, 3, 129-132.
- 當舍利行・中尾信典(2008): CO₂ の地中貯留—モニタリングの現状と戦略, 物理探査学会 最新の物理探査適用事例集, 273-280.
- Verdon, J.P., Kendall, J-M., White, D.J., Angus, D.A., Fisher, Q.J. and Urbancic, T. (2010): Passive seismic monitoring of carbon dioxide storage at Weyburn, The Leading Edge, 2, 200-206.
- Wilson, M. and Monea, M. (2004): IEA GHG Weyburn CO₂ Monitoring and Storage Project Summary Report 2000-2004, Petroleum Technology Research Centre (PTRC).
- 薛自求・松岡俊文(2008): 長岡プロジェクトからみた二酸化炭素地中貯留技術の現状と課題, 地学雑誌, 117(4), 734-752.
- 薛自求(2013): 地中貯留技術の実用化における CO₂ 挙動モニタリングの役割, RITE 革新的環境技術シンポジウム 2013 講演資料.
- Xue, Z. and Ohsumi, T. (2004): Seismic wave monitoring of CO₂ migration in water-saturated porous sandstone. Butsuri-Tansa (Geophysical Exploration), 57, 25-32.

6. CCS において今後貢献できる土木技術

ここまで、CCS についての一般的事項に関して現状を整理した。

2 章では、CCS を取り巻く世界情勢として気候変動問題を取り上げ、これに対応するための国内および海外における政策の動向について概観し、CCS に関する研究開発を推進する世界的枠組みについて整理した。全世界の CO₂ 排出量を低減し、温暖化抑止の目標である平均気温 2℃以内を達成するためには、CO₂ 排出削減メニューに CO₂ 貯留を位置づけ、着実に履行していく必要があることが示された。特に我が国では、2030 年までに 2013 年比で 26%の CO₂ 排出量削減を約束し、2050 年までに 80%の排出量削減を目指すこととしており、より CO₂ 貯留事業の実現化に向けた努力が払われることが求められているものと考えられる。

3 章では、これまで世界で行われた、あるいはこれから実施される予定となっている CO₂ 貯留の実証プロジェクトを取り上げ、事例紹介を行った。現状において実施中または実施予定のプロジェクトは、EOR をはじめとした石油・ガス資源の増進回収のための CO₂ 貯留が多くを占める。これは、CO₂ を資源の回収に利用することにより、貯留コストの低減を図ることができるため、帯水層貯留よりも先行して実施できた経緯がある。これに対して、我が国では石油・ガスの貯留層が少なくかつ偏在しており、適地に乏しいことから、帯水層貯留への対応を検討していく必要がある。帯水層貯留には EOR のような資源開発におけるコスト低減の要素がないことから、CO₂ 貯留を含む CCS 全体のコスト低減を図っていくことが重要となるものと考えられる。また、3.3 節で述べたように、CO₂ 貯留では貯留した CO₂ の漏洩が大きなリスクとなると考えられていること(QICS プロジェクト)、今後アジアにおいて産業の発展に伴い CO₂ 削減のニーズが高まると考えられる(インドネシアにおけるプロジェクト)ことから、CO₂ 漏洩のメカニズム解明やリスク回避のための技術開発、さらには CO₂ 貯留のアジアをはじめとした発展途上国への事業展開を図っていく必要があるものと考えられる。

4 章では、CCS に関するコスト算出事例の調査結果を示した。CCS を推進していくためには、全体のコストを低減することが不可欠であると考えられる。しかしながら、CCS 全体のコスト評価に関しては、輸送・回収・貯留それぞれにおいて、土木技術と関連しない項目も含めてコストに影響する要因が多く存在する。したがって 4 章では、コスト評価に関する既往研究のレビューを行うことにより、コスト評価に強く影響を与える因子の抽出を試みた。

5 章では、CCS に関して土木の関連する既往技術として、CO₂ 輸送技術、CO₂ 貯留サイト評価技術、貯留 CO₂ 移行評価技術、貯留 CO₂ 化学的影響評価技術、貯留 CO₂ モニタリング技術を取り上げ、技術の現状を概観した。CO₂ 輸送については、パイプラインは技術として確立しているものの、我が国の排出源と貯留候補地との離隔距離やパイプライン敷設に伴うコスト・リスクを勘案すると、船舶を用いることが有利であると考えられ、その場合、船舶輸送に伴うインフラ構築が必要となる。CO₂ 貯留サイト評価では、現状における貯留可能性の概算評価の精度を向上していくためには、物理探査技術の高精度化による地質構造の詳細把握が必要であり、貯留 CO₂ 移行評価におけるシミュレーション技術の高度化による移行挙動評価の精緻化も必要となる。貯留 CO₂ 化学的影響評価では、地化学プロセスのより深化した理解により、CO₂ 貯留の安全性・経済性・環境影響の課題を解決する積極的な地化学プロセスの活用が重要となる。これについては、地化学プロセスのみならず、物理的な CO₂ の溶解や CO₂ による岩盤破砕なども活用していくことにより、さらなる技術の進展が期待できると考えられる。貯留 CO₂ モニタリングでは、現状で有力な反射法地震探査は他の探査技術

よりもコストがかかるため、これを補完する既往技術との組み合わせ最適化を行うとともに、新たな技術開発が求められるものと考えられる。

以上の議論を受け、以降では、土木技術の観点から現在もしくは将来にわたり貢献が可能と考えられる以下に挙げる技術について、個々に述べることとする。

- ・貯留層評価のための物理探査技術
- ・CO₂ 貯留に関するリスク評価技術
- ・貯留 CO₂ 漏洩評価技術
- ・CO₂ 船舶輸送におけるインフラ構築技術
- ・溶解型 CO₂ 貯留技術
- ・石油・天然ガス・地熱分野における CO₂ 利用技術

6.1 貯留層評価のための物理探査技術

現在、CO₂ 貯留サイトの貯留層評価に適用される物理探査手法は、反射法地震探査が主流である。反射法地震探査は石油や天然ガスなどの資源探査分野で開発・活用されてきた経緯があり、大容量データ取得やデータ解析技術の高精度化も伴って、地質構造モデルの構築並びに深部貯留層評価では不可欠な技術である。一方、大容量データ(例えば、3次元による探査)の取得に伴って測定機材や期間も大掛かりなものとなり、それに従って調査コストも増大する。特に、海域では傭船等に掛かる経費が調査コストに大きく影響する。また、制約条件のある中でいかに効率的に調査を実施していくことも重要な課題である。

本項では貯留層評価の内、コスト低減・効率化が重要視される事前調査(候補地選定)段階とモニタリングについて述べる。

6.1.1 CO₂ 貯留候補地選定

CO₂ 貯留候補地選定の手順は、対象地域において広域的な地質調査を実施した後、貯留層や遮蔽層を対象とした詳細な地質調査が実施され、これらの地質調査では反射法地震探査がメインとなる。初期段階における広域調査では、反射法地震探査の効率化あるいは土木分野等で広く適用されている他の物理探査技術との組合せによって、大幅なコスト低減が期待できるものと考えられる。

(1) 反射法地震探査

近年の石油・天然ガス資源探査では3次元反射法地震探査が標準手法と位置付けられているが、各発振点について多大なチャンネルを稠密展開するアレイ配置は高コストにつながる。大局的な地下構造を把握する初期段階では2次元反射法地震探査を利用することで、初期コストを抑えることが可能となる。ただし、複雑な地質構造は3次元性を有することが多いので、後述する重力探査などと併用することもある。

また最近では、陸域の反射法地震探査にケーブルレス受振システムを適用する事例が増えつつある(図 6.1-1)。チャンネル数の増加に伴う伝送系の負荷、測線維持管理にかかるコスト増大、不規則な受振配置に対応したものであり、単体の記録システム内部に記録媒体とGPS時刻装置を組み込み、各ユニットが単独でデータ収録を行うシステムとなっている。特に障害物等の制約条件が大きいサイトでは有効である。

海域の場合、浅海域では調査船が入れないことから陸域との間の地質構造が把握できないことが多いが、最近では浅海域をターゲットとしたシステムも開発されてきた。P-Cable と呼ばれるシステム(図 6.1-2)は従来の 3 次元探査システムに比べてコンパクトであり、水深 20m 程度以深の浅海域であれば調査可能である。また、従来型は資源探査用の専用船が必要となるが、P-Cable システムは曳航する機器がコンパクトであることから専用船は必要とせず、コスト低減の観点からも有利である。品質の面においては従来型よりも探査深度は浅くなるが、分解能が高い点を活かして詳細な地質構造把握、あるいは浅部の漏洩検知といったモニタリング手法としての適用も期待できる。

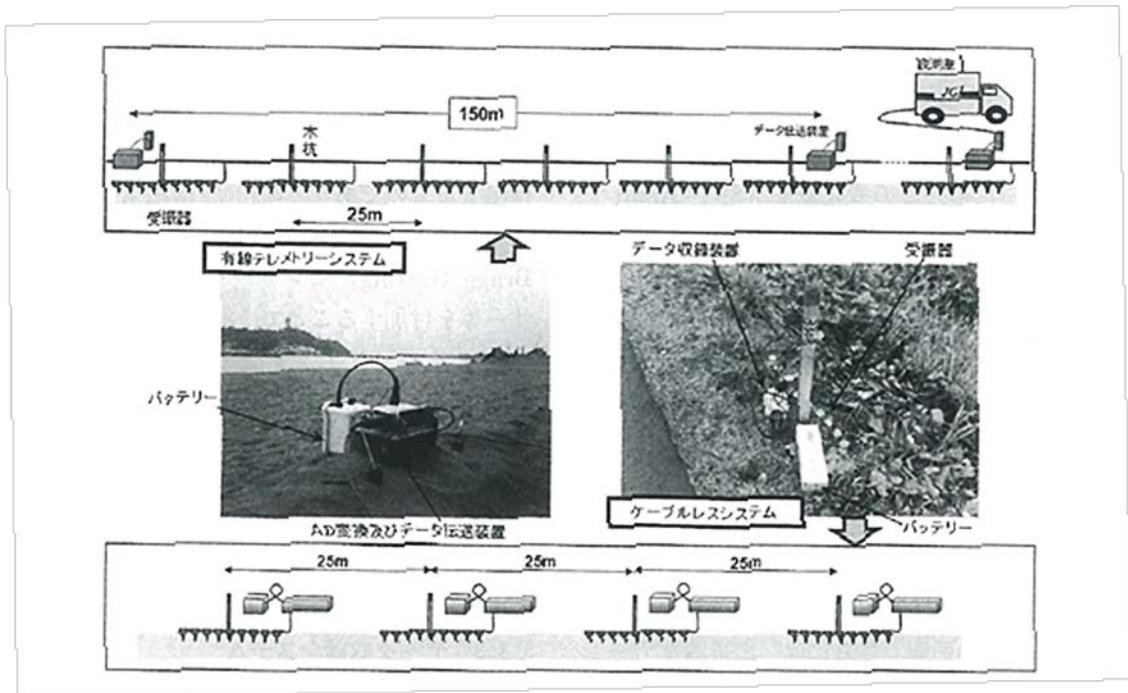


図 6.1-1 有線テレメトリーシステムとケーブルレスシステムの対比図
(物理探査学会, 2016)

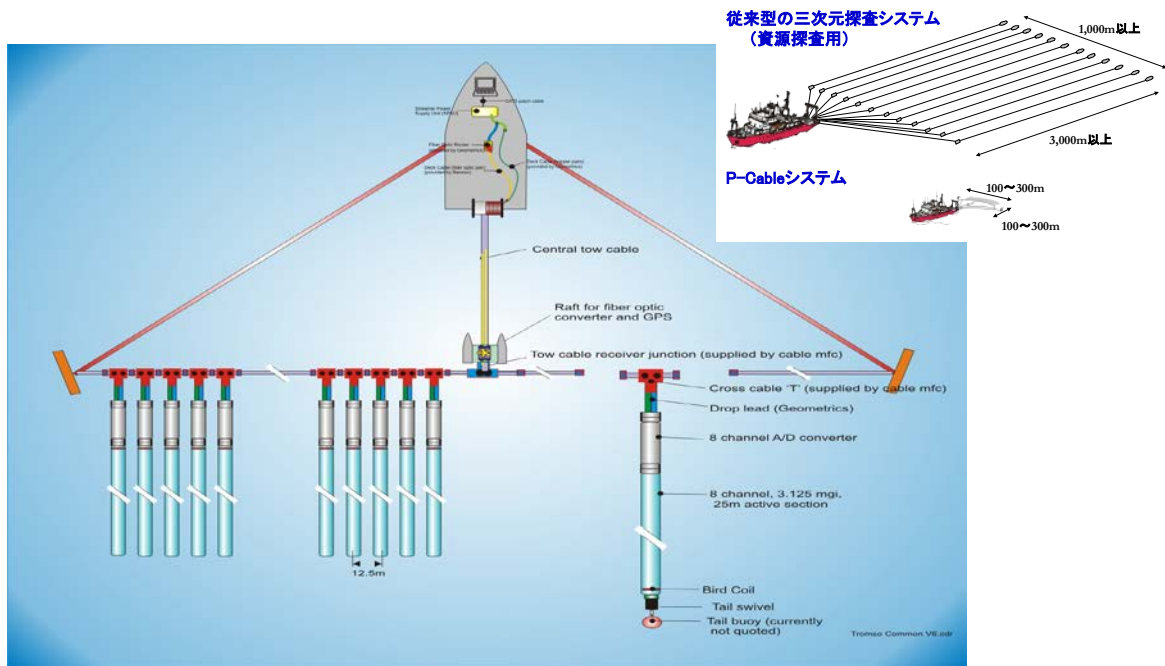


図 6.1-2 P-Cable システムの概念図(応用地質提供)

(2) 重力探査

精密な重力計が開発されて微細な重力変化が測定できるようになったことから、最近では土木分野の地盤調査やモニタリング手法としても適用させるようになったが、重力探査は元々従来油田など深部を対象とした大規模な地下構造を把握する目的で利用されてきた。重力探査が他の手法と大きく異なる点として、広域的な概査からマイクログラビティと呼ばれる精査まで、目的に応じて幅広く適用されていることである。また、調査エリアも陸上・海上・海底・空中といった様々なところで利用されている。測定で得られる重力値は、地下に分布する岩石・岩盤の密度、分布する深度および形状を反映している。

重力計は主に絶対重力値を測定する絶対重力計と相対的な重力値を測定する相対重力計があるが、重力探査ではほとんどの場合相対重力計が使われている。相対重力計を使用する場合には、重力値の基準とする固定点との重力差から測点の重力値を決定する。陸上の重力探査で使用されている重力計には、ラコスト重力計とシントレックス重力計とがあり、両者とも読み取り精度は $1 \mu \text{Gal}$ である(ラコスト重力計は標準型の場合)。海域の場合には、船上測定、潜水船による測定(陸上用重力計を搭載)、海底測定となる。この中では海底測定が最もデータの安定性が良く、重力計で得られる精度は陸上用重力計と同等である。図 6.1-3 に海底重力計と船上ユニットの外観を示す。

また、産業技術総合研究所では公的機関の重力データを中心とした重力データベースと重力図の CD-ROM を発行しており、これらのデータと調査データをコンパイルすることにより、調査コストを低減させることができる。

国内の事例としては、CO₂ 貯留サイト候補地の一つであった北九州地点で重力探査が実施されており、重力探査によってハーフグラベン構造を示唆する地下構造が検出されている(図 6.1-4)。



図 6.1-3 海底重力計（上）と船上コントロールユニット（応用地質提供）

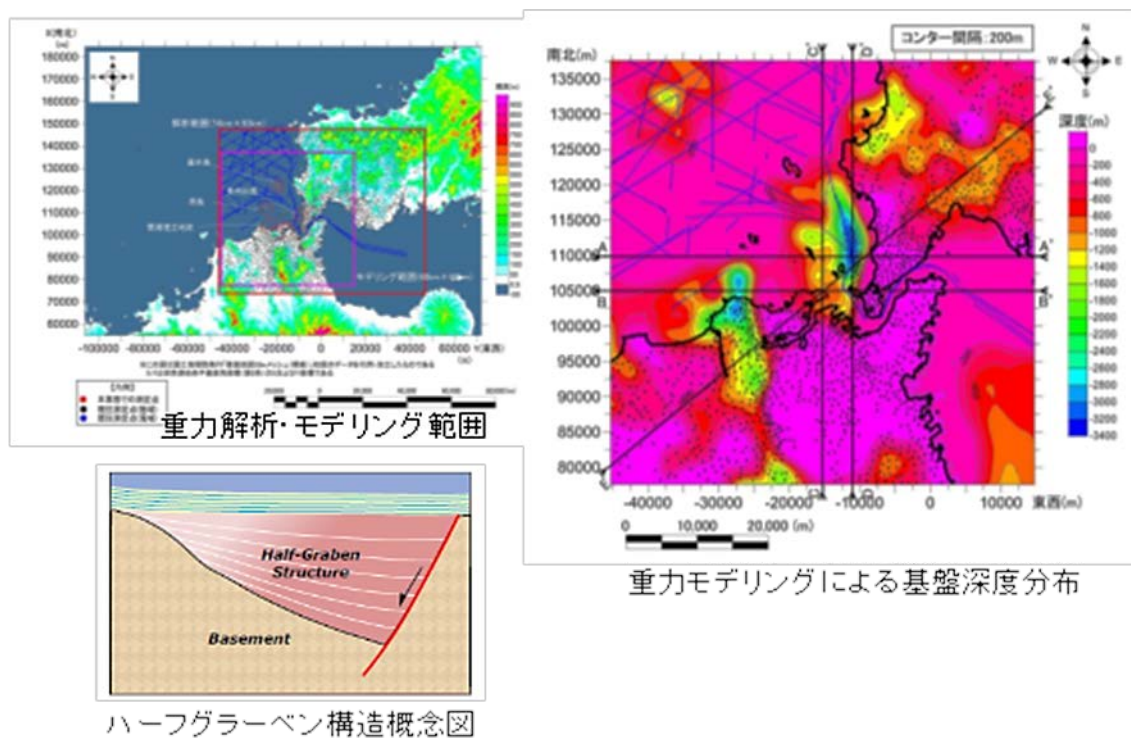


図 6.1-4 CO₂貯留サイト候補地における重力探査の事例（日本 CCS 調査，2012）

(3) 微動アレイ探査

微動(常時微動)は、交通振動や工場施設等から発生する比較的短周期の振動や、海洋波浪等によって発生する長周期の微動まで様々な原因で発生する雑微動である。これらの振動は、陸域では主に地表付近を伝播する表面波(レイリー波、ラブ波)から、海域では海底面に沿って伝播する表面波の一種である **Scholte wave** から構成されていることが知られている。表面波の伝播特性は、伝播する地盤物性(特に、**S 波速度**)によって変化するため、微動を観測し、その伝播特性や周波数特性を解析することによって地盤特性を推定することができる(図 6.1-5)。微動は極めて微弱振動であるが、適切な観測機器を使えば、いつでもどこでも容易に観測できるといったメリットがあり、最近では土木分野や地震防災分野において地下深部構造を推定する一探索手法として微動アレイ探査が適用されている。

微動アレイ探査では、微動のアレイ観測からレイリー波成分の分散特性を求め、逆解析によってアレイを配置した直下における一次元の **S 波速度構造**を求める。微動の振動源が何であるかは問題でなく、定量的な地下構造の推定ができる。探査深度に応じてアレイ設計し、必要な周波数帯域の微動を観測することによって、地表付近から深度数 **km** までの **S 波速度構造**を求めることができる。アレイを面的に配置して複数地点で観測を行うことにより、3 次元的な **S 波速度構造**を求めることができる。ただし、微動アレイ探査は一定範囲内における地下構造を水平多層構造と仮定して解析されるため、従来の地震探査手法より地下構造の推定精度は劣る。薄層の検出や速度検層のような深度方向の詳細情報を目的とする調査には向かない点に留意する必要がある。

海域では、観測された微動を利用して地下構造を求めるという事例は少ない。近年、海底地震計や常設型 **OBC (Ocean Bottom Cable)** を利用した地震探査が実施されるようになってきたことにより、常時観測される微動を利用した探査を実施できる可能性がある。

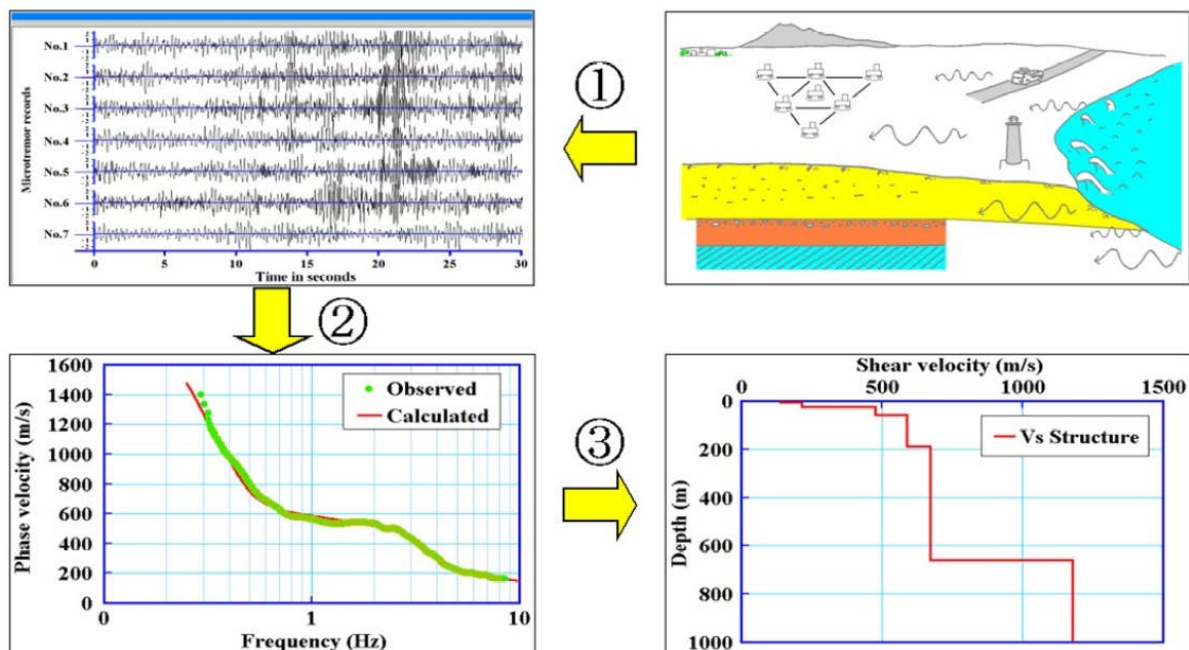


図 6.1-5 微動アレイ探査で S 波速度構造を推定するまでの流れ (物理探査学会, 2008)

6.1.2 CO₂ 地中挙動モニタリング

地下へ圧入された CO₂ の貯留状況をモニタリングすることは、安全性評価の観点から重要である。また、CO₂ 貯留の場合には限られた地下情報からモデリングおよび CO₂ 圧入シミュレーションを実施するケースが多く、モニタリング結果とのヒストリーマッチングによってモデルをアップデートしていくことで、長期挙動予測の信頼性を向上していくことが重要である。圧入前のベースライン測定から、圧入中ならびに圧入終了後も継続してモニタリングすることが予想されるため、初期段階から終了段階まで長期的な視点での計画立案が必要とされている。反射法地震探査はモニタリングにおいても主要技術として適用されてきているが、特に 3 次元で実施する場合にはコスト高となり定期的の実施するには負担が大きく、これらの課題については第 5.5 節でも述べられている。このような背景のもと、産業技術総合研究所では弾性波探査を補完するモニタリング技術の開発に取り組んでいる。

一方、我が国は世界で最も地震の多い国のひとつであり、CO₂ 圧入による地層への影響(微小振動等)や自然地震が貯留層に与える影響を検討する上で、地震観測も併用するのが望ましい。

(1) 反射法地震探査

CO₂ を圧入することによって、地下深部塩水層との音響インピーダンスの相違が期待できることから、CO₂ の貯留状況を把握するためには弾性波を用いたモニタリングが有効とされている。このことから、現在操業中の CCS サイトでは反射法地震探査によるモニタリングが実施されている。圧入終了後も安全に貯留されていることを監視することになるため、モニタリング期間は長期にわたることとなる。ここで課題となるのは、コスト面と繰り返し測定による再現性である。

a) コスト・効率

品質面から 3 次元で実施するのが理想的ではあるが、作業上の制約やコスト面を考慮すると 2 次元反射法地震探査と併用していく方法も考えられる。特に陸域では障害物が多いことから、3 次元反射法地震探査では標準的な規則配列の測線設定が困難であるケースが多い。その場合には、2 次元反射法地震探査で複数の測線を設定した方が効率的である。ただし、2 次元反射法地震探査の場合には、測線間のデータがない部分を他の情報で補完して解釈をしなければならないため、モニタリングにおいては補完した区間の検出精度に問題が生じることも考えられる。したがって、費用対効果を考慮しながら 2 次元と 3 次元探査を組み合わせることが重要である。図 6.1-6 に 2 次元と 3 次元反射法地震探査の基本概念図を示す。

苫小牧 CCS 実証試験サイトでは、2 次元と 3 次元を併用したモニタリングが実施されている。

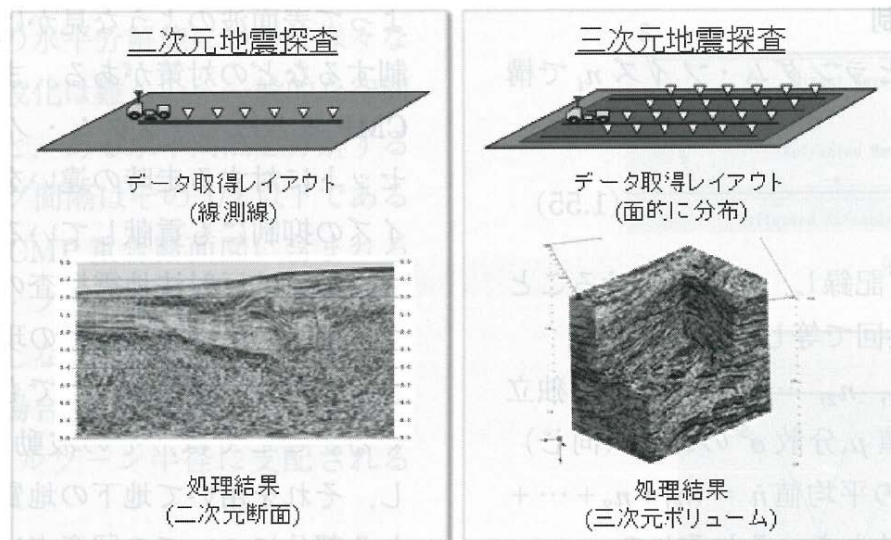


図 6.1-6 2次元および3次元地震探査の基本概念図(物理探査学会, 2016)

b) 繰り返し探査の再現性

モニタリングでは貯留層内部の微細な変化や長期的変化を観測することになるため、調査仕様やジオメトリを同一に設定し、探査の再現性を高める必要がある。これは反射法地震探査に限らず、他の手法にもいえることである。反射法地震探査の場合、地震記録の再現性を評価するためにいくつかの指標が提案されてはいるが、できるだけ条件を揃えて測定することが重要であることには変わりはない。

地表から行う反射法地震探査の場合には、長期間のモニタリング測定中に地表条件が変化することも多く、また季節変動や不規則なノイズの影響などを受けやすいため、再現性のある記録を取得することは一般に難しい。再現性を高めるためには震源や受振器を固定するのが効果的であるが、土地利用の制約が多いことから容易ではない。坑内受振器を設置できる観測井がある場合には、VSPを併用することにより再現性向上を図ることが期待できる。VSPの利点は上記の影響を軽減できるだけでなく、坑内に受振器を設置することから地表からの反射法地震探査よりも高周波数を扱うことができることである。VSPの場合にはモニタリングできる範囲は限定されるが、検出精度の向上に寄与できる可能性がある。

海域では潮流や潮位の条件変化によって発振・受振の条件を同一にすることは一般に難しく、海水部分の往復走時や震源ウェーブレットの変化によって記録も変化することが多い。最近では常設型OBCを採用しているケースが増えつつあり、受振点位置が固定されることから再現性の高い記録を取得することができる。また、漁場や航路等による制約も回避できるという利点がある。設置時の初期コストは大きいですが、受振器展開に伴う作業時間がないため、1回当たりのモニタリング費用を低減させることができる。長期連続稼働への対応となるため、維持管理面における保守の容易さと耐久性が要求される。

