

目次

第7章 CCSに関する法規制・他プロジェクトの動向調査	7-1
7.1 本調査の目的	7-1
7.2 CCS規制等のリストアップの追加補充	7-1
7.3 モニタリング手法の動向調査	7-10
7.3.1 調査の目的	7-10
7.3.2 調査結果	7-10
7.4 圧入終了後のモニタリングとその現状に関する調査	7-42
7.4.1 調査対象	7-42
7.4.2 各プロジェクトの詳細情報	7-43
7.4.3 各法規制における圧入後の管理期間	7-62
7.4.4 まとめ	7-64
7.5 CCSプロジェクトのリスクマネジメント	7-68
7.5.1 CCSプロジェクトのリスクマネジメントの概要	7-68
7.5.2 Peterheadプロジェクト	7-77
7.5.3 ROADプロジェクト	7-96
7.5.4 まとめ	7-106
7.6 今後公開が予定されている資料のリストアップ	7-110
7.6.1 UICプログラム(米国)	7-110
7.6.2 CCSのISO規格	7-110

## 第7章 CCSに関する法規制・他プロジェクトの動向調査

### 7.1 本調査の目的

2009年8月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」の「まえがき」では、「実証事業を行う事業者は、関連法規を遵守また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性確保のための体制（組織、内規等）を整備することが期待される」と記載されている。

上記を受け、本調査は、「CCS実証事業の安全な実施にあたって」への適切な対応に資するため、海外のCCS規制および技術基準・ガイドライン等に関する最新情報を入手・解析することを目的とした。また、「CCS実証事業の安全な実施にあたって」の9項目のうち、「8. モニタリング」項に関して、海域でのモニタリング手法の動向調査および圧入終了後のモニタリングに関する調査を行った。さらに、今後のCCSプロジェクトに資するべく、新たなテーマとして、海外のCCSプロジェクトにおけるプロジェクトリスクに関する調査を行った。

### 7.2 CCS規制等のリストアップの追加補充

#### (1) 新たな資料の収集

2017年度までの業務で調査対象とした78件の文献に対し、本調査の対象として加えるべき、CCS規制および技術基準等に係る公表資料を、表7.2-1の観点で、表7.2-2の情報源において調査した。なお、規制に関する文献については、過去の調査と同様にCCSの規制枠組みが早くから整備されている、欧州、北米および豪州を対象とした。

表 7.2-1 資料収集に当たっての着眼点

- |  |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>① CCSに関する全般的な情報</li> <li>② CCSに関する「技術基準等」を策定した、または策定中の機関が発する情報</li> <li>③ CCS実施に関する法制度</li> </ul> |
|--|

表 7.2-2 調査対象とすべき文献を決定するための具体的情報源

分類	具体的な情報源	選定理由
①CCS 全般	GCCSI (Global CCS Institute) のウェブサイト	GCCSI は CCS に関する国際的機関であり、CCS 関連文献を幅広く取り扱っている。
	IEA (International Energy Agency) のウェブサイト	IEA (国際エネルギー機関) における CCS に関する活動を紹介している。
	IEAGHG (IEA Greenhouse Gas R&D Programme) のウェブサイト	IEAGHG は IEA の下部組織であり、CCS に関する各種技術レポートを発行している。
	“Greenhouse News”	IEAGHG による CCS に関する定期刊行物。
	“CCSA Weekly Newsletter”	英国の CCS 協会 (Carbon Capture & Storage Association, CCSA) による CCS に関する定期刊行物。
	“Carbon Storage Newsletter”	NETL (National Energy Technology Laboratory, 米国エネルギー省エネルギー技術研究所) による CCS に関する定期刊行物。
② 技術基準等の策定機関	米国 NETL のウェブサイト	NETL は CCS に関する各種ベストプラクティスマニュアルを作成している。
	ノルウェーDNV GL 社のウェブサイト	DNV GL 社は CCS に関する各種ガイドラインを作成している。 (DNV GL 社は DNV 社と GL 社が合併し設立された。)
	ISO (International Organization for Standardization) のウェブサイト	ISO (国際標準化機構) において CCS 技術に関する規格化が検討されている。
③ 各国の関連する法制度	IMO (International Maritime Organization) のウェブサイト	ロンドン条約 96 年議定書 <sup>*1</sup> 関連
	EU (European Union) のウェブサイト	EU-CCS 指令 <sup>*2</sup> 関連
	英国 DECC (Department of Energy & Climate Change) のウェブサイト	エネルギー法 <sup>*3</sup> および関連制度
	米国 EPA (Environmental Protection Agency) のウェブサイト	UIC プログラム <sup>*4</sup> および関連制度
	豪州 Department of Industry, Innovation and Science のウェブサイト	Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006 および関連制度

- ※1 The 1996 Protocol to the Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter 1972
- ※2 Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the council of 23 April 2009
- ※3 Energy Act
- ※4 Federal Requirements Under the Underground Injection Control (UIC) program for Carbon Dioxide (CO<sub>2</sub>) Geologic Sequestration (GS) Wells : Final Rule

上記の検討の結果、本調査において2017年度までの調査対象文献のうち、更新が確認された文献が1件（表7.2-3）、新たに調査対象に加えるべきと判断された文献は5件となった（表7.2-4）。

表 7.2-3 本調査において更新が確認された文献

No.	国／地域／組織	文 献 名
1	DNV GL	RECOMMENDED PRACTICE Design and operation of carbon dioxide pipelines

表 7.2-4 本調査において新たに調査対象に加えるべきと判断された文献

No.	国／地域／組織	文 献 名
1	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Implementation Manual for UIC Program Directors
2	DNV GL	SERVICE SPECIFICATION Certification of sites and projects for geological storage of carbon dioxide
3	ISO	ISO 27917 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Vocabulary – Cross cutting terms
4	ISO	ISO/TR 27918 Lifecycle risk management for integrated CCS projects
5	ISO	ISO 27919-1:2018 Carbon dioxide capture -- Part 1: Performance evaluation methods for post-combustion CO <sub>2</sub> capture integrated with a power plant

(2) 更新が確認された文献の変更点

本調査において更新が確認された文献（1件）について、その変更点は以下のとおりである。

① RECOMMENDED PRACTICE Design and operation of carbon dioxide pipelines (DNV GL)

2010年に公開されたCO<sub>2</sub>パイプラインの設計と操業に関する推奨慣行(DNV-RP-J202)を更新した文書である。文書の構成を、DNV GLの他の推奨慣行と統一するために再編し、CO<sub>2</sub>特有でない一般的な内容を削除した。また、CO<sub>2</sub>PIPETRANS 産業共同プロジェクト (Joint Industry Project : JIP) から得た、新たな知見が加えられた。

(3) 新たに収集した文献の概要

新たに調査対象とすることにした文献(5件)について、その概要は以下のとおりである。

① Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Implementation Manual for UIC Program Directors (US)

UICプログラムの6等級坑井に関する規則に基づき、6等級坑井プロジェクトの様々な段階における評価において、許可当局が実施することが推奨される活動について説明するマニュアルである。6等級坑井プロジェクトの許可前、建設開始前、操業開始前、圧入中、圧入終了後のそれぞれの段階において検討すべき事項について記載している。推奨される内容は、プロジェクトの情報を評価するための基本的な手順であるが、サイト固有の特別な配慮のために規制に柔軟性を持たせる必要があることを指摘している。

② SERVICE SPECIFICATION Certification of sites and projects for geological storage of carbon dioxide (DNV GL)

CO<sub>2</sub>地中貯留のための要件および推奨事項が示されているISO規格であるISO 27914 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Geological storageに、プロジェクトが準拠していることをDNV GLが認証する際の技術規格である。技術規格とは、認証を取得するための手続きの要件を示すものである。CO<sub>2</sub>地中貯留のサイトおよびプロジェクトのライフサイクルの主な段階における認証の枠組みを提供している。

③ ISO 27917 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Vocabulary – Cross cutting terms (ISO)

EOEを含むCCSの分野において一般的に使用されている分野横断的な用語を定義したISO規格である。例としては、CO<sub>2</sub>に関連する用語の定義や、CO<sub>2</sub>の回収・輸送・貯留に関連する用語の定義、各工程のモニタリングおよび性能測定に関連する用語の定義等を提供している。

#### ④ ISO/TR 27918 Lifecycle risk management for integrated CCS projects (ISO)

CCSプロジェクトにおける全体のリスクマネジメントのための将来の基準制定に向けた基礎情報となる技術報告書である。CCSの各プロセス（回収、輸送、貯留）はそれぞれのISO基準で取り扱われているが、この文献は、CCSプロジェクト全体において、ライフサイクルのリスクマネジメントの問題に対処することを想定している。特に、CCSプロジェクト全体に影響するリスクや、プロジェクトの様々な段階に影響する回収、輸送、貯留を横断するリスクに焦点を当てている。

#### ⑤ ISO 27919-1 Carbon dioxide capture -- Part 1: Performance evaluation methods for post-combustion CO<sub>2</sub> capture integrated with a power plant (ISO)

火力発電所からの排ガスに含まれるCO<sub>2</sub>の燃焼後回収（post-combustion CO<sub>2</sub> capture：PCC）の性能の測定、評価および報告の方法を示すISO規格である。燃焼後回収プラントの主な性能指標（エネルギー消費量、CO<sub>2</sub>排出削減量等）を計算するための一般的な方法論を提供している。石炭、石油、天然ガス、バイオマスの火力発電所における、アミン水溶液や炭酸カリウム溶液等を用いた化学吸収法を対象としている。吸着法や膜分離等の他のCO<sub>2</sub>回収方法は対象としていない。

#### (4) 関連文献のリストアップと分類

以上の検討により、本調査で対象とすべき文献は、2017年度までに実施した業務で調査対象とした78件に、新たに調査対象とすることとした5件を加え83件となった。過去の調査結果と同様に、これらの文献をその内容により、以下の1)および2)の2種類にした。

- 1) 「規制」等に関する文献
- 2) 「技術基準・ガイドライン」等に関する文献

1)は、国際条約または各国の国内法等に基づくものであり、事業者に対する拘束力が2)と比べて厳しい。2)は、技術基準等の事業者に対する「指針」あるいは「ガイドライン」に類するものである。

この分類に基づき、調査対象とする文献を再整理すると、表7.2-5および表7.2-6のとおりとなる（斜体は更新が確認された文献、太字は追加した文献）。「規制」等に関する新たな文献は1件のみ確認されたが、規制当局に対するマニュアルであり、対象とした地域における法規制の面での大きな変化は確認できなかった。一方、「技術基準・ガイドライン」等に関しては、新たな文献は4件であり、うち3件は新たなISO規格に関連する文献であり、1件はDNV GLの技術規格であった。なお、DNV GLの内容もISO規格に準拠していることを認証するためのものであり、他のISO規格も随時検討されていることか

ら、ISO規格が徐々に整備されつつあることがうかがえた。

表 7.2-5 2018年度調査における調査対象「規制」等に関する文献のリスト（太字は新規文献）

No.	国/地域/組織	文 献 名
1	IMO	The 1996 Protocol to the Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter 1972
2	IMO	Specific Guidelines for Assessment of Carbon Dioxide Streams for Disposal into Sub-seabed Geological Formations
3	OSPAR	Convention for the Protection of the Marine Environment of the North East Atlantic, 1992
4	OSPAR	OSPAR Guidelines for Risk Assessment and Management of Storage of CO <sub>2</sub> Streams in Geological Formations
5	EU	Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the council of 23 April 2009
6	EU	Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide-Guidance Document1-CO <sub>2</sub> Storage Life Cycle Risk Management Framework
7	EU	Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide-Guidance Document2-Characterisation of the Storage Complex, CO <sub>2</sub> Stream Composition, Monitoring and Corrective Measures
8	EU	Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide-Guidance Document3-Criteria for Transfer of Responsibility to the Competent Authority
9	EU	Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide-Guidance Document4-Article 19 Financial Security and Article 21 Financial Mechanism
10	UK	Energy Act 2008
11	UK	Energy Act 2010
12	UK	Energy Act 2011
13	UK	Energy Act 2013
14	UK	Energy Act 2016
15	UK	The Energy Act 2008 (Consequential Modifications) (Offshore Environmental Protection) Order 2010
16	UK	The Energy Act 2008 (Storage of Carbon Dioxide) (Scotland) Regulations 2011
17	UK	The Storage of Carbon Dioxide (Licensing etc.) Regulations 2010
18	UK	The Storage of Carbon Dioxide (Licensing etc.) (Scotland) Regulations 2011
19	UK	The Storage of Carbon Dioxide (Licensing etc.) (Scotland) Amendment Regulations 2011
20	UK	The Storage of Carbon Dioxide (Access to Infrastructure) Regulations 2011
21	UK	The Storage of Carbon Dioxide (Inspections etc.) Regulations 2012
22	UK	The Storage of Carbon Dioxide (Amendment of the Energy Act 2008 etc.) Regulations 2011
23	UK	The Storage of Carbon Dioxide (Termination of Licences)

No.	国/地域/組織	文 献 名
		Regulations 2011
24	US	Federal Requirements Under the Underground Injection Control (UIC) program for Carbon Dioxide (CO <sub>2</sub> ) Geologic Sequestration (GS) Wells : Final Rule
25	US	Class V Experimental Technology Well Classification for Pilot Geologic Sequestration Projects
26	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Construction Guidance
27	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Financial Responsibility Guidance
28	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Project Plan Development Guidance
29	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Testing and Monitoring Guidance
30	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Site Characterization Guidance
31	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Area of Review Evaluation and Corrective Action Guidance
32	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Primacy Manual for State Directors
33	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Recordkeeping, Reporting, and Data Management Guidance for Owners and Operators
34	US	Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Plugging, Post-Injection Site Care, and Site Closure Guidance
<b>35</b>	<b>US</b>	<b>Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Implementation Manual for UIC Program Directors</b>
36	AU	Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006
37	AU	Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage (Environment) Regulations 2009
38	AU	Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage (Safety) Regulations 2009
39	AU	Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage (Resource Management and Administration) Regulations 2011
40	AU	Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage (Greenhouse Gas Injection and Storage) Regulations 2011
41	AU	Guidelines for Injection and Storage of Greenhouse Gas Substances in Offshore Areas

表 7.2-6 2018 年度調査における調査対象「技術基準・ガイドライン」等に関する文献のリスト（斜体は更新文献、太字は新規文献）

No.	国/地域/組織	文 献 名
1	CSA	CSA Z741-12 Geological Storage of Carbon Dioxide
2	SACS	Best Practice for the Storage of CO <sub>2</sub> in Saline Aquifers
3	NETL	BEST PRACTICES: Site Screening, Site Selection, and Site Characterization for Geologic Storage Projects, 2017 Revised edition
4	NETL	Best Practices for Geologic Storage Formation

No.	国/地域/組織	文 献 名
		Classification: Understanding Its Importance and Impacts on CCS Opportunities in the United States
5	NETL	BEST PRACTICES: Monitoring, Verification, and Accounting(MVA) for Geologic Storage Projects, 2017 Revised edition
6	NETL	BEST PRACTICES: Public Outreach and Education for Geologic Storage Projects, 2017 Revised edition
7	NETL	BEST PRACTICES: Operations for Geologic Storage Projects, 2017 Revised edition
8	NETL	BEST PRACTICES: Risk Management and Simulation for Geologic Storage Projects, 2017 Revised edition
9	WRI	Guidelines for Carbon Dioxide Capture, Transport, and Storage
10	WRI	Guidelines for Community Engagement in Carbon Dioxide Capture, Transport, and Storage Projects
11	DNV	Guideline for Selection and Qualification of Sites and Projects for Geological Storage of CO <sub>2</sub>
12	DNV	Guideline for the risk management of existing wells at CO <sub>2</sub> geological storage sites
13	DNV GL	<i>RECOMMENDED PRACTICE Design and operation of carbon dioxide pipelines</i>
14	DNV GL	RECOMMENDED PRACTICE Qualification procedures for carbon dioxide capture technology
15	DNV	Qualification Management for Geological Storage of CO <sub>2</sub> , amended July 2013
16	DNV GL	RECOMMENDED PRACTICE Geological storage of carbon dioxide
17	DNV	CO <sub>2</sub> RISKMAN
18	DNV GL	<b>SERVICE SPECIFICATION Certification of sites and projects for geological storage of carbon dioxide</b>
19	CO <sub>2</sub> Project Capture	A Technical Basis for Carbon Dioxide Storage
20	CO <sub>2</sub> Project Capture	Update on Selected Regulation Issues for CO <sub>2</sub> Capture and Geological Storage
21	CO <sub>2</sub> Project Capture	Regulatory challenges and key lessons learned from real world development of ccs projects
22	CO <sub>2</sub> Project Capture	Best Practice in Transitioning from CO <sub>2</sub> EOR to CO <sub>2</sub> Storage: Report for CCP4 Policies and Incentives Working Group
23	GEOSEQ	Geological Carbon Dioxide Sequestration Site Evaluation to Implementation
24	CO <sub>2</sub> NET2	Work Package 7 Best Practice Review
25	CO <sub>2</sub> CARE	Best Practice Guidelines
26	CO <sub>2</sub> CARE	Plan for risk management supporting site abandonment
27	CO <sub>2</sub> CARE	Criteria for decision making in site abandonment
28	RISCS	A guide to potential impacts of leakage from CO <sub>2</sub> storage
29	IEA	CCS Model Regulatory Framework
30	IEAGHG	Quantification Techniques for CO <sub>2</sub> Leakage
31	IEAGHG	The Process of Developing a CO <sub>2</sub> Test Injection Experience to Date and Best Practice

No.	国/地域/組織	文献名
32	IEAGHG	CO <sub>2</sub> Pipeline Infrastructure Reference Manual
33	SCCS	CO <sub>2</sub> AQUIFER STORAGE SITE EVALUATION AND MONITORING
34	Energy Institute	Hazard analysis for offshore carbon capture platforms and offshore pipelines
35	ECO <sub>2</sub>	Best Practice Guidance for Environmental Risk Assessment for offshore CO <sub>2</sub> geological storage
36	ISO	ISO/TR 27912 Carbon dioxide capture – Carbon dioxide capture systems, technologies and processes
37	ISO	ISO 27913 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Pipeline transportation systems
38	ISO	ISO/TR 27915 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Quantification and verification
39	ISO	ISO 27914 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage - Geological storage
40	ISO	<b>ISO 27917 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Vocabulary – Cross cutting terms</b>
41	ISO	<b>ISO/TR 27918 Lifecycle risk management for integrated CCS projects</b>
42	ISO	<b>ISO 27919-1 Carbon dioxide capture -- Part 1: Performance evaluation methods for post-combustion CO<sub>2</sub> capture integrated with a power plant</b>

【文献リスト中の組織名の略称一覧】

CO<sub>2</sub>NET2 : Carbon dioxide thematic network 2002-2005

CO<sub>2</sub>CARE: CO<sub>2</sub> Site Closure Assessment Research

CSA : Canadian Standards Association

IEA : International Energy Agency

IEAGHG : IEA Greenhouse Gas R&D Programme

IMO : International Maritime Organization

ISO : International Organization for Standardization

OSPAR : Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic

NETL : National Energy Technology Laboratory

RISCS : Research into Impacts and Safety in CO<sub>2</sub> Storage

SACS : Saline Aquifer CO<sub>2</sub> Storage Project

SCCS : Scottish Carbon Capture & Storage

WRI : World Resources Institute

### 7.3 モニタリング手法の動向調査

#### 7.3.1 調査の目的

我が国における CCS プロジェクトでは、貯留ポテンシャルや社会的受容性等の観点から、海域の貯留層に CO<sub>2</sub> を圧入することが有望視されており、様々な海洋のモニタリング技術が検討されており、実証試験の苫小牧 CCS プロジェクト（以下、「苫小牧」と称する。）では実際に各種モニタリングが実施されている。海外では陸域・海域を問わず CCS プロジェクトが実施されており、海域での CCS プロジェクトにおいても、既にモニタリングが実施されている。

そこで、我が国における今後の CCS 事業において参考とするため、海域の CCS におけるモニタリング技術の動向に関して国内外の文献を対象とした調査を行い、その最新情報の整理を行った。

#### 7.3.2 調査結果

##### (1) モニタリング技術一覧表

CCS における海域のモニタリング技術は、基本的に石油ガス開発において実用化されているものが大半である。モニタリングの対象は大きく次の二つに分類できる。

- 1) 貯留層に存在する CO<sub>2</sub>（以下、「貯留層 CO<sub>2</sub>」 と称する。）
- 2) 漏出した CO<sub>2</sub>（以下、「漏出 CO<sub>2</sub>」 と称する。）

貯留層 CO<sub>2</sub> は海底下の岩石物性情報を、漏出 CO<sub>2</sub> は坑井内あるいは海底付近の物質特性を測定している。表 7.3-1 に主要なモニタリング技術を示す。

表 7.3-1 海域 CCS におけるモニタリング対象ごとの主要調査技術

モニタリング対象	技術区分	概要
貯留層 CO <sub>2</sub>	微小振動観測	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 海底面、海底下や坑井内に設置した地震計を使用し、振動検知により小断層のような弱線の地下構造や極微小地震（マグニチュード*1以下）等の活動を把握</li> <li>・ CO<sub>2</sub> 貯留・移動に伴い誘発の懸念が想定される極微小地震の評価が可能</li> <li>・ 地震観測等の商業ベースで普及し CCS にも適用</li> </ul>
	電磁探査	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 地層を構成する物質の比抵抗の違いを間接的に測定し、地下の構造や状態、地下資源の存在等を把握</li> <li>・ 自然の電磁気信号を用いる方法と、人工的に発生させた電磁気信号を用いる方法がある。</li> <li>・ より微弱な変化がとらえられる高精度センサーを使用した海底設置受信機も開発されているが、弾性波探査と比較して分解能が低い。</li> <li>・ 資源や地熱探査として商業ベースで普及し、送信装置・</li> </ul>