(2) 反射法地震探査を補完する手法

モニタリングの実施に当たっては、コスト面から反射法地震探査を補完するだけでなく、各サイトにおける地域社会や規制当局のニーズに十分応えられるように、種々のモニタリング技術の組み

合わせを決定することも重要である。ここでは、第 5.5 節で紹介されている手法以外のものとして、微動を利用したモニタリングについて述べる。

a) 微動や自然地震を利用したモニタリング

微動の発生源は特定できない場合が多く、その時間的定常性も不明な場合が多いことから、観測した微動そのものの变化から対象の状態変化をモニタリングすることは難しい。微動を利用したモニタリングとしては、微動に含まれる表面波を利用し、その特性変化をモニタリングに利用することが考えられる。具体的にはアレイによる微動観測や地震波干渉法、レシーバ関数などの適用が考えられる。常設型 OBC や観測井内に受振器を常設する場合には、反射法地震探査や VSP を実施しない期間は微動観測として利用することができる。ただし、微動アレイ観測の場合、深度 1,000m 以上の貯留層の変化を検知するためには、長波長の地震波を観測しなければならないが、波長から考えて貯留層内の微小変化を検出することは難しいといえる。

b) 地震波干渉法

地震波干渉法は、異なる受振点で観測された地震記録の相互相関により、ひとつの受振点位置を仮想的な震源として、他の受振点で観測を行ったような地震波形を合成することができる信号処理法である。図 6.1-7 に陸域、図 6.1-8 に海域での適用事例を示す。地表や海底での観測データでは人工震源による結果に比べて品質が劣るため、モニタリングとして利用するにはまだ課題が残されている。一方、EOR のモニタリングとして、観測井を利用した VSP 型の合成波形記録によって、貯留層内の変化を捉えた事例がある(図 6.1-9)。この事例では、地震波干渉法を利用することで地表部分の影響を取り除くことができ、モニタリングが可能となったとのことである。VSP 型の場合にはイメージングできる領域が限られるため、イメージング範囲を広げるためにはオフセットを変えた VSP 型の合成記録を作成する工夫が必要となる。

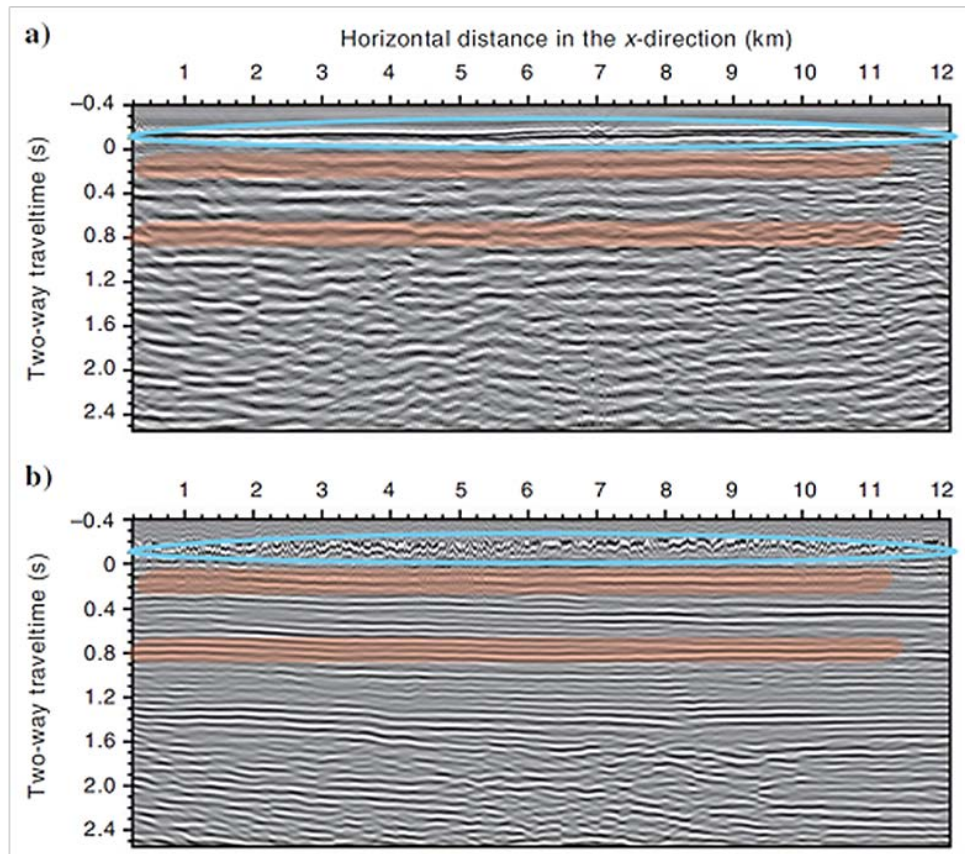


図 6.1-7 陸域における地震波干渉法解析例 a)地震波干渉法 b)人工震源
(Dragonov et al., 2009)

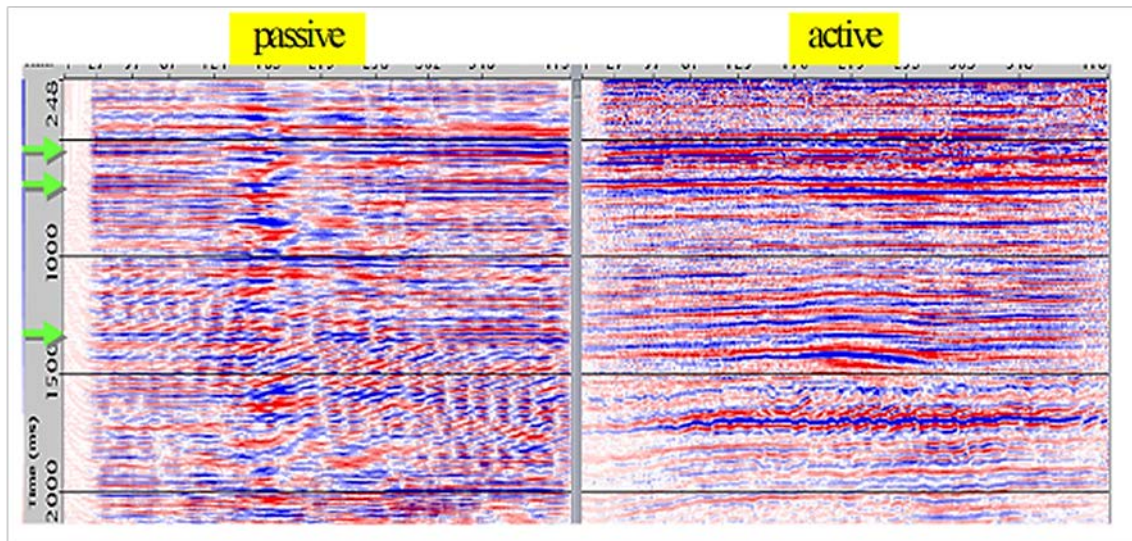


図 6.1-8 海域における反射法断面の合成結果例 左:地震波干渉法 右:人工震源
(Hohl and Mateeva, 2006)

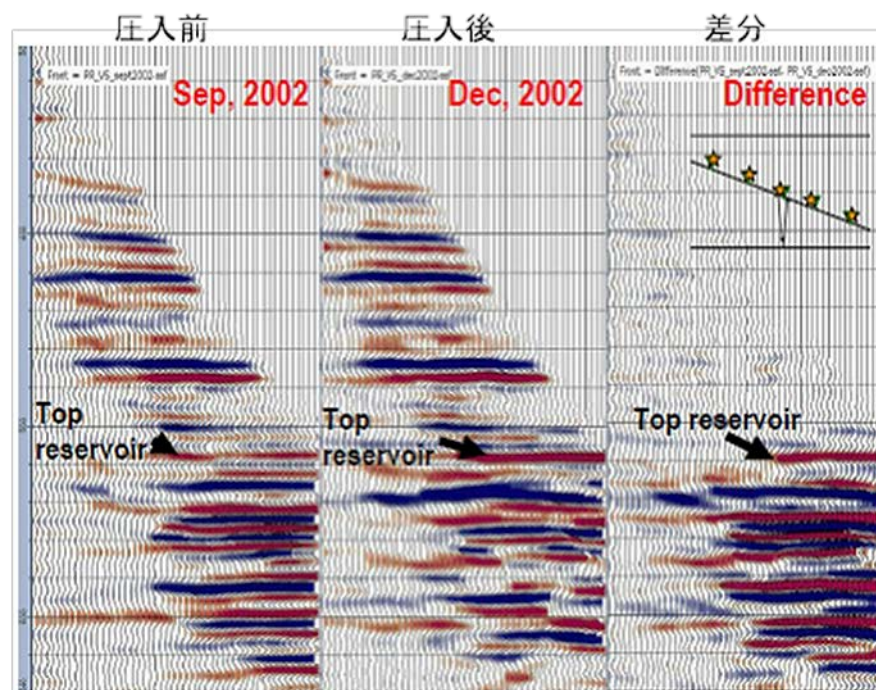


図 6.1-9 地震波干渉法による VSP 型合成記録 (Balulin et al., 2007b)

c) レシーバ関数

レシーバ関数は、三成分受振器で記録された水平動成分の観測記録を上下動成分の観測記録でデコンボリューションすることにより、地下の速度層境界で P 波から S 波 (あるいは S 波から P 波) に変換した波を抽出する方法である。主に深部構造探査で用いられており、地震基盤以浅の S 波速度構造を推定することができる。PS 変換波は S 波速度に敏感なため、CO₂を圧入した際に生じる速度変化に起因し、PS 変換波の振幅にも変化が生じることが予想される。一般に振幅は伝播速度に比べて媒質の性質の変化に敏感であり、伝播速度の変化では検知できない微細な構造や性質の変化を検知できる可能性がある。その反面、振幅は媒質の持つ多くの要因によって複雑な影響を受けるばかりではなく、測定機器や観測条件によっても影響を受けるため、取扱いが難しいという特徴がある。図 6.1-10 にレシーバ関数によって地震基盤深度を求めた例を示す。

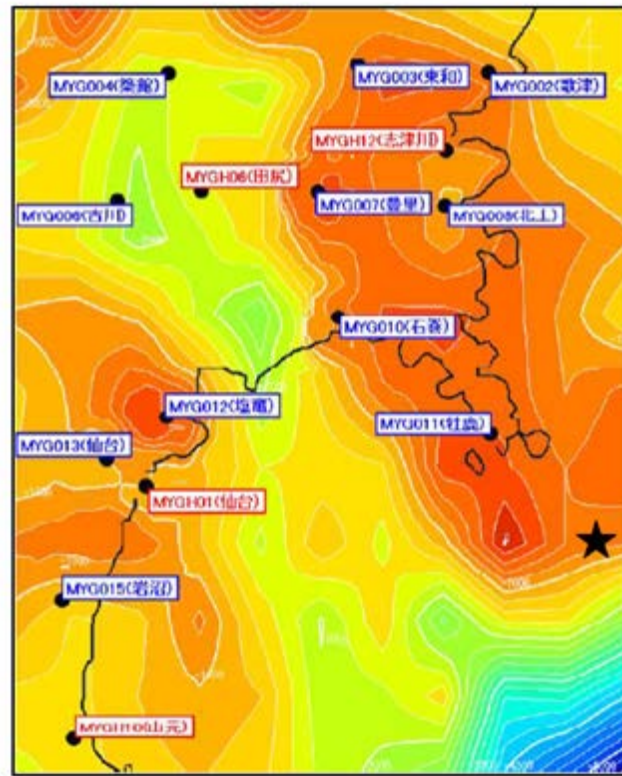


図 6.1-10 レシーバ関数によって修正された地震基盤深度（黒瀬ほか，2008）

(3) 自然地震観測

自然地震観測には，強震計による地震動観測，高感度地震計による微小地震観測などがあるが，ここでは微小地震観測について取り上げる．国内では，防災科学技術研究所が **Hi-net** と呼ばれる観測網を全国に構築している．

高感度地震計による微小地震観測は，人体には無感の非常に小さな地震を検知するため，できるだけ静穏でノイズの少ない場所に地震計を設置する必要がある．したがって，主要幹線道路や鉄道，高圧電力線などのノイズ源からできるだけ離れた地点を選定の上，事前にバックグラウンドノイズを把握しておく．地震計は観測井内に設置するが，設置深度は地質状況に応じて決定する．設置深度としては，中新統ないしそれよりも古い地層が分布する深度が一つの目安であり，観測井掘削に合わせて速度検層によって速度構造を把握しておくことも有効である．

地震計は電磁式動コイル型コイルの速度型地震計が使われることが多く，固有周波数は $1\sim 5\text{Hz}$ 程度のタイプが一般的である．データ収録装置は連続観測ができ，正確な刻時を得るために **GPS** との接続が可能なタイプが使われる．また，観測地点から離れた場所で観測波形をリアルタイムで確認するケースも多く，ほとんどの装置にデータ伝送機能が内蔵されている．これらの観測機器を運用していくために，用地選定に当たってはノイズ状況の他にも電力や通信回線の確保も考慮する．

地震観測記録から震源位置やマグニチュード等を決定するためには，複数の観測地点が必要となる．上記のとおり，防災科学技術研究所や気象庁による地震観測網が整備されているため，これらの観測データを利用することができれば観測点を減らすことが可能である．

図 6.1-11 に苫小牧 CCS 実証試験のモニタリングの一環で設置された地震観測システムを示す．



図 6.1-11 苫小牧実証試験サイトに設置されている地震観測システム
(日本 CCS 調査提供)

6.1.3 地層変形モニタリング

CO₂ 貯留におけるモニタリングは、圧入 CO₂ の流動範囲を監視することがメインであるが、今後は圧入に伴う地層変形を監視していくことも必要となるであろう。地層変形は局所的な応力の状態変化や間隙圧力の変化によって亀裂の発生が伴う。

トンネルや地下空洞掘削の監視、地熱・石油貯留層評価、シェールガス開発における水圧破碎のモニタリングなどの分野で適用されているのが、微小地震・AE 法(以下、微小振動観測で統一)である。CO₂ 貯留でも貯留層の健全性評価のために、微小振動観測の適用が検討されている。可能であれば観測井内の貯留層深度付近に地震計を設置することにより、微小振動の検出精度や震源決定精度を向上させることができる。海底に常設 OBC が設置されている場合には、反射法地震探査を実施しない期間中は微小振動観測にも適用できる。最近ではカナダの Aquistore プロジェクトで微小振動観測によるモニタリングが行われており、国内でも苫小牧 CCS 実証試験サイトで、常設型 OBC、海底地震計および観測井内の地震計による微小振動観測が実施されている。

物理探査以外の技術としては、RITE が光ファイバーを利用した地層安定性観測技術を開発中である。地中に光ファイバーを埋設し、埋設深度方向の地層特性を反映した歪を連続的に測定することにより、深部貯留層圧力変化と地表の変状との関連性を評価している(図 6.1-12)。

地表や海底における変位を観測する手法としては、津波や地殻変動観測で利用されている圧力計も適用できる可能性がある。気象庁によって設置されている海底津波計には、水晶振動圧力センサが採用されており、センサの分解能は水深 6,000m で津波の高さに換算して 1mm とされている(図 6.1-13)。圧力計の観測データは音響トランスジューサーで受信し、海上ブイの衛星通信装置から陸上局へ送られ、インターネット通信網経由で気象庁内のサーバへ送られる。水晶振動圧力センサによるモニタリングは、メタンハイドレート海洋産出試験時の地層変形モニタリングで適用された事例がある。

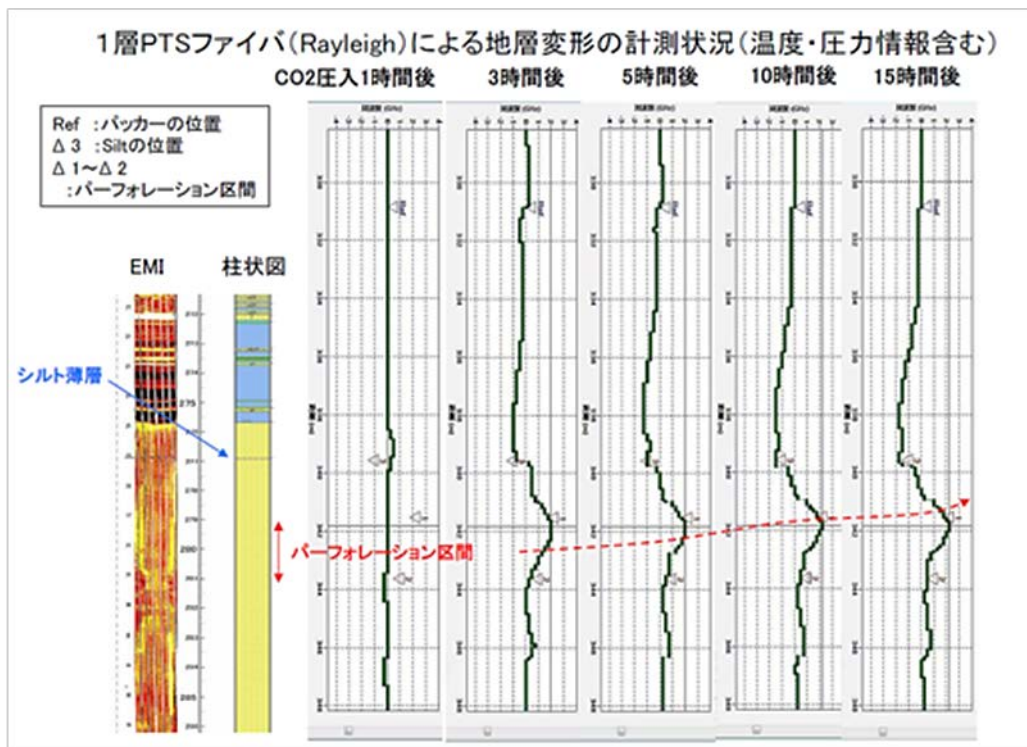


図 6.1-12 光ファイバーによる地層変形の計測状況 (薛, 2014)

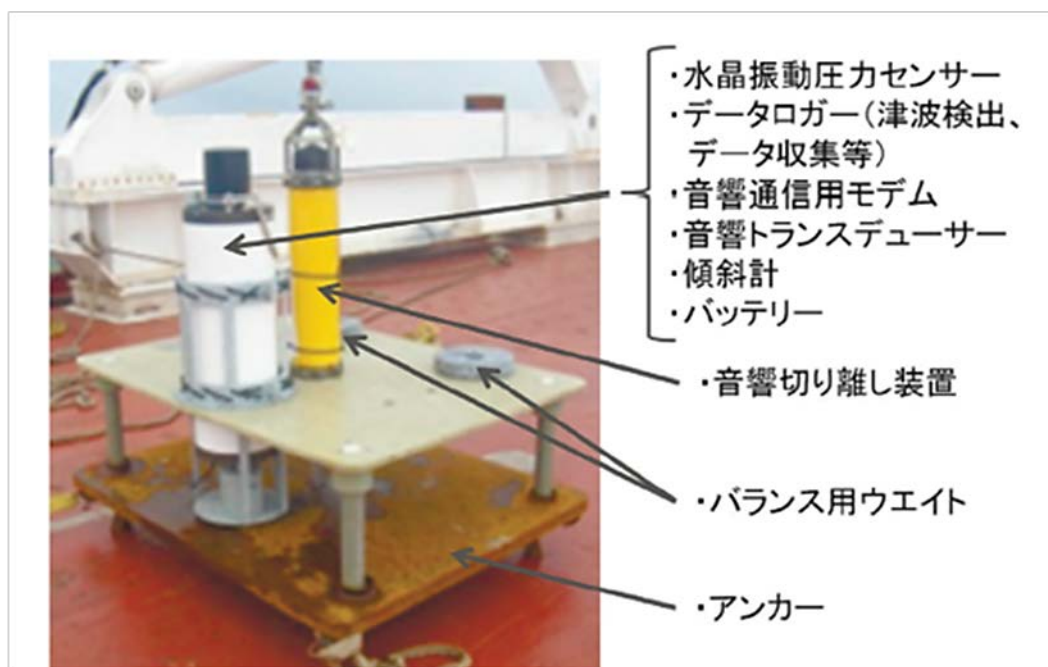


図 6.1-13 海底津波計の外観 (中田ほか, 2014)

引用文献:

物理探査学会:物理探査ハンドブック増補改訂版, 33-116p, 238p, 2016

物理探査学会(2000):物理探査適用の手引き(とくに土木分野への利用), 27p, 2000

- 物理探査学会:新版 物理探査適用の手引き-土木物理探査マニュアル 2008-, 112p, 302-307p , 2008
- 日本 CCS 調査株式会社:平成 23 年度「二酸化炭素削減技術実証試験委託費」成果報告書, 5-22p-5-39p , 2012
- 物理探査学会:最新の物理探査適用事例集, 277p , 2008
- 産業技術総合研究所:平成 23 年度 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 成果報告書, 1p , 2012
- Draganov, Deyan, Xander Campman, Jan Thorbecke, Arie Verdel, and Kees Wapenaar: Reflection images from ambient seismic noise, *GEOPHYSICS*, 74, no. 5, A63--A67. *Geophysics* 74, no. 6 (November): Y9. doi:10.1190/1.3273878 ,2009
- Hohl, Detlef, and Albenia Mateeva: Passive seismic reflectivity imaging with ocean-bottom cable data. *SEG Technical Program Expanded Abstracts* 25, no. 1 1560-1564. doi:10.1190/1.2369819 , 2006
- Bakulin A., J. Lopez, A. Mateeva, I. Sinha Herhold : Onshore monitoring with virtual-source seismic in horizontal wells: Challenges and solutions ; SEG, Expanded Abstract, 26,No. 1, 2893-2897 , 2007
- 黒瀬 健・秋山伸一・藤原広行・山中浩明:レシーバ関数解析による仙台平野の地下構造のモデル化と地震動シミュレーション, 物理探査学会第 118 回学術講演会論文集, 69p, 2008
- RITE:平成 21 年度二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業 二酸化炭素貯留隔離技術研究開発 成果報告書, 273p , 2010
- 防災科学技術研究所のウェブサイト:
<http://www.hinet.bosai.go.jp/summary/?LANG=ja#prepare1-1> (2016 年 8 月 15 日閲覧)
- 薛自求:光ファイバーによる CO₂圧入サイトの地層安定性観測技術開発について, CCS テクニカルワークショップ講演資料, RITE , 2014
- 中田健嗣・西新三郎:ブイ式海底津波計の紹介, 測候時報 第 81 巻特別号 2014, 2014
- 横山幸也・中塚善博:MH 海洋産出試験のための地層変形モニタリングシステムの開発, 地盤工学会誌 63 巻 2 号 26-29p, 地盤工学会, 2015

6.2 リスク評価技術

6.2.1 CO₂ 貯留のリスク評価

CCS で認知されているリスクの大部分は貯留に関するものである(GCCSI, 2015). CO₂ 貯留の実施にあたっては、様々なリスク要因を常に分析して、適切な管理・意志決定につなげていく必要がある. CO₂ 貯留のリスク分析の現状と実際については、国際的に多くの機関でとりまとめがなされている(例えば、IEA-GHG, 2009; DOE/NETL, 2011). CO₂ 貯留のリスクというと、多くの場合、予期しない貯留層からの CO₂ 漏洩や誘発地震などの安全面に関心が集まるが、事業の経済性や政策、資金的なリスクも当然ながら重要である. リスク分析は、リスク評価、リスク管理、リスクコミュニケーションからなる(DOE/NETL, 2011). リスク評価は、リスクを特定してその発生確率や損失を評価するものであり、例えば、放射性廃棄物地層処分の安全性評価でも用いられる FEP (Feature, Event, Process) のような概念も含まれる(Quintessa, 2010).

CO₂ 貯留に伴って生じるリスクに関しては、例えば、次のようなことが指摘されている.

- ・ 貯留性能リスク: 圧入レートや貯留可能性が予想を大きく下回ることにより生じる経済的なリスク
- ・ 漏洩リスク: CO₂ が浅部の帯水層に移行さらには地上に漏洩することにより生じる環境的なリスク
- ・ 誘発地震リスク: 地下の間隙水圧の上昇により、地震が発生により生じる安全上のリスク

本稿では、これらのうち、貯留性能リスクと漏洩リスクについてのみ簡単に述べることにする.

6.2.2 貯留性能リスク

貯留地点は地震探査や坑井調査に基づいて、貯留層の貯留容量(空隙体積)や圧入性(浸透性)が大きく、遮蔽性能が良好な場所が選ばれる. しかし、地層の浸透率や空隙率の空間的分布を3次元的に把握することは困難であるため、計画した CO₂ の圧入レートを長期にわたって維持することは必ずしも容易ではない. 例えば、圧入井近傍での貯留層の浸透率や空隙率が良好であったとしても、圧入井から遠ざかるについて貯留層の浸透性が低下する、あるいは貯留層が未知のシール性断層で遮断される場合などでは、貯留層の有効体積が当初の想定を大きく下回ることになる. この場合には、圧入の継続とともに貯留層内の圧力が上昇して圧入レートが著しく低下し、圧入井を増設する、あるいは最終的には圧入を停止しなければならない可能性がある. このように貯留層の性能が当初想定を大きく下回ることにより、CO₂ 貯留プロジェクトの経済性が損なわれるリスクが考えられる. 当初の貯留性能の精度には限界があるとしても、貯留プロジェクトのコスト算定等には、このリスクを十分に織り込むことが重要である.

操業開始後に圧入井の貯留層圧力が上昇して圧入操業を停止した事例として、ノルウェーのスノービト(Snøhvit)の CO₂ 地中貯留プロジェクトの事例を以下に紹介する(図 6.2-1). これは、陸上施設で天然ガスから分離した CO₂ を 153km 離れたバレンツ海の海底下約 2.5km の Tubåen 層(厚さ 45~75m)に貯留するプロジェクトである. 浸透率は 130~880mD と良好なものと想定され、30 年間にわたって 23Mt の CO₂ を貯留できると期待されていた. しかしながら、図 6.2-2 に示すように、圧入開始とともに坑底圧力が上昇し、地層破壊圧力近傍まで達したため、圧入を停止した(停止後は、貯留層を浅部の Stø 層(図 6.2-3)に変更して圧入を継続している). 圧力上昇の原因としては、図 6.2-4 に示すような貯留層の堆積構造に起因した浸透率の不均質性や、貯留層を分断するシール性の断層の存在などが考えられる. 図 6.2-5 は、約 50 万t圧入完了時点での地震探査による弾性波振幅のアノマリーであるが、圧入井近傍の断層で区切られた 1~3km 範囲での狭い範囲での

貯留層圧力の上昇による変化と解釈されている。圧入初期の圧力上昇については、ドライな CO₂ の圧入により塩水中の塩が析出し、空隙が目詰まりして浸透率が低下した可能性も指摘されている。

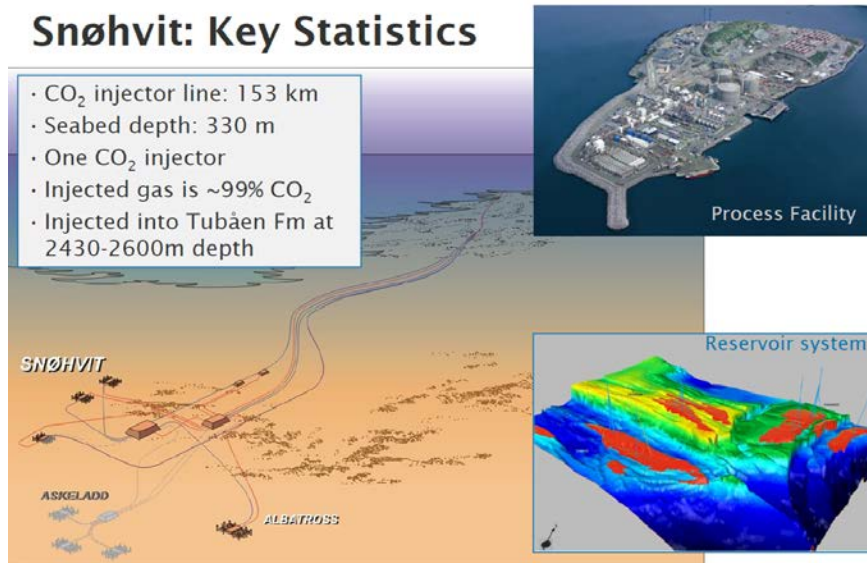


図 6.2-1 スノービトプロジェクトの概要 (Iding et al., 2011)

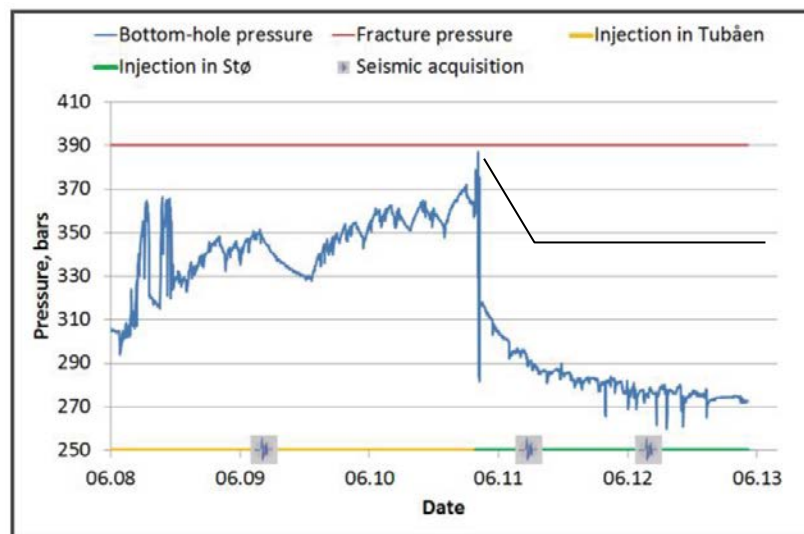


図 6.2-2 圧入井の坑底圧変化 (Cavanagh et al., 2015)

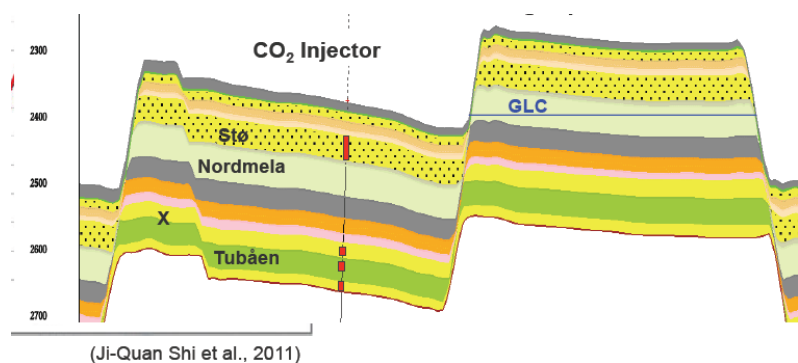


図 6.2-3 貯留層の概要 (Cavanagh et al., 2015)

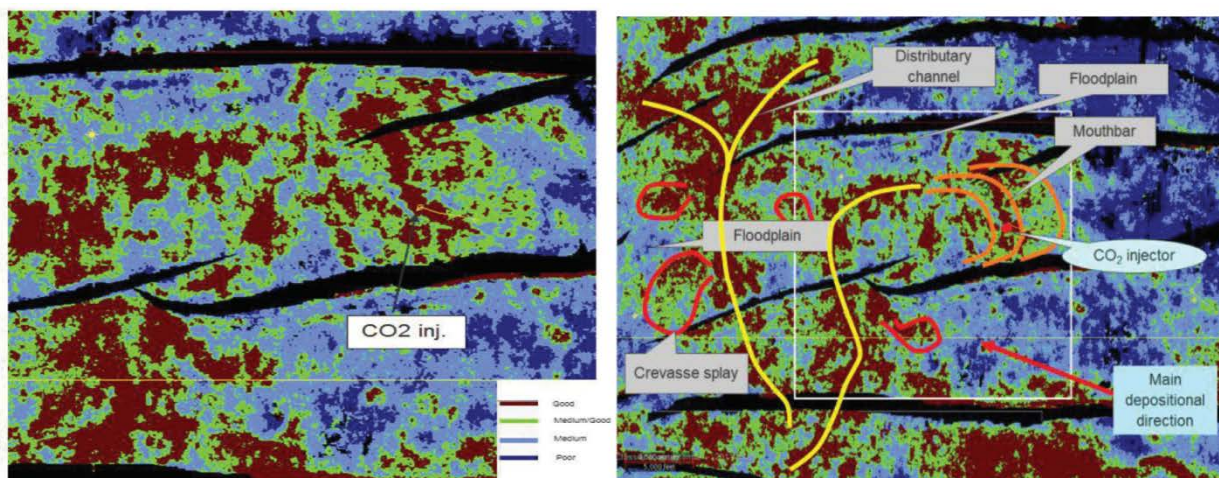


図 6.2-4 地震探査による貯留層マップ (Hansen et al., 2013)

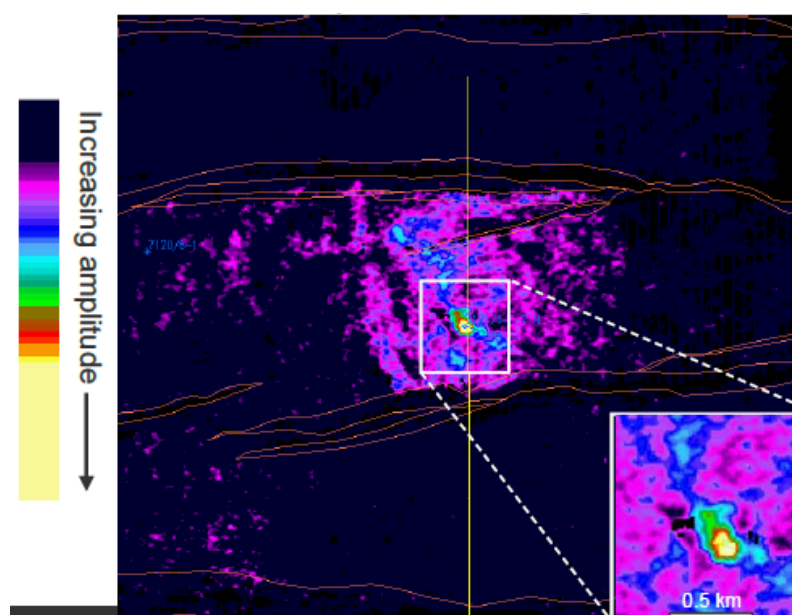


図 6.2-5 弾性波振幅のアノマリー (Iding et al., 2011)

6.2.3 漏洩リスク

気候変動に関する政府間パネル (IPCC) が発行した CCS に関する特別報告書 (IPCC, 2005) によれば、石油開発工学の経験やナチュラルアナログ、モデル検討に基づき、「適切に選択され管理された貯留層に CO_2 が留まる割合が 99% 以上である確率は、100 年後で 90~99% (very likely), 1000 年後で 66~90% (likely) である」としながらも、漏洩の可能性を否定していない。漏洩シナリオとしては、(1) 井戸の不完全な閉鎖あるいは腐食、劣化、(2) 浸透性の高い断層や割れ目の存在、

(3) 遮蔽層の連続性が途絶えること、圧入圧による遮蔽層の破壊、(4) 自然地下水流れによる CO_2 の輸送、などを指摘している(図 6.2-6)。

漏洩が生じると、グローバルな気候変動対策としての有効性が低下するだけでなく、ローカルな地域において人体や生物環境に影響を与える可能性がある。特に、井戸から漏洩する場合には、急激に大量 CO_2 を放出する可能性があり、 CO_2 は低い濃度では人体に対して無害であるが、7～10%に達すると人が即死する危険がある。その他の漏洩シナリオは、地下水で満たされた地質媒体を通じた緩慢な漏洩が考えられる。しかし、井戸とは異なり漏洩箇所の特特定が困難であるため、漏洩した CO_2 が長期間未検知のまま蓄積すると、最終的には、窪地などの空気の滞留箇所で CO_2 濃度が局所的に上昇し、人体や生物の生命が危険に曝される可能性も指摘されている。

上記に加えて、浅部地下水に対する潜在的な影響も考えられる。自然水压を保持している天然の帯水層に CO_2 を連続的かつ大規模に圧入すると、地下水压が上昇し、塩水系地下水が浅部の淡水系帯水層に流出し、飲料用水の水質が変化する可能性がある(塩分濃度の上昇、pH の低下、重金属や有機物の溶出)。このような広域的な水压や水質の変化速度は比較的緩慢と考えられるが、影響範囲が広大であり修復に時間を要するため、事前に予測して対処することが重要である。

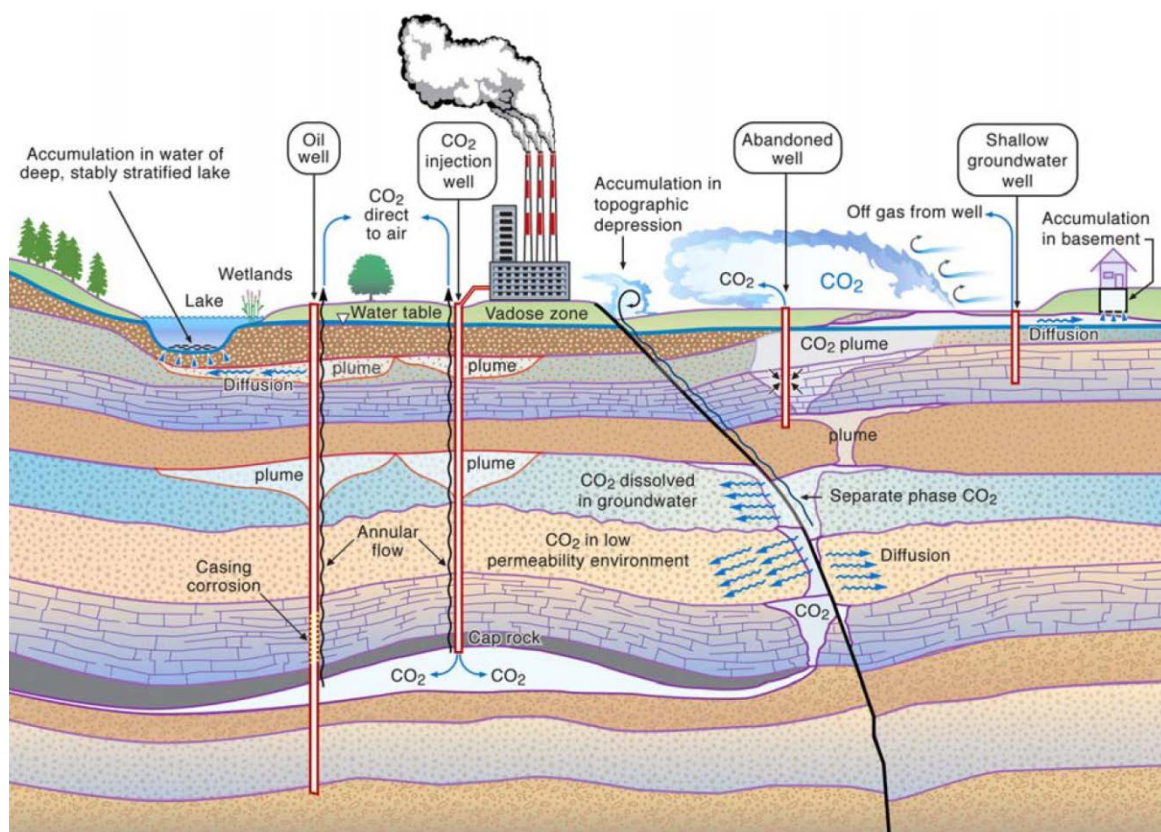


図 6.2-6 CO_2 貯留に関わる漏洩リスク

6.2.4 リスク評価技術

上記のようなリスクの評価は、実際の CO_2 貯留プロジェクトで様々なアプローチにより実施されている。

その一例として、英国の Goldeneye プロジェクトで作成された Bow-tie ダイアグラムを図 6.2-7 に示す。これはハザード、トップイベント、脅威、結果を網羅的に描き出し、あらゆる事態に対応するためのものである。

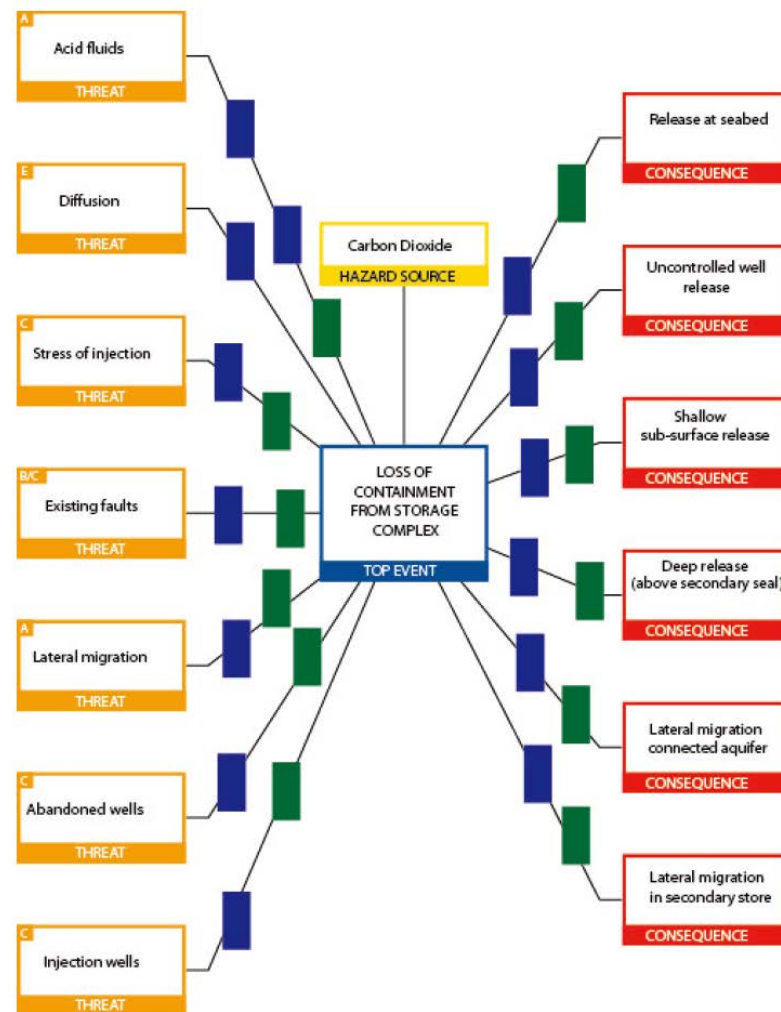


図 6.2-7 Bow-tie ダイアグラム(英国 Goldeneye プロジェクト, Tucker et al., 2013)

漏洩や誘発地震等に関わるリスク評価ツールの開発の取り組み事例として、米国エネルギー省の NRAP (National Risk Assessment Partnership) というプロジェクトで開発された NRAP ツールを紹介する。

このリスク評価ツールは、貯留層、帯水層、井戸、大気間の CO_2 移動をトータルシステムとして考慮し、さまざまなシナリオ (CO_2 の帯水層や大気中への漏洩等) に対する不確実性を確率論的に考慮するものである(図 6.2-8)。土木分野の関わりの多い放射性廃棄物地層処分の安全性評価のために開発された GoldSim というリスク評価ソフトウェアをベースとしている(図 6.2-9)。リスク算定に必要な様々な物理化学プロセスの計算モデルを組み合わせ、各モデルに含まれる不確実なパラメータの確率分布をモンテカルロ法により考慮することで、トータルの確率的リスク(損害×発生確率)を定量的に評価することができる。ここで、物理化学プロセスのモデルが複雑な場合には多数の確率ケースの計算が困難となるため、ROM (Reduced order model) と呼ばれる簡略化したモデルを利用する。現時点では試作版(β版)を一般に公開して β テストを実施中である。今後の機能拡張等により、上記の貯留性能や環境リスク評価に役立つツールとなることが期待される。

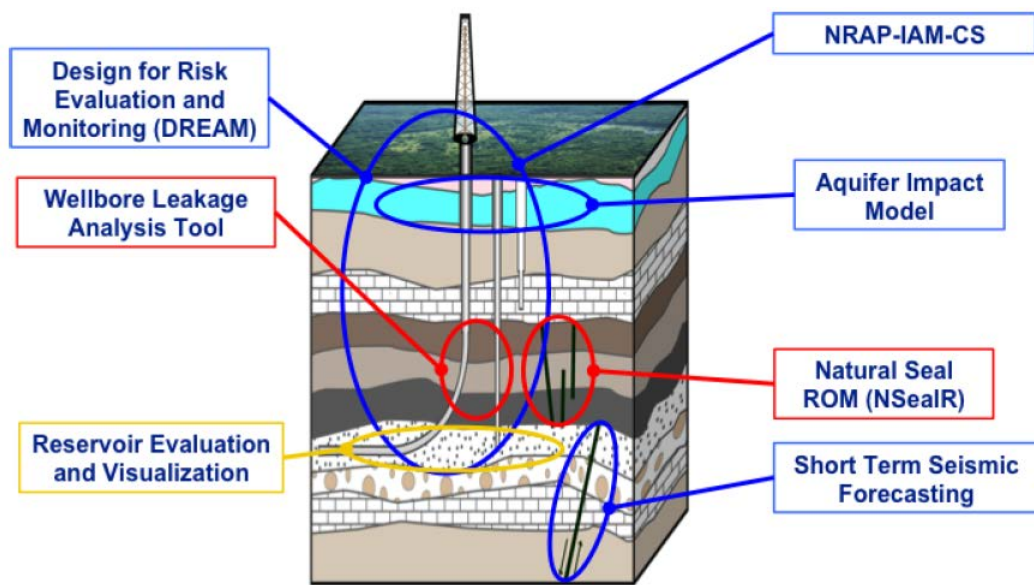


図 6.2-8 NRAP ツールの概要

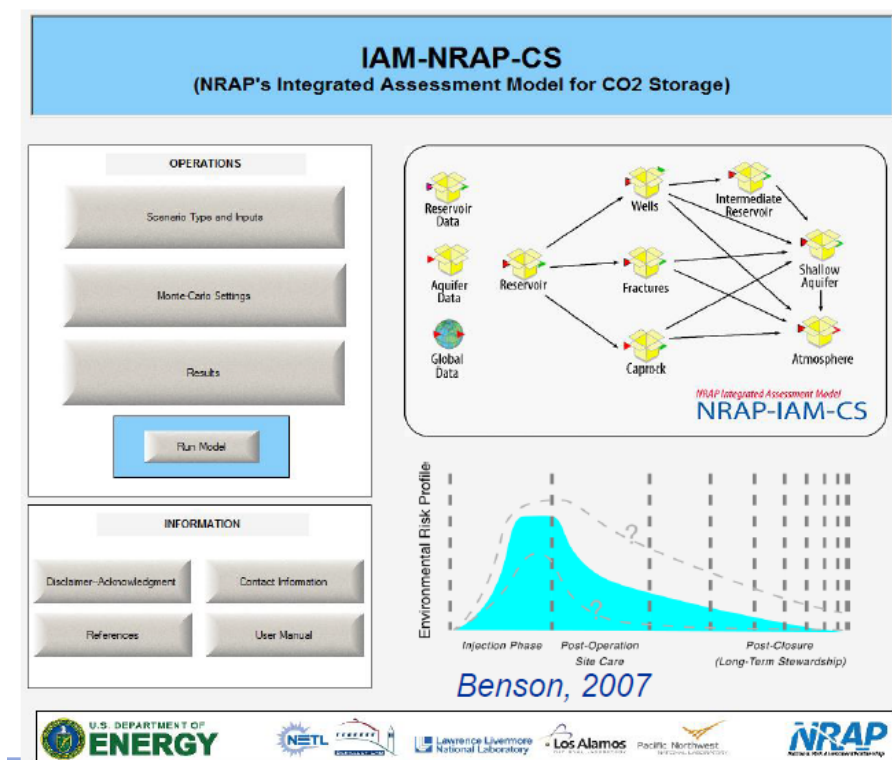


図 6.2-9 NRAP-IAM-CS と Goldsim

引用文献:

- Global CCS Institute: The global status of CCS 2015 Summary Report.
- Benson, S.: Carbon dioxide capture and storage, assessment of risks from storage of carbon dioxide in deep underground geological formations, Lawrence Berkeley National Laboratory, Version 1.0, April 2, 2006.
- Cavanagh, A., Furre, A., Kiær, Janbu, A. D., Nazarian, B., Paasch, B., Ringrose, P., Statoil CO2 storage experience: 20 years and 20 million tonnes, CO2GeoNet 10th Anniversary Open Forum, 2015.
- DOE/NETL: Best practice for: Risk analysis and simulation for geologic storage of CO2, DOE/NETL-2011/1459, March 2011.
- Hansen, O., Gilding D., Nazarian, B., Osdal, B., Ringrose, P., Kristoffersen, J., Eiken, O., Hansen, H., Energy Procedia 37, 3565-3573, 2013.
- Iding, M., Ringrose, P., Nazarian, B. et al., Lessons learned from the CO2 Storage Project at Snøhvit, IEAGHG Combined Networks Meeting on the Modelling of CO2 Geological Storage and Wellbore Integrity, Perth, Australia 27-29 April 2011
- IEAGHG, A review of the international state of the art in risk assessment guidelines and proposed terminology for use in CO2 geological storage, 2009/TR7, 2009.
- National Energy Technology Laboratory: <https://edx.netl.doe.gov/nrap/>
- Quintessa Limited, Generic CO2 FEP Database, Version 1.1.0., 2010: Open access on-line database <http://www.quintessa.org/co2fepdb/>
- Tucker, O., Holley, M., Metcalf, R., Hurst, S., Containment risk management for CO₂ storage in a depleted gas field, UK North Sea, Energy Procedia, 37, 4804-4817, 2013.

6.3 CO₂漏洩評価技術

CCS 事業を実施する際における環境への影響を考えた場合、常にリスクの存在を意識しておくことが肝要であると考えられる。特に、自然を利用するCO₂貯留においては、貯留層からの万一のCO₂漏洩リスクへの対応が必要になるものと考えられる。この漏洩リスクを最大限低減させるためには、貯留したCO₂が漏洩するメカニズムを明らかにするとともに、万一漏洩した場合には、これを検知する技術を開発しておく必要がある。本節では、電力中央研究所において実施されてきた研究として、天然ガスの地表への湧出をCO₂の漏洩に関する天然の類似事例として見た場合のガス漏洩メカニズム評価技術、ならびに主として海底下の地層にCO₂を貯留した場合において、海底面で漏洩してきたCO₂を検知するための技術について研究事例を紹介する。

6.3.1 CO₂漏洩メカニズム評価技術

地下深部の貯留層に注入したCO₂が地表付近まで漏洩する可能性を考えた場合、漏洩する経路の一つとして断層のうち流体の浸透性の高い不連続面が地表付近まで到達している箇所が考えられる。このような不連続面およびガスの湧出は我が国において複数認められ、そのうちの一つに南関東ガス田上方の地表面における天然ガスを主体としたガスの湧出が挙げられる(楡井・矢田, 1985)。ここでは、南関東天然ガス田の地表において天然ガスの湧出する地域を対象に、ガス湧出に関する概念モデルの構築およびガス湧出挙動の数値解析による検討を行った結果(末永ほか, 2013)について述べる。

(1) 現場におけるガス湧出挙動モデル

現場(千葉県いすみ市須賀谷周辺)におけるガス湧出挙動モデルの構築を目的に、地表踏査、11本のボーリング孔から得られたコアを用いた地質調査、室内試験、ボーリング孔を用いた透水試験、湧出ガス調査を実施した。

まず現場地質調査の結果を図 6.3-1 に示す(田中ほか, 2008)。調査地域の地表より100m程度の深度では、新第三紀鮮新世～第四紀更新世の上総層群梅ヶ瀬層と沖積層が分布する。地質調査の結果から、当該地域の地層は北東－南西方向、北西約 5～15° 傾斜の同斜構造を示し、梅ヶ瀬層のうち地表より約 30m の深度ではシルト岩優勢、これよりも深部では砂岩優勢となっている。また、調査地域には4つの東落ち、中～高角の正断層(F1, F1.5, F1.7, F2断層)が存在し、落差はそれぞれ20m, 2m, 2m, 8mである。F1断層は幅数十cmに亘って面構造を持ち、破碎帯が認められるが、落差の小さい断層は、変形・破碎構造は不明である。

次に湧出するガスに関する調査を行った(Nakata, et al., 2012)。地質調査を行ったボーリング孔のうち7本のボーリング孔において、ボアホールテレビを用いた孔壁観察を実施した。この結果、シルト岩優勢層と砂岩優勢層の境界の砂岩優勢層側に多くの湧出ガスが見られ、シルト岩優勢層ではほとんどガスの湧出が見られないものの、断層の通過位置では湧出が見られた(図 6.3-2)。また、コアから採取したメタンガスならびにボーリング孔から採取したメタンガスを用いた炭素の安定同位体測定結果から、多くのガスは天然ガス田におけるガスが起源であること、一部断層沿いに見られるガスは深度2000m以深における熱分解起源の可能性があることが明らかとなった。

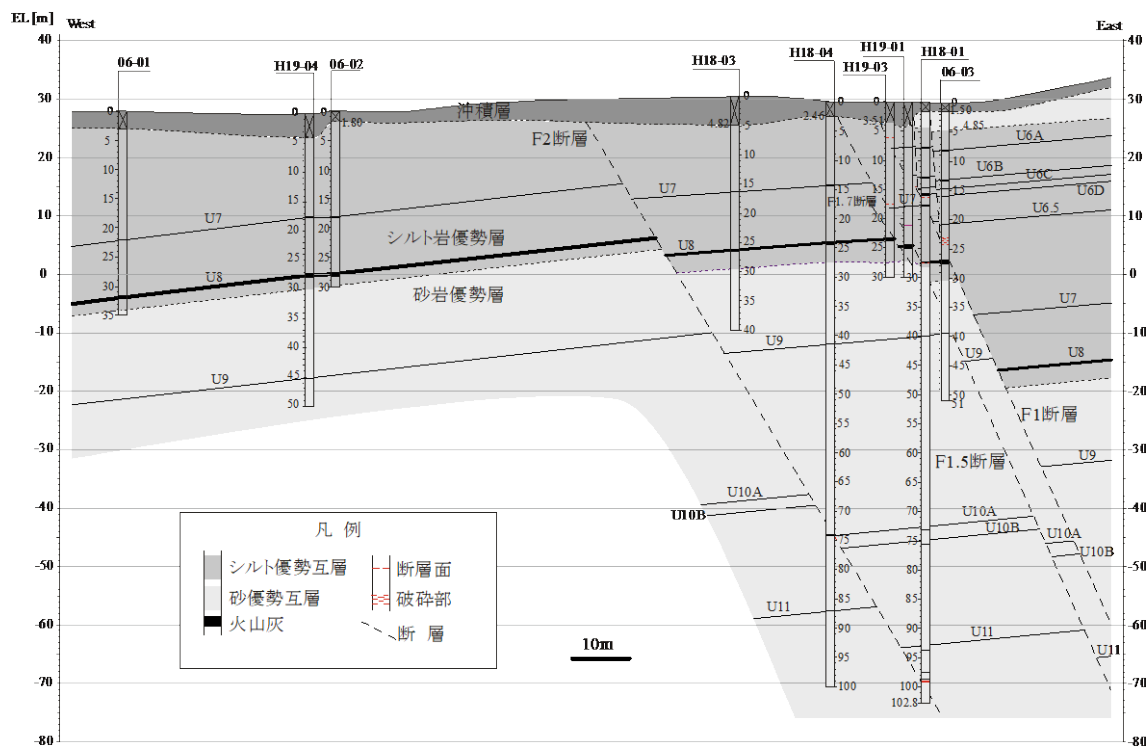


図 6.3-1 地質調査結果に基づく地質構造推定結果図(田中ほか, 2008)