		受信装置を一体化して共に海底付近を曳航する方法は CCS で副次的に適用
	電気探査	<ul style="list-style-type: none"> <li>人工的に発生させた電位から地層の電気的性質を測定する事により、地下の構造や状態、地下資源の存在等を把握</li> <li>電磁探査と同じく、主に比抵抗の違いを測定</li> <li>測定深度に応じて、測定深度の2~3倍の延長の電線を曳航する必要があるため、深度が深いと分解能は低い</li> <li>海底付近のメタンハイドレート（電気抵抗が高い）の分布調査に適用</li> <li>研究段階であり CCS では適用事例はない。</li> </ul>
	重力探査	<ul style="list-style-type: none"> <li>沿岸を含む海底に設置した重力計で海底下の重力変化を検知し、CO<sub>2</sub>に起因する密度変化の分布を把握</li> <li>連続測定でき、弾性波探査の補完的情報を提供する。</li> <li>高精度センサーが開発され、より微弱な変化がとらえられているが、弾性波探査と比較して分解能が低い。</li> <li>資源や地下構造探査として商業ベースで広く普及し CCS では副次的に適用</li> </ul>
貯留層 CO <sub>2</sub> / 漏出 CO <sub>2</sub>	音響探査	<ul style="list-style-type: none"> <li>音波の反射により地形や気泡等の海底情報を把握</li> <li>漏出検知にも用いられる。</li> <li>様々な分野において商業ベースで広く普及し CCS にも適用</li> </ul>
	弾性波探査	<ul style="list-style-type: none"> <li>弾性波により地層の反射波特性や波の伝播速度等の解釈・解析を行う。二次元/三次元ならびに繰り返して測定を実施</li> <li>調査船から発振源と受振器を曳航する測定法、受信器を海底に設置する方法、坑井内に受振器を配置し周辺の海中に発振源を配置する測定法（VSP）等がある。</li> <li>地質構造や貯留層/遮蔽層の構造（分布・層厚等）の把握ならびに貯留 CO<sub>2</sub>の分布範囲（可能性として飽和度）を把握するための必須の主幹技術</li> <li>浅い深度を対象とした高分解能の調査は、断層（含む活動履歴）や浅層ガス分布の把握</li> <li>土木、資源や活断層調査等地下探査技術として商業ベースで広く普及し CCS にも適用</li> </ul>
	坑井モニタリング	<ul style="list-style-type: none"> <li>坑井内の物理的（圧力、温度等）、化学的（流体組成等）情報を監視することで、貯留層内の状況を把握</li> <li>深度方向の測定密度を高く、坑井周辺の CO<sub>2</sub>の分布と飽和度の変化を把握</li> <li>地層や地層流体等の測定で広く普及し CCS にも適用</li> </ul>
漏出 CO <sub>2</sub>	海洋モニタリング	<ul style="list-style-type: none"> <li>採水、採泥等によって海水や海底土壌の物理的、化学的、生物学的情報を収集・分析したり、水中ビデオ（含む目視）により監視することで CO<sub>2</sub>漏出の兆候や CO<sub>2</sub>圧入に伴う変化を把握</li> <li>CCS 以外の環境影響評価で実施されている項目がほとんどであり、CCS プロジェクトでも採用</li> <li>CCS 用として研究段階のものもある。</li> </ul>

\*マグニチュード：「気象庁マグニチュードMj」を指す

貯留層CO<sub>2</sub>モニタリングは貯留サイトの効果的かつ安全な操業の実証（健全性）および将来のサイト操業の継続の保証（適用性）を目的とし、漏出CO<sub>2</sub>モニタリングは健全性および偶発事故対応を主な目的としている。各技術の比較表を表7.3-2および表7.3-3に示す。また、次項に技術ごとの詳細を示す。

表 7.3-2 海域 CCS における CO<sub>2</sub> モニタリング技術詳細①<sup>1)</sup>、2)、3)、4)、5)、6)、7)、8)、9)、10)、11)

技術カテゴリ	技術名称	技術概要	長所	短所	コスト	適用例
弾性波探査 (surface)	ストリーマー—3D弾性波探査	・対象深度: 海底下数km ・3D画像を取得可能	・立体的な地下構造を把握できる	・広い海域でのみ適用可能	・数千万GBP程度	・Sleipner、Snøhvit ・Goldeneye、ROADで計画
	ストリーマー—2D弾性波探査	・対象深度: 海底下数km ・2D画像を取得可能	・3D弾性波探査と比較して操作性が高い ・計算処理コストが低額	・経時観測における精度が低い	・10~100万GBP程度	・Sleipner
	ストリーマー—P-Cable弾性波探査 (高分解能3D弾性波探査)	・対象深度: 海底下約1000m未満 ・高分解能3D画像を取得可能	・小型船での探査が可能、操作性が高い ・3D弾性波探査と比較して、分解能が高い	・広範囲あるいは大水深海域の探査には不適 (国内では2Dを大水深水域で実施)	・10~100万GBP程度	・Snøhvit
	海底ケーブル(OBC)/海底ノード(OBN)	・対象深度: 海底下数km ・3D画像を取得可能	・受振器配置の自由度が高い ・全方位のデータ取得が可能 ・4D弾性波探査結果を取得可能(常設型OBC)	・初期コストが高額 ・漁業等による破損リスク ・取得データ範囲が狭い	・数千万GBP程度 (ストリーマー—3D弾性波探査と同等)	・OBN: Goldeneyeで計画 ・OBC: 苫小牧
	サブボトムプロファイラー	【チャーブ】 ・周波数: 2~16kHz ・対象深度: 5~50m  【ピンガー】 ・周波数: 2~12kHz ・対象深度: 10~50m  【ブーマー】 ・周波数: 0.3~6kHz ・対象深度: 20~150m  【スパーカー】 ・周波数: 0.2~3kHz ・対象深度: 30~750m	・狭い湾内や浅海でも使用可能 ・気泡の直接検出(漏出検知)が可能	・3D構造の把握はできない	・数万GBP程度	・Sleipner(ピンガー)  ・Goldeneyeで計画(チャーブ、ピンガー)
弾性波探査 (downhole)	VSP(Vertical Seismic Profile)	・探査対象: 坑井付近 ・2D画像および3D画像を取得可能	・分解能の高いデータ取得が可能	・再現性が不確実 ・データ解析が複雑 ・広範囲の探査には不適	—	・Goldeneyeで検討
	坑井間(弾性波)トモグラフィ	・探査対象: 坑井間 ・2D画像を取得可能	・地表からの弾性波探査に比べ、高い分解能を得られる場合もある	・坑井間の距離が近接している必要がある	—	・海域での貯留モニタリングには配備、提案はされていない
受動振動(微小振動を含む)モニタリング		・海底地震計や坑内センサーが検出した弾性波により海底下での地震源を探知	・CO <sub>2</sub> 貯留に伴う誘発の可能性がある微小地震の評価が可能	・バックグラウンドノイズの影響を大きく受ける ・受振器設置のための初期コストが高額	—	【海底地震計】 ・苫小牧 ・Goldeneyeで検討 【坑内センサー】 ・苫小牧 ・ROADで計画
重力探査法	重量測定法	・貯留層内の重力変化より、間隙流体の密度変化を観測	・貯留層内におけるCO <sub>2</sub> の分布を推定可能	・密度差の小さい溶解CO <sub>2</sub> を画像化できない ・バックグラウンドノイズの影響を大きく受ける ・基準点、重力計の設置に船舶等が必要	・最大100万GBP前後	・Sleipner ・Snøhvit ・Goldeneyeで検討 ・苫小牧(沿岸部で研究段階)
電磁探査法	海洋MT(Magneto-Telluric)法 海洋CSEM(Controlled Source Electro Magnetic)法	・海底下の電磁場に対する比抵抗より、CO <sub>2</sub> 分布の変化を推定 ・探査深度: 数km~数百km	・比抵抗の変化に対する感度が電気探査と比較して高い	・弾性波探査よりも分解能が低い ・手法によって海底に受信機を設置	【海底CSEM探査】 ・3D弾性波探査とほぼ同等	【海底CSEM探査】 ・Sleipner  ・Goldeneyeで検討 →モデル化により得られた結果が検出閾値を下回ったため、除外
電気探査法		・人工的に発生した電位を測定してCO <sub>2</sub> 分布の変化を推定 ・探査深度: 数m~50m	・比較的低コスト	・弾性波探査よりも分解能が低い	・研究段階である ・国内で海底付近のメタンハイドレート層の検知に使用	

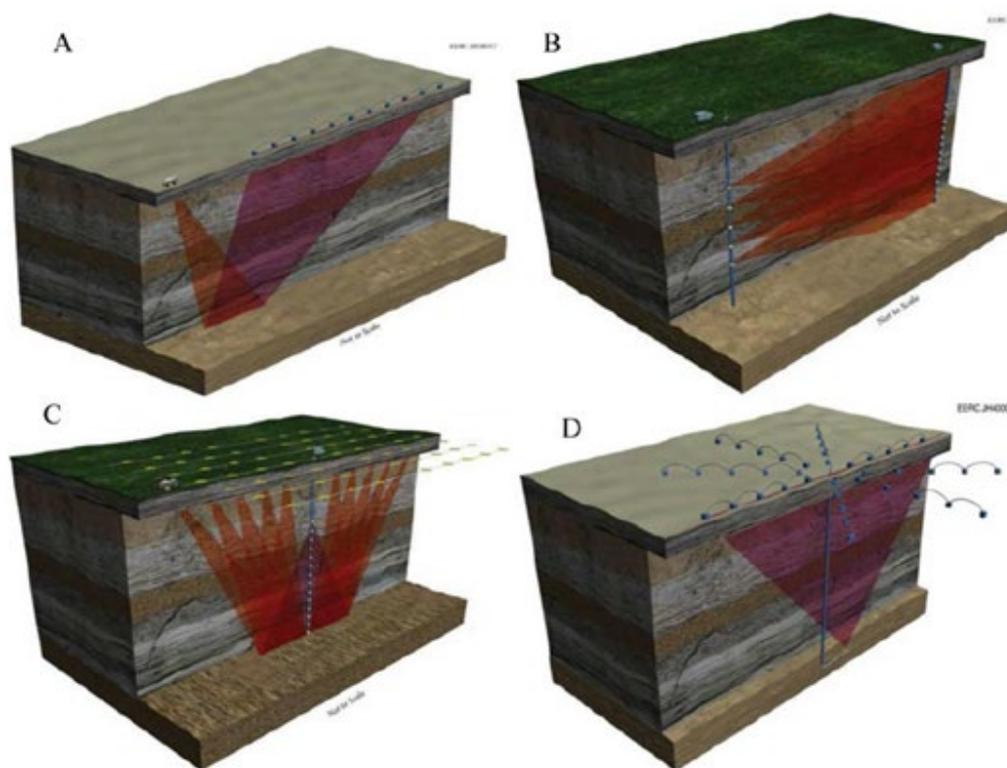
表 7.3-3 海域 CCS における CO<sub>2</sub> モニタリング技術詳細②<sup>1)</sup>、<sup>2)</sup>、<sup>3)</sup>、<sup>5)</sup>、<sup>6)</sup>、<sup>7)</sup>、<sup>8)</sup>、<sup>12)</sup>、<sup>13)</sup>

技術カテゴリ	技術名称	技術概要	長所	短所	コスト	適用例
音響探査	マルチビーム音響測深	・海底地形の3D画像化 ・海水中への漏出検知	・10cm単位で海底形態の変化が識別可能 ・海底からの漏出地形(ボックスマーク)や気泡の検出から漏出の検知が可能	・潮汐、海流、底曳網等による海底変化と、CO <sub>2</sub> 圧入に伴う海底変化の区別が困難	・約10万～20万GBP程度 (10km <sup>2</sup> の調査)	・Sleipner、Snøhvit ・ROAD、Goldeneyeで計画 ・苫小牧
	サイドスキャンソナー	・海底面の性状の違いを2D画像化 ・海水中への漏出検知	・広範囲の2D画像が取得可能 ・合成開口ソナー(SAS)の利用で1cm未満の解像度が得られる ・気泡の検出から漏出の検知が可能			・Sleipner、苫小牧 ・ROAD、Goldeneyeで計画
坑井モニタリング	圧力計および温度計	・坑井内の圧力・温度を測定	・圧入CO <sub>2</sub> の物理的特性、流動状況、健全性管理の主要な方法	・異常発生時の、原因位置特定には不向き	・数千～数万GBP程度 (専用の取り外し装置が不要の場合)	・Snøhvit、K12-B、苫小牧 ・Goldeneye、ROADで計画
	物理検層	・坑井内に各種計測器を降下させ測定	・地層の物理特性、坑井・ケーシングの特性、油層の挙動等をモニタリング可能 ・最適条件下では、坑井外のCO <sub>2</sub> も検知可能	・ワイヤー、ケーシングには腐食対策が必要 ・坑井内の流体が検層結果に影響を及ぼす可能性がある ・最適な条件下でなければ溶存CO <sub>2</sub> および鉱物化CO <sub>2</sub> を検知できない	・油田の掘削コストの僅かな比率	・ROAD、Goldeneyeで計画
	地下水サンプリング	・地層内の流体組成を測定	・貯留層中の流体の挙動モニタリングと化学変化過程の把握が可能	・CO <sub>2</sub> 溶解度の圧力・温度依存性等、化学的評価が難しい	・5,000～10,000 GBP程度 (パイロットサイトでのサンプルあたりの単価)	・K12-B ・Goldeneyeで計画
	トレーサー	・トレーサーを添加し、圧入CO <sub>2</sub> の追跡を行う	・貯留層におけるCO <sub>2</sub> 移動・漏洩の追跡が可能	・人工ガスの多くは温室効果ガスである ・希ガスは高価で入手困難、且つ分析施設が限定	・人工ガス(SF <sub>6</sub> ): 125GBP ・希ガス: 350 GBP (サンプル当たりの分析単価)	・K12-B ・Goldeneyeで計画
海洋モニタリング	水中ビデオ	・AUV、ROV、曳航船を用いて海中および海底を撮影	・細かく目標を定め、正確かつ詳細に観測できる ・経時変化を高い解像度で記録することができる	・調査対象範囲が限定される ・気泡の大きさや形状を解析することが難しい ・データ分析に時間を要する ・自然変動について評価するのが難しい	・1,000～1万GBP程度 (AUV、ROV、曳航船は別途)	・Sleipner、苫小牧
	海底(地表)変位モニタリング/地表傾斜	・海底面の傾斜を計測し、CO <sub>2</sub> 圧入による地形変化をモニタリングする	・高精度での測定可能	・十分な範囲の調査を実施するにはセンサーの設置が広範囲に必要	・1,000～1万GBP程度 (プラットフォーム搭載のGPSを使用した場合→プラットフォームの設置範囲内限定)	・Goldeneyeで計画
	海水センサー	・調査対象地点周辺においてCTD(電気伝導度、温度、水深)、pH、pCO <sub>2</sub> 等のセンサーを用いて測定	・CO <sub>2</sub> の漏洩検知が可能 ・各種センサーを併用することで、水柱の異常を識別可能	・測定間隔や漏洩量によっては、漏洩を検知できない可能性がある ・バックグラウンド、ばらつきの評価のためベースライン測定が必要	・1,000～1万GBP程度 (備船コストは別途) (機器調達は3万～5万GBP程度)	・Sleipner、Snøhvit、苫小牧 ・Goldeneyeで計画
	採水分析	・採水サンプルから海水中の各種ガス含有量を測定	・陸上での精密な測定も適用可能	・採水間隔やCO <sub>2</sub> ブルームの拡散状況により、漏出を検知できない場合もある		・Sleipner、Snøhvit、苫小牧
	採泥分析	・堆積物サンプルからの各種ガス含有量および成分を測定	・CO <sub>2</sub> 漏洩を示唆する項目の変化の検知に使用することが可能	・溶存ガス濃度を正確に反映するコアのサンプリングが困難	・バイプロコアラール費用: 約5,000GBP ・ボックスコアラール: 1サンプル約数百GBP	・Sleipner、Snøhvit、苫小牧 ・Goldeneyeで計画
	生態系反応モニタリング (「バイオマーカー」)	・CO <sub>2</sub> 漏出による周辺水域のpH低下、および水質変化に伴う生態相変化を評価	・採泥分析結果および水中ビデオ撮影結果からの転用が可能	・自然変異によるCO <sub>2</sub> 放出との区別が困難 ・最も効果的なバイオマーカー種が確立されていない	・100GBP(バイオマーカーを検出するための採取コスト、1サンプルあたり)	・Sleipner、苫小牧 ・Goldeneyeで計画

## (2) 各技術の解説

### ① 弾性波探査

弾性波探査は、海上や坑井内にてエアガン等の人工振源や微小振動・自然地震による弾性波の海底面および海底下からの反射波を捉え、受振器までの到達時間の差、振幅の変化等を解析することにより、海底下の地質構造および岩石物性を把握する調査法である<sup>1)</sup>。石油や天然ガスを対象とした資源探査の分野で確立された技術であり、商業ベースで広く普及している<sup>2)</sup>。振源・受振器の組み合わせにより、2D、3D 弾性波探査、坑井間トモグラフィ、VSP（Vertical Seismic Profile）、受動振動モニタリング等がある。海域で行われる主な弾性波探査の概要図を図 7.3-1 に示す<sup>3)</sup>。



(A) 2D 弾性波探査 (B) 坑井間弾性波トモグラフィ (C) 3DVSP (D) 受動振動モニタリング

図 7.3-1 弾性波探査概要図<sup>3)</sup>

#### a. 3D 弾性波探査

3D 弾性波探査は、振源としてエアガンフロート（通常 2 組）、受振器としてストリーマーカーケーブルを複数本（通常は 8~12 本）使用する（図 7.3-2）<sup>4)</sup>。

長所として、分解能の高い立体的な地下地質構造を把握できることが挙げられる。貯

留地点および周辺区域の地質構造形態、貯留層および遮蔽層の構造形態・分布・厚さ、貯留層内のCO<sub>2</sub>分布等の推定に資する画像を得ることができる<sup>2)</sup>、圧入前のベースライン調査と、圧入後の繰り返しの観測（4D弾性波探査）を実施して、相互に比較することでCO<sub>2</sub>プルームの挙動を把握することができる<sup>3)</sup>。

短所として、プラットフォームや、風力発電施設のような構造物の周囲では使用することができない点が挙げられる<sup>5)</sup>。また、弾性波探査に共通して、間隙水中に溶解しているCO<sub>2</sub>の検出は困難であるという制約がある<sup>2)</sup>。

コストは調査領域、仕様、地理的特徴にもよるが、数千万英ポンド（GBP）程度とされている<sup>5)</sup>。

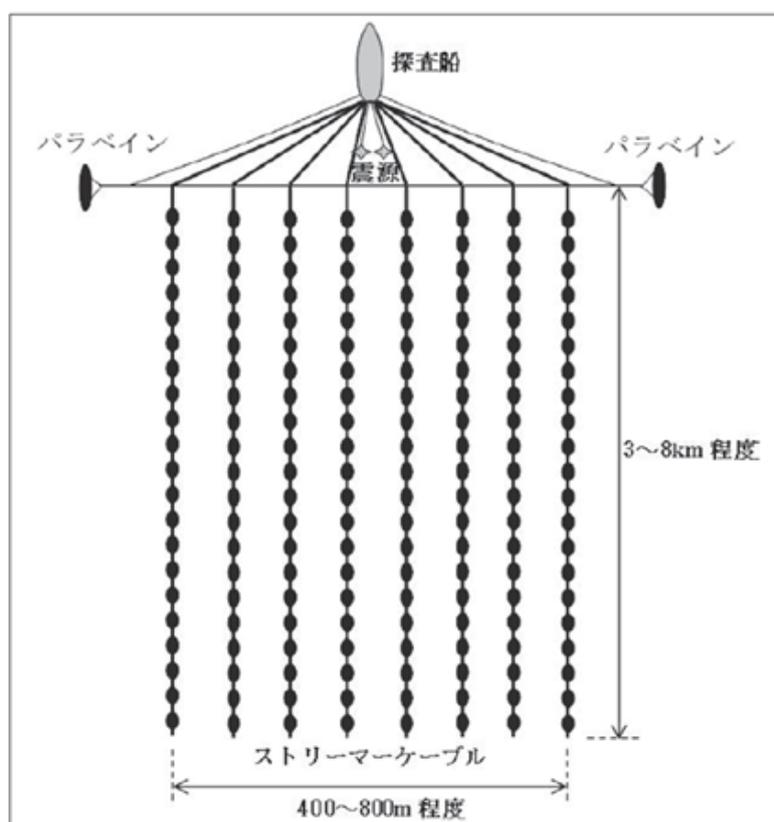
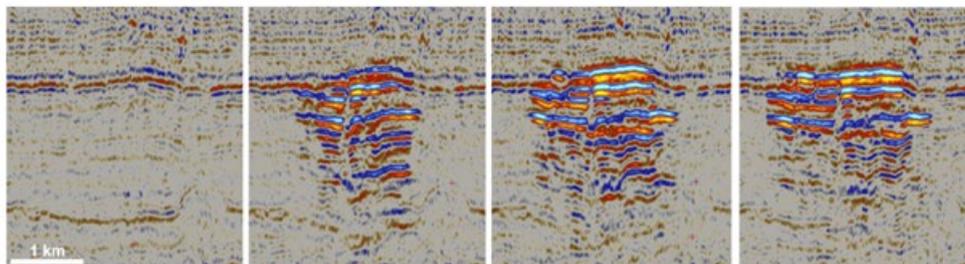


図 7.3-2 3D弾性波探査概念図<sup>4)</sup>

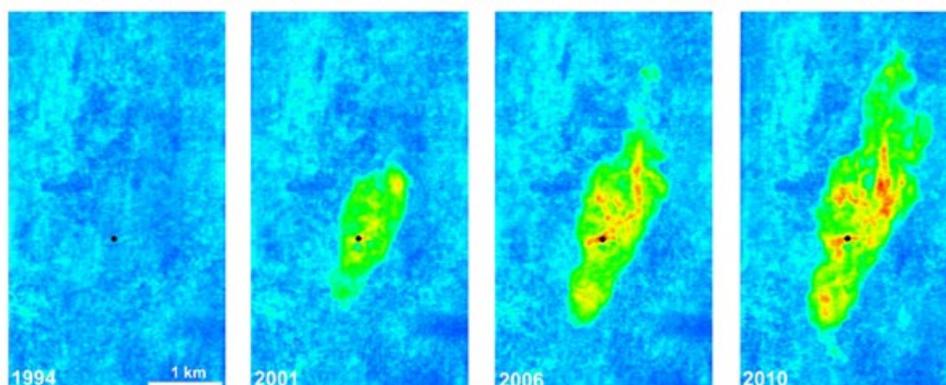
Sleipner および Snøhvit 等の CCS プロジェクトにおいて 4D 弾性波探査（3D 弾性波探査の経時的探査）が採用された実績がある。また Goldeneye、ROAD でも採用が計画されていた。図 7.3-3 に Sleipner における 4D 弾性波探査結果を示す。上図 A は N-S 断面、下図 B は CO<sub>2</sub> プルーム拡大の様子を平面図で示している。CO<sub>2</sub> プルームは 1994

年のベースライン探査から時間経過に伴い発達し、2010年には高さ約200m、長さ4,000m超にまで広がっている<sup>5)</sup>。

**A**



**B**



(A)2D 断面図 (B)平面での反射記録

図 7.3-3 Sleipner における 4D 弾性波探査結果<sup>5)</sup>

#### b. 2D 弾性波探査

2D 弾性波探査は、振源としてエアガンフロート、受振器としてストリーマケーブルを1組ずつ使用する（図 7.3-4）。測線と呼ぶ直線状の線に沿って調査され、測線直下の地下断面の画像を得ることができる<sup>1)</sup>。

長所として、2D ストリーマケーブルは、3D ストリーマケーブルよりも小型で操作性が高い点があげられる。データ取得および処理コストは 3D 弾性波探査よりも安価であり、調査領域、仕様、地域特性に依存するが、数十万 GBP 程度である<sup>5)</sup>。

三次元的な地下構造を把握するため、通常は測線を複数本が互いに交差するように設定されるが、原理的に三次元構造を正確に把握することは難しい点が短所である。また、繰り返し観測を行う際、測線の正確な再現が困難であるため、経時観測の測線位置精度は低い<sup>1)</sup>。

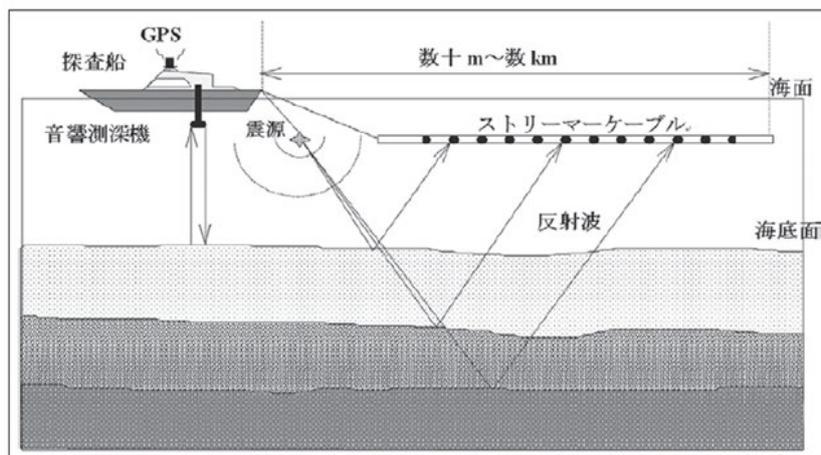
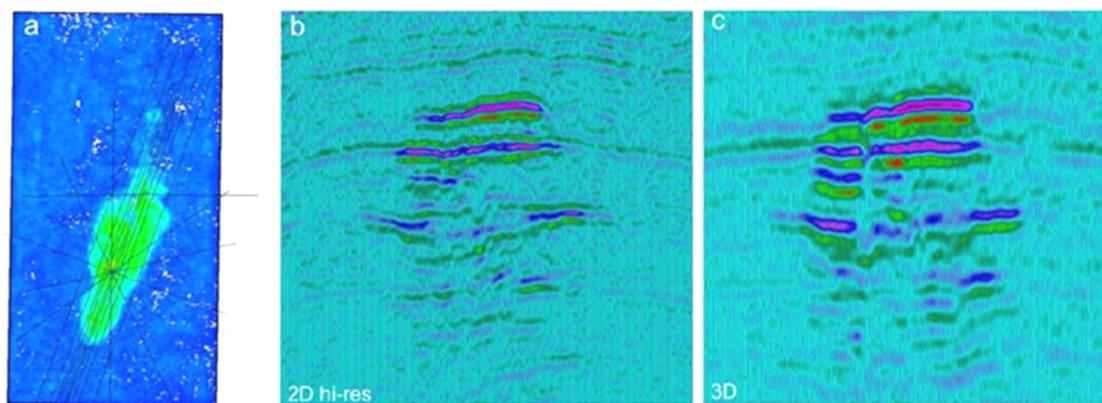


図 7.3-4 2D 弾性波探査概念図<sup>4)</sup>

CCS プロジェクトでは Sleipner で導入実績がある。図 7.3-5 に Sleipner における 2D 弾性波探査および 3D 弾性波探査結果を示す。測線は CO<sub>2</sub> プルーム上を北北東方向に並列で設定、さらにプルームの中心に星形の測線を設定した。取得された 2D 弾性波探査の結果は同海域の 3D 弾性波記録と比べると、地下浅部においては分解能が高い結果が得られたが、地下深部においては、3D 弾性波探査ほどの結果は得られなかった<sup>5)</sup>。



(a) CO<sub>2</sub> プルームに対する設定測線 (b) 2D 弾性波探査記録 (c) 3D 弾性波探査記録

図 7.3-5 Sleipner における 2D 弾性波探査導入例<sup>5)</sup>

#### c. P-Cable 弾性波探査（高分解能 3D 弾性波探査）

P-Cable 弾性波探査は、3D 弾性波探査のシステム全体を小型化したもので、振源を 2 組、ストリーマーケーブル（長さ 25～100m）を 6～24 本使用する（図 7.3-6）<sup>4)</sup>。高い空間および時間分解能を備え、地下浅部（深さ約 1,000 メートル未満）の 3D 画像を

得ることができる。対象深度の相違から、従来の3D弾性波探査の代用とはならないが、浅部域の画像が改善されることで、3D弾性波探査を補完することができる<sup>5)</sup>。

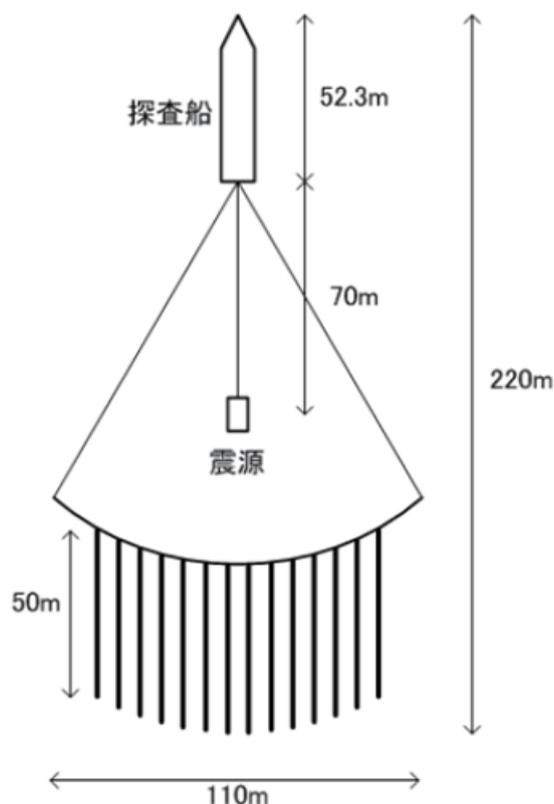


図 7.3-6 P-Cable 弾性波探査概念図<sup>4)</sup>

システムが軽量・小型であるため、探査船として小型船（500～1,000 トン程度）によるオペレーションが可能である。また、操作性が高く、これまで3D弾性波探査の適用が難しかった海域においても実施可能であるという利点がある<sup>4)</sup>。一方、水深2,000mを超える大水深海域においては、受振器のマルチチャンネル効果が薄れ、取得データの解像度が低くなる点、従来の3D弾性波探査と比較してストリーマーカーケーブルの展開幅が狭く、広範囲探査には時間を要する点が短所となる<sup>4)</sup>。

コストについては2D弾性波探査と同等の数十万GBP程度である<sup>5)</sup>。

CCSプロジェクトでは、SnøhvitのECO<sub>2</sub>プロジェクトで2011年と2013年に2度の調査実績がある。海底付近の層序や浅層ガスに対して高解像度の画像が得られている。またメキシコ湾においては、CO<sub>2</sub>貯留サイトにおける封じ込めリスク等の評価を目的に実施された例がある<sup>5)</sup>。苫小牧では、テキサス大学（米国エネルギー省と経済産業省のMOC締結）が実施している<sup>6)</sup>。

#### d. 海底受振ケーブル（OBC）と海底ノード（OBN）

海底受振ケーブル（OBC：Ocean-Bottom Cable）および海底ノード（OBN：Ocean-Bottom Node）を用いた弾性波探査は、海底面に受振器およびA/D変換器を装置したOBCあるいはOBNを敷設し、海底下からの反射波を捉えることによって、地質構造および岩石物性を把握する（図7.3-7）。OBCおよびOBNは一時的（設置回収型）あるいは永続的（常設型）に設置される。常設型OBCは曳航型埋設器やROVにより海底に埋設され、連続モニタリングが可能になる。振源はエアガンが一般的に使用される<sup>1)</sup>。

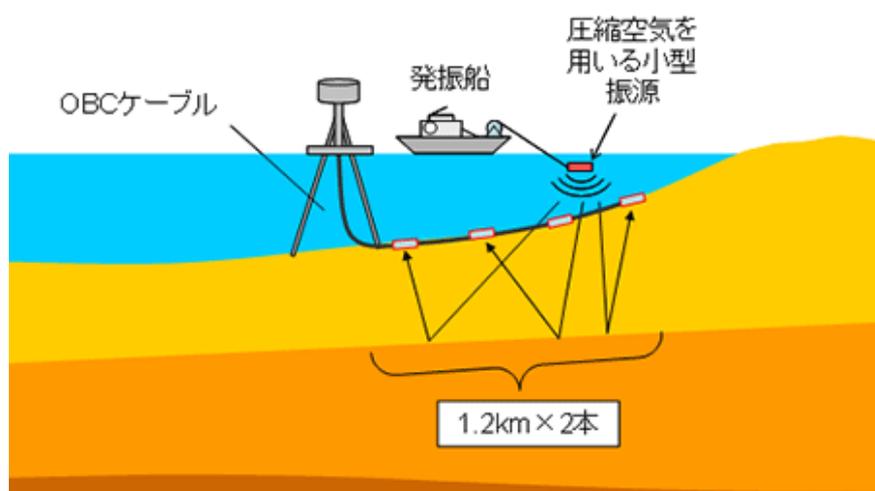


図 7.3-7 常設型 OBC を使用した弾性波探査概念図<sup>7)</sup>

長所として、受振器配置の自由度が高く、掘削リグまたは生産プラットフォームが設置されている海域や船舶の航行が著しく多い港湾部等、ストリーマー調査によるデータ取得が困難な海域にも適用可能である。また、常設型 OBC を用いた繰り返しの弾性波探査は単発での OBC 調査およびストリーマー調査に比べ、受信機位置の再現性の高い反復調査が可能になる<sup>1)</sup>。短所として、常設型 OBC ではセンサー設置の初期コストが高い、設置回収型 OBC では周辺海域における底曳網漁等による破損のリスク等がある<sup>5)</sup>。

コストについては、ストリーマーを用いた 3D 弾性波探査と同等で、数千万 GBP 程度である。しかし、ストリーマー探査のコストは反復探査の回数に比例するが、常設型 OBC 探査の場合、初期コストの占める割合が高く、反復探査毎の取得コストはストリー

マー探査に比べて大きく抑えられる<sup>5)</sup>。

Goldeneyeでは、非常設型の受振器を用いた探査が、ストリーマーを用いた経時的3D弾性波探査との併用もしくは代用として提案された。苫小牧では、岸に近接した港湾区域内でのストリーマーの曳航が困難であることを理由に、設置回収型OBCを用いた3D弾性波ならびに常設型OBCおよび設置回収型OBCを用いた2D弾性波探査が実施されている<sup>8)</sup>。ただし、CCSプロジェクトでは、コスト面とリスク面から基本的にはストリーマー調査が選択されることが多い。

#### e. サブボトムプロファイラー

サブボトムプロファイラーは、主に海底下浅部の探査を目的として使用される。振源が複数種あり、周波数ごとに対象深度が異なる（表7.3-4、図7.3-8）<sup>9)</sup>。海底や浅深度の海洋調査において、商業ベースで広く普及している<sup>2)</sup>。曳航体までの距離が短く、システム全体が小型であるため、狭い湾内や浅海域でも使用可能である。また、探査条件次第では気泡の直接検出も可能である（図7.3-9）<sup>5)</sup>。3D構造の把握ができない点が短所となる。コストについては、概算で数万GBP規模である<sup>5)</sup>。

CCSプロジェクトへの導入は、Sleipnerでピンガーが採用され、Goldeneyeでチャープとピンガーを使用する浅層モニタリング探査が予定されていた<sup>5)</sup>。

表 7.3-4 サブボトムプロファイリングシステムの音響特性<sup>9)</sup>

名称	周波数	一般的な解像度	一般的な探査範囲	機材構成
チャープ	2~16kHz	0.05~0.1m	5~50m	船舶に搭載 あるいは曳航体
ピンガー	2~12kHz	0.2m	10~50m	船舶に搭載 あるいは曳航体
ブーマー	0.3~6kHz	0.2~0.5m	20~150m	曳航体
スパーカー	0.2~3kHz	0.5~1m	30~750m	曳航体

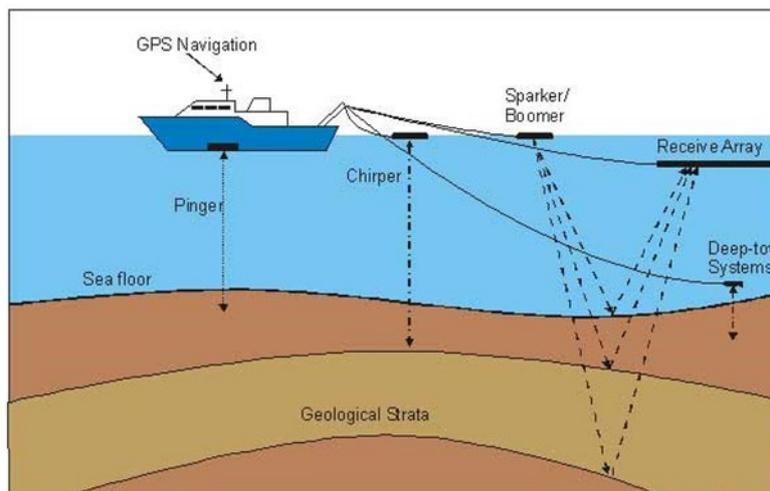


図 7.3-8 サブボトムプロファイラーを用いた弾性波探査概念図<sup>9)</sup>

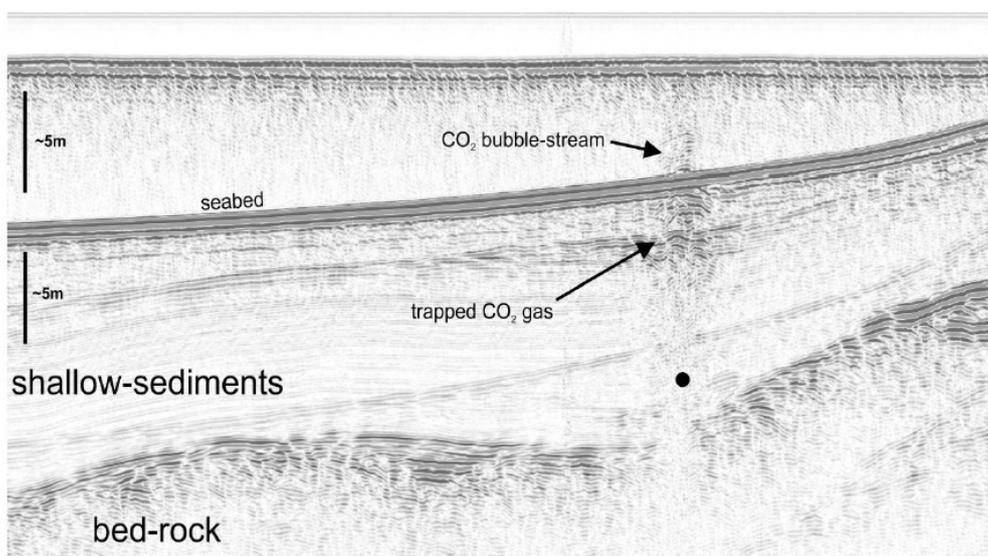


図 7.3-9 ブーマーによる弾性波探査結果（the QICS experiment）<sup>9)</sup>

f. VSP（Vertical Seismic Profile）

VSPは、坑井を利用した弾性波探査手法の一つである。振源にエアガンあるいはパイプレータを使用し、海中あるいは地表で発生させた弾性波を坑井内に設置した受振器で観測する<sup>1)</sup>。3D VSPの場合、振源は坑井から放射状に設置され、坑井周辺（通常は半径数十～数百メートルの円錐状の範囲）の高解像度3D画像を得ることができる（図7.3-1(c)）<sup>5)</sup>。一方で、オフセット距離および発振角度が多様であることからデータ解析が複雑であることや、経時的な再現性が困難な点があげられる<sup>5)</sup>。

CCSプロジェクトでは、Goldeneyeで圧入井および観測井に敷設した光ファイバー分散音響センサー（DAS）ケーブルを使用した多坑井での4D VSP探査が検討されていた

5)。

#### g. 坑井間（弾性波）トモグラフィ

坑井間（弾性波）トモグラフィは、複数の坑井を用いて、坑井間の観測を行う手法である。坑井内に振源を置き、そこから地中を伝播する弾性波を他の坑井内の受振器で記録する<sup>1)</sup>。地層とその間隙流体について坑井間の2D情報が取得可能である。2Dあるいは3D弾性波探査よりも高い分解能が得られる場合もあるが、坑井間に限られるため探査範囲は狭い<sup>2)</sup>。この方法は坑井同士が近接していることが条件（陸域では1km以内程度）であるため、現時点で海域でのCCSプロジェクトのモニタリングでは採用実績がない<sup>5)</sup>。

#### h. 受動振動（微小振動を含む）モニタリング

受動振動（微小振動を含む）モニタリングは、自然地震による弾性波を利用して地下の圧力変化や地質工学的変化の観測を行う手法である<sup>3)</sup>。長期的なモニタリングにより、CO<sub>2</sub>貯留による誘発地震の評価に適用可能である。受振器は海底もしくは坑内に設置される。

海底に受振器を設置する場合、海底地震計（OBS：Ocean-Bottom Seismometer）や常設型OBCが設置される。坑内に受振器を設置する場合と比較して、地震活動のモニタリング対象範囲は広がる傾向にあるが、貯留層で生じた変化と自然の地震活動を区別する能力は低い<sup>5)</sup>。

坑内に受振器を設置する場合、浅層の坑井（深度200m未満）に複数の3成分受振器を並べて設置する（補完としてハイドロフォンを使用する場合もある）。坑井の数と間隔に応じて、貯留層で生じた変化を正確に検出し、位置を特定することができる<sup>5)</sup>。

短所として、測定結果はバックグラウンドノイズの影響を大きく受ける<sup>2)</sup>。また、坑内センサー設置のための初期コスト（専用の観測井掘削等）は高額となる<sup>5)</sup>。

CCSプロジェクトでは、Goldeneyeではプラットフォーム下の海底面に広帯域地震計の設置が検討されていた。また、坑内でのモニタリングは苫小牧で採用され、ROADでも採用が計画されていた<sup>5)、8)</sup>。

## ② 重力探査法

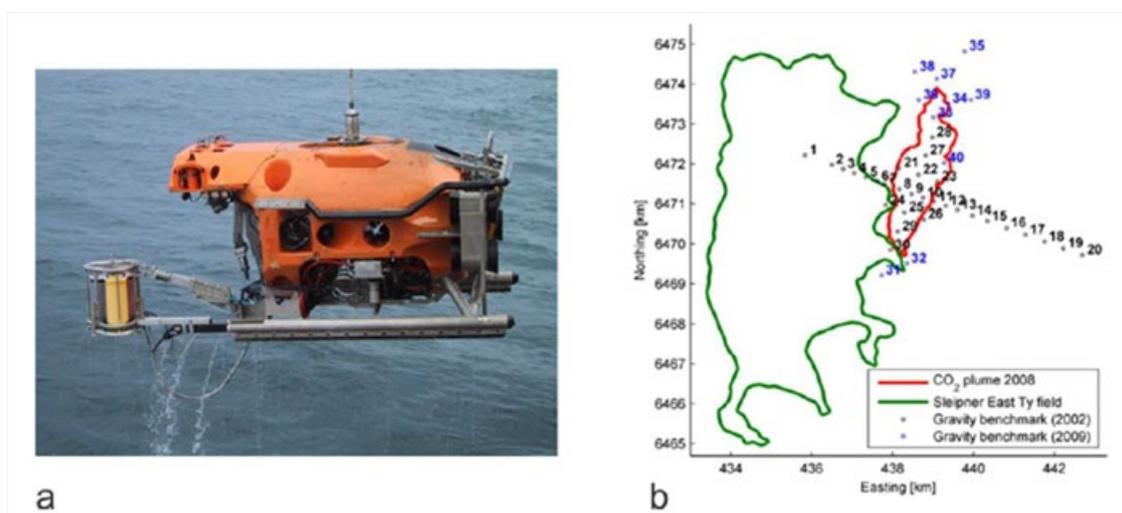
重力探査法は、船舶や自律型無人潜水機（AUV）あるいは海底面に重力計を設置し、圧入したCO<sub>2</sub>が貯留層中の間隙流体と置換することで生じるわずかな重力変化を捉えることにより、流体の密度変化を観測する手法である。石油や天然ガスを対象とした海洋資源探

査の分野で確立された技術で、商業ベースで広く普及している<sup>2)</sup>。連続測定が可能なことから貯留層内でのCO<sub>2</sub>の分布を推定できるため、弾性波探査の補完的ツールとして使用される<sup>5)</sup>。

周囲の流体と密度差の小さい溶解CO<sub>2</sub>の分布範囲を画像化することはできない<sup>2)</sup>。測定結果が潮汐による重力変動やバックグラウンドノイズの影響を大きく受ける。測定に際して、海底への基準点（コンクリート製）設置や、重力計の配置に船舶と遠隔操作無人探査機（ROV）が必要になるといった以上の点が短所としてあげられる<sup>5)</sup>。コストは3D弾性波探査と比較すると低く、50程度の測定点であれば、最大100万GBP前後である<sup>5)</sup>。

CCSプロジェクトでは、Sleipnerで2002年のCO<sub>2</sub>圧入後、2005年、2009年、および2013年に繰り返しの重力探査が実施された（図7.3-10）。事前に設置された基準点において、ROVを用いて相対重力および水圧を測定した。東西約7km、南北約3kmのエリアにわたってCO<sub>2</sub>プルーム上で直交する2本の測線上に30箇所の測定点が配置され、2009年の調査ではさらに数か所の測定点が追加された。重力測定結果は、CO<sub>2</sub>プルームの発達シミュレーション結果に適合するものであった<sup>5)</sup>。