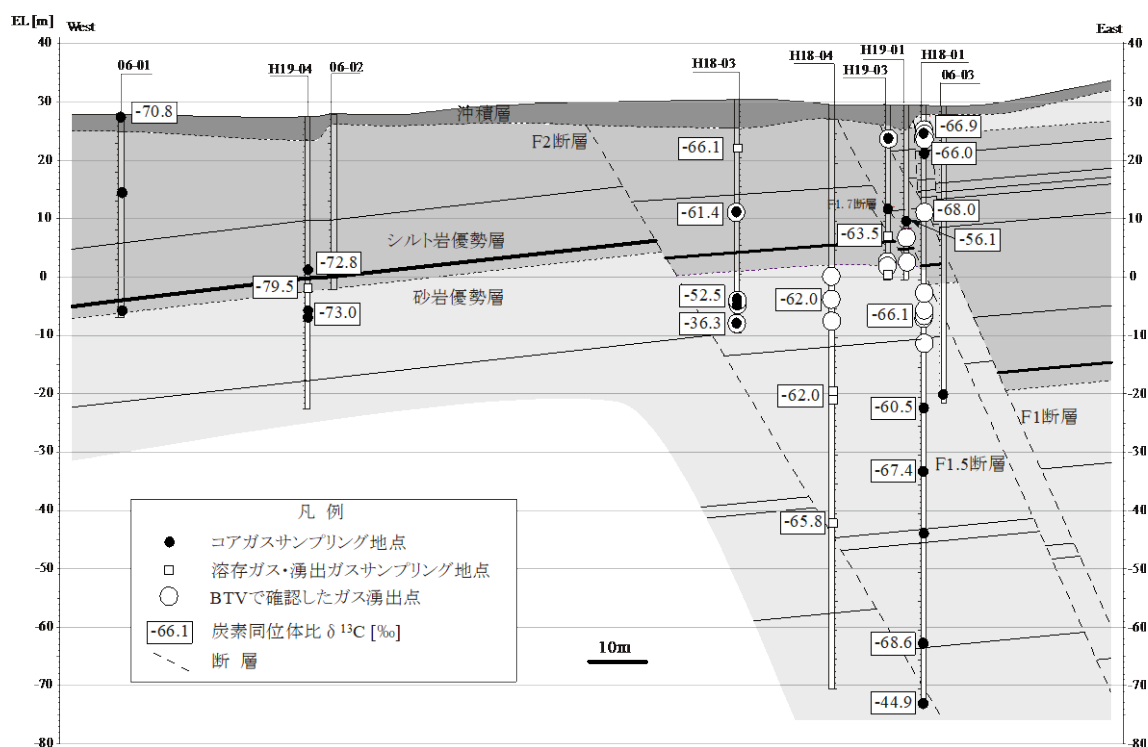


図 6.3-2 湧出ガス調査結果(末永ほか, 2013)

ガス湧出モデル構築のため、上述した調査以外に現場透水試験、コアを用いた室内透水試験・間隙率の測定を行った。以上の調査・試験結果をもとに、図 6.3-3 に示すガス湧出モデルを考えた。地質調査結果から、標高-70～0m に砂岩優勢層が分布し、これをシルト岩優勢層が覆っていること、

中央部には主な3条の断層が存在し、F1とF1.5の間、ならびにF2には破碎帯があること、最上部には沖積層が分布すること、が考えられる。また、現場湧出気体調査結果から、湧出ガスの起源は主に天然ガス田と同様のものであり、深度200m以深から供給されている可能性、地下から供給されたガスはシルト岩優勢層よりも下部に多く湧出していることが明らかとなった。これと、シルト岩の鉛直方向の透水係数は砂岩よりも2オーダー程度小さく、断層の透水係数は砂岩よりも1オーダー程度大きいことから、ガスは深度200m以深の地下深部で発生し、断層内を上方へ移行するもののシルト岩の低透過性のためにシルト岩優勢層の下位で一旦停留し、ガス飽和率の高い領域が砂岩優勢層の上位に形成されること、また一部のガスは断層沿いをさらに上方へ移行し、地表に湧出することが考えられる(末永ほか, 2013)。

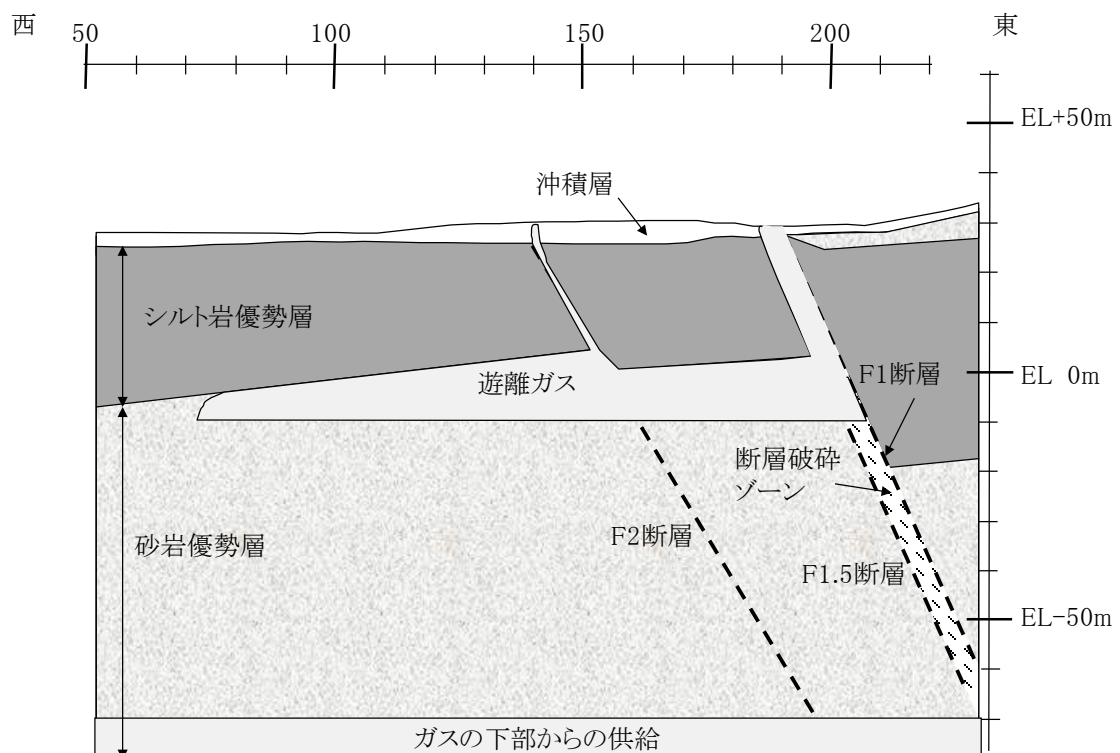


図 6.3-3 ガス湧出概念モデル(末永ほか, 2013)

(2) 気液二相流解析によるガス湧出挙動シミュレーション

構築したモデルの妥当性について検討するため、気液二相流解析による気体の上方移行についてのシミュレーションを実施した。シミュレーションに用いたコードは TOUGH2(Pruess et al., 1999, Pruess, 2004)である。ガスの状態方程式を組み込むモジュールは EWASG(Battistelli et al., 1997)を採用した。まず解析領域は、図 6.3-3 に示した範囲を含む、鉛直方向 100m、水平方向 350m とし、解析メッシュは図 6.3-4 に示すものを用いた。このメッシュに図 6.3-3 に示した地質を割り当て、それぞれの地質に対応する絶対浸透率、間隙率を与えた。初期条件として、間隙中の水飽和率は 1.0 とし、地表の圧力として大気圧、地下水の深度方向の圧力として静水圧分布を仮定した。温度は測定結果に基づき、地表で 15℃、地下での温度勾配を 10℃/km とした。初期条件の計算は、静水圧、等温勾配を側方の境界に与えて定常状態になるまで解析を実施し、この結果を初期状態とした。また

境界条件として、四方全ての境界において固定圧力、温度条件とした。下部境界におけるガス飽和率は、現場のボーリング孔からの採取ガス量に基づき、地下 100m において 0.02 とし、それ以外の境界におけるガス飽和率は 0 とした。シミュレーションでは、上述した初期、境界条件を設定後、地下水、ガスの非定常流体流動を計算し、解析領域の境界におけるガスの流量の時間変化がほとんどなくなる、シミュレーション開始から 1000 日後の時点を選定状態と見なし、この時点で終了した。

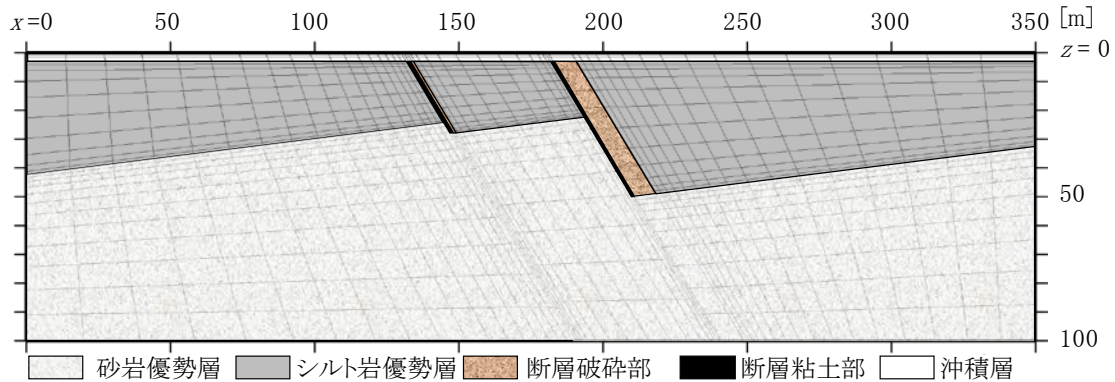


図 6.3-4 解析メッシュと地質モデル(末永ほか, 2013)

表 6.3-1 絶対浸透率・間隙率(末永ほか, 2013)

地質要素	絶対浸透率 ($\times 10^{-15} \text{m}^2$)	間隙率
砂岩優勢層	50	0.37
シルト岩優勢層	0.5	0.57
断層破碎部	300	0.37
断層粘土部	0.05	0.57
沖積層	0.5	0.57

図 6.3-4 に示した各地質要素に与えた絶対浸透率、間隙率を表 6.3-1 に示す。絶対浸透率、間隙率は現場試験、室内試験結果に基づき与えた(末永ほか, 2013)。また、絶対浸透率、間隙率以外にシミュレーションに与えるパラメータとして二相流特性、すなわち相対浸透率と毛管圧がある。相対浸透率は、茂原水溶性ガス田におけるガス生産シミュレーションに用いられている地下水・ガスの相対浸透率(木村ほか, 1993)とした。このデータをもとに、ガスの相対浸透率 k_{rg} は Corey モデル(Corey, 1954)、水の相対浸透率 k_{rw} は van Genuchten モデル(van Genuchten, 1980)にフィッティングした。

$$\text{Corey モデル: } k_{rg} = (1 - \hat{S})^2 (1 - \hat{S})^2 \quad (6.3-1)$$

$$\text{van Genuchten モデル: } k_{rw} = \sqrt{S} \left[1 - \left\{ 1 - (\hat{S})^{\frac{1}{m}} \right\}^m \right]^2 \quad (6.3-2)$$

ここに、 $\hat{S} = (S - S_{wr}) / (1 - S_{wr})$ 、 S は水飽和率、 S_{wr} は不動水飽和率である。毛管圧は、コア試料を用いた間隙径分布測定結果から得られたデータを以下の van Genuchten モデル(van Genuchten, 1980)にフィッティングすることにより与えた。

$$P_c = P_0 \left\{ \left(\hat{S} \right)^{\frac{1}{m}} - 1 \right\}^{1-m} \quad (6.3-3)$$

図 6.3-5 に相対浸透率, 毛管圧のグラフを示す. 間隙率と同様にして, 砂岩優勢層, 断層破碎部には砂岩の曲線を, シルト岩優勢層, 断層粘土部, 沖積層にはシルト岩の曲線をそれぞれ与えた.

解析のケースとして, 上述した境界条件により実施したシミュレーションを基本(case1)とし, 下部境界におけるガス飽和率を測定値よりも大きい 0.05 としたケース(case2), 毛管圧を考慮しないケース(case3)を実施した. case2 では下部境界において測定値よりも多くのガスが供給された場合を, case3 では気体湧出挙動モデルで想定したシルト岩優勢層でのトラップ機能がない場合をそれぞれ想定したものである.

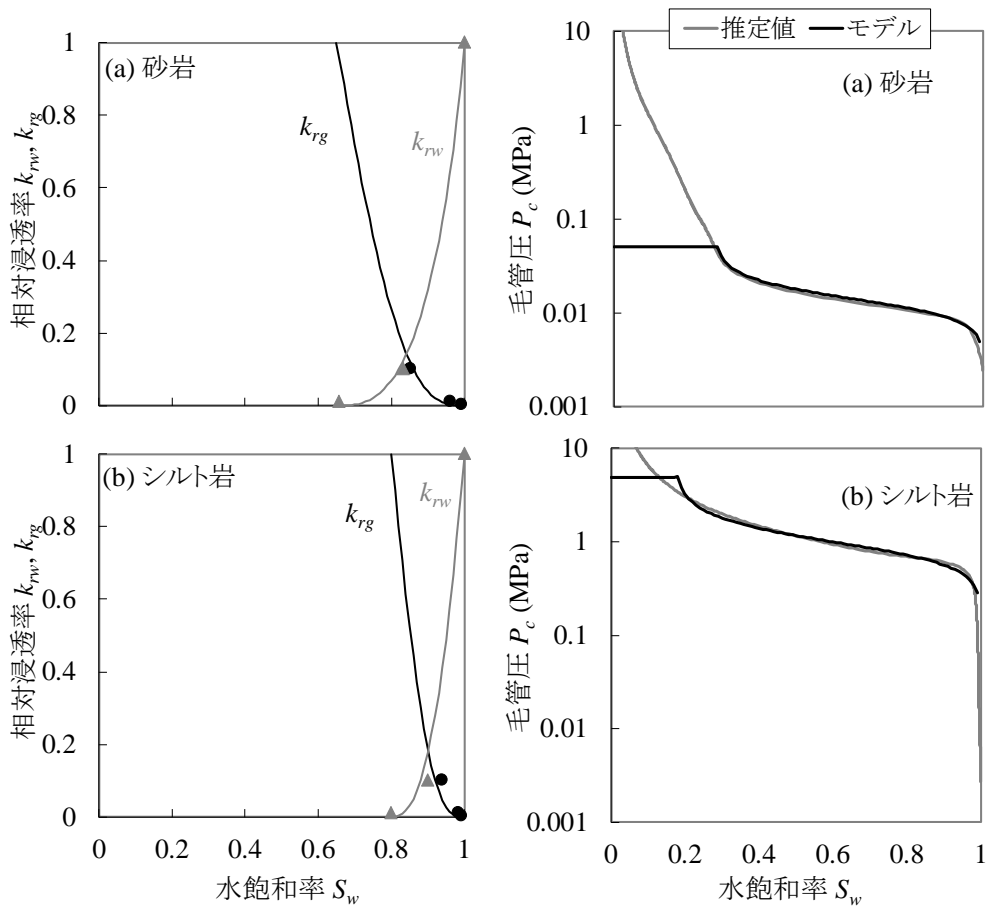


図 6.3-5 二相流特性(末永ほか, 2013)

((a)砂岩相対浸透率, (b)シルト岩相対浸透率, (c)砂岩毛管圧, (d)シルト岩毛管圧)

シミュレーション終了時である 1000 日後における case1~3 の圧力・温度分布と測定値との比較を図 6.3-6 に示す. 圧力はボーリング孔 H19-01, H19-02, H19-03 がある $x=200\text{m}$ を, 温度はボーリング孔 H19-04 のある $x=80\text{m}$ を選択し, 圧力・温度分布の計算値と測定値を比較した. この結果, 圧力分布, 温度分布とも case1 は概ね良く測定値を再現していると考えられる.

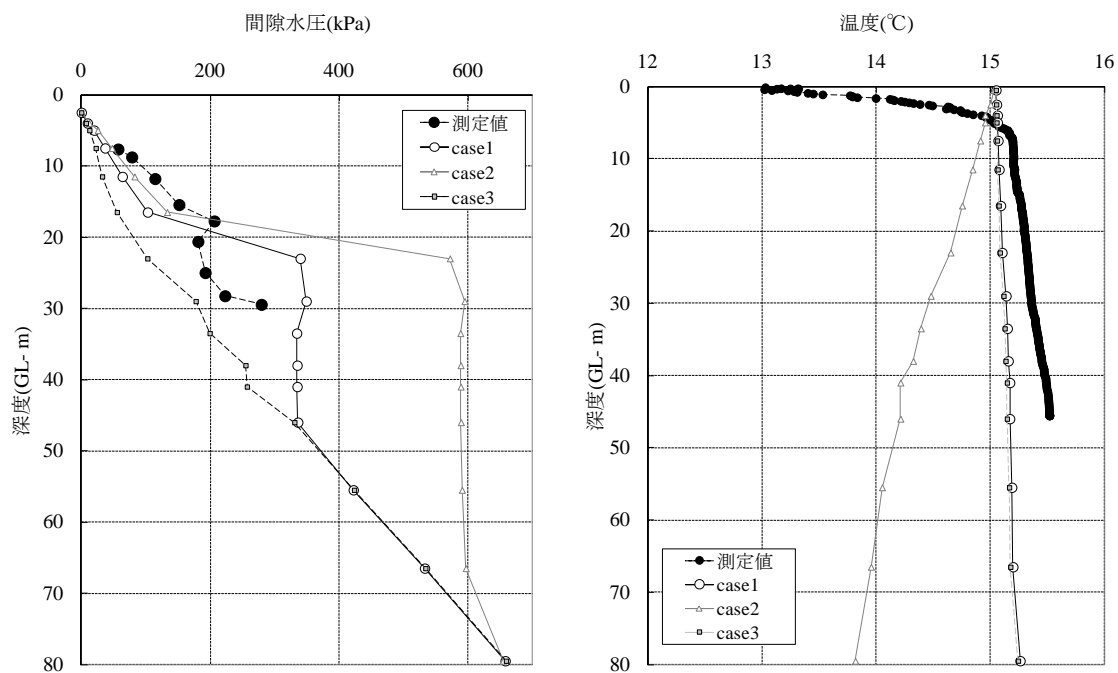


図 6.3-6 測定値との比較結果(末永ほか, 2013) (左：間隙水圧, 右：温度)

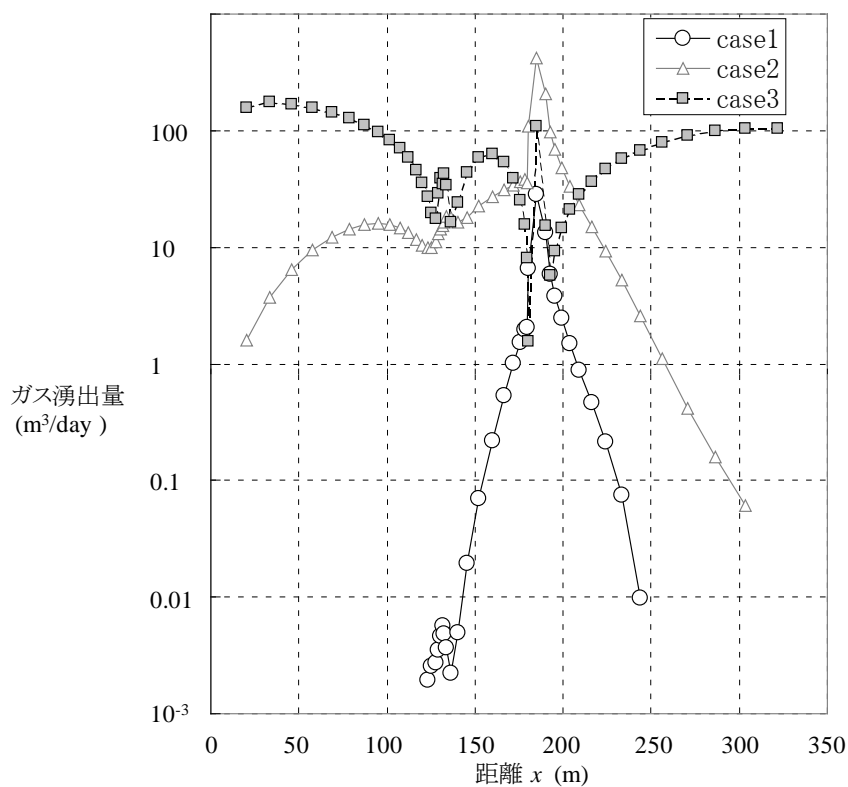


図 6.3-7 地表におけるガス湧出量分布計算結果(末永ほか, 2013)

次に, case1~3 それぞれについて, 地表におけるガスの湧出量を計算した. その結果を図 6.3-7 に示す. 図中にある x は, 図 6.4-4 にある解析メッシュにある基準からの距離を表す. この図をもとに, 地表における湧出量は, case1, case2, case3 の順に $71, 1600, 2900\text{m}^3/\text{day}$ と計算される. 現場は田

圃として利用されており、ガスの湧出があった場合に気泡が観測される。この気泡を収集することによりガスの湧出量を測定した結果 $150 \sim 300 \text{ m}^3/\text{day}$ となり(末永ほか, 2013), case1 に近いことが分かる。以上から, case1 のような計算条件を与えることにより, 構築したガス湧出モデルに基づく実際のガス賦存状況, 湧出状況を再現できることを確認した。

6.3.2 海底面漏洩 CO_2 の検知技術

CO_2 貯留のうち, 海底下の地層への貯留に関しては, 貯留した CO_2 が周辺環境へ与える影響を監視することが重要であり, 特に貯留された CO_2 が海底下地層から海中へ漏洩しないこと, また万一漏洩した場合を想定すると, その漏洩場所の検知とその後のモニタリングが必要不可欠である(土木学会エネルギー委員会環境技術小委員会, 2015)。このような背景のもと, 電力中央研究所において, 海底面からの CO_2 漏洩に対する検知およびモニタリング技術の開発・提案を行っている事例について紹介する(下島, 2010)。

(1) 海底面における漏洩 CO_2 検知・モニタリング技術

a) 海底設置型音響トモグラフィ装置

海底音響トモグラフィ(Munk and Munsch, 1979)の原理を応用し, 2 箇所の音響局間の音波の伝搬時間から密度場の乱れを計測することにより CO_2 漏洩を検知するための海底設置型音響トモグラフィ装置を開発している(図 6.3-8)。開発した装置の現場動作試験として, 石西礁湖(沖縄県石垣島と西表島の間に位置するサンゴ礁地域)の竹富島海底温泉地帯において適用し, 海底から噴出する温泉水の検知および挙動の計測をすることが可能であることを確認している(下島, 2010)。

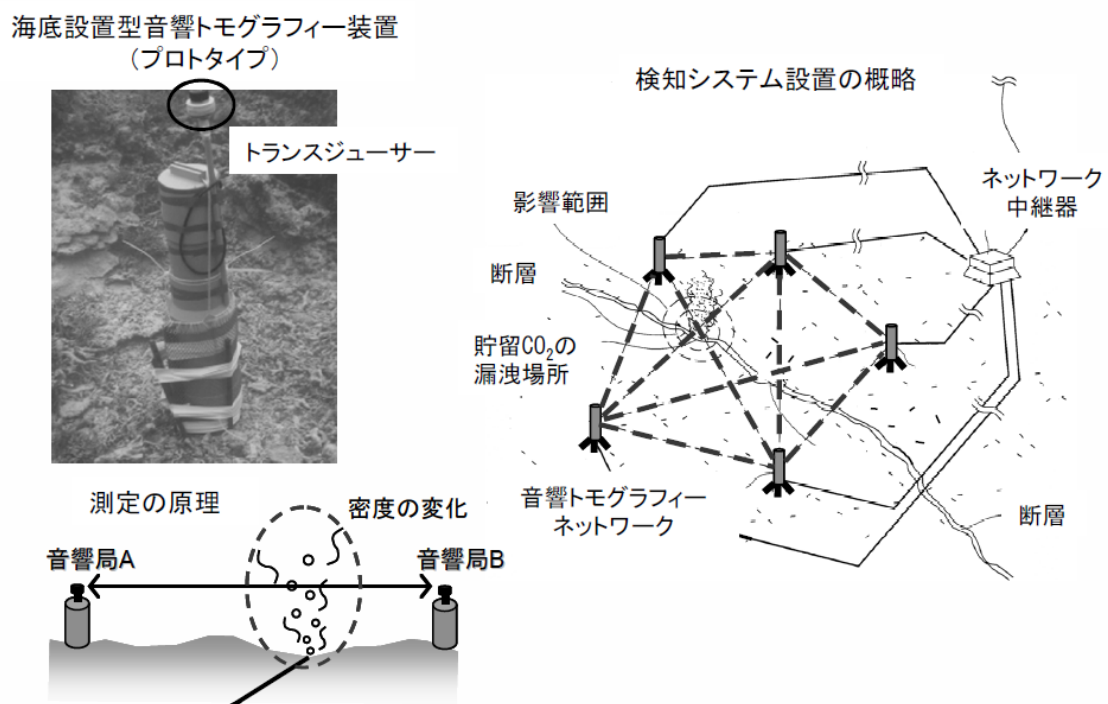


図 6.3-8 海底設置型音響トモグラフィによる CO_2 漏洩検知システム(下島, 2010)

b) 現場型 pH/p CO₂ センサ

貯留 CO₂ の漏洩に起因する海水中の pH 変動を高精度に現場計測するため、イオン感応性電界効果型トランジスタ(ISFET: Ion Sensitive Field Effect Transistor)を pH 電極に、塩素イオン選択性電極(CI-ISE)を参照電極に使用した現場型 pH センサを開発し、さらにこの pH センサを応用して、海水中の CO₂ 分圧(pCO₂)の現場計測のための pCO₂ センサを開発した(図 6.3-9, 下島・許, 1998, 下島, 2006). ISFET は従来のガラス製 pH 電極に比べ高精度($\pm 0.005\text{pH}$), 短い応答時間(約 0.1 秒)や初期安定時間(1 秒以内), 高い耐圧性を有し, CI-ISE は電位が安定している参照電極である. また, pCO₂ センサは, pH センサの電極部を内部液で満たしたガス透過性膜で封止し, 膜を通過する CO₂ を内部液の pH 変化として計測するものである. このセンサについても, 良好な作動試験結果を取得している(下島, 2010).

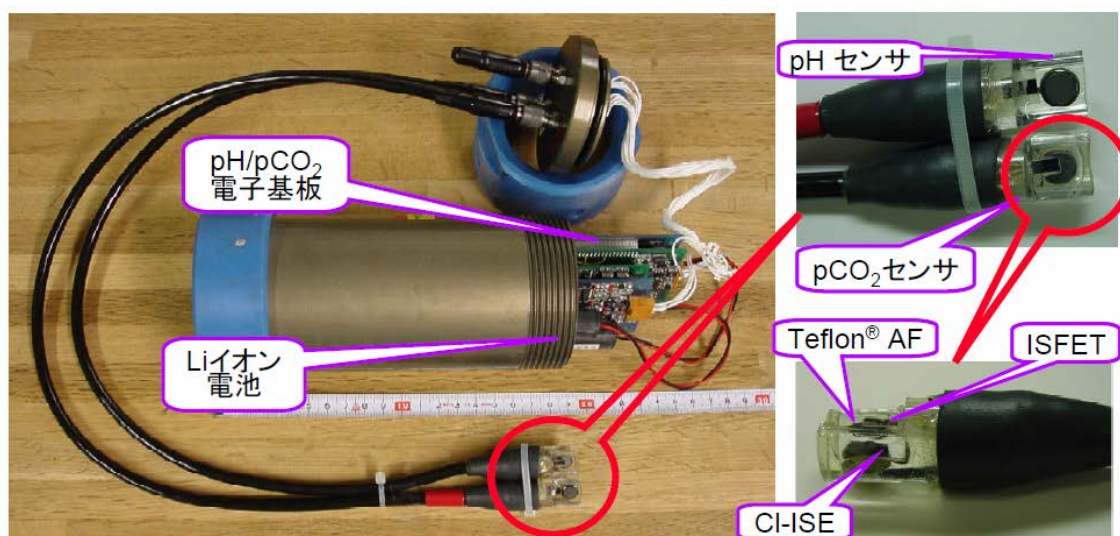


図 6.3-9 現場型 pH/pCO₂ センサ(下島, 2010)

c) 現場型化学センサ搭載 AUV

AUV(Autonomous Underwater Vehicle)は, 航行する方向や深度を事前に設定することによって, 無索で自律運行する海中ロボットである. 電力中央研究所では, ウッズホール海洋研究所で研究開発された AUV である REMUS100 を導入し, これをプラットフォームとして, 各種の現場型化学センサを搭載した(図 6.3-10, 下島, 2010). AANDREAA 社の OXGEN Optode (溶存酸素計測), WET Labs 社の FLNTD ECO Pucks (クロロフィル-a と濁度計測), Neil Brown Ocean Sensors 社の G-CTD(塩分, 温度, 深度計測)を本体側に搭載し, 前述の現場型 pH/pCO₂/ORP(酸化還元電位)センサを収容したノーズコーンを先端部に装着した. この他に, 流向・流速計測用として RDI 社の ADCP/DVL(音響ドップラー流速計/ドップラーベロシティログ)上下二式, 海底近傍の音響イメージ計測用として MSTL 社のサイドスキャンソナーを搭載した(宮川ほか, 2008). この AUV についても, 前述の竹富島海底温泉地帯に適用し, 湧出する温泉水や噴出気体に含まれる CO₂ 由来の低 pH・高 CO₂ 海水の拡散を自動で現場計測することができた(下島, 2010).