苫小牧では、二酸化炭素技術研究組合が超電導重力計を沿岸部に設置し、研究測定を実施している<sup>10)</sup>。



(a) ROV および重力探査計 (b) プルーム上に設置された基準点の位置

図 7.3-10 Sleipner における重力探査導入例<sup>5)</sup>

### ③ 電磁探査法

電磁探査法は、海底下の電磁波に対する比抵抗を調査することにより地下構造を推定する。CCSプロジェクトにおいては、地層内のCO<sub>2</sub>分布の推定に使用される。自然の電磁

波を利用する受動的な方法（Magneto-Telluric法：MT法）と、人工的な信号源を用いて大地の応答を引き出す能動的な方法（Controlled Source Electro Magnetic法：CSEM法）（図7.3-11）に分類される。MT法とCSEM法は同一の受信機を使用することができるため、海洋MT法は海洋CSEM法と併用して実施されることが多い<sup>1)</sup>。

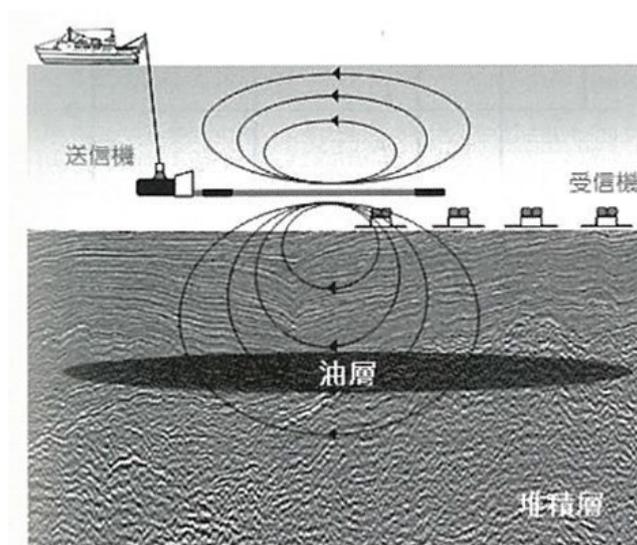


図7.3-11 電磁探査（海洋CSEM法）概念図<sup>1)</sup>

後述する電気探査と比較して、地下の比抵抗変化に対する感度が高い。探査深度のコントロールが容易である。地下に電極を打ち込む必要がなく、岩盤の発達した区域においても調査可能であるという点が長所として挙げられる<sup>1)</sup>。短所としては、弾性波探査と比較して分解能が低く、コストは3D弾性波探査と同等であることが挙げられる<sup>5)</sup>。

CCSプロジェクトでは、Sleipnerで2008年に海洋CSEM法電磁探査が実施された（図7.3-12）。取得したデータの質はおおむね良好であったが、プルーム上部の海底の地層または人工構造物に起因すると思われる不均一性による反応が確認された。Goldeneyeでも検討されたが、モデル化により得られた結果が検出閾値を下回ったため計画から除外された<sup>5)</sup>。

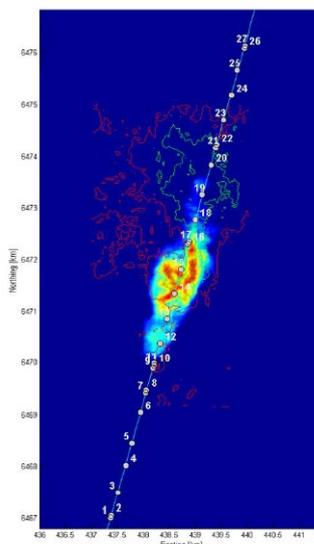


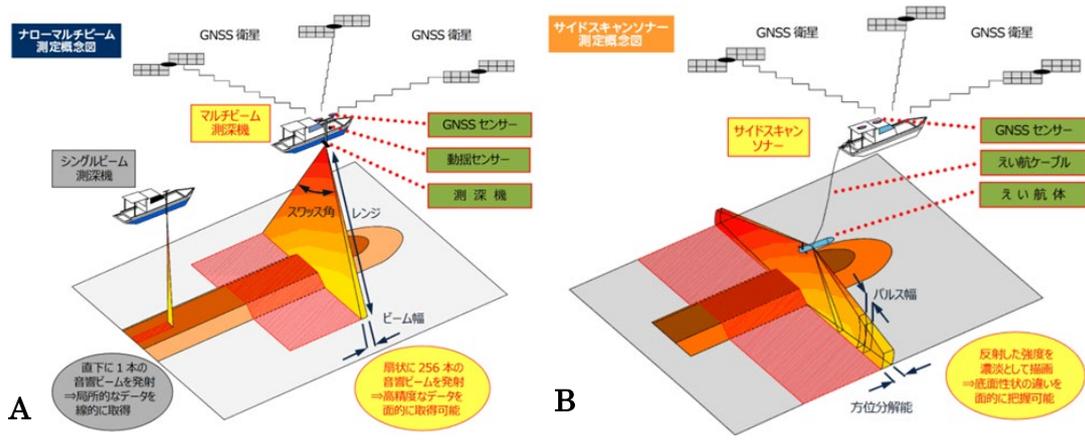
図 7.3-12 Sleipner における海洋 CSEM 法電磁探査導入例<sup>5)</sup>

#### ④ 電気探査法

電気探査法は、地層を構成する物質の比抵抗、誘電率あるいは電気化学的性質に着目し、複数個の電流および電位電極を配置したケーブルを曳航または海底面に設置し、人工的に発生した電位を測定して、地下構造を調査する手法である<sup>1 2)</sup>。間隙流体との比抵抗の差から CO<sub>2</sub> の分布を推定する。比較的低コストであるが弾性波探査と比較して分解能は低い<sup>2)</sup>。また、現在はまだ研究段階であり、海外では資源探査等に利用されているが、国内での導入事例は少ない<sup>1 2)</sup>。

#### ⑤ 音響探査

音響探査は、水中に音波を発振し海底面からの反射により、海底情報を把握する手法である（図 7.3-13）。海底地形の画像化、気泡流出の検知等に使用される。調査機材は曳航体や ROV、AUV に搭載される。海底探査産業や海洋調査において商業ベースで広く普及している<sup>2)</sup>。海底面の経時的変化を記録することで海底地形のわずかな変化を検出することができる。しかし、潮の干満、海流、底曳網等による海底の変化と CO<sub>2</sub> 圧入がもたらした海底の変化を区別することは必ずしも容易ではない<sup>5)</sup>。コストの大半は傭船料が占める。10km<sup>2</sup> 程度の調査で概ね 10 万～20 万 GBP である<sup>5)</sup>。



(A) マルチビーム音響測深 (B) サイドスキャンソナー

図 7.3-13 音響探査概要図<sup>13)</sup>

a. マルチビーム音響測深 (MBES)

マルチビーム測深機は、音響ビームを扇状に発受信し、海底地形を面的なデータとして取得する装置である（図 7.3-13 (A)）。従来のシングルビームが線状のデータ取得であるのに対し、面上に広範囲のデータを効率的に取得でき、微小な地形変化まで把握することが可能である。一般に、3D 海底地形調査に使用され、海底形状の詳細なマッピングや堆積物の推測が可能である<sup>5)</sup>。分解能が高く、10cm 単位で海底形態の変化を識別可能である<sup>2)</sup>。また、海底において海底のポックマーク（海底のくぼみ）および気泡の検出から漏出検知にも使用可能である<sup>7)</sup>。

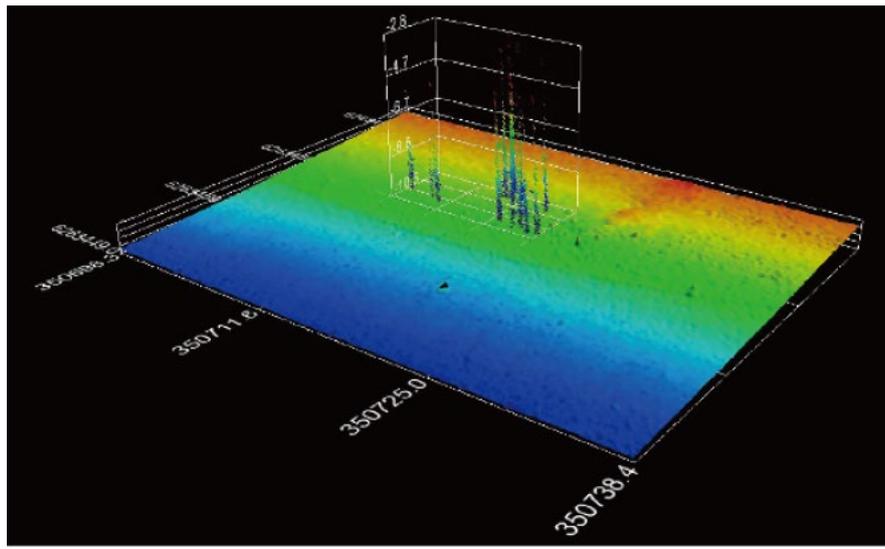
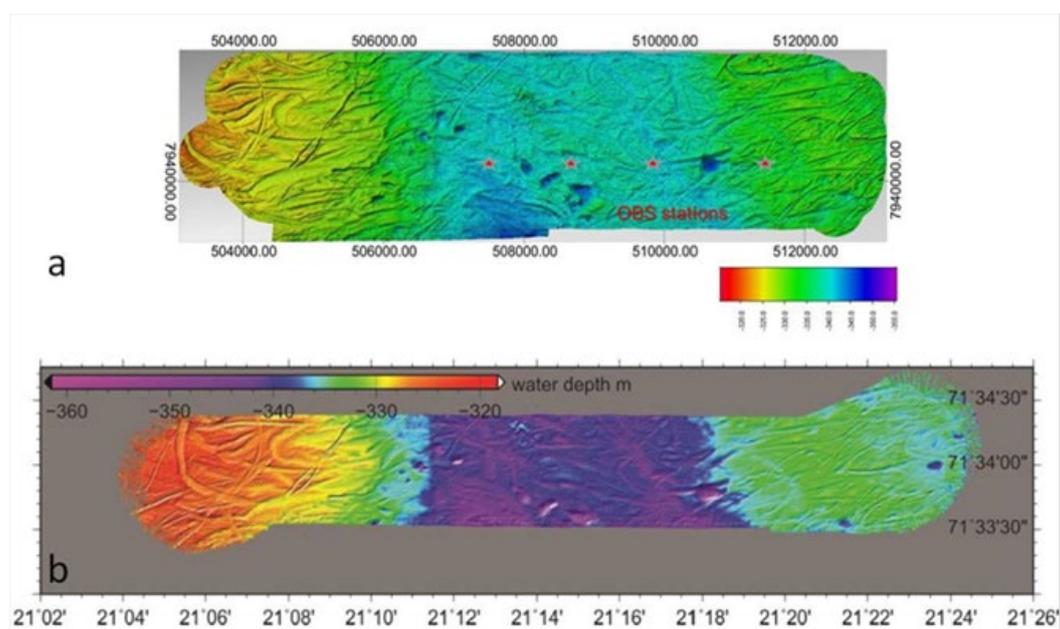


図 7.3-14 海底での気泡流を示すマルチビーム音響測深データ<sup>7)</sup>

CCSプロジェクトでは、Snøhvitで2011年と2013年にマルチビーム音響測深による音響探査が実施された。探査範囲は3×10km、水深は310～355mである。2011年には解像度5×5m、2013年には解像度4×4mの結果が得られた（図7.3-15）。観測結果から得られた主な特徴として、氷山の通過痕と2箇所のポックマークの集中分布の様子が見られ、海底からのガス漏出の兆候は検出されなかった<sup>5)</sup>。



(a) 2011年の測定記録（解像度5×5m）  
 (b) 2013年の測定記録（解像度4×4mで（a）の領域より若干狭い。）

図7.3-15 Snøhvitにおけるマルチビーム音響測深結果<sup>5)</sup>

#### b. サイドスキャンソナー

サイドスキャンソナーは、曳航体から発振された音波が海底面で反射した強度を測定する装置である（図7.3-13（B））。反射強度は海底の性状の違いを示すことから、海底面の堆積物等を面的に把握することが可能となる。広域の海底面の画像化に適しており、マルチビーム音響測深よりも高解像度の画像が得られるが、海底の平面画像に限られる。特に合成開口ソナー（Synthetic Aperture Sonar：SAS）を利用することで、1cm未満の解像度を得ることも可能である<sup>5)</sup>。

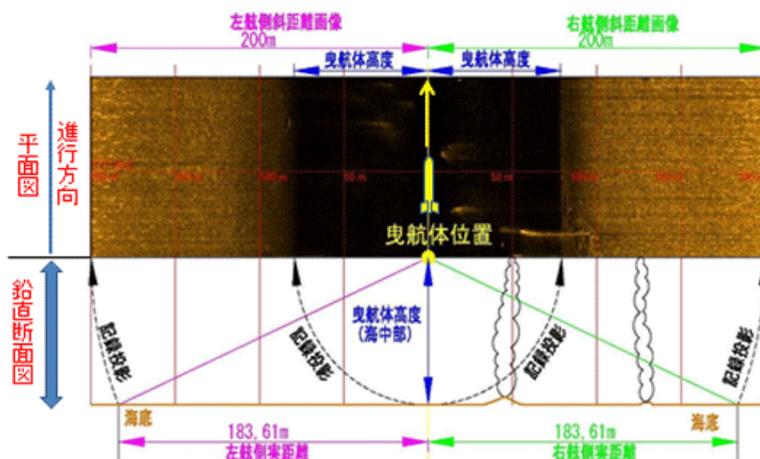
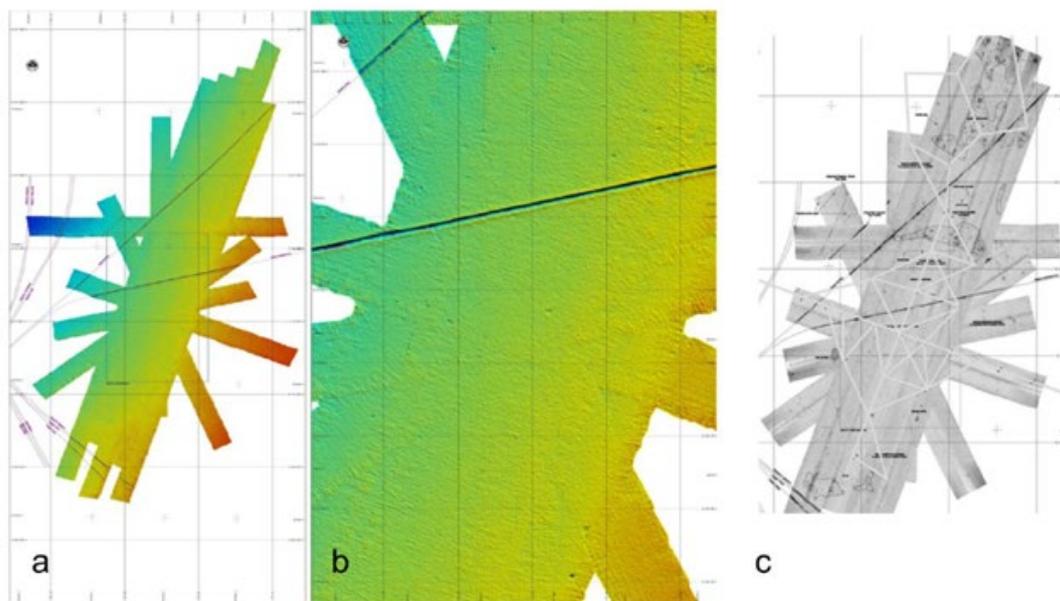


図 7.3-16 サイドスキャンソナーによる気泡検出の概要<sup>7)</sup>

CCS プロジェクトでは、Sleipner および苫小牧で採用されている。Sleipner ではサイドスキャンソナーおよびマルチビーム音響測深による海底面観察が実施され、海底に配備されたパイプラインやポックマークの分布が確認できる画像が得られた（図 7.3-17）。一方、ガスの漏出等の兆候は見られなかった<sup>5)</sup>。また、苫小牧ではサイドスキャンソナーを用いて海底面からの気泡発生の監視を行っている<sup>8)</sup>。



(a) マルチビーム音響測深による記録図 (b) CO<sub>2</sub> 圧入地点拡大図記録図  
(c) サイドスキャンソナーのデータと ROV による水中映像を合成したもの

図 7.3-17 Sleipner における音響探査導入例<sup>5)</sup>

## ⑥ 坑井モニタリング

坑井モニタリングは、貯留層や坑内において高感度のデータを取得できるという点で、漏出CO<sub>2</sub>監視における主要な方法である。CO<sub>2</sub>圧入井、あるいは観測井にて実施され、石油ガス産業では日常的に用いられている<sup>2)</sup>。

### a. 圧力計および温度計（ダウンホールモニタリング）

坑井内の圧力および温度の計測は、圧入CO<sub>2</sub>の物理特性、貯留層内の流動状況および貯留層の健全性（封じ込めの保証）管理の主要な方法である。貯留層モデルの校正、ヒストリーマッチングの重要なパラメータとしてその計測値が用いられる。一方、異常事象の原因位置の特定には不向きである。コストは、専用の取り外し装置が不要な場合、数千から数万GBP程度である<sup>5)</sup>。

CCSプロジェクトでは、Snøhvit、K12-Bおよび苫小牧で採用された。Snøhvitでは長期的な圧力モニタリングが行われ、その結果、圧入後の貯留層内の圧力上昇が予想よりも早いこと、ならびに圧入停止後の圧力減衰が予想よりも小さいことが明らかになった（図7.3-18）。この圧力モニタリングの結果と当該地域の弾性波探査結果とにより、Tubåen 貯留層への圧入停止の決定がなされた<sup>5)、8)</sup>。

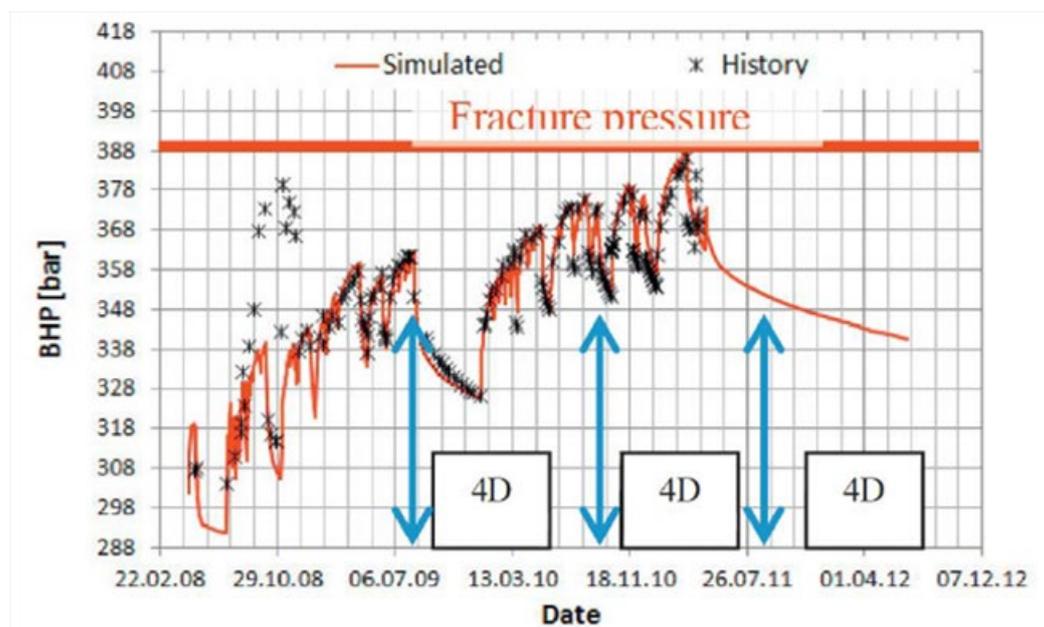


図 7.3-18 Snøhvitにおける坑内圧力測定記録およびヒストリーマッチング結果<sup>5)</sup>

### b. 物理検層

物理検層は、坑井内に下した各種の物理計測機器にて深度毎にデータを記録するモニ

タリング手法である<sup>14)</sup>。計測機器の降下に際して、ワイヤーラインの使用が一般的で、その場合は、ワイヤーライン検層とも呼称される<sup>1)</sup>。坑井の位置する地層の物理的特性、坑井およびケーシングの特性（孔径、方位・傾斜等）がモニタリング対象となる<sup>5)</sup>。

地層状態の把握を目的とした検層として、音波検層、比抵抗検層およびパルス中性子検層等がある。適切な条件下では坑井外のCO<sub>2</sub>に対し高い検知能力を持つ。しかし、調査対象範囲は坑井周辺に限定され、最適条件下でなければ溶存CO<sub>2</sub>および鉱物化CO<sub>2</sub>を検知できない<sup>3)</sup>。ケーシング状態の把握を目的とした検層としては、セメントボンド検層、キャリパー検層および坑内ビデオ等がある<sup>5)</sup>。

CCSへの適用の場合、ワイヤーおよびケーシングはCO<sub>2</sub>により腐食する可能性があるため、腐食防止対策および坑井内流体の検層結果への影響を考慮する必要がある。コストは、使用する検層の種類、坑井の種類、対象区画の深度や長さ等に応じて変動するが、標準的な油田の掘削コストに対してわずかな割合である<sup>5)</sup>。

CCSプロジェクトでは、K12-Bで採用され、ROADおよびGoldeneyeで採用が計画されていた。K12-Bでは、坑井の健全性のモニタリングにセメントボンド検層、キャリパー検層および坑内ビデオが使用された。ROADではK12-Bで採用された坑井の健全性のモニタリング技術に加え、超音波ケーシングイメージングおよびアニュラスの流れの検知が計画されていた。また、Goldeneyeでは貯留層の圧入井と観測井でパルス中性子検層による坑井周辺のCO<sub>2</sub>の飽和度測定が計画されていた<sup>5)</sup>。

### c. 地下水サンプリング

地下水サンプリングは、貯留層中の流体の挙動と化学変化の過程を把握するために、坑井内の流体を採取し、組成変化等をモニタリングする手法である<sup>14)</sup>。実験室での分析により、流体中のpCO<sub>2</sub>、pH、HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>、溶解ガス、安定同位体および後述するトレーサーの情報が取得可能であり、貯留層のモデル化や坑井におけるCO<sub>2</sub>の漏出確認に有用である<sup>5)</sup>。しかし、溶解度の圧力・温度依存性や、サンプリングの難しさにより、CO<sub>2</sub>と海水（間隙水）の化学的性質の評価には多くの課題がある<sup>3)</sup>。陸上のパイロットサイトでのサンプルあたりのコストは、5,000～10,000 GBP程度である<sup>5)</sup>。

CCSプロジェクトでは、K12-Bで採用され、Goldeneyeでも採用が計画されていた。K12-Bでは2010年に圧入井のpHと化学組成について坑内サンプリングによる化学分析が実施された。この結果は、貯留層内におけるCO<sub>2</sub>の挙動の推定に用いられた<sup>5)</sup>。

#### d. トレーサー

圧入CO<sub>2</sub>にトレーサーを単発的あるいは連続的に添加し、各種サンプル中のトレーサー量を分析することで貯留層におけるCO<sub>2</sub>の移動、漏出の追跡を行う手法である。6フッ化硫黄（SF<sub>6</sub>）等の人工ガスやクリプトン（Kr）等の希ガスが使用される。検出限界は各トレーサーで異なるが、全般的に極少量での検出が可能である<sup>5)</sup>。

トレーサーに使用する人工ガスの多くは、それ自体が温室効果ガスであるため、可能な限り使用量を控える必要がある。希ガスの場合は一般的に高価で入手が難しく、分析施設もほとんどないとされている。ある研究所におけるサンプル当たりの分析費は希ガスで350GBP、SF<sub>6</sub>で125GBP程度である<sup>5)</sup>。

CCSプロジェクトでは、CO<sub>2</sub>-EORの効果に関する調査プロジェクトであるK12-Bで採用された。K12-Bではトレーサーとして1,3ペルフルオロメチルシクロヘキサン（1,3-PDMCH）とペルフルオロメチルシクロペンタン（PMCP）が採用された。ガスサンプルは2基の生産井（K12-B1とK12-B5）から毎週採取された。圧入井にトレーサーを添加後、K12-B1（圧入井から420m）では130日後に（図7.3-19）、K12-B5（圧入井から約1,000m）では463日後にトレーサーが検出された。トレーサーがCO<sub>2</sub>よりも先に生産井に到達する結果となったが、これは両者の溶解度の違いによるものであると考えられている。また、隣接する区画に位置する生産井であるK12-B5のガスを分析した結果、トレーサー成分は検出されなかったことから、断層間において漏洩経路が形成された可能性は非常に低いことが示唆された<sup>5)</sup>。

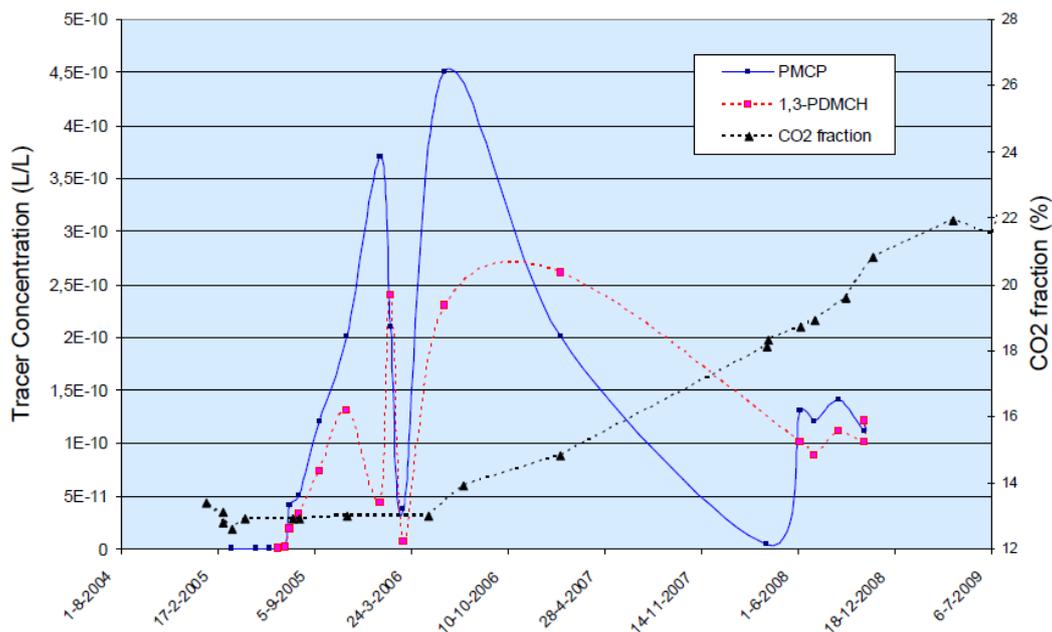


図 7.3-19 K12-B1 観測井のトレーサー濃度と CO<sub>2</sub> 濃度<sup>5)</sup>

### ⑦ 海洋モニタリング

海域での貯留サイトでは浅海域を対象に、CO<sub>2</sub>漏出検知を目的としたモニタリングツールが用いられている<sup>5)</sup>。

#### a. 水中ビデオ

水中ビデオを用いたモニタリングは、AUV、ROV または曳航体等によって静止画や動画による海底の画像化を行い、その目視により観測を行う手法である。気泡、微生物マット（群集）、生物相の検出が可能である<sup>5)</sup>。

長所として、細かく目標を定め、正確かつ詳細に観測できることや、経時変化を高い解像度で記録することができる点が挙げられる。短所としては、調査対象範囲がごく近傍に限られて狭い点、海底から立ち上る気泡の大きさや形状を解析することが難しい点<sup>5)</sup>、データ分析に時間を要する点、得られた結果を自然変動の影響と区別して評価することが難しい点等が挙げられる<sup>7)</sup>。コストについてはAUVやROV等の運用費用を除けば低い（1,000～1万GBP）<sup>5)</sup>。

CCSプロジェクトでは、Sleipner および苫小牧で採用されている<sup>5)</sup>、<sup>8)</sup>。Sleipner では重力計を海底に設置する際に、使用したROVからビデオ画像が撮影された（図7.3-20）。また2011～2013年には、底生生物の回収容器の設置の際に、サンプリング容器と海底の距離を確認するため、水中ビデオが利用された<sup>5)</sup>。



図 7.3-20 Sleipner における水中ビデオ導入例<sup>5)</sup>

#### b. 海底（地表）変位モニタリング/地表傾斜

高精度の傾斜計、圧力計、音響技術等を利用して海底面の変位のモニタリングを行うことで、その海底地形変化から圧入 CO<sub>2</sub> による帯水層の体積変化の把握を行う<sup>5)</sup>、<sup>1</sup>  
4)。海底面の変位を正確に測定できる一方で、十分な範囲を調査するには数多くのセンサーを必要とする。

CCS プロジェクトでは、Goldeneye プロジェクトにおいてプラットフォームに搭載された高解像度 GPS を利用して、限定的な範囲内での海底変位監視が計画されていた。コストは 1,000～1 万 GBP 程度である（プラットフォーム搭載の GPS を利用した場合<sup>5)</sup>）。

#### c. 海水センサー

海水センサーでは、CO<sub>2</sub> の漏出検知を目的に、調査対象地点周辺の水柱（海上から海底まで連続的に続く水塊）について、CO<sub>2</sub> に関する特徴把握を行う。使用されるセンサーとして CTD（電気伝導度、温度、水深）、pH、pCO<sub>2</sub> 等が挙げられる<sup>5)</sup>。市販されている各種センサーについての比較を表 7.3-5 および表 7.3-6 に示す<sup>15)</sup>。

各種センサーを併用することにより、周辺の水塊とは異なる特異な化学的性質をもつ水柱部分の識別ができる。一方、センサーの垂直方向の測定間隔の違いや CO<sub>2</sub> の漏出量によっては小規模漏出を検出できないこともある点、バックグラウンド範囲、ばらつきに関する情報を得るため、ベースライン測定が必要となる点が注意点として挙げられる。プラットフォームでの利用等、備船コストを除外した場合、コストは 1,000～1 万 GBP 程度（機器自体の調達には 3 万～5 万 GBP 程度）である<sup>5)</sup>。

CCS プロジェクトへの導入は、Sleipner、Snøhvit および苫小牧で採用され、

Goldeneyeでも採用が計画されていた。Snøhvitでは、マルチビーム音響測深の調査結果の校正および水柱の特性把握を目的に、水深310～355mの海域で、CTDを利用した電気伝導度、温度、水深に加えて、音速、蛍光度、濁度、塩分および溶存酸素を測定された。その際、後述するニスキン採水器を用いた採水によるpHと溶存酸素の測定が船上で行われた<sup>5)、8)</sup>。

表 7.3-5 海水センサー一覧（溶存態温室効果ガス）<sup>15)</sup>

測定項目	No.	センサー	メーカー、研究機関	測定原理	測定範囲	測定精度	分解能	反応速度	対応水深	形状	重量	消費電力	電源	データ記録	参考価格	
pCO <sub>2</sub>	1	pH-CO <sub>2</sub> /ハイブリッドセンサー	紀本電子工業株、JAMSTEC	ガス透過膜+ pH試薬の吸光光度分析	300~2000µatm	±3µatm	1µatm	90%応答時間 3min	3,000m	ポンプユニットD:90mm L:326mm メインユニットD:87mm L:570mm	空中:5.8kg 水中:2.0kg	0.2A	外付け DC24V	内蔵記録式 microSD 4GB	800万円	
	2	SAMI-CO <sub>2</sub>	Sunburst Sensors	ガス透過膜+ pH試薬の吸光光度分析	150~700ppm	±3µatm	1µatm	90%応答時間 5min	600m	D:150mm L:580mm	空中:7.6kg 水中:1.1kg	1hごとの計測で 6ヶ月間使用可能	18 D cell アルカリ,13.5V	内蔵記録式	200万円 (+半年毎 に要メンテ 20万)	
	3	HydroC/CO <sub>2</sub>	CONTROS Systems & Solutions GmbH	ガス透過膜+ 高精度光学解析式NDIR	200~1000ppm 200~3000ppm 200~5000ppm	±1%	<1ppm	63%応答時間 6min 90%応答時間15min 外付けポンプ追加 63%応答時間90sec 90%応答時間210sec	2,000m 4,000m 6,000m	D:90mm L:376mm	空中:4.7kg 水中:2.2kg	計測時:平均3~4W 初期待機時:10W以下 (12V電源使用時)	11-24VDC	内蔵記録式	500万円	
	4	PSI CO <sub>2</sub> -pro	Pro-Oceanus System Inc.	管状ガス透過膜+ 高精度光学解析式NDIR	0~600ppm	±2ppm	0.01ppm	2.5min	110m	D:173mm L:330mm	空中:5.5kg 水中:0.4kg	12V/0.4A (ウォームアップ:0.8A)	12±0.5VDC	内蔵記録式	550万円	
	5	MAPCO2 (Battele Seaology)	Battelle Seaology (PMEL/NOAA)	標準ガス曝気+ 直接NDIR	200~600ppm	±3ppm	0.01ppm					2.43kWh (およそ243A-hr)	10V(7~14.5V)			
	6	CO <sub>2</sub> Optode	Aanderaa Data Instruments AS	ガス透過膜+青色LEDによるポリマー膜内物質の励起と赤色蛍光との位相変化を計測	0~50000µatm			90%応答時間 5min	600m (1200m)	D:36mm L:86mm		80mW (5秒 間隔計測) 7mW (60秒 間隔計測)	AADI RCM9 等に搭載可	AADI RCM9等に 依存		
	7	ISFETpH/pCO <sub>2</sub> センサー	電力中央研究所	ガス透過膜+イオン感応性電解効果型トランジスタ (内部液のpH相関)				90%応答時間60sec (水温2~4°C)	1500m(実績:3000m)						内蔵記録式	
N <sub>2</sub> O	1	溶存成分マイクロセンサー 亜酸化窒素(N <sub>2</sub> O)センサー	Unisense	二重構造のガラス管構造によりO <sub>2</sub> と分離後、電極にて還元させたN <sub>2</sub> Oを計測	下限:0.1~0.5µM 上限:500µM	検出下限:0.1~0.5µM(チップ径による)	2%	90%応答時間 10sec	センサー部:50m	MiniProfiler MP4 L:約1000mm H:約1000mm	MiniProfilerMP4、ロガー部込みで重量約100kg	充電式内部バッテリー: 18H 外部バッテリー:100H	12V	内蔵記録式 8~32GB	160万円	
CH <sub>4</sub>	1	HydroC/CH <sub>4</sub>	CONTROS Systems & Solutions GmbH	高精度光学解析式NDIR	<100nM/L~5µM/L	読み取り値の3%	<10nM/L	外付けポンプ付きで >7sec	2,000m 4,000m 6,000m	D:90mm L:376mm	空中:4.7kg 水中:2.2kg	12VDC,400mA	11-24VDC	内蔵記録式	280万円 (2000m) +オプション 約300万円	
	2	METSセンサー	Franatech GmbH	熱触媒反応方式	標準)50nM~10µM 高感度)1nM~500nM 低レンジ)20nM~1µM 高レンジ)1µM~40µM	読み取り値の5%	4~5nM/L	反応速度 数秒 90%応答時間: 1~30min	2,000m Option: 3,500m	D:49mm L:200mm	(ステンレス):空中 1.5kg 水中1.0kg (チタン):空中1.0kg 水中0.5kg	12VDC, 40mA	9-36VDC	アナログ出力、RS-485	161万円+ オプション: 52万円	
UWMS	1	NEREUS	Woods Hole Oceanographic Institution	半透膜+質量分析法	分子量:2~150mnu 検出限界:1ppm			5~15min (理論上は10sec)	理論上 200m	D:17 inch (416mm)の球型	重量22kg	20W	12V,7Ah バッテリー x2			
	2	Inspectr200-200	フロリダ大学	PDMS毛細管+質量分析法	分子量:1~600mnu 検出限界:1~5ppb			5~15min (分子量18種を選択して5secで1データ)	最大 200m	D:190mm L:1400mm	重量39kg	20W				

網掛け部分は研究開発中のセンサーであるため、データが開示されていないことを示す。

表 7.3-6 海水センサー一覧（測定項目：栄養塩、pH、DO）<sup>15)</sup>

測定項目	No.	センサー	メーカー、研究機関	測定原理	測定範囲	測定精度	分解能	反応速度	対応水深	形状	重量	消費電力	電源	データ記録	参考価格
NO <sub>2</sub> , NO <sub>3</sub>	1	YSI 9600	YSI	発色試薬+吸光度分析	高濃度用(海水用) 0.025~10.0 mg/L	読値の±5%、または0.2mg/Lの大きい方(0~10mg/L)、読値の±10%(6~10mg/L)	0.01mg/l	サンプリングレート 30min	61m	D:330mm L:710mm	空中18.2kg	バッテリー寿命:150日(20°C、1時間毎測定)	バッテリーパック1個(単1アルカリ電池14個)	3MB	300万円
	2	ISUS V3	Satlantic	紫外域スペクトル吸収測定法+数学的アルゴリズム	0.5~2000µM (0.007~28mg/l-N)	±2µM (0.028mg/l-N)または読値10%	±0.2µM (0.0028mg/l)	サンプリングレート 1Hz	200m (1000m)	D:114mm L:608mm	空中5.0kg 水中0.7kg	7.5W (0.625A・12V)	6~18VDC	256MB	550万円(+電池40万)
PO <sub>4</sub>	1	Cycle-PO <sub>4</sub>	WET-Lab	発色試薬+吸光度分析	0.075~10µM (0.0023~0.3mg/L)	0.15µM (0.0046mg/L)		サンプリングレート 30min	200m	D:180mm L:560mm	空中6.8kg 水中0.37kg	125mA	10~18VDC	1GB	340万円
pH	1	SBE18 (pHオプションセンサー)	Sea-Bird Electronics, Inc	ガラス電極法	0~14	0.1pH	0.01	1sec	1,200	D:48mm L:337mm	空中:0.7kg	10mA	6~24VDC	SBE CTDシリーズに依存	45万円
	2	SP-11海水pHセンサー	紀本電子工業㈱、高知大学	ガラス電極法	3.5~9	0.01pH	0.001pH	2sec	200m	D:76mm L:415mm	空中:1.5kg 水中:0.4kg	20mA スリープ時:0.3mA	リチウムCR123A 4本	内部記録 microSD 4GB	100万円
	3	SAMI-pH	Sunburst Sensors,LLC	発色試薬+吸光度分析	7~9	±0.003pH	0.001pH	3min	600m	D:150mm L:580mm	空中:7.6kg 水中:1.1kg	1hごとの計測で6ヶ月間使用可能	18 D cell アルカリ,13.5V	内蔵記録式	150万円
	4	SeaFET	Stalantic	ISFET半導体	6.5~9	0.05pH	0.01	20sec	50m	D:114mm L:406mm	空中:4.5 kg 水中:0.0 kg	計測中20mA スタンバイ3.5mA	内部バッテリー 10.5 V 19.8 Ah	内部記録 容量2 GB	100万円 + メンテ費用 12万円
	5	ISFETセンサー	電力中央研究所	ISFET半導体		0.005pH		1sec	<3,000						
DO	1	SBE 43	Sea-Bird Electronics, Inc	隔膜ポーラログラフ法	0~15ml/L	0.1ml/L	0.01ml/L	0.5mil膜:2~5sec 1.0mil膜:8~20sec	600 (ハウジング交換で7000m)	D:67mm L:299mm	空中:0.5kg 水中:0.1kg	6.5~24VDC 50mW	SBE CTDシリーズに備付可能	SBE CTDシリーズに依存	130万円
	2	Oxygen Optode 3830	Aanderaa Data Instruments AS	蛍光法	0~11ml/L	0.18ml/L	0.03ml/L	1sec	6,000	D:36mm L:86mm	0.21kg	6~14VDC(SR10) 5~14VDC(RS-232)	AADI RCM9等に搭載可	AADI RCM9等に依存	127万円
	3	RINKO 1	JFEアドバンテック㈱	蛍光法	0~18ml/L	0.15ml/L	0.003~0.0012ml/L	1sec	7,000	D:54mm L:245mm	空中:0.9kg 水中:0.6kg	平均 125mA	CR-V3型リチウム電池 /3.3Ah	miniSD	105万円(ソフト:6万円)

網掛け部分は研究開発中のセンサーであるため、データが開示されていないことを示す。

#### d. 採水分析

採水分析は、海水サンプルを採取し、ガス含有量等を測定する手法である<sup>2)</sup>。測定は航海中に船上で行われるか、より精密な測定は陸上の分析機関で行われる<sup>5)</sup>。サンプル採取にはロゼット採水器（ニスキン採水器（図 7.3-21）およびCTD等各種センサーを組み合わせたもの）やROV、ダイバーを利用する<sup>2)</sup>、<sup>5)</sup>。採水間隔やCO<sub>2</sub>プルームの拡散状況により、漏出を検知できない場合もある<sup>5)</sup>。

CCSプロジェクトでは、Sleipner、Snøhvit および苫小牧にて、海水センサー数種を用いた海洋モニタリングの際に、ニスキン採水器を用いた採水が行われた<sup>5)</sup>。苫小牧では塩分、溶存酸素（Dissolved Oxygen; DO）、全炭酸、アルカリ度および硫化物イオン濃度の測定を目的に、表層（海面下0.5m）、上層（海面下5m）、下層（海底面上5m）および底層（海底面上2m）を採水層とした採水分析が行われている<sup>8)</sup>。



(左) 投下時 (右) ガラス瓶への封入

図 7.3-21 調査船上におけるニスキン採水器を用いた採水風景<sup>16)</sup>

#### e. 採泥分析

海底の堆積物を採取・測定する手法である。経時的なサンプリングを行うことで、CO<sub>2</sub>漏出を示唆する堆積物、間隙水、ガス、および底生生物相の変化の検知に使用することが可能である<sup>5)</sup>。

CCSプロジェクトではSleipner、Snøhvit および苫小牧で採用、Goldeneye で計画されていた<sup>5)</sup>、<sup>8)</sup>。採泥器には、ドレッジ採泥器、グラブ採泥器、柱状採泥器（コアラー）がある。苫小牧では海底表土を採取するためにグラブ型のマッキンタイヤ採泥器を使用している。

CO<sub>2</sub>濃度の高い液体は、海底の堆積物を通過する際に、微量金属を溶出させる性質をもつため、堆積物サンプルの溶出特性を把握しておくことは、CO<sub>2</sub>漏出に対する早期の

検出につながる<sup>5)</sup>。堆積物内のガスが天然由来なのか、それとも貯留層から漏出したものなのかを見極めるためには、CO<sub>2</sub>およびCH<sub>4</sub>分析が必要とされるが、溶存ガスの濃度を正確に反映するコアのサンプリングは困難である（サンプル採取時にガスが揮散してしまうため）といった問題点がある。小型船舶を使用したバイプロコアラの使用料は、約5,000GBP（£5,000）、ボックスコアラは、1サンプルにつき約数百GBPとされている<sup>5)</sup>。

#### f. 生態系反応モニタリング（バイオマーカー）

CO<sub>2</sub>漏出による周辺水域のpH低下および水質変化に伴う生態相の変化を、バイオマーカーを用いて、水中ビデオあるいは堆積物サンプリング結果でモニタリングすることにより評価する。しかし、CO<sub>2</sub>漏出に伴う作用と季節性の自然変異によるCO<sub>2</sub>放出を明確に区別することは困難である。また、最も効果的なバイオマーカー種も確立されていない。バイオマーカー検出を目的とする採泥サンプルの採取費用は1サンプル当たり、数百GBP程度であるが、回収したサンプルの処理および有機体の特定には追加的なコストが発生する<sup>5)</sup>。

CCSプロジェクトでは、Sleipnerで採用、Goldeneyeで計画されていた。SleipnerではCO<sub>2</sub>ReMoVeプロジェクトの一環として、バイオマーカーとしての使用可能性を調べるために深海の二枚貝（*Acesta excavata*（北大西洋の深海ではありふれた種））のCO<sub>2</sub>耐性の評価が行われた。一般的にこのような深海性の動物相は、CO<sub>2</sub>濃度変化への許容度が低いとされている。評価は、二枚貝のグループに対し高濃度CO<sub>2</sub>への暴露前後の酸素消費量、アンモニア性窒素排出量、血リンパや細胞組織の酸成分の変化を調査、確認した。その結果、実験種の二枚貝にはCO<sub>2</sub>濃度の上昇に伴う測定可能な生物化学的な変化が見られ、モニタリング用のバイオマーカーとして使用できる可能性があると判断された<sup>5) 8)</sup>。

### (3) 各プロジェクトにおけるモニタリング実施項目

本調査において確認された、海域でのCCSプロジェクトにおいて採用されたモニタリング項目を表7.3-7に示す。各モニタリング項目は貯留層性質、海域条件、実施国における貯留要件等に応じて、適切な項目が選定されている。