AUV (REMUS 100)

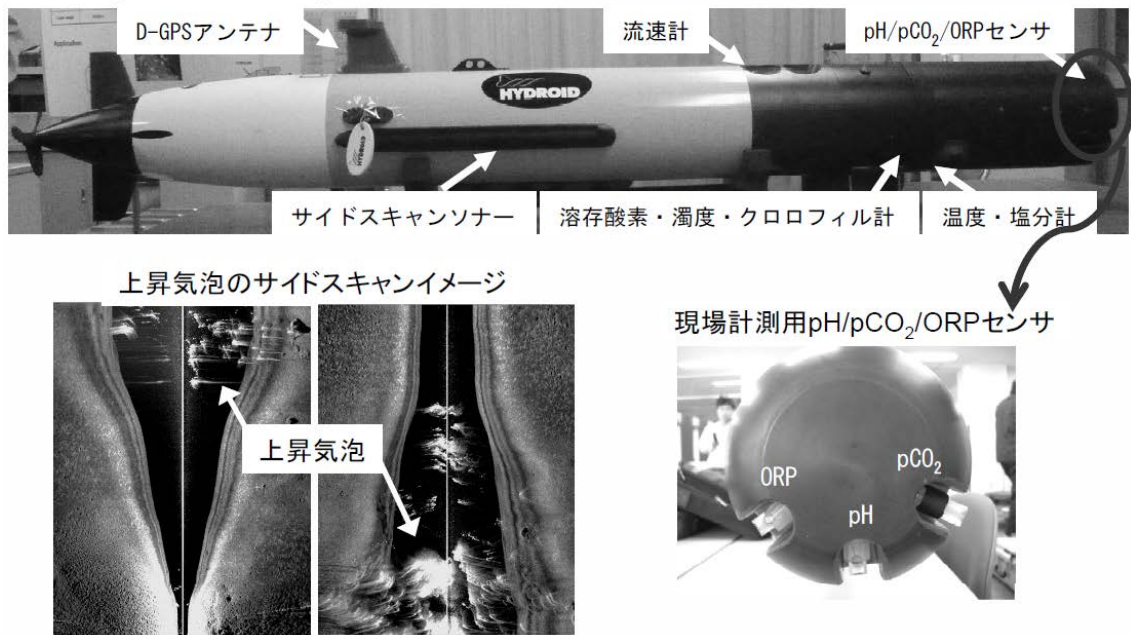


図 6.3-10 現場型化学センサ AUV(下島, 2010)

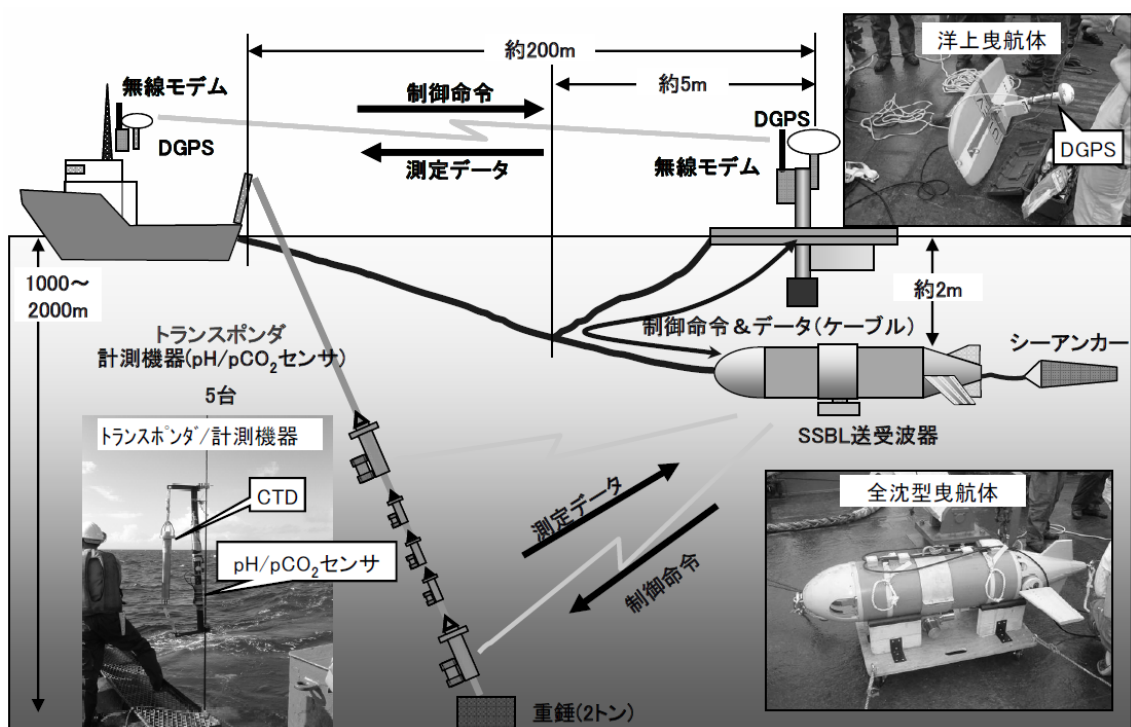


図 6.3-11 曳航式観測システムの模式図(下島, 2010)

d) 曳航式観測システム

モニタリングのための定期的な漏洩 CO_2 の拡散挙動観測のため、複数の現場型 pH/p CO_2 センサを配したケーブルを曳航して、海中の pH や p CO_2 をリアルタイムで観測する曳航式観測システムを開発した(図 6.3-11, 下島・大隅, 2006, 下島, 2009). このシステムは、現場型 pH/p CO_2 センサ、深度

計, 位置検出装置を搭載し, 漏洩 CO_2 の拡散挙動を音響データ通信によってリアルタイムで観測できる. 海中での位置検出には, 運用が容易で比較的精度も高い SSBL(スーパー・ショート・ベースライン)方式を採用している. このシステムを用いてマリアナ海域北西栄福海山山頂から噴出する液体 CO_2 の拡散挙動を観測し, 作動確認している(下島, 2009).

e) 海底設置型自動昇降装置

継続的な漏洩 CO_2 の拡散挙動モニタリングのため, 現場型 pH/p CO_2 センサを取り付けたブイを昇降させる海底設置型の自動昇降装置を開発した(図 6.3-12, 下島, 2010). この海底設置型自動昇降装置を CO_2 貯留域の漏洩が懸念される海底上, あるいは漏洩が検知された場所に設置しておくことにより, 継続的な漏洩 CO_2 のモニタリングが可能である.

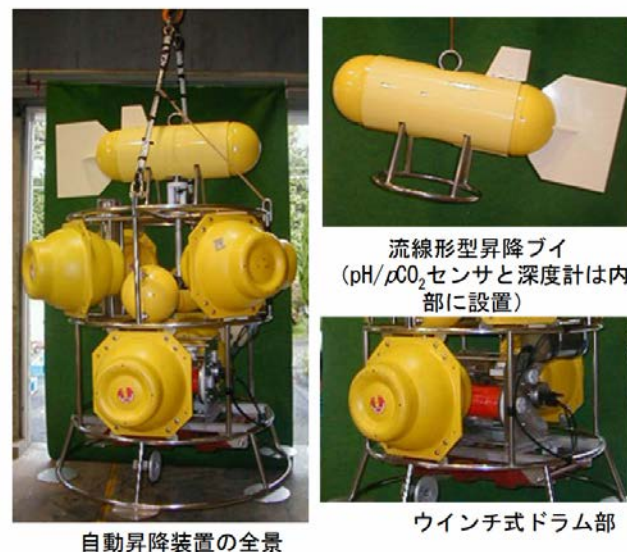


図 6.3-12 海底設置型自動昇降装置(下島, 2010)

(2) 海底における CO_2 漏洩の検知・モニタリング手法の提案

図 6.3-13 に(1)において開発・導入した機器を組み合わせることで CO_2 漏洩の検知・モニタリングを実施するための手順を, 図 6.3-14 に概略を概念図で示した. その手順を記述すると以下のとおりである(下島, 2010).

- 最初のステップとして, CO_2 の海底下貯留地層上位の海底に広範囲に展開した複数の音響トモグラフィ装置を用いて, 海底上の CO_2 漏洩を検知する.
- 海底上の CO_2 漏洩が検知された場合, 現場型 pH/p CO_2 センサやサイドスキャンソナーを搭載した AUV による自動マッピング観測を行い, 漏洩箇所を絞込を行う.
- CO_2 漏洩箇所が絞込まれた後, 既存の ROV(Remotely Operated Vehicle: 有索海中ロボット)を用いた目視観測によって, CO_2 漏洩箇所を特定し, CO_2 漏洩の規模や状態を確認する.
- CO_2 漏洩箇所が特定された後, その箇所において CO_2 漏洩の状況や漏洩 CO_2 の拡散挙動のモニタリングを実施する. 定期的観測は, 漏洩箇所近傍で CO_2 漏洩状況を重点的に監視する目的に適している. 曳航式観測システムや ROV により定期的な漏洩 CO_2 の拡散挙動観測を行う.

- e) 継続的観測は、漏洩場所近傍で CO_2 漏洩状況の長期間にわたる変化を監視する目的に適している。海底設置型自動昇降装置によって継続的な漏洩 CO_2 の拡散挙動モニタリングを行う。

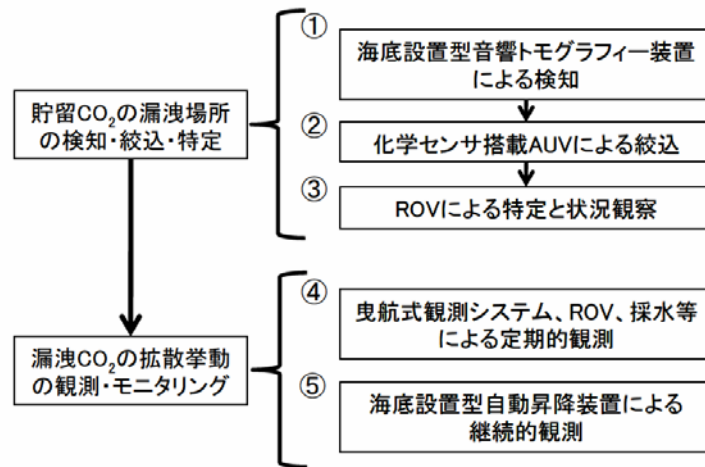


図 6.3-13 漏洩 CO_2 検知・モニタリング手順(下島, 2010)

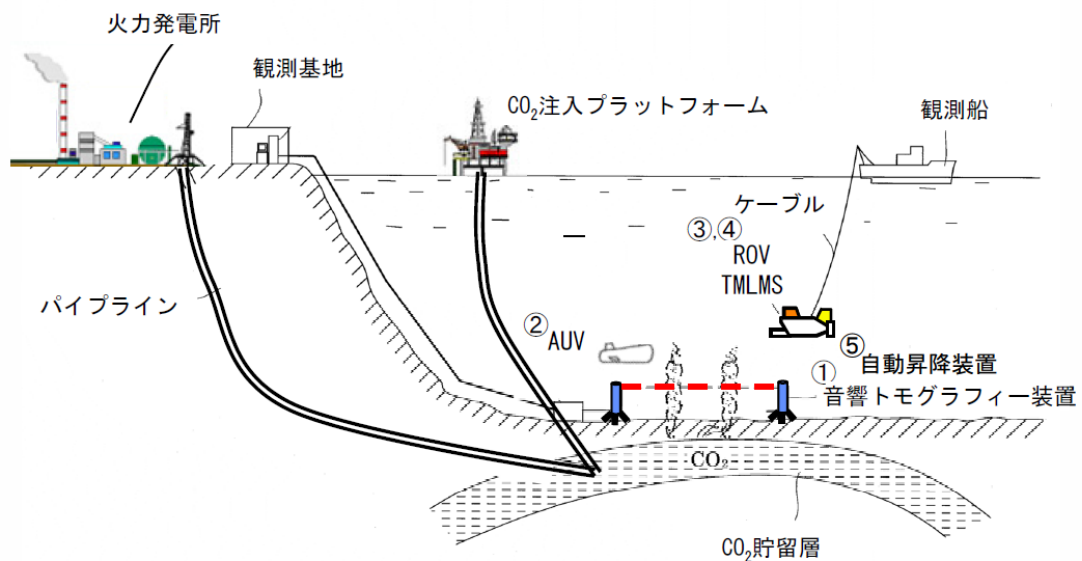


図 6.3-14 漏洩 CO_2 検知・モニタリング概念図(下島, 2010)

引用文献:

- Battistelli, A., Calore, C., and Pruess, K.(1997): The Simulator TOUGH2/EWASG for Modeling Geothermal Reservoirs with Brines and Non-Condensable Gas, *Geothermics*, Vol. 26, No. 4, pp. 437-464.
- Corey, A.T.(1954): "The interrelation between gas and oil relative permeabilities" *Producers Monthly*, 38-41.

- 土木学会エネルギー委員会環境技術小委員会(2015):「発電所環境アセス迅速化に資する技術開発の動向と展望」報告書, 170p.
- 木村健, 小勝武, 田崎義行(1993): 南関東ガス田算出挙動の貯留層パラメータ・センシティビティ, 石油技術協会誌, 58(6), 447-455.
- 宮川公雄, 下島公紀, 前田義明(2008): 水質センサを搭載した AUV による沿岸海域の環境マッピング, 2008 年日本地球化学会第 55 回年会講演要旨集, p.149.
- Munk, W.H. and Wunsch, C.A.(1979): Ocean acoustic tomography: A scheme for large scale monitoring, Deep-Sea Research, 26, pp.1-11.
- Nakata, E., Tanaka, S., Suenaga, H., Mahara, Y., Nakamura, T., Nakagawa, K., Ohta, T. (2012): Stable carbon isotope behavior of natural seepage of deep underground ^{13}C -rich methane detected along a fault zone and absorbed in mudstone: Tokyo Bay area, Japan, Applied Geochemistry, 27, 1710-1723.
- 楡井久, 矢田恒晴(1985): 房総半島東岸に見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), pp.247-252.
- Pruess, K., Oldenburg, C., Moridis, G.(1999): TOUGH2 User's Guide, Version 2.0, Lawrence Berkeley National Laboratory Report, LBNL-43134.
- Pruess, K.(2004): The TOUGH2 Codes -- A Family of Simulation Tools for Multiphase Flow and Transport Process in Permeable Media, Vadose Zone J., 3, pp.738-746.
- 下島公紀, 許正憲(1998): 化学センサの海洋学への適用 —ISFETを用いた深海用 pH センサの開発—, 地球化学, 32, pp.1-11.
- 下島公紀(2006): CO_2 海洋隔離の環境影響評価のための観測手法開発(その 1)—高精度な現場型 pH/p CO_2 センサの開発—, 電力中央研究所研究報告, V05036.
- Shitashima, K, Maeda, Y., Koike, Y. and Ohsumi, T.(2008): Natural analogue of the rise and dissolution of liquid CO_2 in the ocean, International Journal of Greenhouse Gas Control, 2, pp.95-104.
- 下島公紀(2009): CO_2 海洋隔離の環境影響評価のための観測手法開発(その 4)—海洋中における液体 CO_2 の拡散観測—, 電力中央研究所研究報告, V08058.
- 下島公紀(2010): 海底下地層貯留における貯留 CO_2 漏洩の検知・モニタリング技術の提案, 電力中央研究所研究報告, V09034.
- 末永弘, 中田英二, 田中姿郎, 中川加明一郎(2013): 浅部地盤における気体湧出現象の二相流解析による評価, 石油技術協会誌, 78(3), pp.243-256.
- 田中姿郎, 末永弘, 中川加明一郎(2008): X 線 CT を用いた断層構造調査—浅部地層におけるガス移行経路の検討—, 日本応用地質学会平成 20 年度研究発表会講演論文集, pp.145-146.
- van Genuchten, M.Th.(1980): "A closed-form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils", Soil Sci. Soc., 44, pp.892-898

6.4 船舶海上輸送におけるインフラ構築技術

CO₂ の貯留地点までの輸送は、気体あるいは液体の状態で、タンクローリー、パイプライン、船舶を用いて行う。タンクローリーによる輸送は、小容量のため小規模な実証試験に用いられる。パイプライン輸送はすでに国内外で普及しており、天然ガスや石油のほか、CO₂ のパイプラインも米国では多く敷設されている。ただし、人口密集地域での大規模なCO₂ 輸送については実績が少ない。船舶輸送は、液化石油ガスの輸送タンカーが商業的に確立されており、事例はないものの、CO₂ の船舶輸送も十分可能と考えられている。

我が国においては、CCS の全体コストに占める輸送コストが大きいことが指摘されており、排出源の近傍に適当な貯留地点が存在しない場合は、輸送コストが膨大になる可能性がある。輸送距離が長距離(例えば 150km 以上)の場合には、パイプラインよりも船舶輸送の方が有利とされる。

ここでは、船舶海上輸送における船舶以外の主要な構成設備として、陸上一時貯留タンク、洋上浮体基地、洋上着底基地に関して、概要を示す。

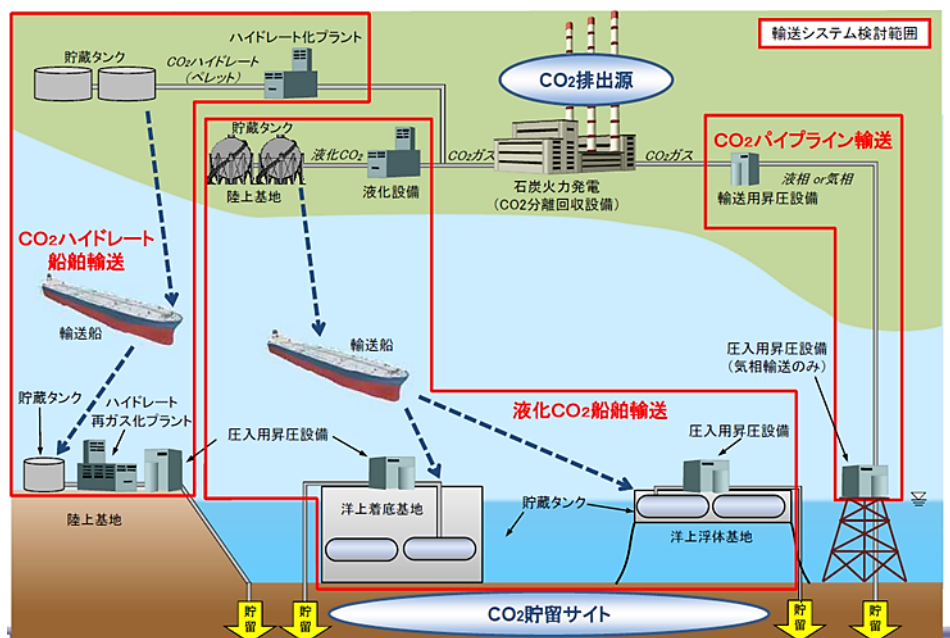


図 6.4-1 船舶海上輸送システムの概要(湯浅ほか, 2011)

6.4.1 陸上一次貯留タンク

船舶輸送の場合には、回収された CO₂ を滞りなく船舶輸送するために CO₂ を一時的にバッファ貯蔵するタンクが必要となる。そこで、CO₂ 一時貯蔵タンクなどを備えた出荷設備や荷受側設備について技術開発が進められている(図 6.5-1)。

図 6.5-2 は、CO₂ 出荷設備の概念設計の例であり、低温高压(0.8MPa, -46~-50℃)とし、容量 1.2 万tの球形タンクを 2 基配置したものである。その他に昇圧設備、ローディング・アーム、ボイルオフ・ガス(BOG)回収設備など、諸設備が付帯する。

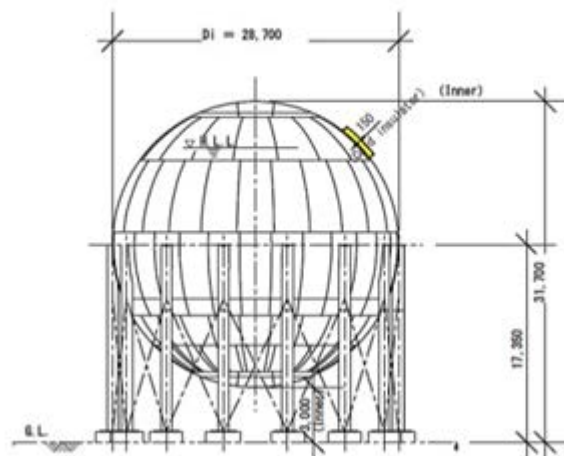
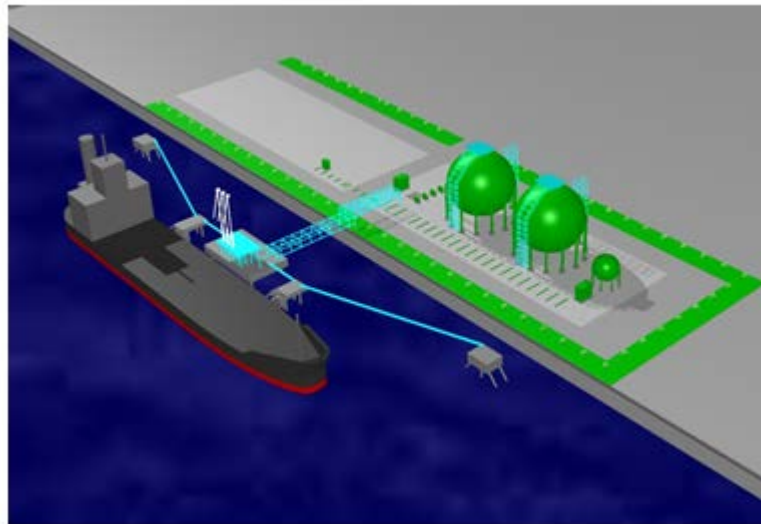


図 6.4-2 船舶輸送のための CO₂ 一時貯蔵タンク (Suzuki et al., 2013)

6.4.2 洋上浮体基地

洋上浮体基地は、比較的低コストで短期間に建設でき、浮体式のため陸上設備と異なり他の地点へ比較的簡単に移動させられるというメリットがある。

洋上浮体基地の主要要件を、以下に箇条書きで示す(NEDO, 2013)。

- ・ 輸送された液体 CO₂ を輸送船の運航を考慮した規模の貯蔵容量の設備に格納できる。
- ・ 選定された貯留サイトの海底貯留層へ圧入するための機器を搭載する。
- ・ 輸送船の接触及び液体 CO₂ を効率的に積み降ろすことができる。
- ・ 貯留サイト内にある圧入井坑口直上に位置を保持することができる。

(1) 浮体形式

NEDO(2013)では、石油開発用の浮体形式として知られる TLP 形式(Tension Leg Platforms)、船型形式(FPSO Vessels)、バージ形式(Production Barges)、セミサブ形式(Production Semis)、スパー形式(Production Spars)を参考に(図 6.5-3 参照、三井海洋開発株式会社ウェブサイト)して、実証機・商用機の浮体形式を図 6.5-4、図 6.5-5 に示すような浮体形式を採用することとした。実証機は

輸送船積載量 3400tCO₂, 年間圧入量 23.7 万 tCO₂, 商用機は同 21000tCO₂, 年間圧入量 154.2 万 tCO₂ を対象とした浮体である。

商用機については、波浪中動揺性能に優れたモノコラム形式とセミサブ形式の係留検討を実施して、経済性の観点から浮体形式にモノコラム形式が選定されている(NEDO, 2013)。

実証機の洋上浮体基地では、2821m³ のタンクを2基搭載する。また商用機の浮体基地では、3,000t 級 CO₂ タンクを 8 基コラム内に収容することとしている。

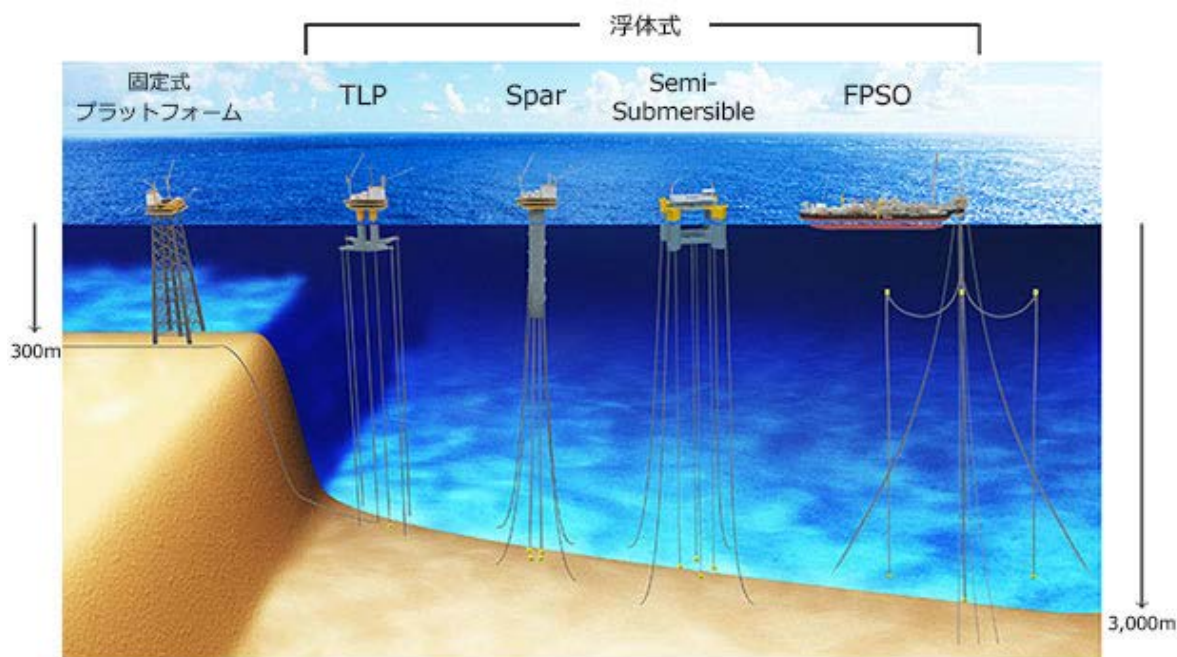


図 6.4-3 各種浮体形式の概念図（三井海洋開発株式会社ウェブサイト）

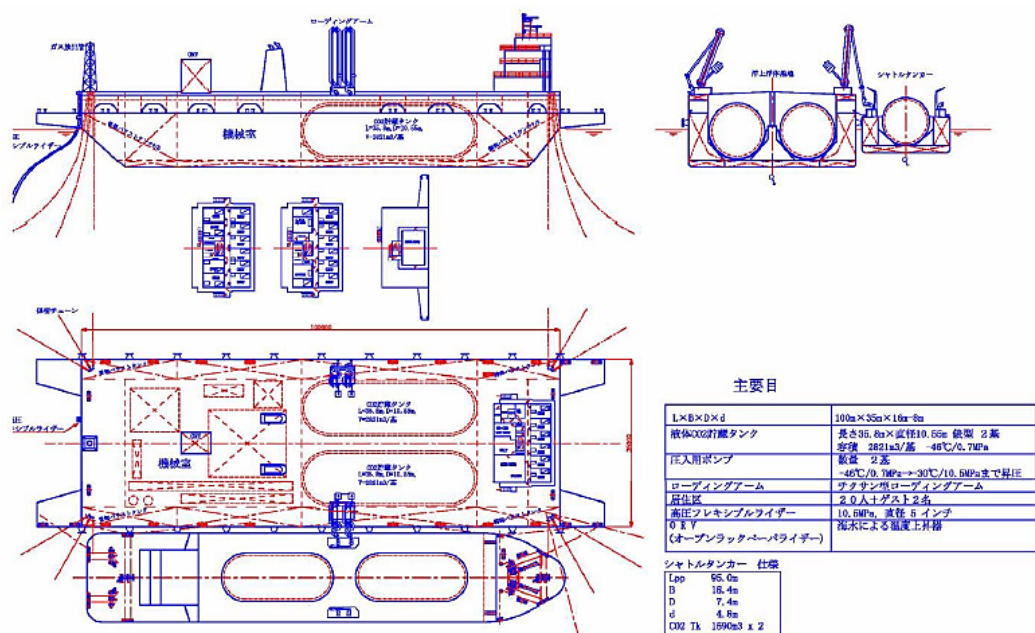


図 6.4-4 実証機洋上浮体基地の配置図(NEDO, 2013)