表 7.3-7 海域のCCSプロジェクトにおけるモニタリング実施項目<sup>5)</sup>、<sup>8)</sup>

技術区分	技術名称	Sleipner	Snøhvit	K12-B	Goldeneye	ROAD	苫小牧
弾性波探査	ストリーマー—3D弾性波探査	◎	◎		○	○	
	ストリーマー—2D弾性波探査	◎					
	ストリーマー—P-Cable弾性波探査 (高分解能3D弾性波探査)		◎		○		◎
	海底ケーブル(OBC)/海底ノード(OBN)				○		◎
	サブボトムプロファイラー	◎			○		
	VSP(Vertical Seismic Profile)				○		
	坑井間(弾性波)トモグラフィ	海域での貯留モニタリングの配備・提案実績 なし					
微小振動観測	受動振動(微小振動を含む)モニタリング				○	○	◎
重力探査	重量測定法	◎	◎				
電磁探査	海洋MT(Magneto-Telluric)法 海洋CSEM(Controlled Source Electro Magnetic)法	◎			○		
電気探査	研究段階						
音響探査	マルチビーム音響測深	◎	◎		○	○	
	サイドスキャンソナー	◎			○	○	◎
坑井 モニタリング	圧力計および温度計	◎	◎	◎	○	○	◎
	物理検層			◎	○	○	
	地下水サンプリング			◎	○	○	
	トレーサー			◎	○		
海洋 モニタリング	水中ビデオ	◎					◎
	海底(地表)変位モニタリング/地表傾斜				○		
	海水センサー	◎	◎		○		◎
	採水分析	◎	◎		○		◎
	採泥分析	◎	◎		○	○	◎
	生態系反応モニタリング (「バイオマーカー」)	◎			○		◎

◎:実際に採用された項目  
○:計画もしくは検討されたものの実施には至っていない項目

【参考文献】

- 1) 石油技術協会、"石油鉱業便覧 石油技術協会創立 80 周年記念" (2013)
- 2) IPCC, "IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 2, Chapter 5: Carbon Dioxide Transport, Injection and Geological Storage", (2006)
- 3) NETL, "BEST PRACTICES:Monitoring, Verification, and Accounting (MVA) for

Geologic Storage Projects,2017 REVISED EDITION”, (2017)

- 4) 松村 謙一、鴨下 智裕、宮本 賢治、“海上3次元反射法探査システム P-Cable の特長と適用性”、応用地質技術年報、応用地質株式会社エンジニアリング本部編、Vol.32、p.77-87 (2013)
- 5) IEAGHG, “Review of offshore Monitoring for CCS Projects” (2015)
- 6) T.A. Meckel, Y.E. Feng, R.H. Trevino, “High-resolution 3D seismic acquisition at the TomakomaiCO2storage project, offshore Hokkaido, Japan”, (2018)
- 7) 公益財団法人地球環境産業技術研究機構 CO2 貯留グループ ホームページ、CCS 安全性評価への取り組み、<http://www.rite.or.jp/co2storage/safety/#anch03>
- 8) 環境省ホームページ、特定二酸化炭素ガスの海底下廃棄する海域の特定二酸化炭素ガスに起因する汚染状況の監視に関する計画に係る事項、  
[http://www.env.go.jp/press/tenpu2\\_kansikeikaku.pdf](http://www.env.go.jp/press/tenpu2_kansikeikaku.pdf)
- 9) xylem 社ホームページ、Sub-bottom Profiling Acquisition Techniques in HYPACK®,  
<http://www.hypack.com/File%20Library/Resource%20Library/Technical%20Notes/Sub-bottom-Profiling-Acquisition-Techniques-in-HYPACK.pdf>
- 10) 二酸化炭素地中貯留技術研究組合ホームページ、研究テーマ「1. 大規模 CO2 圧入・貯留の安全管理技術の確立」、<http://www.co2choryu-kumiai.or.jp/business/theme/>
- 11) 社団法人物理探査学会、“物理探査ニュース 第3号” (2009)
- 12) 財団法人地球環境産業技術研究機構、“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” (2010)
- 14) みずほ情報総研株式会社、独立行政法人産業技術総合研究所、千代田化工建設株式会社、“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” 環境省 (2013)
- 15) 一般財団法人エンジニアリング協会、“平成25年度 地球温暖化対策等に貢献するエンジニアリング調査研究補助事業 沿岸域海水中温暖化ガス連続モニタリング技術に関する調査研究” (2013)
- 16) 国立研究開発法人海洋研究開発機構ホームページ、海洋地球研究船「みらい」大航海 SORA レポート  
[https://www.jamstec.go.jp/j/jamstec\\_news/sora2009/report.html](https://www.jamstec.go.jp/j/jamstec_news/sora2009/report.html)

## 7.4 圧入終了後のモニタリングとその現状に関する調査

### 7.4.1 調査対象

我が国では、EOR（Enhanced Oil Recovery、石油増進回収）のためのCO<sub>2</sub>圧入井の閉鎖事例は存在するものの、深部塩水層への貯留のためのCCSプロジェクトにおけるCO<sub>2</sub>圧入井の閉鎖事例はまだ存在しない。そこで、我が国の将来のCCSプロジェクトのモニタリングの参考とするため、深部塩水層でのCCSプロジェクトに関する圧入終了後のモニタリングについて、公開情報を基に文献調査を行った。

海外では圧入が終了しており、坑井の廃坑を行っていると考えられる実証CCSプロジェクトが既にいくつか存在する。さらに、現在稼働中のプロジェクトや中止となったプロジェクトにおいても、圧入終了後および閉鎖後のモニタリング計画を作成している事例があった。そこで、終了後、稼働中および中止となったプロジェクトを対象として、圧入終了後のモニタリングに関する調査を実施した。

調査対象としたCCSプロジェクトのうち、圧入終了後のモニタリングを実施した事例が3件（他の1件は圧入終了後のモニタリングに関する情報を確認できず）、稼働中でモニタリング計画を有している事例が2件、中止となったがモニタリング計画を作成していた事例が4件の合計9件のプロジェクトの情報を確認した。それらの結果の概要を表7.4-1に示す。

表 7.4-1 圧入終了後のモニタリングに関する情報が確認できたプロジェクト一覧

No.	プロジェクト名	国	概要
終了した実証プロジェクト			
(1)	Ketzin Pilot Project	ドイツ	圧入終了後のモニタリングとして、弾性波探査、温度圧力等のモニタリングを実施している。段階的に坑井を廃止しており、2015年から2017年にサイト閉鎖のためのプロジェクトが実施されている。
(2)	Mountaineer Validation Facility	米国	圧入終了後モニタリングとして、地下水、温度圧力等のモニタリングを実施している。圧入終了後、5年のモニタリングの後、2017年にサイトを閉鎖している。
(3)	Plant Barry & Citronelle Integrated Project	米国	圧入終了後のモニタリングとして、地層圧力、弾性波探査、貯留層の流体サンプリング等を行っている。圧入終了後、3年間のモニタリングの後、2017年にサイトを閉鎖している。

No.	プロジェクト名	国	概要
(4)	In Salah	アルジェリア	2011年に圧入を中断している。稼働中のモニタリングの内容は確認できたが、圧入終了後のモニタリングに関する情報は確認できなかった。
稼働中のプロジェクト			
(1)	Illinois Industrial Carbon Capture and Storage	米国	2017年から稼働している。許可申請のための閉鎖計画が作成されており、圧入終了後のモニタリング計画として、手法、頻度等が記載されている。
(2)	Quest	カナダ	2015年から稼働している。MMV (Measurement, Monitoring and Verification) 計画として、圧入終了後からサイト閉鎖段階におけるモニタリング手法が記載されている。
中止となったプロジェクト			
(1)	FutureGen2.0	米国	計画は中止となったものの、許可申請のための閉鎖計画に関する書類が作成されており、坑井ごとにモニタリング計画が記載されている（流体サンプリング、検層、微小振動等）。
(2)	White Rose	英国	計画は中止となったものの、貯留に関するリスク評価・モニタリング・是正措置レポートおよび暫定的閉鎖計画にて、圧入終了後のモニタリング手法およびその頻度等が記載されている。
(3)	Peterhead	英国	計画は中止となったものの、貯留開発計画にて、圧入終了後のモニタリング手法およびタイミングが記載されている。
(4)	ROAD	オランダ	計画は中止となったものの、モニタリング計画において、廃坑後のモニタリング項目について言及している。許可申請のための書類にも、モニタリングに関する情報が記載されている。

#### 7.4.2 各プロジェクトの詳細情報

情報が確認された CCS プロジェクトについて、さらなる詳細情報の調査を行った。調査対象としたプロジェクトはその性質から、①終了した実証プロジェクト、②稼働中のプロジェクト、③中止となったプロジェクトの三つに分類される。それぞれの調査結果は以下のとおりであった。

##### (1) 終了した実証プロジェクト

###### ① Ketzin

Ketzin プロジェクトは、水素製造に伴い発生する CO<sub>2</sub> を陸域の深部塩水層に圧入する

実証プロジェクトであり、2008年6月から2013年8月にかけて67,000トン以上のCO<sub>2</sub>を圧入した。同プロジェクトでは、表7.4-2に示すとおり、合計5本の坑井が掘削されている。また、2013年10月よりサイト閉鎖のための作業が開始されており、同年12月には圧入設備が解体された。2014年時点のKetzinプロジェクトは図7.4-2で示すと通りの段階にあった。2016年時点では、2017年夏にはすべての坑井が廃坑される予定であった。Ketzinプロジェクトの稼働中に実施したモニタリングを表7.4-3に示す。

表 7.4-2 Ketzin プロジェクトの坑井一覧<sup>1)、2)</sup>

坑井の種類	坑井名
深部観測井	Ktzi 200
圧入井／深部観測井	Ktzi 201
深部観測井（2013年に一部廃坑後、2015年に廃坑完了）	Ktzi 202
深部観測井	Ktzi 203
浅部観測井	P300

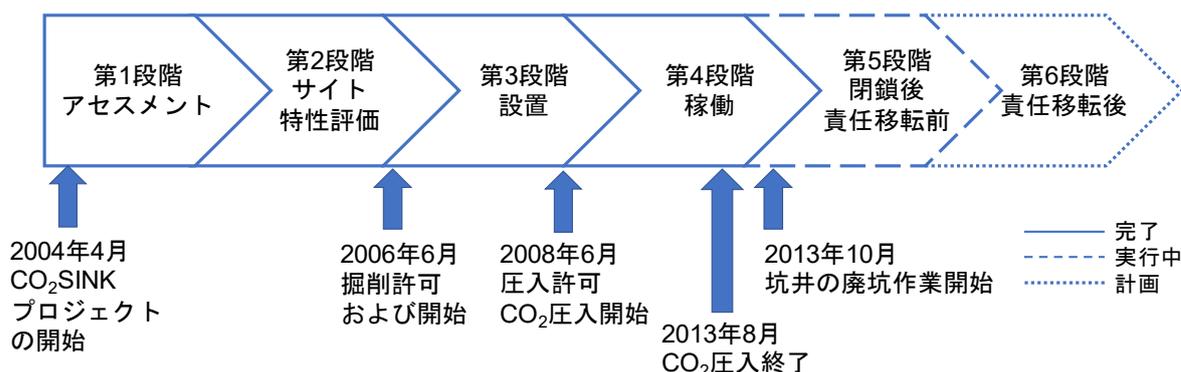


図 7.4-1 2014年時点のKetzinプロジェクトの段階<sup>1)</sup>

表 7.4-3 Ketzin プロジェクトで実施された主なモニタリング<sup>1)</sup>

モニタリング	頻度
坑口、ケーシング、坑底の温度圧力計；分散型温度検知（DTS）	連続検知
坑井検層	～年1回
弾性波探査	
地上－地上（3D／4D）	2005、2009、2012
地上－地上（star survey）	2005、2009、2011
地上－坑内（VSP、MSP）	2007、2009、2011
坑井間	2008、2009
受動的振動観測	連続検知
電気抵抗トモグラフィ（ERT）	
坑井間	週1回
地上－坑内	2007、2008、2009、2011、2012

モニタリング	頻度
地上ー地上	2009、2011、2012
人工電流源電磁探査法（CSEM）	定期的なフィールド試験
土壌CO <sub>2</sub> フラックス計測	2週間に1回～月1回
化学的および微生物モニタリングのための坑井からの流体サンプリング	月1回～年1回
干渉合成開口レーダー（InSAR）	連続検知

本プロジェクトでは、CO<sub>2</sub>の圧入終了後に圧入井からのCO<sub>2</sub>の回収実験および仕上流体の圧入試験を実施している。その後、各坑井の廃坑が行われていたが、その間に実施されたモニタリングに関する情報は確認できなかった。一方で、坑井へのアクセスが可能な限り、坑井の状態と健全性を確認するためモニタリングを継続するとしている。少なくとも、3D弾性波探査をはじめ、温度圧力計測、流体サンプリング、土壌CO<sub>2</sub>フラックス計測は、圧入終了後も実施したことが確認されたことから、圧入中と同様のモニタリングを継続していると推測される。

2013年の秋にKtzi 202は耐CO<sub>2</sub>セメントを用いて一部廃坑（セメントプラグ）され、坑井の健全性の確認後に、2015年に廃坑が行われた。一部廃坑の期間中は、セメント、ケーシング等のサンプルを採取し、高濃度のCO<sub>2</sub>環境下における耐CO<sub>2</sub>材への影響を検証するとともに、廃坑されるまでの期間の坑井はモニタリングに利用された<sup>3)</sup>。2016年時点では、Ktzi 202以外の坑井は2017年夏までに廃坑され、その後、サイトの原状復帰が行われる予定となっていた<sup>2)</sup>。

なお、廃坑後のモニタリング項目に関する情報は確認できなかった。しかし、2015年から2017年の廃坑のプロセスは「COMPLETEプロジェクト」として実施されている<sup>4)</sup>。2018年1月時点ではその結果に関する情報はまだ公開されていないが、今後同プロジェクトの成果報告書等が公表されることが期待される。

## ② Mountaineer Validation Facility

Mountaineerプロジェクトは、火力発電所から発生したCO<sub>2</sub>を回収し、陸上の深部塩水層に圧入するプロジェクトであり、2009年10月から2011年5月まで実施された。CO<sub>2</sub>圧入量は累計で約37,000トンである。坑井の内訳は、2本の圧入井、3本の深部観測井と4本の地下水モニタリング用の浅部観測井である。

圧入井（AEP#1、AEP#2）、観測井（MW-1、MW-2、MW-3）、地下水モニタリング坑井（4本）の位置を、図7.4-2に示す。また、プロジェクトを通じて適用されたことが確認できたモニタリング技術を、表7.4-4に示す。本プロジェクトのモニタリング計画等の資料は公開されていないため、モニタリングの実施頻度等に関する詳細情報は確認でき

なかった。

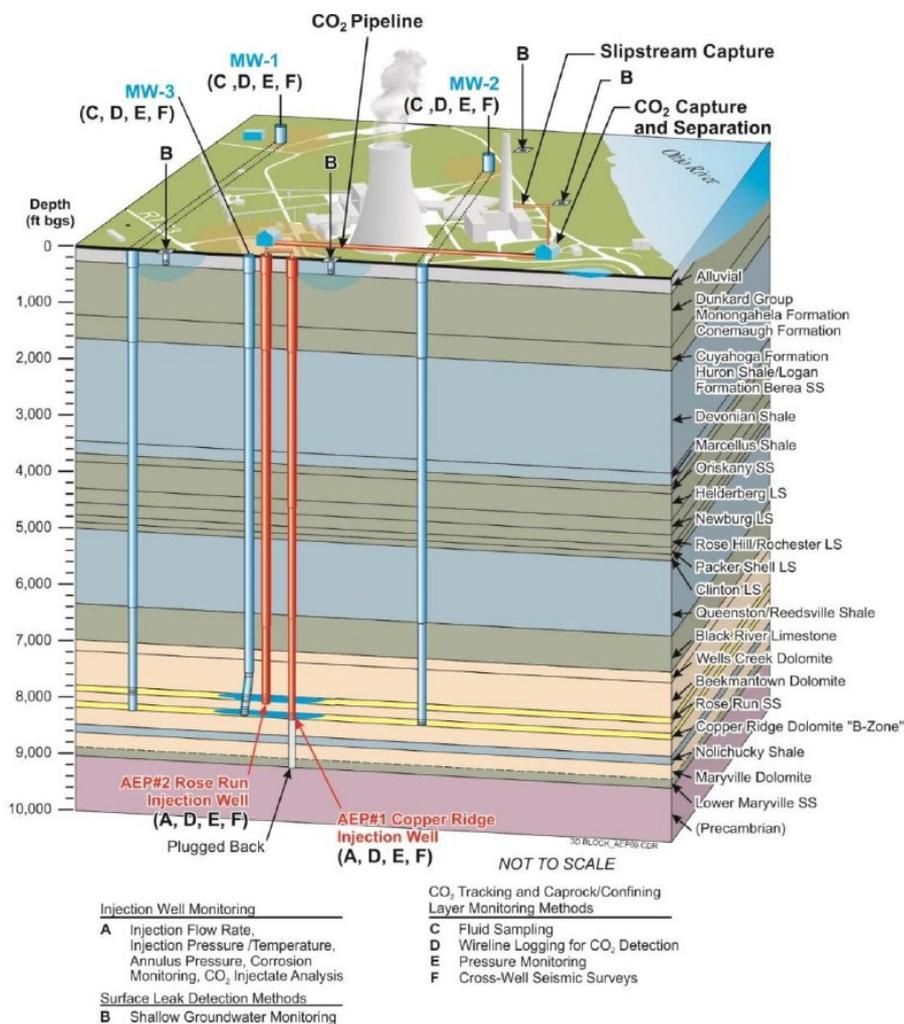


図 7.4-2 Mountaineer Validation Facility における坑井とモニタリング計画の概要<sup>5)</sup>

表 7.4-4 Mountaineer Validation Facility において実施されたモニタリング<sup>5)</sup>

モニタリング		対象
圧入井モニタリング (図 7.4-2 : A)	圧入流量	圧入井 (AEP#1、AEP#2)
	圧入圧力・温度	
	アニュラス圧力	
	腐食モニタリング	
	圧入 CO <sub>2</sub> 流分析	
地表漏洩検知 (B)	浅部地下水モニタリング	地下水モニタリング坑井 (4本)
CO <sub>2</sub> 追跡・遮蔽層 モニタリング	流体サンプリング (C)	観測井 (MW-1、MW-2、MW-3)
	ワイヤーライン検層 (D)	圧入井 (AEP#1、AEP#2) 観測井 (MW-1、MW-2、MW-3)
	圧力モニタリング (E)	圧入井 (AEP#1、AEP#2) 観測井 (MW-1、MW-2、MW-3)
	坑井間弾性波探査 (F)	圧入井 (AEP#1、AEP#2)

		観測井 (MW-1、MW-2、MW-3)
--	--	----------------------

圧入終了後モニタリングとしては、浅部地下水サンプリングおよび貯留層の温度圧力の計測が実施されたことが確認できた<sup>5)</sup>。しかし、稼働時のモニタリングと同様に、モニタリング計画やサイト閉鎖計画等の資料は公開されていないため、モニタリングの実施頻度等に関する詳細情報は確認できなかった。

Mountaineer プロジェクトは、米国の CCS を規制する法律である UIC (Underground Injection Control) プログラムにおいて、5 等級坑井 (試験のための CO<sub>2</sub> 圧入井) としての許可を受けて実施された。しかし、6 等級坑井 (CCS のための CO<sub>2</sub> 圧入井) に関する規則案の提案時期と重なったため、5 等級坑井としては長い 20 年間の圧入終了後のモニタリング期間が要求された<sup>5)</sup>。ただし、サイト閉鎖のための要件 (CO<sub>2</sub> プルームの安定、圧力の安定、地下飲料水源への危険性がない) をすべて満たした場合には、この期間が短縮される可能性も認められていた。実際に圧入終了後のモニタリングにより、サイト閉鎖のための要件をすべて満たしていることが証明できたため、圧入終了後モニタリング期間が 20 年間から 5 年間に短縮された。これにより、2 本の圧入井と 1 本の観測井が 2014 年に廃坑され、2017 年には残る二つの観測井も廃坑されている<sup>6)</sup>。2017 年 10 月にはサイト閉鎖を完了し、プロジェクト自体が終了した<sup>7)</sup>。

### ③ Plant Barry & Citronelle Integrated Project

Southeast Regional Carbon Sequestration Partnership (SECARB) による Plant Barry & Citronelle Integrated プロジェクトは、2012 年 8 月から 2014 年 9 月まで、石炭火力発電所から回収した CO<sub>2</sub> を陸域の深部塩水層に圧入した実証プロジェクトである。圧入量は 114,000 トン以上に達している。2014 年 9 月から 3 年間の圧入終了後のサイト管理期間とする計画である<sup>8)</sup>。本プロジェクトにおける、稼働時および圧入終了後のモニタリングを表 7.4-5 に示す。

表 7.4-5 Plant Barry & Citronelle Integrated Project のモニタリング計画<sup>9)</sup>

モニタリング	圧入中	圧入終了後
貯留層とその上の地層の圧力	連続検知	年 1 回
パルス中性子検層	年 1 回	年 2 回
繰り返し弾性波探査 (坑井間および/または VSP)	なし (圧入開始前に 1 回)	1 回
貯留層の流体サンプリング	年 2 回	年 1 回
地下飲料水源モニタリング	年 4 回	年 4 回
圧入井のアニュラスとチュービング	連続検知	連続検知

モニタリング	圧入中	圧入終了後
の圧力		
土壌のCO <sub>2</sub> フラックス	年4回	年4回
トレーサー：パラフルオロカーボン(PFTs)	年1回	年1回
圧入井の機械的健全性試験 (放射性トレーサー試験、アニュラス 圧力試験、音波検層、温度検層)	年1回、または、坑井の 改修作業の後	なし
圧入圧力	連続検知	なし
圧入CO <sub>2</sub> 流の組成	CO <sub>2</sub> 、O <sub>2</sub> 、N <sub>2</sub> の濃度(月 1回)、金属成分の濃度 (年2回)、 全組成の分析(供給燃 料またはCO <sub>2</sub> 回収法の 変更時のみ)	なし

本プロジェクトのために、圧入井のD-9-7#2、バックアップ用の圧入井と観測井を兼ねるD9-9#2、特性把握と観測井を兼ねるD9-8#2の3本の坑井が新たに掘削された。2本の圧入井については、管轄するアラバマ州の環境管理局から、UICプログラムにおける6等級坑井(CCSプロジェクトのCO<sub>2</sub>圧入井)ではなく、5等級坑井(試験プロジェクトの圧入井)として2011年に許可が発給されている。5等級坑井とみなされた理由は以下のとおりである<sup>10)</sup>。