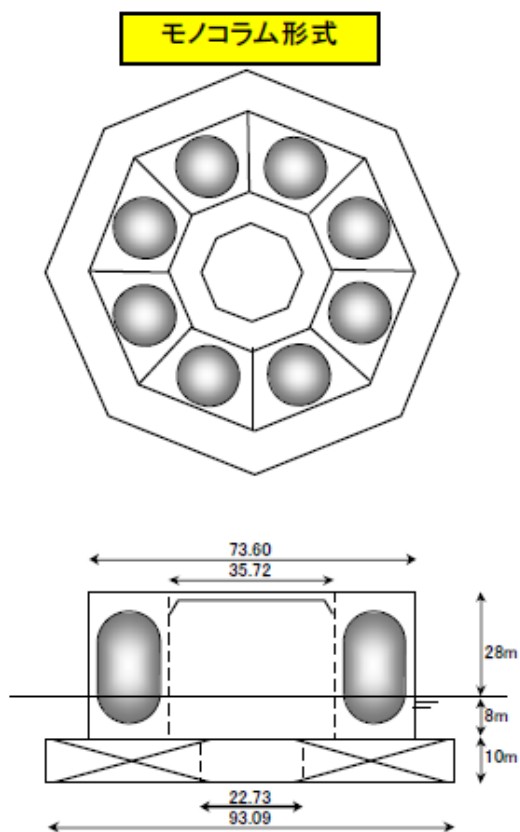


図 6.4-5 商用規模の洋上浮体説明図 (NEDO, 2013)

出典:新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)成果報告書「革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト／発電からCO₂貯留までのトータルシステムのフィージビリティ・スタディ／CO₂輸送システムの概念設計」(2013)

(2) 規制法規等

国内では、CO₂ 輸送での貯蔵圧入用浮体洋上基地建設の実例がないこともあり、現行法下では包括的に適用できる法規は存在しない。最終的には建設時に関係官庁・機関・団体と協議して適用規則を確定する必要がある(NEDO, 2013)。

2009(平成 21)年に経済産業省が公表した「CCS 実証事業の安全な実施にあたって」において、CCS 関連施設設置にかかる安全確保の項に「関連法規の遵守または準用の必要性」が規定されており、また CO₂ の輸送や圧入・運用時に関しても同様の規定がなされている。

CO₂ 輸送に係わる関連法案は多数あるが、例えば洋上基地の設置ならびにパイプラインの海底敷設(以後、輸送施設)では、海域の占有ならびに埋立(洋上着底基地)に該当するため、該当地域の管理者の許認可等が必要となる。輸送施設の設置海域は、国の所有する水面(公有水面)、港湾区域、漁業権区域、海岸、漁港区域等であるが、これら輸送施設の設置海域により 1) 公有水面埋立法、2) 港湾法、3) 漁業法、4) 漁港漁場整備法、5) 海岸法、6) 水産資源保護法のいずれかが適用される(NEDO, 2013)。

(3) コスト

建造コストを以下に記す。

- ・ 実証機 61 億円(建造費 51 億円+圧入用昇圧設備 10 億円)(NEDO, 2013)。
- ・ 商用機 232 億円(建造費 115 億円+受入貯蔵設備 97 億円+圧入用昇圧設備 20 億円)(NEDO, 2013)。

(4) 課題

a) コスト低減

洋上浮体基地方式は、建造費・運営費が高コストとなっており、NEDO でも検討されているが、低コスト化の更なる検討が必要である。

b) 荒天時の対応検討

日本は台風が多く、万一の場合の洋上浮体基地の避難方法について検討が必要である。

c) 洋上設備の電力供給

ディーゼル発電機を予定しているが、以下の課題がある(NEDO, 2013)。

- ・ 非常用対応機は多いが、常用対応機はメーカーが限られる。
- ・ 燃料補給(悪天候時)
- ・ 排ガスの処理

d) 導入に向けた検討・実証試験

液化 CO₂ は、温度 -46°C 、圧力 0.7MPa という過酷な温度圧力条件での CO₂ の大量輸送・大量貯蔵となる。このような条件での輸送・貯蔵については、過去に実績がなく、具体的に導入を検討する場合には、海象条件による稼働率への影響、設置方法、メンテナンス方法等も含め、詳細な検討と実証試験により、運転の安全性・安定性を確認することが必要不可欠である(NEDO, 2013)。

6.4.3 洋上着底基地

洋上着底基地は、洋上のCO₂貯留サイト近傍に設置され、CO₂輸送船の着舷及びCO₂の受入れ貯蔵、更に貯留のための昇圧等の機器を搭載した施設である。概念設計では、供用性能、地震・台風等の自然条件に対する安全性能、更に経済性に優れた構造形式が抽出された。

設置海域の水深が浅い場合、着底式が適する。設置地点は、貯留サイト近傍で、CO₂輸送船の入港、漁業等への影響を考慮して離岸距離 5km・水深 15m の外洋に設定した。従って、高波浪が作用し、わが国特有の地震の影響も受ける。

LNG 洋上着底基地と同様のコンクリート函体を採用した。コンクリート函体は、タンクを搭載し、CO₂輸送船が着舷できる規模で、以下の形状寸法とした。

- ・ 実証機:長さ 115m×幅 30m×高さ 25m
- ・ 商用機:長さ 250m×幅 42m×高さ 25m

基礎形式は外洋であること、また、設置海域の地盤条件等を考慮してコンクリートプラットフォーム等にて実績のあるスカート・サクシヨン基礎を採用した。図 6.5-6 は洋上着底基地に CO₂輸送船が入港する状況の概念図である。

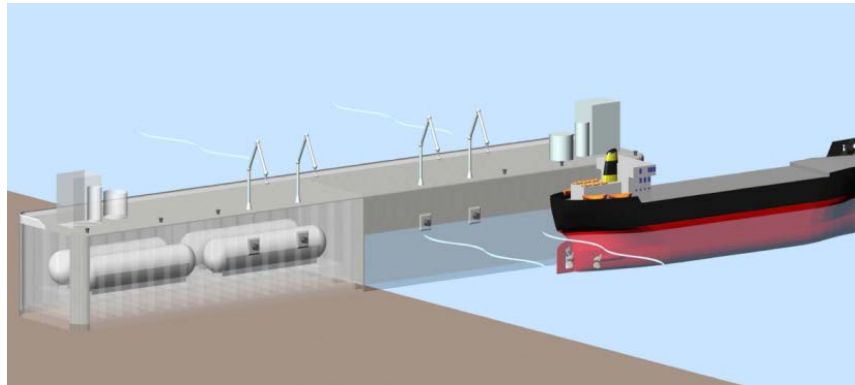


図 6.4-6 洋上着底基地（商用機）の全体概要図(湯浅ほか，2011)

超大型海洋構造物の場合、構築可能なサイト(陸上施設・ドライドック・岸壁等)を確保することが重要である。また、洋上特に外洋での工事はリスク・コストともに高いことから、すべての機器を陸上もしくは岸壁にて搭載することとした。図 6.4-7 に現地海域に洋上着底基地を設置する状況を示す。

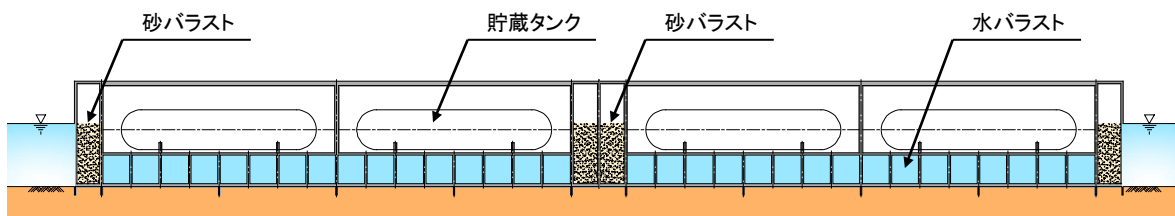


図 6.4-7 洋上着底基地(商用機)の据付概念図(湯浅ら，2011)

既存技術を適宜組合せることにより、設計・施工は可能であると考えられる。しかし、今後、より合理的で、信頼性・経済性に優れた洋上着底基地を目指す場合の課題は以下のようなものである。

- ・ 設置海域の自然環境条件の明確化

- ・ 構造部材の形状・寸法の最適化
- ・ 構築サイトの詳細条件の明確

引用文献:

- 新エネルギー・産業技術総合開発機構:平成 22 年度成果報告書, 革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト 発電から CO₂ 貯留までのトータルシステムのフィージビリティ・スタディ CO₂ 輸送システムの概念設計, 2011.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO):平成 20 年度～平成 24 年度成果報告書, 革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト 発電から CO₂ 貯留までのトータルシステムのフィージビリティ・スタディ CO₂ 輸送システムの概念設計報告書, 2013.
- 三井海洋開発株式会社のウェブサイト:<http://www.modec.com/jp/business/domain/fps.html>
(2016 年 11 月 28 日閲覧)
- 湯浅城之, 古川博宣, 酒見卓也, 小島令一, 石川嘉一, 増井直樹, 矢野州芳, 藤田秀雄:茅陽一監修, (財)地球環境産業技術研究機構編集: CCS 技術の新展開, 第 10 章 CO₂ 輸送技術, pp. 97-113, 2011.
- Suzuki, T. M. Triumi, T. Sakemi, N. Masui, S. Yano, H. Fujita, H. Furukawa: Conceptual design of CO₂ transportation system for CCS, Energy Procedia, 37, pp.2989 – 2996, 2013.

6.5 溶解型 CO₂ 貯留技術

6.5.1 溶解型 CO₂ 貯留技術

溶解型 CO₂ 貯留技術は、地下の地熱エネルギーを利用して、注入された CO₂ を岩石との反応によって炭酸塩鉱物として鉱物固定化する方策、すなわちジオリアクターとして提案され、研究が実施されてきた。この適用対象は、小規模～中規模排出源、特にセメント工場などの内陸に分散する排出源とゼロエミッション型地熱発電であった。CO₂ の地下への注入方法も 2 種類想定されており、超臨界状態での圧入と排ガスを水と接触させて CO₂ を溶解し、地下へ注入するケースを想定していた(上田他, 2009)。

マイクロバブルは、2000 年頃にカキ養殖に微細な気泡を散気することでカキの生育を促進させた成果が新聞発表され、他にもホタテや真珠など水産養殖業、農業、臨床医療、食品工業、化学工業などにも応用され、その製造法の多様化や改善とともに普及が進んだ。土木分野では、マイクロバブルによる地盤の不飽和化による液状化対策(永尾ら, 2008)等がある。現象論から普及したマイクロバブルは、学術的にも研究が進み、例えば Takahashi et al.(2003) はマイクロバブルの気体溶解能について言及している(Takahashi et.al., 2003)。2009 年にはマイクロバブルを用いて CO₂ を地下水に急速溶解させて貯留する分散型貯留法が提案された(Koide and Xue, 2009)。これにより、CO₂ を気体状や超臨界流体状態で大量に地下に注入するためには、背斜構造でキャップロックなどの封じ込めのための特殊な地質構造が必要になる制約から解放され、注入地盤の選択肢が拡大された。

以上を受けて、2010～2011(平成 22～23)年度にエンジニアリング振興協会では「CO₂ マイクロバブル地中貯留の成立性に関する調査研究」が競輪の補助金を受けて実施され、図 6.5-1 のような概念の貯留が提案された(エンジニアリング振興協会, 2011, エンジニアリング協会, 2012)。ここでは、主にこの内容について紹介する。

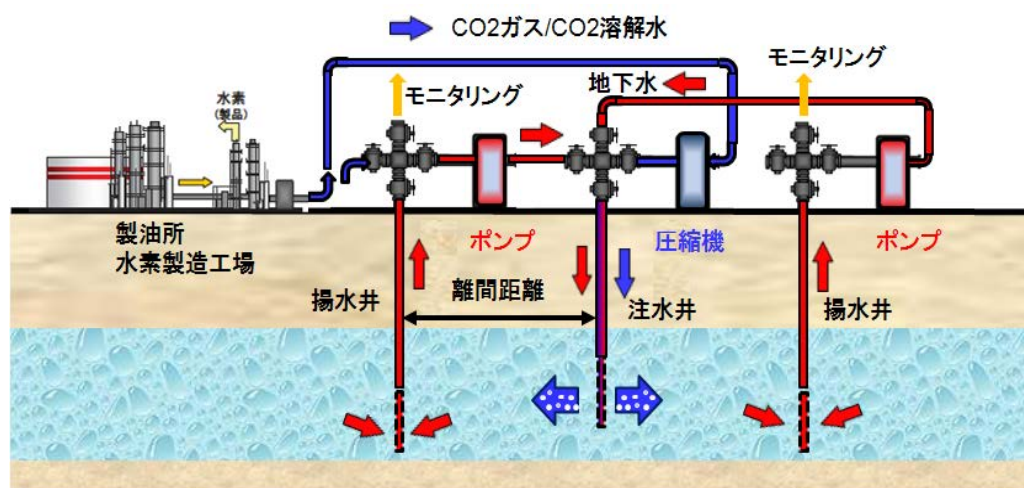


図 6.5-1 分散型 CCS のイメージ (Suzuki et al., 2013)

6.5.2 マイクロバブルと CO₂ マイクロバブルの特徴

2013 年に国際標準化機構 (ISO) にて TC281「Fine Bubble Technology」が設立され, これらの“微細な気泡”の定義や規格化が検討されている. ここで, 球相当直径が 100 マイクロメートル以下の気泡を「ファインバブル」と呼び, その他の気泡とは区別された. さらにその内訳として, 直径が 1~100 マイクロメートルの気泡を「マイクロバブル」, 直径が 1 マイクロメートル以下の気泡を「ウルトラファインバブル」と呼ぶことで統一された (図 6.5-2, ファインバブル学会連合 HP).

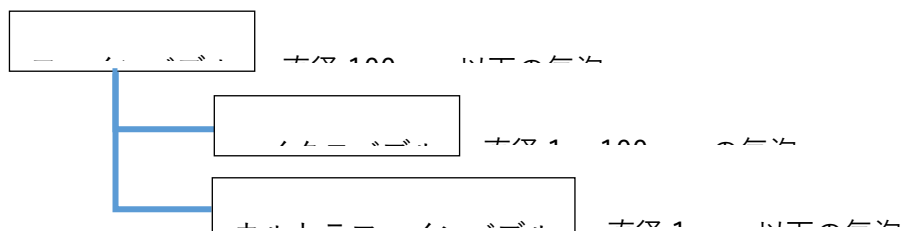


図 6.5-2 微細な気泡の規格 (ファインバブル学会連合 HP)

マイクロバブルとウルトラファインバブルの明確な差は, ウルトラファインバブルでは可視光を散乱しないため肉眼では直接観察できず, マイクロバブルでは白濁により存在を確認できる点にある.

マイクロバブルおよび CO₂ の特性をまとめると表 6.5-1 のようである.

表 6.5-1 マイクロバブルおよび CO₂ の特性

マイクロバブル特性	貯留におけるメリット
1) 界面面積/総体積が大きい	ガス溶解能力が高く, 孔内で瞬時に溶解し, 比重が地下水より大きい CO ₂ 溶解水として地中に注入される. CO ₂ が溶解した地下水の密度は, 溶解していない地下水に比べて重くなる (4wt% の CO ₂ 溶解水 1011kg/m ³) ので溶解水は下降する.
2) 浮上速度が遅い	浮力が小さいため, 遮蔽層に到達した場合でも大きな浮力が働かない. 溶解せずに残留したマイクロバブルも浮遊している間に間隙に入り, その後溶解する.
3) 内部圧力が高い	径に反比例して内部圧力が高くなるため, ミリバブルよりマイクロバブル化すると圧力は高くなり, 圧力効果により溶解度も向上する.
4) 表面が負に帯電している	マイクロバブル同士の結合は帯電の反発により抑制される. そのため 1) の性質が保持される. 結合しないため浮力が小さいままであるため, キャップロックへの負担が少ない.
5) 自己圧壊性を有する	反応性が高くなる.
6) 高密度でのマイクロバブルの発生と吐出	加圧溶解法では数千個/mL, 二相流旋回法では数百個/mL 程度のマイクロバブルが発生し, 二相流旋回法では, 大量吐出のため溶解速度が速くなる.

6.5.3 CO₂ マイクロバブル貯留システム

CO₂ をマイクロバブル化して注入する CO₂ マイクロバブル貯留システムの主な特徴を以下に箇条書きで示す.

- ・ 貯留深度を浅くできる

現在検討されている深部塩水帯水層における大規模 CO₂ 貯留は, 超臨界状態 CO₂ を対象としており, 貯留深度が 800m 以深とされている. ボーリングコストおよび, 漏洩管理などを考えると, 深地層での技術的な困難さや経済性は大きな課題であるが, CO₂ マイクロバブル貯留システムでは 300~500m の深度を対象とするために, これらの困難さは大幅に軽減される.

- ・ システムがコンパクトである

中小規模排出源を対象とするために, CO₂ の排出量が少なく貯留範囲を制限できるとともに貯留深度が浅いため, 注入のためのシステムは深部塩水帯水層における大規模 CO₂ 貯留に比べコンパクトなシステムで対応可能と考えられる.

- ・ 注入および, 貯留 CO₂ をモニタリングおよびコントロールできる

貯留 CO₂ の挙動に関し相当期間のモニタリング義務が生じる可能性があるが, 循環を中心としたシステムでは, 新たに設置しなくても注入井や揚水井として使用した孔井をモニタリング井として用いることができる. これによって, 効率的・効果的に周囲環境影響を精度よく把握することが可能になると考えられる. モニタリングが可能であれば, 注入 CO₂ 量をコントロールすることは容易になる.

- ・ マイクロバブルによる瞬時溶解貯留であるために貯留層上部に上昇 CO₂ ブリュームが形成される可能性が低い

マイクロバブルは浮力が小さく, 互いに退け合い, 最終的に溶解するなど大きな気泡と異なる性質を持ち, CO₂ 上昇ブリュームや大きな気泡が発生して貯留層上部に上昇する可能性は低い. さらに, CO₂ 溶解水の密度は地下水よりも大きく, 貯留層下部に沈降していくと考えられる.

- ・ 貯留可能な地質構造の選択肢が拡大し, 社会的受容性も得やすい

現状の帯水層貯留では, CO₂ の漏洩を避けるために, キャップロックの構成が評価対象であり, 監視される. キャップロック中に誘発地震やその他の影響により漏洩経路が形成された場合, 漏洩リスクは高くなる. 貯留層の成分によっては, 炭酸塩鉱物として固定化が早期に起こる例 (Matter, J.M., et.al., 2016) もあることから長期間の安全な CO₂ 貯留と社会的受容形成を容易にするものと考えられる.

表 6.5-2 に CO₂ マイクロバブルの貯留概念を深部塩水帯水層貯留の概念をまとめた (エンジニアリング協会, 2011). また, ここでは, 液体マイクロバブルによる中間的な貯留方法についても示した. この表に沿って若干の説明を加える.

表 6.5-2 各貯留概念のまとめ（エンジニアリング振興協会，2011 を修正）

(1) CO ₂ の状態	気体マイクロバブル		液体マイクロバブル	超臨界状態
(2) 対象とする貯留工 法の目的	CO ₂ 排出源近傍設置 地域分散型貯留		中間	大規模集中型貯留
(3) 貯留量評価法	必要な パラメ ータ (各パ ラメー タは貯 留層中 の状態 で算出 され る)	A : 貯留面積 (m ²) h : 有効層厚 (m) φ : 孔隙率 CO ₂ 濃度 (%) Rc : 低減率=CO ₂ 溶解水の注水およ び揚水効率, 調査の 精度および地質不 均質などによる不 確実性を評価する 係数	A, h, φ は同じ BgCO ₂ : CO ₂ の容積係数 (m ³ /m ³) 貯留層の温度圧力 条件による ρ : CO ₂ 密度大気圧下での CO ₂ の密度 (1.976 kg/m ³ 標 準状態) E: 貯留層の圧力温度条件 下における液体 CO ₂ の水と の混合率 (m ³ /m ³)	A, h, φ, BgCO ₂ , ρ は同 じ Sg : 超臨界 CO ₂ 飽和率 Sf : 貯留率=圧入される深 部塩水より超臨界 CO ₂ 密 度が小さいため掃攻する 効率が重要となり, それを 評価する係数
	貯留量 評価式	貯留可能量=Rc× A×h×φ×CO ₂ 濃 度	貯留可能量=Rc×A×h× φ×E/Bg CO ₂ ×ρ	貯留可能量=Sf×A×h× φ×Sg/BgCO ₂ ×ρ
(4) 貯留機能	CO ₂ 溶解水溶液の貯留 マイクロバブルにより溶解 速度, 溶解度の向上		CO ₂ マイクロバブルと水の エマルジョン	超臨界状態の CO ₂
(5) 貯留深度	-300m~-500m		-570m~	-800m~
(6) 地質条件	地質構 造	帯水層	帯水層	背斜構造・深部塩水帯水層
	貯留層	十分な孔隙率と透 水性を有する	十分な孔隙率と透水性を有 する	十分な孔隙率と透水性を 有する
	遮蔽層 の有無	未溶解の CO ₂ 気泡 が生じた場合を想 定して必要	必ずしも必要でない	必要
	遮蔽層 特性	低透水性, 低拡散性 を有する浮力が小 さいので, せん断強 度も小でよい	低透水性, 低拡散性 せん断強度を有する	低透水性, 低拡散性 十分なせん断強度を有す る
	推定賦 存量	20-200 億 t-CO ₂	—	カテゴリーA:300 億 t-CO ₂ カテゴリーB:1,460 億 t-CO ₂
(7) トラッピング状 態	短期: 溶解トラップ/残留トラ ップ. 構造トラップが必要な 場合も想定される. 中長期: 鉱物化トラップ		短期: 残留トラップ 長期: 溶解/残留/鉱物化	短期: 構造トラップ 長期: 溶解/残留/鉱物化

(8) 水循環の必要性	溶媒としての水供給，貯留範囲内での効率的な注入コントロールのために必要	なし	なし
(9) 圧力条件	注入深度+ α	5.7MPa+ α	7.4MPa+ α
(10) 温度条件	注入深度の温度により溶解度に変化	常温（15℃～）	31℃以上
(11) 水質条件	注入水および循環水：pH 地下水：残存イオンなど溶解度への影響	塩の効果により溶解しにくくなる．マイクロバブル維持には効果あり	置換のため問題なし 鉱物化を考えるとときのみ のため極小さい
(12) 地上設備	1) 地上で溶解する場合， CO ₂ タンク，溶液タンク， 水質調整装置など 2) 地下注入の場合，上部設備は軽微（二相流旋回方式適用のため）	貯留設備 輸送設備 圧入設備 水との混合設備必要	貯留設備 輸送設備 圧入設備
(13) コスト	小 (今後，プラント規模等から 正確なコスト試算必要)	小 (今後，プラント規模等から 正確なコスト試算必要)	新設石炭火力(100 万 t-CO ₂ /y・20kmERD)の場合： トータル¥7,300t-CO ₂ (うち圧入¥2,300 t-CO ₂) (RITE(2006)試算による)

(1) CO₂の状態

口元での状態は，全て気体である．貯留層の温度，深度により溶存 CO₂，液体 CO₂，および超臨界 CO₂と相が異なる．残留状態の CO₂の状態は，気体/液体/超臨界マイクロバブルとなる．

(2) 対象とする貯留工法の目的

我が国の産業別の CO₂排出量一覧の例として，2007 年度調査結果を事業所あたり排出量の多い順に表 6.5-3 に示す((財)エンジニアリング振興協会，2011)．これより少ない排出量のものは省略した．この表より，5 位以下は 1 事業所あたりの排出量が 10 万 t-CO₂ 以下であることが分かる．

大規模排出源からの CO₂を削減することと並行して，これら小規模排出源においても削減をしていくことが今後必要になると考えられる．そのため，低コストで排出源直下または近傍での地域分散型の貯留が考えられている．

表 6.5-3 産業別 CO₂ 排出量一覧（エンジニアリング振興協会，2011）

	業種	2007 年度排出量(t-CO ₂)		事業所数	事業所あたり 排出量(t-CO ₂)
		直接	間接		
1	電気業	439,552,874	24,166,489	232	1,894,624
2	鉄鋼業	186,889,270	204,343,459	477	391,801
3	石油精製	33,546,182	35,711,082	120	279,552
4	窯業・土石製品製造業	71,122,471	71,680,166	559	127,232
5	パルプ・紙・紙加工品 製造業	28,498,646	31,151,346	388	73,450
6	化学工業	80,682,372	90,032,012	1,141	70,712
7	サービス業(清掃工場 など)	13,960,325	15,452,291	607	22,999
8	繊維工業	6,556,260	8,728,720	336	19,513
9	鉱業	1,209,580	1,458,907	64	18,900
10	電子部品・デバイス・ 電子回路製造業	12,852,420	21,743,274	687	18,708

(3) 貯留量評価法

溶解のみの場合

$$\text{貯留可能量} = R_c \times A \times h \times \phi \times \text{CO}_2 \text{ 濃度}$$

ここで、

R_c : CO₂ 溶解水の注入，地質調査の精度および，地質の不均質性などによる不確実性を考慮した
低減率

A : 貯留面積

h : 有効層厚，地層全体の層厚に対し貯留対象層となる層相との割合を乗じたもの

ϕ : 孔隙率

である。

深部塩水帯水層貯留における貯留可能量算出式との比較

$$\text{貯留可能量} = S_f \times A \times h \times \phi \times S_g / B_{gCO_2} \times \rho$$

ここで、

S_f : 貯留率

A : 貯留面積

h : 有効層厚，地層全体の層厚に対し貯留対象層となる層相との割合を乗じたもの

ϕ : 孔隙率

S_g : 超臨界 CO₂ 飽和率

B_{gCO_2} : CO₂ の容積係数

ρ : CO₂ 密度

である。

貯留率 S_r は、深部塩水帯水層での超臨界状態 CO_2 の貯留において考慮された係数で、石油換算で用いられる「掃攻効率」に対応する用語である。JOGMEC(2016)によると、「掃攻効率」は、油層からの原油の採取率を向上させるために液体を注入する二・三次回収において、油層の総孔隙容積に対する注入流体の接触した部分の容積比率として定義されている。ただし、掃攻効率は孔隙率、浸透率、岩相変化などの貯留層特性によって変化するだけでなく、孔井設計や孔井配置などの開発計画を行うことで求められる数値である。全国貯留層腑存量調査(RITE, 2005)においては、全ての貯留対象に対して開発計画を策定するのは非現実的であるため「掃攻効率」ではなく「貯留率」という用語を用いている。また、 CO_2 貯留に際しても帯水層に超臨界 CO_2 を注入する場合、帯水層の総孔隙容積に対する注入流体の接触した部分の容積比率として貯留率(掃攻効率)を考慮する必要があることが指摘されている。

(4) 貯留機能

ガスマイクロバブルの注入では、溶解貯留が主体となる。ガスを注入しても貯留層の深度、温度の条件により液体のマイクロバブルであり、超臨界のマイクロバブルを作成することが可能である(薛他, 2009)。それぞれ CO_2 溶解水と気体 CO_2 、液体 CO_2 、超臨界 CO_2 が岩盤中の間隙中の体積を占める置換による貯留である。

(5) 貯留深度

浅部での貯留の場合は、地下水利用が無いことが前提条件となる。

(6) 地質条件と国内賦存量

高い孔隙率を有する堆積岩(砂岩)の上に透水性が低く連続性の良い堆積岩(泥岩)が分布する。大規模な排出源とそれらを重ね合わせると有望な地区として、十勝平野、内浦湾、庄内平野、房総半島、掛川地区、伊勢湾、大阪湾、宮崎地域、別府湾および、沖縄本島の 10 地区が上げられる。このうち、伊勢湾と大阪湾については、既存データも多く、その信頼性も高いため最有望である。

図 6.5-3 に日本の主な CO_2 排出源と上記有望地域を示す(地球環境産業技術研究機構／エンジニアリング振興協会, 2009 を加筆修正)。図には石灰岩地域の分布も併記した。これは CO_2 溶解水の中和化の可能性が大きい岩盤であることから、間隙率は小さい場合も含めて対象可能地質として示した。