- 1) CO<sub>2</sub>圧入期間が短いこと(1~2年間)
- 2) 商業規模と比較すると圧入CO<sub>2</sub>は少量(Plant BarryのCO<sub>2</sub>排出量の2%未満)であること
- 3) CO<sub>2</sub>圧入を実際の条件で試験する計画であること
- 4) 革新的かつ実験的なモニタリングツール・手法の実証のためであること

しかし、米国環境保護庁(以下、「EPA」と称する。)からの要求により、6等級坑井としての要件をほぼすべて満たすような坑井となっている<sup>9)</sup>。

2018年3月時点のステークホルダー向けの資料<sup>11)</sup>によると、圧入井であるD-9-7#2と観測井であるD9-8#2は既に廃坑されている。また、観測井であるD4-13およびD4-14は一部チュービングを残して、一時的に廃坑している。さらに、バックアップ用の圧入井と観測井を兼ねていたD9-9#2については、2016年11月にその管轄がアラバマ州石油・ガス諮問委員会に移転している。これは、プロジェクトで掘削した圧入井は、計画当初より、プロジェクト終了後にCO<sub>2</sub>-EOR事業で使用できるように設計されていることから<sup>10)</sup>、D9-9#2についてはCO<sub>2</sub>-EORに利用されるためと考えられる。

圧入終了後のモニタリングについては、UICプログラムに基づく許可期間が終了するま

で実施することが要件であるため、許可期間の終了まで継続されることとなっている<sup>1)</sup>。許可期間終了までの明確な期間は確認できなかったが、許可の終了に向けた手続きは開始されているため、近い将来に終了するものと推測される。一部の坑井は既に廃坑されているが、廃坑後のモニタリングについては、詳しい情報は確認できなかった。

#### ④ In Salah

In Salah プロジェクトは、天然ガス精製に伴い発生する CO<sub>2</sub> を回収し、深部塩水層に圧入するプロジェクトである。3本の圧入井（KB-501、KB-502、KB-503）からの CO<sub>2</sub> 圧入を 2004 年に開始し、2011 年に中断しており、その期間中に圧入された CO<sub>2</sub> は約 380 万トンに達する<sup>1 2)</sup>。表 7.4-6 に示す通り、数多くのモニタリング技術の実施を検討している<sup>1 3)</sup>。なお、圧入終了後のモニタリングに関する情報は確認できなかった。

表 7.4-6 In Salah プロジェクトにおいて検討されたモニタリング技術<sup>1 3)</sup>

	対象	備考
坑口／アニュラスサンプル採取	坑井強度 プルームの移動	・2005 年以降、1 か月に 2 回サンプル採取
トレーサー	プルームの移動	・2006 年に実施
ワイヤーライン検層	地質の特性把握	・新規の坑井において上層部のサンプルとログを収集
土壌ガス 地表フラックス	地表からの漏出	・2004 年に圧入開始前の調査 ・2009 年に再調査
3D・4D 弾性波探査	プルームの移動	・1997 年に最初の探査を実施 ・2009 年中期に高精度の探査を実施（4D 探査の実施可能性の評価）
微小振動観測	遮蔽層の強度	・2009 年中期に KB-502 圧入井の上に試験井を掘削 ・深さは 500m（圧入層の 1500m 上） ・50 のジオフォンアレイ ・連続検知
浅部帯水層坑井	飲用水の水源となる帯水層の汚染 遮蔽層の破壊	・7 本の浅部帯水層への坑井を掘削 ・1 年に 2 回のサンプル採取
微生物サンプリング	地表からの漏出	・2009 年後半に最初のサンプル採取を実施
InSAR	プルームの移動 遮蔽層の強度 地層圧力	・広範囲に適用でき、複数の業者が提供 ・28 日ごとに画像を取得
傾斜計／GPS	プルームの移動 遮蔽層の強度 地層圧力	・InSAR の結果を校正するため ・2009 年後半に KB-501 の周辺に 70 の傾斜計を設置

(2) 稼働中のプロジェクト

① Illinois Industrial CCS

Illinois Industrial CCSプロジェクト（以下、「IL-ICCS」と称する。）は、エタノール生成プラントから発生したCO<sub>2</sub>を回収し、陸域の深部塩水層に圧入するプロジェクトである。2017年から稼働しており、年間約100万トンのCO<sub>2</sub>の圧入を計画している。事業者であるArcher Daniels Midland社（以下、「ADM社」と称する。）が作成したUICプログラムにおける6等級坑井としての許可申請書類において、稼働時と圧入終了後のモニタリングに関する情報が確認された。モニタリング計画は、同プロジェクトの前身であったIllinois Basin Decatur Project（以下、「IBDP」と称する。）での経験に基づき作成されている。

稼働期間は5年間、圧入終了後のモニタリング期間は10年間が予定されている。6等級坑井としては、圧入終了後のモニタリング期間が比較的短い。これは、圧入終了後のサイト管理および閉鎖計画<sup>14)</sup>によると、シミュレーションの結果、サイトの地質特性、坑井の建設への配慮、圧入区域と最も近い地下の飲料水源との距離等を根拠として、10年間で十分であることを事業者であるADM社が管轄当局であるEPAに示し、承認されたためである。

圧入井（CCS#1、CCS#2）、観測井（GM#1、GM#2）、検証用坑井（verification well：VW#1、VW#2）、および、浅部地下水モニタリング用の坑井（MVA10LG、MVA11LG、MVA12LG、MVA13LG）を使用する計画となっている。なお、CCS#1はIL-ICCSプロジェクトの前身であった、IBDPにおいて圧入井として使用された坑井であり、IL-ICCSプロジェクトではモニタリングに利用されている。プロジェクトのモニタリングの計画の概要は表7.4-7のとおりである。

表 7.4-7 IL-ICCS プロジェクトのモニタリング計画<sup>14)、15)</sup>

モニタリング	対象	圧入中 (5年間)	圧入終了後 (10年間)
CO <sub>2</sub> 流分析	コンプレッサー CO <sub>2</sub> 脱水後	年4回	なし
圧入レート・量	CO <sub>2</sub> 圧縮後	連続検知	なし
圧入圧力	圧入井（CCS#2）	連続検知	なし
アニュラス圧力	圧入井（CCS#2）	連続検知	なし
光ファイバーDTS	圧入井（CCS#2）	連続検知	1年目：連続検知 2～10年目：なし
坑底温度圧力	圧入井、観測井 (GM2)、検証用坑 井（VW1、2）	連続検知	1～3年目：連続検知 4～10年目：年1回 <sup>*</sup> 1

モニタリング		対象	圧入中 (5年間)	圧入終了後 (10年間)
腐食モニタリング		CO <sub>2</sub> 圧縮後	年4回	なし
パルス中性子検層・飽和率検層 (RST)		圧入井、検証用坑井	2、4年目	1、3、5、7、10年目
圧力フォールオフ試験		圧入井 (CCS#2)	圧入段階の中期および完了期	なし
微小振動観測		測定地点	連続検知	連続検知
流体サンプリング	浅部	浅部地下水モニタリング用の坑井	1～2年目：年4回 3～5年目：年2回	年1回
	地下飲料水源の最深部	観測井 (GM2)	年1回	年1回
	封じ込めゾーンの上層	検証用坑井 (VW1)	1～3年目：年1回 4～5年目：なし	なし
		検証用坑井 (VW2)	年1回	年1回
	貯留層	検証用坑井 (VW1)	1～3年目：年1回 4～5年目：なし	なし
		検証用坑井 (VW2)	年1回	年1回
3D弾性波探査		圧入エリア	2年目	1、10年目

※1：貯留層を対象とした検証用坑井 (VW#2) によるモニタリングのみ、圧入終了後の全期間 (10年間) を通して継続的に実施する計画としている。

観測井および検証用坑井 (廃坑されていなければ圧入井も) は、圧入終了後のモニタリング期間 (10年間) が終了後、サイト閉鎖が許認可当局から承認され次第、すべて廃坑する計画となっている<sup>14)</sup>。なお、モニタリング期間の終了後のモニタリングに関する情報は確認できなかった。

## ② Quest

Quest プロジェクトは水素製造に伴い発生する CO<sub>2</sub> を回収し、陸域の深部塩水層に圧入するプロジェクトであり、2015年から稼働している。年間約 100 万トンの圧入を計画しており、2018年6月までに 300 万トン達成している<sup>16)</sup>。事業者である Shell 社は、2011年に MMV 計画を作成しており、プロジェクト全体を通じたモニタリング計画について公表している。同計画では、25年以上の稼働期間の後、10年の閉鎖期間を経て、サイトが閉鎖される予定となっている。なお、MMV 計画は、2012年、2013年および 2015年に更新されている<sup>17)</sup>。Quest プロジェクトでは、3本の圧入井と 3本の深部観測井、9本の地下水観測井、2本の評価井 (appraisal well) が計画されている (表 7.4-8)。また、プロジェクトの稼働時および圧入終了後に実施されるモニタリングを、表 7.4-9 にまとめた。

表 7.4-8 Quest プロジェクトの坑井一覧<sup>17)</sup>

パッド	坑井の種類	坑井名
—	評価井（廃坑）	Redwater 11-32
—	評価井（休止井）	Redwater 3-4
坑井パッド 8-19	圧入井	IW 8-19
	深部観測井	DMW 8-19
	地下水観測井	GW 1F1/8-19
	地下水観測井	GW UL1/8-19
	地下水観測井	GW UL2/8-19
	地下水観測井	GW UL3/8-19
	地下水観測井	GW UL4/8-19
坑井パッド 5-35	圧入井	IW 5-35
	深部観測井	DMW 5-35
	地下水観測井	GW 1F1/5-35
	地下水観測井	GW UL1/5-35
坑井パッド 7-11	圧入井	IW 7-11
	深部観測井	DMW 7-11
	地下水観測井	GW 1F1/7-11
	地下水観測井	GW UL1/7-11

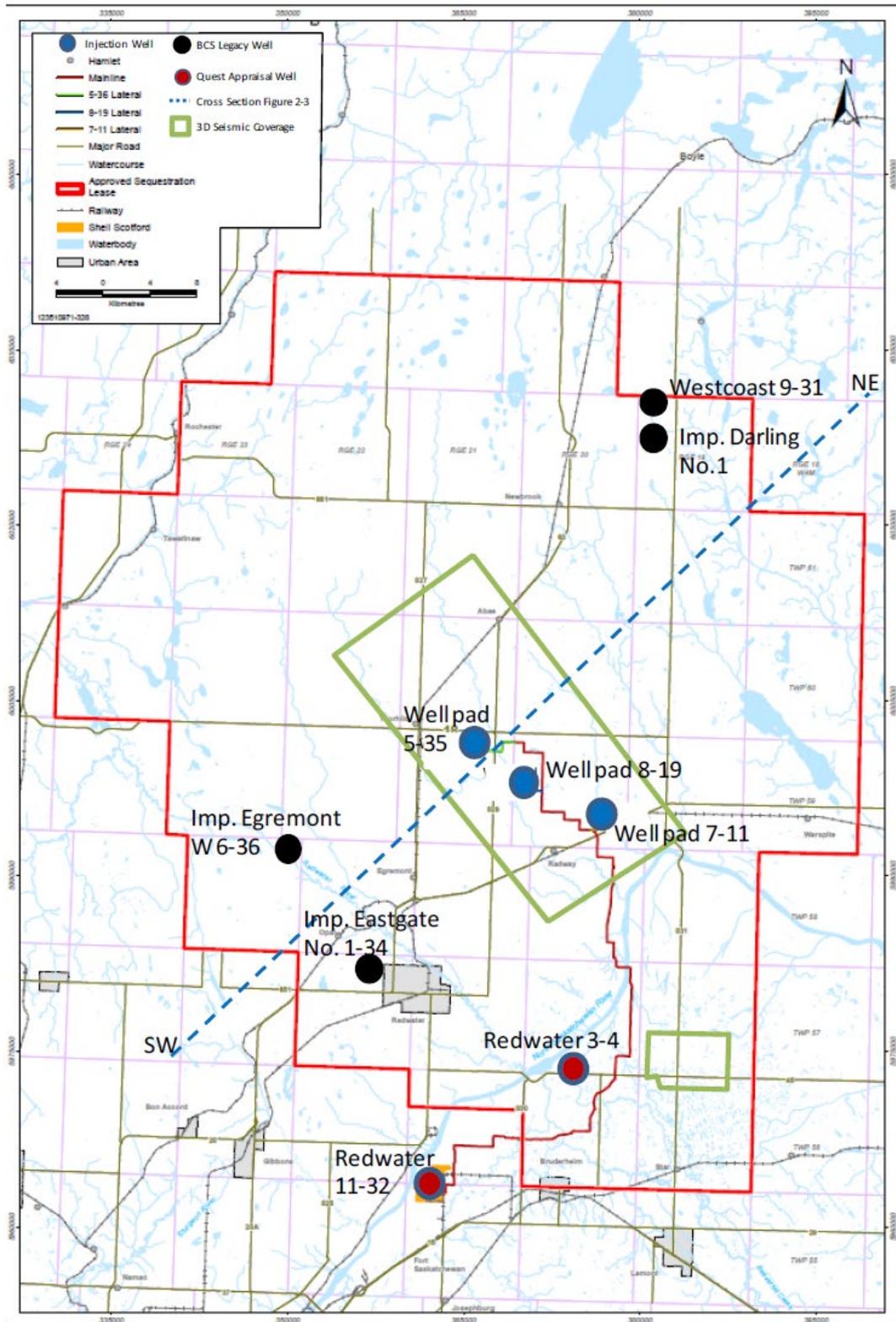


図 7.4-3 Quest プロジェクトの坑井の位置<sup>17)</sup>

表 7.4-9 Quest プロジェクトのモニタリング計画<sup>17)</sup>

モニタリング技術	対象	圧入中	圧入終了後
<b>大気圏</b>			
視線位置 (line of sight) での CO <sub>2</sub> ガスフラックス	各圧入井の周辺	連続検知	連続検知
<b>生物圏</b>			
地表 CO <sub>2</sub> フラックスおよび土壌ガス	圧入中：圧入パッド	2015～2016 年は年 2 回 2016 年以降は未定	未定 稼働時の結果に応じて決定
<b>水圏</b>			
坑底 pH および電気伝導率	地下水観測井（プロジェクト専用）	連続検知	連続検知
天然トレーサー	地下水観測井（プロジェクト専用＋民間所有）	2015～2016 年は年 4 回 2016 年以降は未定	未定 稼働時の結果に応じて決定
SCVF (Surface Casing Vent Flow) / ガス移動に関連する水・ガスサンプル採取 (同位体分析を含む)	地下水観測井（プロジェクト専用＋民間所有）	年 1 回	必要があれば、年 1 回
<b>地圏</b>			
ウォークアウェイ VSP	各圧入井の 600m 以内	2015 年 12 月 その後は未定	実施しない
3D 弾性波探査	CO <sub>2</sub> ブルーム全体	2022、2029、2039 年	2048 年
InSAR	評価エリア (Area of Review) 全体	月 1 回	月 1 回
<b>坑井</b>			
坑口における温度圧力	圧入井	連続検知	連続検知
超音波ケーシングイメージング	圧入井	5 年に 1 回	10 年に 1 回
電磁ケーシングイメージング	圧入井	5 年に 1 回	10 年に 1 回
ケーシング・キャリパー検層	圧入井	5 年に 1 回	10 年に 1 回
セメントボンド検層	圧入井	5 年に 1 回	5 年に 1 回
坑井の機械的健全性試験（パッカーアイソレーションテスト）およびチュービング・キャリパー検層 <sup>*1</sup>	圧入井	年 1 回	3 年に 1 回
圧入レート	圧入井	連続検知	実施しない
分散型温度検知 (DTS)	圧入井	連続検知	連続検知
坑底温度圧力	圧入井 深部観測井	連続検知	連続検知
分散型音響検知 (DAS)	圧入井	連続検知	連続検知
アニュラス圧力	圧入井 深部観測井	連続検知	連続検知
通常の坑井の保守点検	圧入井	連続検知	連続検知
アルバータ州規制に従った SCVF 試験 <sup>*2</sup>	圧入井 深部観測井	年 1 回 6 月 30 日まで 年 1 回	必要に応じ年 1 回 6 月 30 日まで年 1 回

モニタリング技術	対象	圧入中	圧入終了後
アルバータ州規制に従ったガス移動試験※2	圧入井 深部観測井	年1回	必要に応じ年1回
温度及び貯留層飽和率（RST）検層	圧入井	圧入開始6箇月後に実施し、その後2年間は年1回以降、必要に応じて実施	実施しない
坑底における微小振動モニタリング（DMW 8-19のみ）	深部観測井	連続検知	実施しない

※1 アルバータ州エネルギー監督局（AER：Alberta Energy Regulator）の「Directive 051: Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements」において、坑井の種類ごとに機械的健全性の試験方法が規定されている。

※2 アルバータ州エネルギー監督局（AER：Alberta Energy Regulator）の「Directive 020: Well abandonment」において、毎年行うべき SAVF 試験およびガス移動試験の推奨される方法が規定されている。

Quest プロジェクトの圧入終了後の段階としては、閉鎖期間と閉鎖後の期間が存在し、閉鎖期間は、圧入終了からサイトが閉鎖されるまでの期間である（図 7.4-4）。計画では、圧入終了後も、最低 10 年間（アルバータ州政府が合意すれば短縮される可能性あり。）の閉鎖期間中は、アルバータ州政府との特段の合意がない限り、モニタリングに使用するために圧入井と貯留設備は維持される。ただし、閉鎖期間の終盤には、規制当局から今後示される要件に従い、圧入井の廃坑と地上設備の撤去を実施するとしている<sup>18)</sup>。

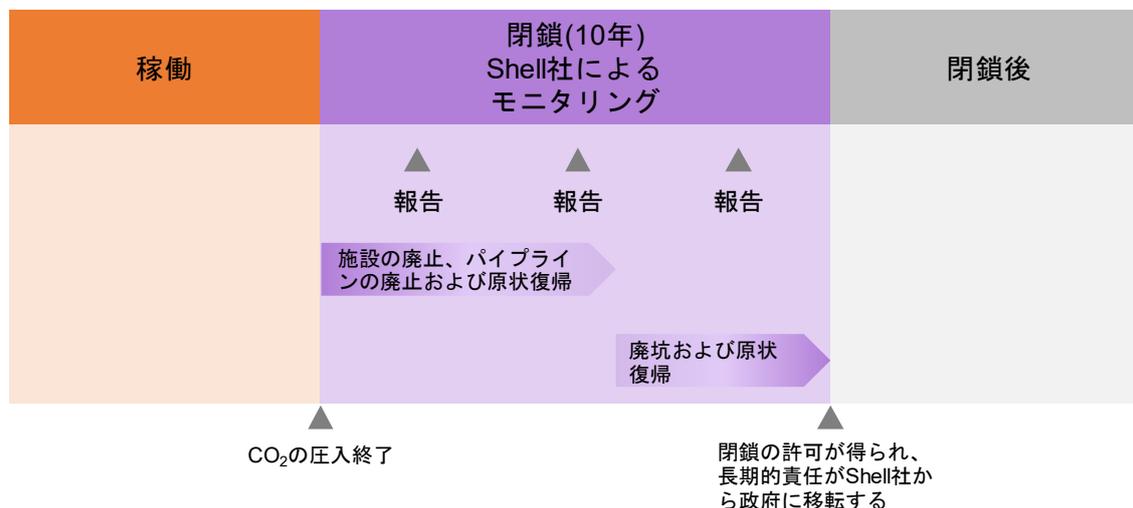


図 7.4-4 提案された Quest プロジェクトの閉鎖の段階<sup>18)</sup>

Shell 社は廃坑の完了時には坑井関連のモニタリング設備を廃止し、閉鎖期間の終了時には、その他のすべてのモニタリング設備を廃止する計画としている。ただし、政府へ責任が移転される閉鎖後期間におけるモニタリングのために、Shell 社から政府への譲渡が

必要であると合意したモニタリングシステムについては残置する可能性がある。政府への責任移転後に継続されるモニタリング技術については、その責任も政府に移転される。

以上より、圧入終了後に実施されるモニタリング手法は示されていると同時に、閉鎖後に継続される可能性のあるモニタリングについても、原則としてはすべてを廃止する計画となっていることがわかる。ただし、実際の対応は責任移転時の政府の判断によって決定される。

### (3) 中止となったプロジェクト

#### ① FutureGen 2.0

FutureGen 2.0 は石炭火力発電所から発生したCO<sub>2</sub>を回収し、陸上の深部塩水層に圧入する計画であったものの、米国エネルギー省の資金提供の撤回により2015年に中止となった。ただし、許可申請のための閉鎖計画に関する書類<sup>19)</sup>、<sup>20)</sup>が作成されており、企業連合のFutureGen Industrial Allianceによって計画されていたモニタリング計画は表7.4-10のとおりである。

表 7.4-10 FutureGen 2.0 におけるモニタリング計画<sup>19)</sup>

カテゴリー	モニタリング	圧入中 (1~2年)	圧入中 (3~15年)	圧入終了後 50年間
CO <sub>2</sub> 流分析	グラブサンプリング・分析	年4回	年4回	なし
圧入の継続的な記録	圧入レート、圧入圧力・温度、 アニュラス圧力・温度	連続検知	連続検知	なし
腐食モニタリング	圧入井の材料の腐食試験片 のモニタリング	年4回	年4回	なし
地下水の水質モニタ リング	観測井からの流体サンプ リング・分析	年2回	年1回	5年に1回
	観測井の流体の圧力・温度・ 電気伝導率の電子プローブ	連続検知	連続検知	連続検知
坑井の機械的健全性試 験 (封じ込めゾーンの上 層、地下飲料水源の坑井 が対象)	パルス中性子および温度検 層	年1回	年1回	年1回(坑井 をプラグする まで)
	セメント評価とケーシング 点検のための検層	坑井の改修作 業中	坑井の改修作 業中	なし
圧力フォールオフ試験	圧入井のフォールオフ試験	5年に1回	5年に1回	なし
CO <sub>2</sub> ブルームと圧力の 直接モニタリング (観測井)	流体サンプリング・分析	年2回	年1回	5年に1回
	流体の圧力・温度・電気伝導 率の電子プローブ	連続検知	連続検知	連続検知
CO <sub>2</sub> ブルームと圧力の 間接的モニタリング	受動的振動モニタリング(微 小振動観測)	連続検知	連続検知	連続検知
	統合的変位モニタリング※1	連続検知	連続検知	連続検知
	繰り返し重力探査	年1回	年1回	なし
	パルス中性子検層(貯留層ア クセスチューブ観測井)	年4回	年1回	年1回