図 6.5-4 には、将来の小規模排出源となる可能性のあるオンサイト水素ステーションの分布(製油所装置能力・装置別潤滑油精製設備一覧, 2016)および商用水素ステーションの情報をプロット(燃料電池実用化推進協議会, 2016)、CCS と組合せが必要であるとされるバイオマス発電所の分布を示した(エレクトリカル・ジャパン, 2016)。特に、BECCS と呼ばれるバイオマス発電所を対象とした CCS は、内陸にあるため地域の地質構造から小規模の CO_2 マイクロバブル貯留の可能性が示唆されるものである。

貯留深度 50-500 m, 国内の沖積平野の地下 1-10 %を利用可能として分散型 CO_2 貯留法適用の賦存量が試算されており、国内の CO_2 貯留可能量は 2-20G t- CO_2 (20-200 億 t- CO_2)である(西尾, 2009)。

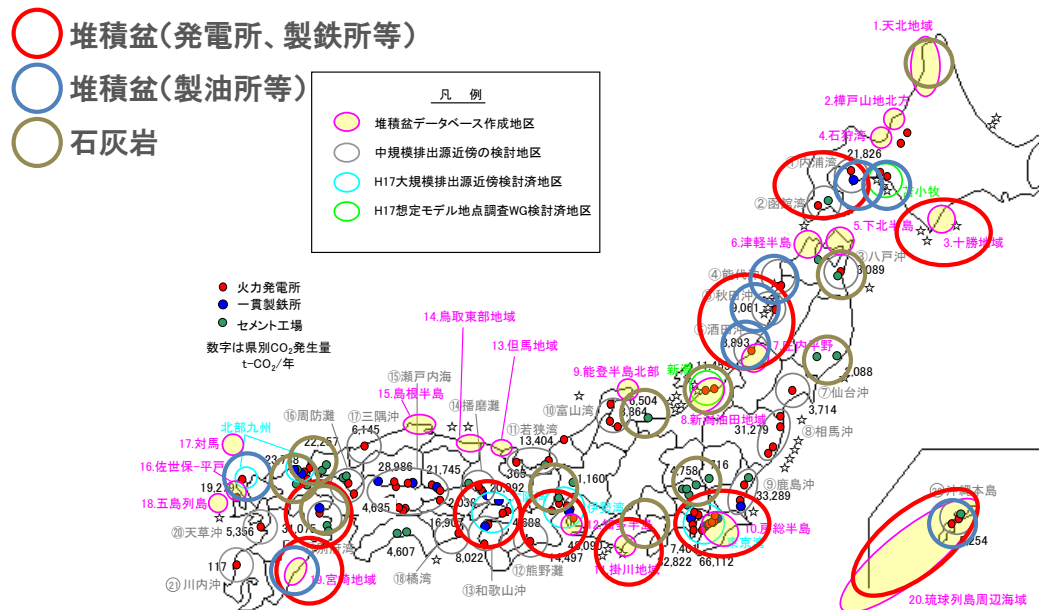


図 6.5-3 全国の CO₂ 排出源と小規模の CO₂ マイクロバブル貯留の有望地域の分布
(地球環境産業技術研究機構／エンジニアリング振興協会，2009)

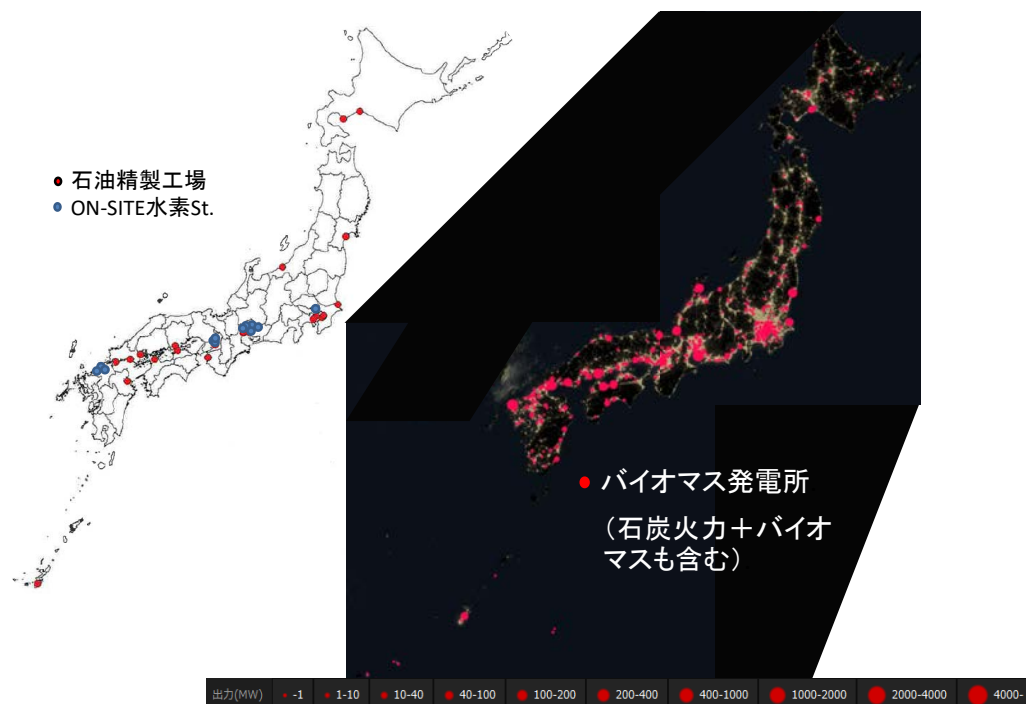


図 6.5-4 石油精製工場，水素ステーション，バイオマス発電所の分布
(燃料電池実用化推進協議会 HP およびエレクトリカル・ジャパン HP)

(7) トラッピング状態

図 6.5-5 に超臨界状態 CO_2 による大規模集中型 CCS の貯留安全性の概念(a)と溶解貯留による分散型 CCS のそれ(b)を示した。構造的に CO_2 が貯留(トラップ)される段階から、超臨界の CO_2 が溶解して岩石鉱物との反応により鉱物化することで貯留の安全性が高まっていく、というのが IPCC2005 での考え方である。図 6.5-5 の(b)図は、マイクロバブルにより地下水中に瞬時に CO_2 を溶解させた場合の貯留安全性について(a)図と同様に示したものである。溶存 CO_2 に起因する酸性水が炭酸塩類を含む岩盤に浸透すると、岩石成分の溶出とそれとの反応によりその岩盤は、天然の中和槽となる。この原理を利用すれば、大規模な地上設備を必要とせず CO_2 溶解水を中和処理でき、中小規模排出源近傍において実施すれば、 CO_2 の輸送コストの削減にもつながる。

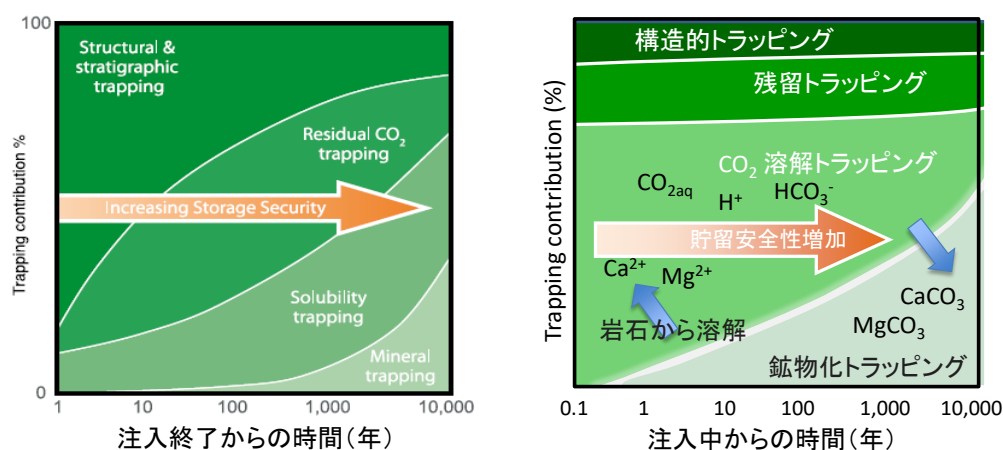


図 6.5-5 超臨界 CO_2 の集中型貯留 CCS(左図)とマイクロバブルによる溶解分散型 CCS(右図)の貯留安全性の概念的な違い (IPCC(2005)に加筆)

(8) 水循環の必要性

マイクロバブルの発生方法に依存するが、地下水と CO_2 ガスを同時に注入し孔内で溶解させる加圧溶解方式での注入の場合は、 CO_2 の溶解に必要な地下水を揚水する必要がある。

(9) 圧力条件

注入深度で地下水压プラス 1MPa 程度の駆動力で透水係数 10^{-4}m/s の貯留層に年間 1 万 t- CO_2 の注入が可能である。そのため、岩盤を破壊し、地震を誘発する可能性は極めて小さい。

(10) 温度条件

CO_2 の溶解量は温度に依存して減少する。貯留地点の平均温度勾配から地下水温度を推定し、貯留量を算定する。

(11) 水質条件

CO_2 の溶解量は水質、pH や溶存イオンに依存する。貯留地点の水質から貯留量を算定する必要がある。

(12) 地上設備

直接深部の地中に注入する場合は、CO₂ のラインと水のラインの 2 系統で貯留位置までこれらを送り、マイクロバブル化する。この場合は、注入井と揚水井および地下水分布状態で定まる水頭による管理のみで良いために、地上での溶解方式に比べ地上施設は簡略化が可能であると考えられる。ただし、原位置でマイクロバブルが発生した場合、注入孔出口付近での大きな気泡の回収や、マイクロバブルのモニタリングが必要となるため、注入位置での設備が複雑化する可能性がある。

浅/中深度での場合は、特に中深度でマイクロバブルを生成すると貯留層に近い圧力条件での生成となり、貯留深度に近い条件の設備性能で可能と思われる。貯留層までの到達に時間を要するため、マイクロバブルの溶解に必要な時間を確保できると考えられる。さらに、大きな気泡は注入孔を逆流する形で上昇するために、回収のための設備を要しないと考えられる。表 6.5-4 に各注入方法の特徴をまとめる。

表 6.5-4 各注入方法の特徴

注入位置	地上	浅/中深度	深部の貯留層深度
溶解水濃度	低い	高い	飽和
地上施設	加圧装置	圧送のみ	圧送のみ
大きな気泡	考慮せず	ラインで回収	貯留層に注入
気泡のモニタリング	不要	不要	必要

- ・ 注入圧は静水圧＋注入圧であるため、あまり高圧にすると遮蔽層の破壊が起きることが懸念される。なお、注入区間長が長い場合は、特に注意が必要である。

(13) コスト

圧入設備(地下部分)と調査、モニタリングに必要な総コスト見込みをまとめると表 6.5-5 のようである。ここでケース1は注入レート 1 万 t-CO₂/y、ケース 2 は注入レート 2 万 t-CO₂/y (2 ユニットで貯留)とした場合である(Shidahara et.al., 2013)。

表 6.5-5 CO₂ マイクロバブル貯留コスト試算例

費目	ケース 1	ケース 2	備考
注水レート (万 t-CO ₂ /y)	1	2	
注水井(本)	1	2	
揚水井(本)	4	6	
注入総量 (万 t-CO ₂ /20yrs)	20	40	
孔内検層			
全孔井長 (本×m)	5×500=2500m	7×500=3500m	
注入システム			設備コスト=設備費×0.13/注入レート
注入井 (500m×1 本)	0.78 億円	0.78 億円×2	「15 年償却として設備費の 10%+メンテナンス費として設備費の 3%」=13%
揚水井 (500m×4 本)	0.78 億円×4	0.78 億円×6	
設備費計	3.9 億円	6.2 億円	
設備コスト (円/ t-CO ₂)	5,070 円/ t-CO ₂	4,056 円/ t-CO ₂	
モニタリング			探査 5 回分
2D 反射法探査	0.5 億円	0.5 億円	操業コスト= (探査費/20 年) /注入レート
揚水井自動計測	0.5 億円	0.5 億円	
操業コスト	50 円/ t-CO ₂	50 円/ t-CO ₂	
費用総計	4.9 億円 5,120 円/ t-CO ₂	6.7 億円 4,106 円/ t-CO ₂	

引用文献:

エレクトリカル・ジャパン: 日本全国の火力発電所一覧地図・ランキング,
<http://agora.ex.nii.ac.jp/earthquake/201103-eastjapan/energy/electrical-japan/type/2.html.ja> (2016
 年 11 月 16 日閲覧)

エンジニアリング振興協会: 平成 22 年度 CO₂ マイクロバブル地中貯留の成立性に関する調査研究
 報告書, 2011

エンジニアリング協会: 平成 23 年度 CO₂ マイクロバブル地中貯留の成立性に関する調査研究報告
 書, 2012

エンジニアリング協会: 平成 26 年度 CO₂ 地中中和処理の研究補助事業報告書, 2015

ファインバブル学会連合 HP: ファインバブルの歴史と定義, <http://www.fb-union.org/about.html>,
 (2016 年 11 月 16 日閲覧)

IPCC: IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage, 2005

JOGMEC : 石油天然ガス用語辞典

[http://oilgas-info.jogmec.go.jp/dicsearch.pl?sort=KANA&sortidx=1&target=KEYEQ&freeword=](http://oilgas-info.jogmec.go.jp/dicsearch.pl?sort=KANA&sortidx=1&target=KEYEQ&freeword=%E6%8E%83%E6%94%BB%E7%8E%87)
[http://oilgas-info.jogmec.go.jp/dicsearch.pl?sort=KANA&sortidx=1&target=KEYEQ&freeword=](http://oilgas-info.jogmec.go.jp/dicsearch.pl?sort=KANA&sortidx=1&target=KEYEQ&freeword=%E6%8E%83%E6%94%BB%E7%8E%87)
 %E6%8E%83%E6%94%BB%E7%8E%87(2016 年 11 月 16 日閲覧)

- Koide, H., and Xue, Z.: Carbon microbubble sequestration: a novel technology for stable underground emplacement of greenhouse gases into wide variety of saline aquifers, fractured rocks and tight reservoirs, *Energy Procedia*, pp. 3655-3662, 2009
- Mutter, J. M., et. al. : Rapid carbon mineralization for permanent disposal of anthropogenic carbon dioxide emissions, *Science*, Vol. 352, pp. 1312-1314, 2016
- 永尾浩一, 末政直晃, 中澤博志, 神宮司元治, 畔上洋一, 岡庭一憲: マイクロバブル水混入による液状化対策工法に関する実地盤実験, 土木学会第 63 回年次学術講演会, 3-009, pp. 17-18, 2008
- 燃料電池実用化推進協議会: 商用水素ステーション情報, <http://fccj.jp/hystation/#list> (2016 年 11 月 16 日閲覧)
- 西尾匡弘: 低炭素社会におけるガス事業の在り方に関する研究会, 資料7 CCS 技術の動向とガス事業, 2009
- 地球環境産業技術研究機構 / エンジニアリング振興協会: 全国貯留層賦存量調査成果データベース(2009)
- 製油所装置能力・装置別潤滑油精製設備一覧, <http://www.juntsu.co.jp/jouhou/toukei/toukei1.php> (2016 年 11 月 16 日閲覧)
- 薛 自求・山田 達也・松岡 俊文・亀山 寛達・西尾 晋: マイクロバブル CO₂ による溶解型地中貯留について, 資源・素材 2009(札幌)地球・資源, pp. 143-150, 2009
- Shidahara, T., Okumura, T., Miida, H., Shimiyama, M., Matsushita, N., Yamamoto, T., Sasakura, T., and Ogawa, T.: Storage potential and economic feasibility for CO₂ micro-bubble storage(CMS) in Japan, *Energy Procedia*, pp.5994-6001, 2013
- Suzuki, K., Miida, H., Wada, H., Horikawa, S., Ebi, T., and Inaba, K.: Feasibility study on CO₂ micro-bubble storage (CMS), *Energy Procedia* vol.37, pp.6002-6009, 2013
- Suzuki, T. M. Triumi, T. Sakemi, N. Masui, S. Yano, H. Fujita, H. Furukawa: Conceptual design of CO₂ transportation system for CCS, *Energy Procedia*, 37, pp.2989 – 2996, 2013.
- 高橋正好: 2.3 マイクロバブルの特徴, http://staff.aist.go.jp/m.taka/RS_Characteristics_of_MB.html: (2016 年 11 月 16 日閲覧)
- Takahashi, M., Kawamura, T., Yamamoto, Y., Ohnari, H., Himurao, S., and Shakutsui, H.: Effects of shrinking micro-bubble on gas hydrate formation, *Journal of physical chemistry B*, 107-10, pp.2171-2173, 2003
- 上田晃, 黒田佳宏, 山田達也, 加藤耕一, 矢島達哉, 佐藤久夫, 杉山和稔, 小沢晃子, 小田島吉次, 海江田秀志, 伊藤久敏, 窪田健二, 戸高法文, 阿島秀司, 佐藤達也, 鍛冶義和, 大隅多加志, 若濱洋, 三戸彩絵子: ジオリアクターによる CO₂ 固定化試験: 雄勝高温岩体での原位置試験, 岩石鉱物化学 38, pp. 220-231, 2009

6.6 石油・天然ガス・地熱分野における CO₂ 利用技術

6.6.1 CO₂ のエネルギー生産への利用 ---CCS から CCUS へ---

CO₂ をエネルギーの生産に利用することができれば、CCS(Carbon Capture and Storage)に必要なとされる CO₂ の回収、運搬、貯蔵に必要なコストが回収できるため、CCS を容易に実現できる。このような技術は CCS に対して CCUS(Carbon Capture, Utilization and Storage)と呼ばれる。CCUS における CO₂ の利用は、化学的利用、生物学的利用、地質学的利用の 3 種類に大別される。Xie et al. (2014) はこのうち地質学的利用について CO₂ の鉱物固定を含めて詳しく紹介しているが、ここでは彼の分類に従って、地質学的利用のうち石油・天然ガス・地熱分野における CO₂ 利用技術について紹介する。

(1) CO₂-EOR (Enhanced Oil Recovery)

石油は貯留層の岩石の中のミクロン単位のごく小さな孔隙に溜まっている。貯留層により大きく異なるが大雑把に言って、石油井を掘削して自噴するのは 20% 程度、自噴が衰えてきた石油井に水やガスを圧入して回収する増進回収でさらに 20% 程度が回収されるが、残りの 60% は採掘できず放棄されている。この増進回収には、水や天然ガス、窒素ガスとともに CO₂ ガスが用いられるが、ガスをを用いると石油に溶解込み水の場合より石油の流動性が増すため回収が容易になる。特に北米では、CO₂ ガスの圧入が頻繁に行われている。この EOR に使用される CO₂ は石油の採掘ともなつて油層から回収される自然由来のものが多かったが、発電所やプラントで回収された CO₂ を利用する動きも強まっており、カナダの Weyburn のプロジェクトはそのひとつである。

また増進回収では、石油の流動性を増すだけでなく貯留層の透水性を上げるため岩盤を水圧で破碎することも行われる。Sinal and Lancaster (1987) や Liao et al. (2009) によれば、CO₂ は水に比べて貯留層の損傷が少なくかつ貯留層内に残留しにくい利点があるため、水圧破碎を水ではなく、CO₂ で行うことも提案され試みられている。

(2) CO₂-HDR (Hot Dry Rock)

地下深部に存在する高温で乾燥した透水性の低い岩盤から CO₂ を用いて地熱を抽出して発電に利用するシステムのことをいう。Xie et al. (2014) は、これを CO₂-EGS (Enhanced Geothermal System) に分類しているが、EGS は、①透水性はあるが天然の水の供給が少なくこれを補うことによる蒸気の生産量を増大させる場合、②既存亀裂があるが透水性が十分ではないため既存亀裂を拡大したり新規亀裂を造成して透水性を高める場合、③既存亀裂も天然の水もほとんどない乾燥した岩盤に新たな亀裂を造成して蒸気や熱水の回収を図る場合、の 3 種類に分類される(海江田, 2015)。CO₂ を用いる可能性があるのは、このうち③の HDR の場合だけであるので、ここでは CO₂-EGS ではなく、CO₂-HDR の名称を用いた。

HDR を対象とする地熱開発では、図 6.7-1 に示すように乾燥した高温の岩体に注入井を掘削し、この坑井から水で岩盤を水圧破碎し人工的に貯留層を造成する。この注入井を通じて地表から造成した貯留層に水を注入し、加熱された蒸気や熱水を、貯留層を貫くように別に掘削し

た生産井から回収する。CO₂-HDR はこの水圧破碎の破碎流体や地熱抽出媒体に、水ではなく CO₂ を用いるものである。

地熱開発では、地下から熱水が湧出すると、高温高压の熱水に溶け込んでいた鉱物が低温低压の地表で析出、沈殿しボーリング孔壁や配管を閉塞するため、ボーリング孔や配管の維持に多くの費用がかかる。しかし水の代わりに CO₂ を用いると、CO₂ は水のように鉱物を溶かさなため、地表のボーリング孔や配管を閉塞しないという利点があり、さらに流体を圧入するポンプの容量も小さくすむと指摘されている (Brown, 2000)。また Pruess(2006)は、CO₂ と水の流動特性、化学特性、熱力学的特性を比較し、HDR の熱抽出媒体として水より CO₂ が優れていると結論づけている。さらに Mohan et al.(2013)は水を得にくい砂漠などの乾燥地帯での CO₂ 利用の有用性を指摘しており、Xu et al.(2016)は、オーストラリア南部の Cooper Basin にある Habanero 地熱地帯に CO₂-HDR を適用した場合の発電と CCS の可能性を数値解析的に検討し、その有用性を示している。

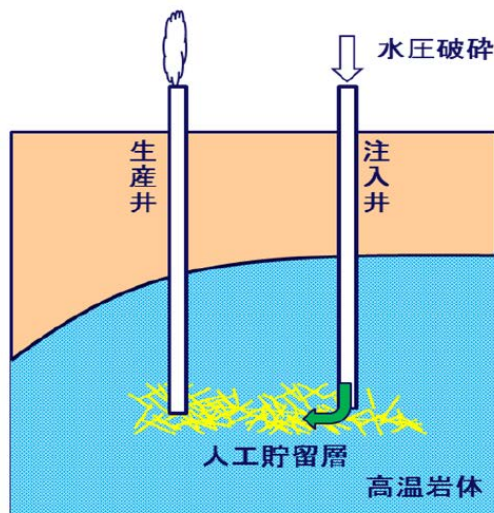


図 6.6-1 HDR における水圧破碎による貯留層造成の概念 (海江田, 2015)

(3) CO₂-ESG (Enhanced Shale Gas)

近年、米国やカナダでシェールという緻密な硬い岩石中に含まれているメタンガスや石油が採掘されるようになり、新しいエネルギー資源として注目を集めている。このメタンガスはシェールガスと呼ばれ、その生産量の拡大は世界のエネルギー需給を大きく変化させることから、シェールガス革命とも呼ばれている。シェールは小さい泥の粒子からなる硬い堆積岩であり、本の頁のように薄くはがれる性質があるため日本語では頁岩と呼ばれ、図 6.6-2 に示すように地表下 3~4 km の地下深部に水平層として存在することが多い。この緻密で硬いシェールに含まれているメタンガスを採掘するためには、地層を水圧で破碎する必要がある。その採掘は、地下深部の水平坑井掘削技術の発達と 1 本の水平坑井の複数箇所で行う水圧破碎を行う多段階水圧破碎技術の発達によって、最近ようやく可能になった。現在のところ、水圧破碎には酸などの薬剤を混ぜて粘度を低下させた水が使用されているが、薬剤の使用による地下水汚染の心配が指摘され、開発に対する住民の反対運動も起こっている。この薬剤を混ぜた水の代りに CO₂ を用いて水圧破碎を行うのが、CO₂-ESG である。水の代りに

CO₂ を用いれば環境汚染の心配は少なく、またシェールはシェールガスの主成分であるメタンガスより CO₂ を吸着しやすいため、メタンガスと CO₂ が入れ替わりシェールガスの増産が期待できる。さらに CO₂ がこの吸着作用などにより地中に留まるため地球温暖化ガスである CO₂ の貯留も同時に行える利点がある。

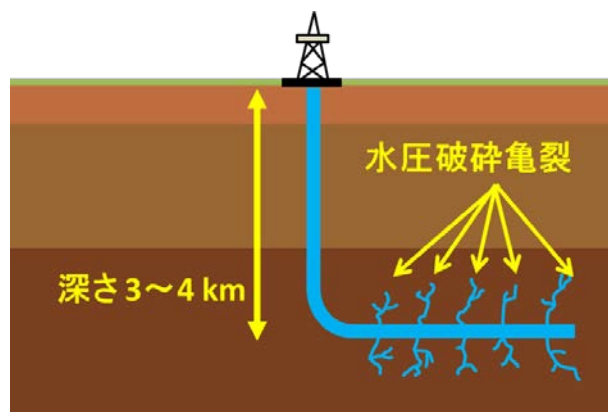


図 6.6-2 シェールガス開発の概念図（石田，2015）

(4) CO₂-ECBM (Enhanced Coal Bed Methane)

ECBM は、地下深部の採掘困難な石炭に含まれているメタンガスを取り出すものである。坑内採掘による石炭の採掘は、深度 1000m を超えると採掘コストの増大や山はねやガス突出などの事故の多発により困難になることが多い。我が国の炭鉱の閉山が多くなった時期は採掘深度が 1000m を超える炭鉱が現れだした時期に符合し、最近では中国の炭鉱がこの採掘深度に近づきつつあると思われる。しかし、深度 1000m を超える地下深部には優良な炭層が多数存在し、またこれらの炭層は豊富なメタンガスを有していることが多い。このような炭層にボーリングをするとメタンガスが湧出するが、シェールガスの場合と同様、CO₂ を圧入して炭層が吸着しているメタンガスと置き換え、さらにメタンガスの生産量を増大させるとともに、CO₂ を炭層に吸着固定しようとするのが CO₂-ECBM である。CO₂ の炭層固定は CCS の側からみた呼称であり、メタンガスの生産の側から見た呼称が CO₂-ECBM である。我が国には、深度 1000m を超える地下深部に手つかずの炭層が多く賦存しており、特に北海道の炭層はメタンガスを多く有している場合が多い。2002～2007 年度にかけて北海道の石狩炭田南部の南大夕張で深度約 900m に存在する夕張層を対象として実施された「二酸化炭素炭層固定化技術開発」プロジェクトはこの実証試験のひとつである。

(5) CO₂-EGR (Enhanced Gas Recovery)

石油の増進回収における CO₂-EOR と同様、自噴が衰えてきた天然ガス(メタンガス)井に CO₂ を圧入する方法である。Vandeweyer et al. (2011)によれば、北海油田のオランダ領にある K12-B というガス田で、海面下 3800m の貯留層から採掘されるメタンガスに含まれる CO₂ を同じ貯留層に再圧入して天然ガスの増進回収と CO₂ の貯留を行う実証実験が 2004 から 2009 年にかけて行われている。

6.6.2 CO₂を用いた岩盤破碎の有用性

CO₂-HDR, CO₂-ESG, CO₂-ECBM では、いずれの場合も CO₂を用いて岩盤破碎を行うことが可能である。CO₂は図 6.6-3 に示すように、圧力 7.38MPa, 温度 31.0℃以上で超臨界状態となる。CO₂が圧入される地表下 1000m, ときには 3000m を超える地下深部では、多くの場合この臨界点を上回る高温・高圧状態であるため、CO₂は超臨界状態となる。超臨界 CO₂の粘度は水の粘度の 5～10%程度と非常に小さいため、このような粘度の小さい流体を圧入した際に造成される亀裂は水の場合と異なる可能性がある。

またすでに述べたように、CO₂はメタンガスに比べてシェールや石炭に対する親和性が高いため、CO₂-ESG,や CO₂-ECBM では、CO₂がシェールや石炭に吸着しているメタンガスと入れ替わって吸着し、結果的にメタンガスの増産をもたらすことが期待される。

そこでここでは、造成亀裂の特徴からみた CO₂の有用性とシェール、石炭への親和性からみた CO₂の有用性について述べ、実用化のための問題点と解決策について述べる。

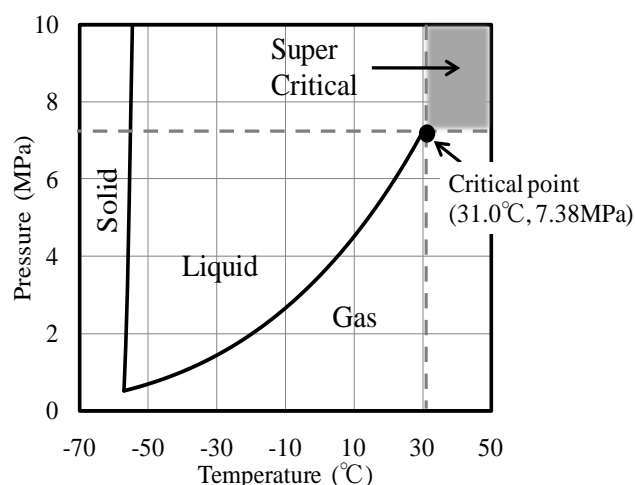


図 6.6-3 CO₂の相図(石田ら, 2015)

(1) 造成亀裂の特徴からみた CO₂の有用性

石田らは、超臨界 CO₂, 液体 CO₂, 水, 粘度の大きな油を用いた水压破碎実験を行い、AE (Acoustic Emission: 岩盤の微小破壊時に放射される高周波の弾性波動)の測定を行って造成された亀裂の特徴と破碎流体の粘度の関係を調べている(Ishida et al., 2012, 石田ら, 2015, 石田, 2015, Ishida et al., 2016). 供試体は図 6.6-4 に示すように中央に直径 20mm の破碎孔を有する一辺 170mm の立方体の花こう岩であり、地下の地圧を模擬するため X,Y,Z の 3 方向からそれぞれ 3,4,6 MPa の圧力を作用させ、側面には AE を測定するためのセンサとして合計 16 個の圧電素子を貼り付けている。図 6.6-5 は、超臨界 CO₂による破碎時の各圧力、パッカー上部の温度、全センサで検出した AE 発生数の平均値の経時変化を示す。流体圧の最大値は 9.1 MPa であり、これを破碎圧力とした。また破碎時の温度は 35.5℃であり、図 6.6-3 の CO₂の相図を見れば、破碎時に CO₂は超臨界状態であったことがわかる。破碎直後の急激な温度低下は、亀裂発生に伴う漏洩により CO₂が断

熱膨張したためと思われる。図には 1 秒あたりの AE 発生数も示したが、破碎直後に大量に AE が発生し、以後数十秒間にわたって継続していることが分かる。

この実験で発生した AE 震源分布の XY, YZ, ZX 面への投影図と供試体表面で確認された亀裂を図 6.6-6 に比較して示す。AE 震源は破碎孔から YZ 面に沿って分布しており、概ね供試体表面で観察された亀裂から推定される亀裂の進展方向と一致していることが分かる。

この実験では実験結果の再現性を確認するため、それぞれの流体で 2 回ずつ、合計 8 回の破碎実験を行っている。なおいずれの実験も流量は 10cc/min で一定としている。

図 6.6-7 に実験で得られた破碎圧力の値と破碎流体の粘度の関係を示す。この図より超臨界 $\text{CO}_2(\text{SC-CO}_2)$ 、液体 $\text{CO}_2(\text{L-CO}_2)$ 、水、油の順に破碎流体の粘度が大きくなるにしたがって、破碎圧力の値も大きくなっていることがわかる。なお、破碎流体の粘度は破碎時の温度に基づいて求めているため、同じ流体でも実験時の温度により多少粘度が異なっている。

超臨界 CO_2 の場合の AE 震源分布を一例として図 6.6-6 に示したが、このような AE 震源分布から造成された亀裂の状態の違いを定量的に評価するため、まず AE の震源が平面上に分布すると仮定し、震源から下した垂線の長さの 2 乗和が最小となる平面(最尤平面)を最小二乗法で求めた。そして震源とこの平面との距離の平均値 L_{av} を求めた。横軸に破碎流体の粘度をとり、縦軸に L_{av} の値を示すと図 6.6-8 のようになる。この結果は、超臨界 CO_2 のように粘度の小さい破碎流体でフラクチャリングを行うと、亀裂が平面から逸脱して広がりながら進展することを示している。

次に、AE 震源分布がフラクタル性を有していることを確認し、フラクタル次元を相関関数法により求めた。横軸に破碎流体の粘度をとり、縦軸に震源分布のフラクタル次元を示すと図 6.6-9 のようになる。フラクタル次元は、AE 震源が直線上に分布している場合は 1、平面上に分布している場合は 2、3 次元的に分布している場合は 3 となるが、図 6.6-9 は粘度が小さいほどフラクタル次元が大きくなることを示しており、破碎流体の粘度が低いほど AE の震源はより 3 次元的に広く分布する傾向が認められる。

このような傾向は、この実験で生じた亀裂の顕微鏡観察結果(Chen et al., 2015)とも整合し、また頁岩でも同様の傾向が認められる(Bennour et al., 2015)。

以上のことから、粘度の大きい流体を用いた場合は AE 震源が平面的に分布するのに対して、超臨界 CO_2 のような粘度の小さい破碎流体を用いた場合には、AE の震源が平面から逸脱して 3 次元的に分布する傾向がみられるといえる。Warpinski ら(2005)は、現実のシェールガス田で石田らの実験における油に対応する粘度の大きな gel で水圧破碎を行い微小地震の震源分布を水による水圧破碎の場合と比較している。この結果をみると、粘度の大きな gel の場合には平面的に狭い範囲に微小地震の震源が分布しているのに対し、粘度の小さい水の場合には 3 次元的に広く分布する傾向がみられ、石田らの室内実験結果と調和的である。このことから、粘度の小さな CO_2 でフラクチャリングを行えば広い範囲に 3 次元的に広がり、HDR からの地熱抽出やシェールガス生産に有利な亀裂が造成できる可能性が高いといえる。

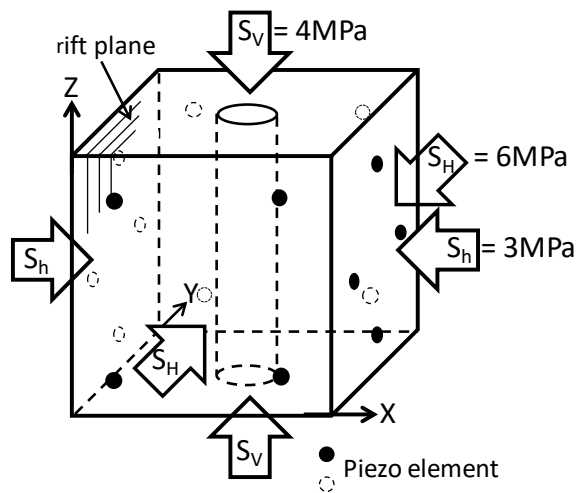


図 6.6-4 CO_2 による亀裂造成実験に用いられた花崗岩供試体(石田ら, 2015)

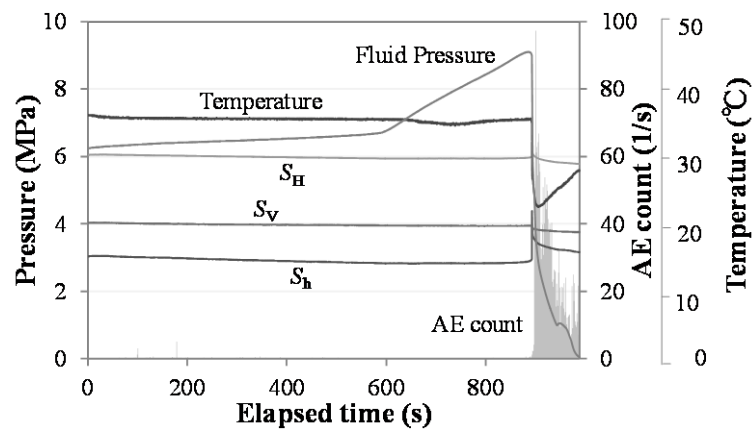


図 6.6-5 花崗岩の超臨界 CO_2 による破砕時の流体圧，拘束圧，温度，AE 発生率の経時変化(石田ら, 2015)

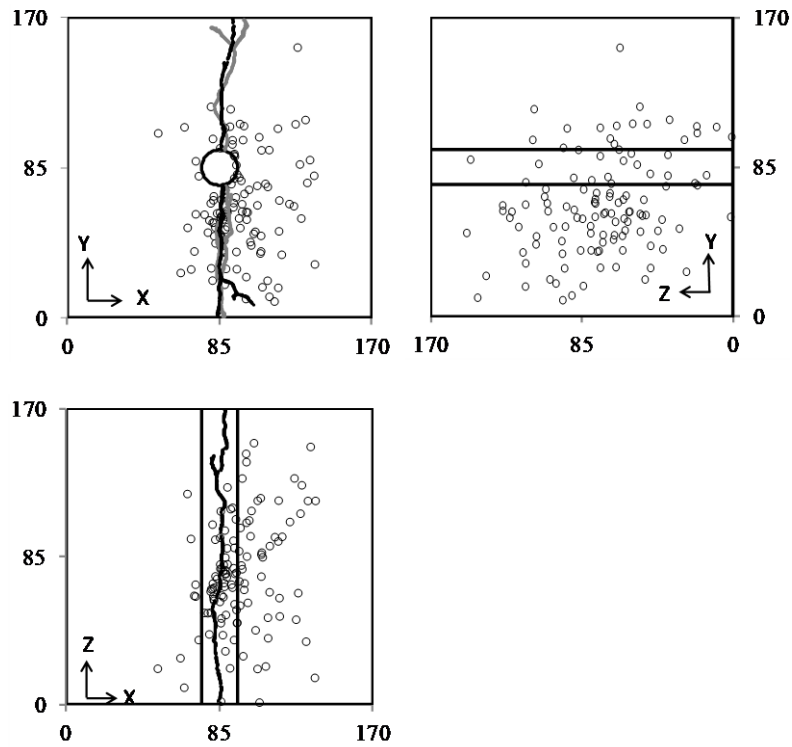


図 6.6-6 超臨界 CO_2 による破砕で得られた AE 震源分布と供試体表面で確認された亀裂
(石田ら, 2015)

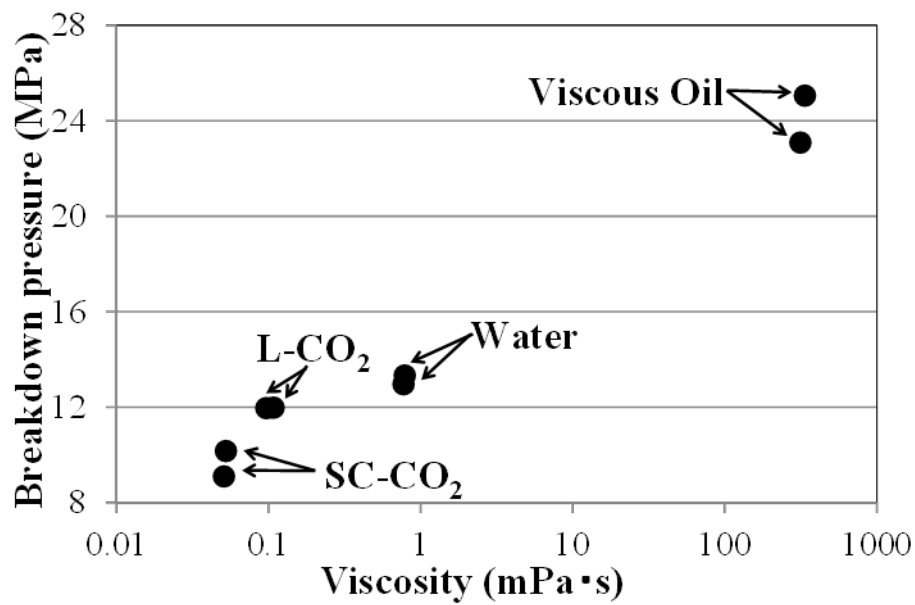


図 6.6-7 破砕圧と破砕流体の粘度の関係(Ishida et al., 2016)

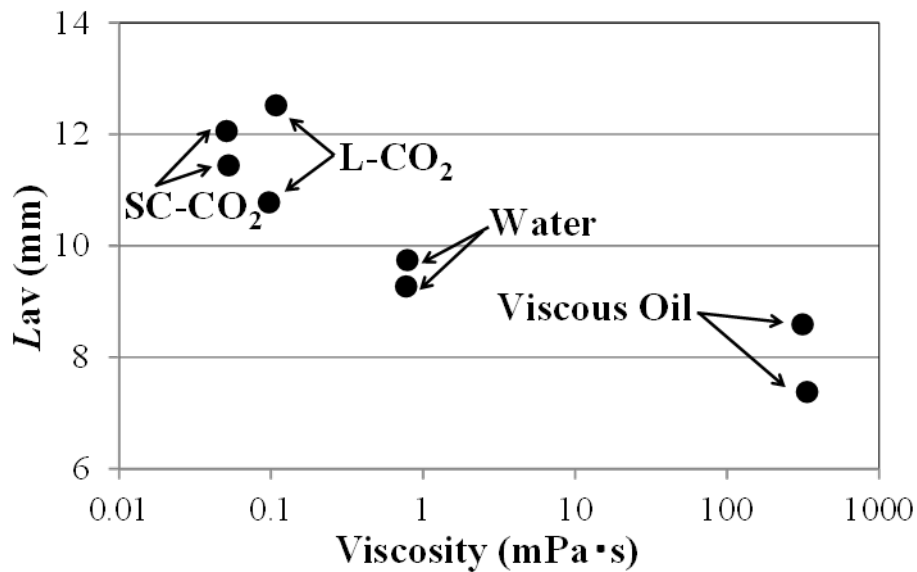


図 6.6-8 L_{av} と破碎流体の粘度の関係(Ishida et al., 2016)

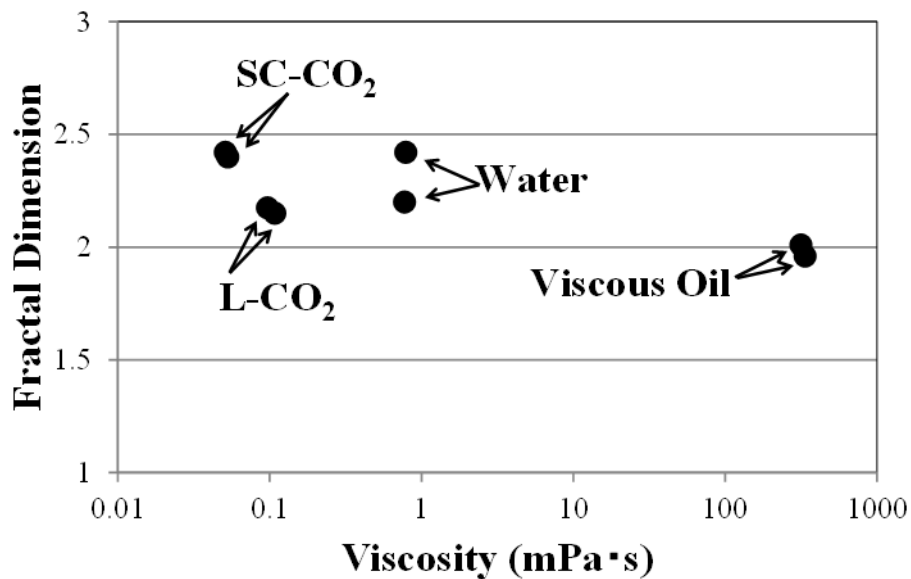


図 6.6-9 フラクタル次元と破碎流体の粘度の関係(Ishida et al., 2016)

(2) シェールや石炭への親和性からみた CO₂ の有用性

シェールはメタンガスに比べて CO₂ を吸着しやすいため、メタンガスを吸着しているシェールに CO₂ を圧入すると、シェールはメタンガスを脱着して代わりに CO₂ を吸着するとされ(Nuttall et al., 2006), メタン1分子に対しCO₂は最大5分子まで吸着されるとの報告もなされている(Nuttall, 2010). CO₂ のシェールに対する親和性が、有機炭素の量(Weniger et al., 2010)や空隙の構造(Ross and Bustin, 2009), 水分(Yuan et al., 2014), 温度・圧力(Khosrokhavar et al., 2014)にどのような影響を受けるかについても室内実験で検討がなされている. アメリカのイリノイ州東部からケンタッキー州北西

部に広がる New Albany shale やテキサス州東部からルイジアナ州北部に広がる Haynesville shale については数値シミュレーションにより、CO₂-ESG の可能性が示されている(Liu et al., 2013, Middleton et al., 2015). またニューヨーク州南部からペンシルバニア州を中心にウエストバージニア州からオハイオ州西部にまで広がる Marcellus shale については、CO₂ の圧入によりメタンガスの生産量が7%増大するとのシミュレーション結果が示されている(Godec et al., 2013).このような研究成果により、CO₂-ESG は、米国においてひとつの CO₂ 削減策として政策的に認められつつある(NETL: National Energy Technology Laboratory, 2012).

石炭もシェールと同様メタンガスに比べて CO₂ を吸着しやすい性質を有している(例えば, Busch and Gensterblum, 2011)ため、シェールと同様に石炭が吸着しているメタンガスを回収し、同時に石炭にCO₂を吸着させようというCO₂-ECBM の研究がなされている. 2000年には、アメリカニューメキシコ州北西部からコロラド州南西部に広がる San Juan Basin にCO₂を圧入する大規模な実験が行われ、これに続いてカナダ、ポーランド、日本などで同様の実験が行われたが、必ずしも有用性を示すデータを得るには達していない. しかし、世界の石炭の膨大な埋蔵量を考えれば、その潜在的な可能性は極めて大きい(Godec et al., 2014). また、IEAGHG(国際エネルギー機関(IEA)の Greenhouse Gas R&D Programme)は最近、世界の石炭の膨大な埋蔵量に着目し、CO₂-ESG の有用性とともなCO₂-ECBM の有用性を再評価している. (IEAGHG, 2013)

(3) 実用化のための問題点と解決策

地熱を抽出する CO₂-HDR においても、メタンガスを回収する CO₂-ESG や CO₂-ECBM においても、浸透性の小さな岩盤を破碎して亀裂を造成し浸透率を増大させることが必要である. 岩盤を破碎して亀裂を造成しても、そのまま放置すると地下に作用している地圧によって亀裂が閉塞するため、プロパント(Proppant)と呼ばれる砂粒やセラミックスの粒子を造成した亀裂に押し込み、亀裂の閉塞を防ぐことが、実際には行われている. 地表から長いボーリング孔内を運搬しプロパントを亀裂に押し込むためには、粘度の大きな流体を用いるのが有利であり、水よりも粘度の大きなどろどろとした gel を破碎流体に使用することもよく行われている. 逆に言うと、粘度の小さい CO₂ はプロパントを亀裂に押し込むには適していない. この解決策としては、例えば断熱性を持たせた配管を用いて CO₂ を低温のまま地下深部に送り込み、粘度のやや大きな液体状態の CO₂ にプロパントを混ぜて岩盤を破碎する方法が考えられる. また先に示した石田らの実験(Ishida et al., 2012, 石田ら 2015, 石田 2015, Ishida et al., 2016)では図 6.7-5 に示したように、超臨界状態の CO₂ は岩盤の亀裂の発生による体積膨張により急激な温度低下が生じ、液体状態さらには気体状態に相変化することが予想される. 超臨界 CO₂ は多くの物質を容易に溶かし込む性質を有するため、超臨界 CO₂ に溶解相変化に伴って硬い個体として析出するような物質を用いたプロパントを開発すれば、この問題は一気に解決すると思われる.

また CO₂-ESG や CO₂-ECBM については、CO₂ を吸着することによりシェールや石炭が膨潤するため、造成した亀裂が閉塞する問題がある. これについても、適切なプロパントの開発が必要かもしれない.

CO₂ は水に溶けると酸性を示すため、圧入に使用する機器がさびやすい傾向があると思われる. これについてはすでに実用化されている CO₂-EOR で石油業界には豊富な経験があると思われるため、その経験を利用すれば問題の解決は容易と思われる.

引用文献:

- Bennour, Z., Ishida, T., Nagaya, Y., Chen, Y., Nara, Y., Chen, Q., Sekine, K. and Nagano, Y.: Crack extension in hydraulic fracturing of shale cores using viscous oil, water, and liquid carbon dioxide, accepted to the special issue dedicated to Professor Ove Stephansson of Rock Mechanics and Rock Engineering, Vol. 48, No. 4, pp.1463-1473, 2015. doi:10.1007/s00603-015-0774-2 67.
- Brown, D. W.: A hot dry rock geothermal energy concept utilizing supercritical CO₂ instead of water, Proc. of 25th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford Univ., Stanford, CA, USA, 2000.
- Busch, A. and Gensterblum, Y.: CBM and CO₂-ECBM related sorption processes in coal: A review, International Journal of Coal Geology, Vol.87, pp. 49-71, 2011.
- Chen, Y., Nagaya, Y. and Ishida, T.: Observation of fractures induced by hydraulic fracturing in anisotropic granite, accepted to the special issue dedicated to Professor Ove Stephansson of Rock Mechanics and Rock Engineering, Vol. 48, No. 4, pp. 1455-1461, 2015. doi: 10.1007/s00603-015-0727-9
- Godec, M., Koperna, G., Petrusak, R. and Oudinot, A.: Potential for enhanced gas recovery and CO₂ storage in the Marcellus shale in the Eastern United States, Int. J. Coal Geol. Vol. 118, pp.95-104, 2013.
- Godec, M., Koperna, G. and Gale, J.: CO₂-ECBM: A Review of its status and global potential, Energy Procedia, Vol. 63, pp. 5858-5869, 2014.
- IEAGHG: Potential Implications on Gas Production from Shales and Coals for Geological Storage of CO₂, 2013/10, 2013. (http://www.ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/2013-10.pdf)
- Ishida, T., Aoyagi, K., Niwa, T., Chen, Y., Murata, S., Chen, Q. and Nakayama, Y.: Acoustic emission monitoring of hydraulic fracturing laboratory experiment with supercritical and liquid CO₂, Geophysical Research Letters, Vol. 39, L16309, doi:10.1029/2012GL052788, 2012.
- Ishida, T., Chen, Y., Bennour, Z., Yamashita, H., Inui, S., Nagaya, Y., Naoi, M., Chen, Q., Nakayama, Y. and Nagano, Y.: Features of CO₂ fracturing deduced from acoustic emission and microscopy in laboratory experiments, J. Geophys. Res. Solid Earth, 121, doi:10.1002/2016JB013365, 2016.
- Khosrokhavar, R., Wolf, K-H. and Bruining, H.: Sorption of CH₄ and CO₂ on a carboniferous shale from Belgium using a manometric setup, Int. J. Coal Geol., Vol. 128/129, 153-161, 2014.
- Liao, S., Brunner, F. and Mattar, L.: Impact of ignoring CO₂ injection volumes on post-frac PTA, paper presented at Canadian International Petroleum Conference, Pet. Soc. of Can., Calgary, Alberta, Canada, 2009.
- Liu, F., Ellett, K., Xiao, Y. and Rupp, J.A.: Assessing the feasibility of CO₂ storage in the New Albany Shale (Devonian- Mississippian) with potential enhanced gas recovery using reservoir simulation, Int. J. Greenh. Gas Control, Vol. 17, pp. 111-126, 2013.
- Middleton, R. S., Carey, J. W., Currier, R. P., Hyman, J. D., Kang, Q., Karra, S., Jiménez-Martínez, J., Porter, M. L. and Viswanathan, H. S.: Shale gas and non-aqueous fracturing fluids: Opportunities and challenges for supercritical CO₂, Appl. Energy, Vol. 147, pp.500-509, 2015.

- Mohan A. R., Turaga, U., Shembekar, V., Elsworth, D. and Pisupati, S. V.: Utilization of carbon dioxide from coal-based power plants as a heat transfer fluid for electricity generation in enhanced geothermal system (EGS), *Energy*, Vol.57, pp.505-512, 2013.
- NETL (National Energy Technology Laboratory): Carbon sequestration atlas of the United States and Canada, 4th edition, National Energy Technology Laboratory, U.S. Department of Energy, <http://www.netl.doe.gov/technologies/carbonseq/refshelf/atlasIV/Atlas-IV-2012.pdf>, 2012.
- Nuttall, B. C., Drahovzal, J. A., Eble, C. F. and Bustin, R. M.: CO₂ Sequestration in Gas Shales of Kentucky, poster no. 106 at the 5th Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration, Alexandria, VA, USA., 2006.
- Nuttall, B.C.: Reassessment of CO₂ sequestration capacity and enhanced gas recovery potential of Middle and Upper Devonian Black Shales in the Appalachian Basin, in MRCSP Phase II Topical Report, Oct. 2005–Oct. 2010, Kentucky Geological Survey, Lexington, KY, USA., 2010.
- Pruess, K.: Enhanced geothermal systems (EGS) using CO₂ as working fluid—A novel approach for generating renewable energy with simultaneous sequestration of carbon, *Geothermics*, Vol.35, pp.351–367, 2006.
- Ross, D. J. K., and Bustin, R. M.: The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs, *Mar. Petrol. Geol.*, Vol. 26, pp.916–927, 2009.
- Sinal, M. L. and Lancaster, G.: Liquid CO₂ fracturing: Advantages and limitations, *J. Can. Pet. Technol.*, Vol. 26, No. 5, pp. 26–30, 1987.
- Vandeweyer, V., Van der Meer, B., Hofstee, C., Mulders, F., D’Hoore, D. and Graven, H.: Monitoring the CO₂ injection site: K12-B, *Energy Procedia*, Vol. 4, pp.5471–5478, 2011.
- Warpinski, N. R., Kramm R. C., Heinze, J. R. and Waltman, C. K.: Comparison of single- and dual-array microseismic mapping techniques in the Barnett shale, paper presented at 2005 Annual Technical Conference and Exhibition, Soc. of Pet. Eng., Dallas, TX, USA., 2005.
- Weniger, P., Kalkreuth, W., Busch, A. and Krooss, B. M.: High-pressure methane and carbon dioxide sorption on coal and shale samples from the Paraná Basin, Brazil, *Int. J. Coal Geol.*, Vol. 84, pp.190–205. 2010.
- Xie, H., Li, X., Fang, Z., Wang, Y., Li, Q., Shi, L., Bai, B., Wei, N. and Hou, Z.: Carbon geological utilization and storage in China: current status and perspectives, *Acta Geotechnica*, Vol. 9, pp. 7–27, 2014.
- Xu, C., Dowd, P. and Li, Q.: Carbon sequestration potential of the Habanero reservoir when carbon dioxide is used at the heat exchange fluid, *J. Rock Mech. Geotech. Eng.*, Vol. 8, pp. 50-59, 2016.
- Yuan, W., Pan, V., Li, X., Yang, Y., Zhao, C., Connell, L. D., Li, S. and He, J.: Experimental study and modelling of methane adsorption and diffusion in shale, *Fuel*, Vol. 117, pp.509–519, 2014.
- 石田毅・永谷侑也・乾周平・Ziad Bennour・陳友晴・陳渠・中山芳樹:超臨界二酸化炭素と水及び粘度の大きな油による水圧破碎実験, *Journal of MMIJ(資源・素材学会誌)*, Vol.131, No.4, pp.115-121, 2015.
- 石田毅:CO₂ フラクチャリングによるシェールガス開発の可能性, *ペトロテック(石油学会誌)*, Vol.38, No.8, pp.592-596, 2015.

海江田秀志:地熱増産システム(EGS)技術開発の現状と課題, 電力中央研究所調査報告, N
14017, 2015.

7. おわりに

本報告書では、CO₂回収・輸送・貯留(CCS)に関連して、まず国際動向や国内・海外における政策事例、世界各国でこれまでに実施された、あるいは現在計画されている実証実験の事例、CCS のコストについての試算事例に関して紹介した。次に CO₂ の輸送技術、貯留サイトの評価技術、CO₂ の地中移行や化学的影響評価、モニタリング技術などこれまでに開発された CCS に関わる技術について解説した。その上で、CCS に関して現状で考えられる土木技術が関連する課題に対応する技術として、貯留層評価のための物理探査技術、CO₂ 貯留に関するリスク評価技術、貯留 CO₂ 漏洩評価技術、CO₂ 船舶輸送におけるインフラ構築技術、溶解型 CO₂ 貯留技術、石油・天然ガス・地熱分野における CO₂ 利用技術について紹介した。

今後、CCS の実証事業が展開していく中で、あるいは将来商用化された CCS 事業が実施されていく中で土木分野の貢献を図っていく際、本報告書が活用されることを期待したい。