※1：統合的変位モニタリングは、GPSと傾斜計からのデータをInSARで補完したものである。

圧入井は圧入終了後に廃坑されるが、観測井はモニタリングに使用される予定であった。また、圧入終了後のサイト管理期間（50年間）の終了後には、すべての坑井は廃坑される計画であったが、廃坑後のモニタリングに関する情報は確認されなかった。

② White Rose

White Rose プロジェクトは、石炭火力発電所から発生したCO<sub>2</sub>をパイプラインで輸送し、プラットフォームから沖合の深部塩水層に圧入することを計画していたが、英国政府からの資金提供の取り消しにより、2015年に計画が中止となった。

表 7.4-11 White Rose プロジェクトのモニタリング計画<sup>21)</sup>、<sup>22)</sup>

モニタリング技術	圧入中 (20年間)	圧入停止後 (3年間)	廃坑・閉鎖後 (5年間)	責任移転後 (30年間)
坑口における圧力・温度	連続検知	連続検知 (廃坑後不可)	なし	なし
坑口における流量計測・流体組成	連続検知	なし	なし	なし
坑底圧力・温度	連続検知	連続検知	閉鎖後、約5年は可能	なし
不活性・同位体トレーサー	圧入前にガス湧出(シーブ)が特定された場合のみ	圧入前にガス湧出(シーブ)が特定された場合のみ	なし	なし
ケーシングアニュラス圧力	実施：頻度記載なし	実施：頻度記載なし(廃坑後不可)	なし	なし
プロダクション検層	5年に1回	なし	なし	なし
光学検層 (optical logging)	異常時	なし	なし	なし
ケーシング検層 (渦電流、電磁およびマルチフィンガーキャリパー検層)	異常時	なし	なし	なし
坑底センサーの交換	異常時	なし	なし	なし
3D 弾性波探査	圧入開始4年後、以降6年に1回	閉鎖前に1回	異常検知時のみ	異常検知時のみ
微小振動観測	連続検知	連続検知 (圧入停止後、約2年で撤去)	なし	なし
傾斜計	連続検知	連続検知 (圧入停止後、約2年で撤去)	なし	なし
GPS	実施：頻度記載なし	実施：頻度記載なし(廃坑後不可)	なし	なし
気泡検知ソナー(自律型無人潜水機(AUV))	年1回	2年に1回	2年に1回	必要に応じて
環境モニタリング (海水化学分析、地下水モニタリング、海底サンプル採取・ガス分析、生態系モニタリング)	年1回	2年に1回	2年に1回	必要に応じて
赤外線ガス分析・音響式漏洩検知	実施：頻度記載なし	なし	なし	なし

事業者である National Grid Carbon 社（以下、「NGCL」と称する。）によるモニタリング計画<sup>2 1)</sup> および閉鎖計画<sup>2 2)</sup> に関する資料が公開されている。同プロジェクトにおいて、NGCL が実施を計画していたモニタリング技術とその頻度について、表 7.4-11 にまとめた。

圧入停止後にも継続するモニタリングのうち、廃坑およびプラットフォームの撤去に伴い使用できなくなる技術として、坑口圧力・温度、ケーシングアニュラス圧力、微小振動観測、傾斜計、GPS の五つが挙げられていた<sup>2 2)</sup>。また、廃坑後も AUV を用いた気泡検知ソナーや環境モニタリングを実施する計画であり、責任移転後も必要に応じてこれらのモニタリングを実施し、異常検知時には弾性波探査も実施する計画であることが確認された。以上のように、廃坑後および責任移転後も一部のモニタリングが実施される可能性があったことがわかった。

### ③ Peterhead

Peterhead プロジェクトは石炭火力発電から発生した CO<sub>2</sub> を回収し、パイプラインで沖合のプラットフォームまで輸送し、海底下の生産を終了したガス田に圧入する計画であった。英国政府からの資金提供の取り消しにより、2015 年に計画が中止となったが、事業者である Shell 社が作成した Storage development plan<sup>2 3)</sup> において、予定されていたモニタリング計画および閉鎖計画が示されている。実施を計画していたモニタリング技術とその頻度については、表 7.4-12 のとおりである。

表 7.4-12 Peterhead プロジェクトのモニタリング計画<sup>2 3)</sup>

対象	モニタリング	圧入中	圧入終了後
海底・浅層			
海底マップ (ボックスマーク)	マルチビーム音響測深 (MBES) サイドスキャンソナー	圧入期間の中期	圧入終了 1 年後、 責任移転前
プラットフォーム下の水柱 と海底のプロファイル	海中センサー <sup>*1</sup>	連続検知	なし
気泡の検知	遠隔操作無人探査機 (ROV)	プラットフォーム 検査実施時	なし
プラットフォームの位置移動 (水平と垂直)	全地球測位システム (GPS)	連続検知	なし
海底の堆積物と動植物のサンプリング (リスクの高い場所が中心)	Van Veen Grab (採泥器)	なし	圧入終了 1 年後
地圏			
繰り返し弾性波データ	海底ノード (OBN)	圧入期間の中期	圧入終了 1 年後、 責任移転前
	分散型音響検知 (DAS) を用いた坑井内弾性波探査 (DAS VSP) <sup>*1</sup>	圧入期間の中期	圧入終了 1 年後、 責任移転前

対象	モニタリング	圧入中	圧入終了後
坑井			
坑井の健全性	圧入井のアニユラス圧力、分散型温度検知 (DTS)、DAS <sup>*1</sup>	連続検知	なし
	圧入井のチュービングの健全性の検層	3、7、11年目	なし
CO <sub>2</sub> 検知	坑底流体サンプリング	7、9、11、13年目	なし
モデル予測との適合－CO <sub>2</sub>	シグマおよび中性子検層	7、9、11、13年目	なし
モデル予測との適合－圧力	恒久型坑底圧力ゲージ (PDG)	連続検知	圧入終了 1～2 年後（実施しない可能性あり）
	長期圧力ゲージ	PDG の代替（必要な場合）	PDG の代替
モデル予測との適合	流量計（陸域）	連続検知	なし
	流量計（海域）	連続検知	なし
	坑口圧力・温度	連続検知	なし

※1：開発途上の技術であるため、研究の結果、実行可能でないと判断された場合には実施されない。

圧入終了後の段階において、坑井の圧力モニタリングの実施の可否等に関する判断は、稼働時のモニタリングで得られた貯留性状のデータに基づき、圧入段階の終盤に実施するとしている。また、Shell社は、特に問題が生じなかった場合、圧入終了後7年での責任移転を提案している。責任移転後の段階で実施するモニタリングについては、稼働時のモニタリングおよび圧入終了後モニタリングで得られたデータに基づき決定するとしている。計画としては、責任移転10年後と30年後にマルチビーム音響測深（MBES）による調査を実施し、貯留の封じ込め能力を確認することが想定されている<sup>2,3)</sup>。

圧入終了後の廃坑および閉鎖活動とモニタリングについて、表7.4-13に示す。圧入を終了して1年後に予定されている弾性波探査および海底の調査の結果を精査し、規制当局と合意に至った場合、圧入終了後2年でプラットフォームの撤去と廃坑が完了する計画となっていた。以上のように、廃坑後および責任移転後にも、弾性波探査やMBESといったモニタリングを実施する計画であったことが確認された<sup>2,3)</sup>。

表 7.4-13 Peterhead プロジェクトの廃坑・閉鎖活動およびモニタリング<sup>2,3)</sup>

段階	圧入終了後	廃坑・閉鎖活動	モニタリング
圧入終了後	～1年半	プラットフォームは残存 坑井へのアクセス可能	圧力モニタリング 坑井の健全性検査 DAS・DTS、GPS 海底モニタリング
	1年～	ベースライン調査を再実施し、異常の有無を確認	繰り返し弾性波探査 環境モニタリング
閉鎖後	2年～ (モニタリング結果次第)	プラットフォームの撤去および廃坑の完了	なし
	6年目 (前回調査から最	最終調査の実施	繰り返し弾性波探査 MBES

段階	圧入終了後	廃坑・閉鎖活動	モニタリング
	低5年経過していること)		
	7年目 (モニタリング結果次第)	責任移転の申請	なし
責任移転後	8年目～ (30年間)	責任移転後のモニタリングの実施	MBES：2回 (責任移転10年・30年後)

#### ④ ROAD

ROAD プロジェクトは、石炭火力発電所から発生したCO<sub>2</sub>を回収し、生産を終了した沖合のガス田に圧入する計画であったが、欧州の排出量取引制度（以下、「EU-ETS」と称する。）における炭素価格（carbon price）の下落を受けて、プロジェクトの開始は延期され、陸域に近い他の貯留層への圧入等の計画変更も検討されたが、2017年に中止となった。しかし、同プロジェクトは貯留の許可を受けており、許可申請書に添付された資料から、稼働時、圧入終了後および廃坑後のモニタリングに関する情報が公開されている。ROAD プロジェクトにおいて、計画されていたモニタリング技術とその頻度について、表 7.4-14 にまとめた。同プロジェクトのモニタリング計画は、主に以下の三つの要件を考慮して作成された<sup>24)</sup>。

- 1) 欧州委員会による CCS 指令 (Directive 2009/31/EC) および同指令を反映させた国内法であるオランダの鉱業法と関連規則に基づく要件
- 2) EU-ETS が定める漏出のモニタリングに関する要件
- 3) ROAD プロジェクトが満たすべき特有の要件

表 7.4-14 ROAD プロジェクトで計画されたモニタリング技術とその頻度<sup>24)、25)、2</sup>

6) (太字は EU-CCS 指令附属書 II に従い必須となる項目)

項目	モニタリング技術	圧入中 (7年間)	圧入終了後 (1年間)	廃坑後 <sup>*1</sup> (1年間)	責任移転後 (30年間)
圧入プロセス					
圧入レート	流量計	<b>連続検知</b>	なし	なし	なし
圧入流のCO <sub>2</sub> 濃度	ガスサンプリング・分析(オンラインシステム)	<b>連続検知</b>	なし	なし	なし
圧入流の組成	ガスサンプリング・分析、校正のための追加サンプル採取	<b>年4回</b>	なし	なし	なし
水質計測	ガス計測	<b>連続検知</b>	なし	なし	なし
漏洩、放散、事故による断続的な排出	複数の技術の組み合わせ	<b>年1回</b>	なし	なし	なし
坑井					
アニュラス圧力	圧力計	月1回	月1回	なし	なし
坑井の健全性	ワイヤーライン検層 <sup>*2</sup>	2年に	期間中に	なし	なし

項目	モニタリング技術	圧入中 (7年間)	圧入終了後 (1年間)	廃坑後 <sup>※1</sup> (1年間)	責任移転後 (30年間)
		1回	1回 <sup>※2</sup>		
坑口圧力	圧力計	連続検知	連続検知	なし	なし
坑口温度	温度計	連続検知	連続検知	なし	なし
プラグの健全性	圧力試験と検査、坑底流体サンプル採取	なし	実施：頻度記載なし	なし	なし
貯留層の健全性のモニタリング					
貯留層圧力 (流動坑底圧力)	圧力計	連続検知 /月1回	連続検知/ 月1回	なし	なし
貯留層温度 (流動坑底温度)	温度計	連続検知 /月1回	連続検知/ 月1回	なし	なし
シャットイン時の安定下の圧力（密閉坑底圧）（圧力勾配）	シャットインと組み合わせた圧力計（ワイヤーラインツール/メモリゲージ）	年2回	年2回	なし	なし
シャットイン時の安定下の温度（密閉坑底温度）（温度勾配）	シャットインと組み合わせた温度計/DTS（ワイヤーラインツール/メモリゲージ）	年2回	年2回	なし	なし
漏洩の可能性	貯留層近傍の圧力計（および/またはパルス試験）地表の弾性波探査	異常時	異常時	異常時	異常時
環境モニタリング					
海底のボックマーク	マルチビーム音響測深(MBES)	なし	なし	実施：頻度記載なし	実施：頻度記載なし
地下浅層におけるガスの移動経路	繰り返し弾性波探査(2D/3D)	異常時	異常時	異常時	異常時
ボックマークのある土壤中のCO <sub>2</sub>	パイプロコアを用いたガスサンプル採取と実験室での分析	異常時	異常時	異常時	異常時
坑口における気泡の検知	音響式気泡検知器	異常時	異常時	異常時	異常時

※1：プラットフォームの撤去はこの期間中に実施する計画となっていた。

※2：Rotterdam Climate Initiative (2011)のAppendix Dでは2年に1回と記載されているが、モニタリング計画の最終版ではこの期間は1年間が想定されているため1回とした。

同プロジェクトの閉鎖計画<sup>26)</sup>によると、CO<sub>2</sub>の圧入は7年間継続し、2022年末に終了する計画であった。また、圧入終了後は貯留層内におけるCO<sub>2</sub>挙動を一定期間モニタリングし、廃坑のための条件を満たすことを確認する計画としており、その期間は1年間が想定されていた。

廃坑後も、坑井の閉鎖状況を一定期間モニタリングする計画となっており、その期間も1年間が想定されていた。ROADプロジェクトにおける圧入終了後のモニタリング期間が短期間である理由としては、貯留層が生産を終了したガス田であり、深部塩水層への貯留とは異なり、ガス田として蓄積した情報があるため、CO<sub>2</sub>挙動の予測が比較的容易であることが挙げられていた。なお、EU-CCS指令において規定されている責任移転が可能となるまでの最短期間は原則20年間である。

貯留サイトの責任移転の条件を満たしていることが確認されると、管轄当局へ責任が移

転され、その後は当局によるモニタリングが30年間継続される計画となっていた。この30年間の期間は、EU-CCS指令の規定に基づくものである。なお、廃坑後は貯留層へ直接アクセスすることができなくなるため、廃坑後のモニタリングは主に、海底面の観察、坑井プラグ上部の圧力計測によるモニタリング、廃坑の最終段階におけるプラグ直上のサンプル採取を実施することにより、CO<sub>2</sub>の漏出がないことを確認する計画であった<sup>26)</sup>。以上のように、廃坑後および責任移転後においても、長期にわたるモニタリング計画が作成されていたことが確認された。

#### 7.4.3 各法規制における圧入後の管理期間

米国や欧州等の海外では、圧入終了後および坑井の閉鎖が行われた後に、事業者に求められる管理期間やその後の政府への責任移転要件、政府による管理期間が、法規制によって定められている場合もある。その内容は国・地域によって異なり、国によっては政府への責任移転までの期間を原則的に規定したうえでその年数を短縮するための要件が示されている場合がある。7.2にて調査対象とした主要な法規制における圧入終了後の管理期間および責任移転の条件に関する内容を表7.4-15にまとめた。

各国の法規制において規定された管理期間と、本調査で確認された各プロジェクトの管理期間の計画を比較する。まず、米国のIlliois Industrial CCSプロジェクトでは、国内法であるUICプログラムで定められている原則50年間の圧入後の管理期間が10年間と短縮されている。その理由は、事前シミュレーションの結果やサイトの地質特性等を根拠として、管理期間が10年間で十分であることを事業者であるADM社が管轄当局であるEPAに示し、承認されたためである。一方で、同じ米国のFutureGenプロジェクト（その後中止となっている）は、原則どおりに50年のモニタリング期間を計画していた。

また、欧州の事例である英国のWhite Roseプロジェクトは、政府への責任移転の条件が圧入終了後原則20年以上であるところ、圧入終了後に3年間、廃坑後に5年間の合計8年間のモニタリングの後に、責任移転を予定していた。同じく英国のPeterheadプロジェクトは、圧入終了後に2年間、廃坑後に5年間の合計7年間のモニタリングの後に、政府への責任移転を予定していた。いずれも、EU-CCS指令および国内法であるEnergy Actで規定されている原則20年以上よりも短い期間であったが、短縮した管理期間を計画した理由は確認できなかった。なお、これらのプロジェクトのモニタリングの期間は、あくまで事業者が提案した計画であり、許可申請の前に中止となった。

一方で、貯留許可を受けたオランダのROADプロジェクトは、圧入終了後に1年間、廃坑後に1年間の合計2年間のモニタリングの後に、政府への責任移転を予定していた。

許可申請書によると、ROADプロジェクトの貯留層は生産を終了したガス田であり、過去の情報の蓄積があるため、CO<sub>2</sub>挙動の予測が比較的容易であることが理由として挙げられていた。

以上のように、法規制により定められた圧入終了及び廃坑後の管理期間が存在するものの、実際のプロジェクトにおける管理期間はそれよりも短縮した事例がいくつか確認された。管理期間を短縮できる要件は各法規制において示されており、実際の管理期間は柔軟に運用されることが想定される。その要件に従った提案により承認された事例も存在したが、実際にどのようなデータ等を提示したのかについての詳細な情報は確認できなかった。

表 7.4-15 海外の規制における圧入終了後の管理期間

国／法律	圧入後管理期間	閉鎖／責任移転の条件	本調査でのプロジェクト事例 (原則より管理期間を短縮した場合が多い。)
米国／ UIC プログラム	原則 50 年以上	閉鎖の条件（責任移転なし） ・地下飲料水源へ危険を及ぼすリスクが存在しないことに対する実質的な証拠がある。 ・地下飲料水源に危険が生じないことを保証するためのいかなる追加監視も不要である。	Illionis (10 年) FutureGen (50 年)
英国／ Energy Act	原則 20 年以上 (その後、政府による 30 年以上のモニタリングを想定)	・貯留された CO <sub>2</sub> が完全かつ恒久的に封じ込められることを示唆している。 ・最低限の期間（原則最低 20 年）が経過している。 ・財政的な義務が満たされている（EU CCS 指令を考慮）。 ・サイトが密閉されており、圧入施設が撤去されている。 ・石油法の Part IV に従い、廃止計画が実行されている。	White Rose (8 年) Peterhead (7 年)
EU／ CCS 指令	原則 20 年以上 (その後、政府による 30 年以上のモニタリングを想定)	・貯留された CO <sub>2</sub> が完全かつ恒久的に封じ込められることを示している。具体的には、少なくとも以下を実証する。 －圧入 CO <sub>2</sub> の実際の挙動とモデル化した挙動が一致する。 －検知し得る漏洩が発生していない。 －貯留サイトが長期的に安定した状態に移行しつつある。 ・最低限の期間（原則最低 20 年）が経過している。 ・財政的な義務が満たされている（少なくとも 30 年間に想定されるモニタリング費用をまかなえる金額を加盟国に提供）。 ・サイトが密閉されており、圧入施設が撤去されている。	White Rose (8 年) Peterhead (7 年) ROAD (2 年)
豪州／ Offshore	閉鎖まで最大 5 年 閉鎖から 15 年以上	・サイト閉鎖から最低 15 年経過している。 ・圧入された温室効果ガスが、サイト計画の予	—

国／法律	圧入後管理期間	閉鎖／責任移転の条件	本調査でのプロジェクト事例 (原則より管理期間を短縮した場合が多い。)
Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act	(閉鎖後は政府がモニタリングを実施)	測通りの挙動をしている。 ・圧入された温室効果ガスが、部分的又は全体的な地層・地層構造に重大な悪影響を与えるリスクが無い。 ・圧入された温室効果ガスが、環境に重大な悪影響を与えるリスクが無い。 ・圧入された温室効果ガスが、人の健康、安全に重大な悪影響を与えるというリスクが無い。 ・圧入終了後、新たな圧入をしていない。	

#### 7.4.4 まとめ

本調査によって、圧入終了後のモニタリングに関する情報が確認できなかった In Salah プロジェクトを除くと、合計 9 件の CCS プロジェクトにおいて、圧入終了後のモニタリング計画が確認された。各プロジェクトにおける稼働中および圧入終了後の主なモニタリング技術に関する情報を表 7.4-16 にまとめた。

表 7.4-16 本調査において確認された稼働中および圧入終了後の主なモニタリング技術

プロジェクト	圧入終了後廃坑までの期間	3D 弾性波探査	坑底の温度圧力	環境モニタリング*	トレーサー	パルス中性子検層	受動的振動観測	InSAR	貯留層の流体サンプリング
Ketzin (陸域)	4 年	◎	◎	◎			○	○	○
Mountaineer (陸域)	6 年	○	◎	◎					○
Plant Barry (陸域)	3 年	●	◎	◎	◎	◎			◎
IL-ICCS (陸域)	10 年	◎	◎	◎		◎	◎		◎
Quest (陸域)	10 年	◎	◎	◎	○	○	◎	◎	
FutureGen 2.0 (陸域)	50 年		○	◎		◎	◎	◎	◎
White Rose (海域)	3 年	◎	◎	◎	◎		◎		
Peterhead (海域)	2 年	◎	◎	◎		○			○
ROAD (海域)	1 年	◎	◎	◎					●

凡例 ○：稼働中に実施 ●：圧入終了後に実施 ◎：稼働中および圧入終了後に実施  
 ※地下水サンプリング・地表フラックス計測・海水分析等

多くのプロジェクトにおいて、圧入終了後には、3D 弾性波探査、坑底の温度圧力、環境モニタリングといったモニタリング技術が採用されていた。また、圧入終了後は新たな

モニタリングを追加するのではなく、基本的に稼働時のモニタリングの一部を継続する傾向であることが確認された。各プロジェクトで共通するモニタリング技術は存在するものの、プロジェクトによって採用するモニタリング技術が異なっており、実施事例も少ないことから、圧入終了後の一般的なモニタリング技術は未だ確立されてはいないと推測された。

中止となった欧州の三つの大規模プロジェクト（White Rose、Peterhead、ROAD）では、圧入を終了してから廃坑までの期間が数年と短く、廃坑後もモニタリングを継続する計画であったことが確認された。一方で、米国およびカナダの大規模プロジェクト（IL-ICCS、Quest、FutureGen 2.0）では、圧入終了後も廃坑せずに数十年間のモニタリングを実施し、規制当局から許可を得られ次第、廃坑するといった計画であった。

また、廃坑後のモニタリングについての情報が確認された四つのプロジェクト、Quest、White Rose、Peterhead、ROADに関する情報を表 7.4-17 にまとめた。陸域のプロジェクトである Quest は、政府との合意で決定するものの、原則すべてのモニタリング設備を廃坑後に廃止する方針であった。具体的な計画を確認できたのは、いずれも海域のプロジェクトであり、共通点としては、3D 弾性波探査と音響探査によるモニタリングが計画されていた。実施頻度は、数年に一回や異常検知時のみと、限定的であった。

表 7.4-17 本調査において確認された廃坑後のモニタリング技術

プロジェクト	廃坑後のモニタリング	実施頻度
Quest (陸域)	原則すべてのモニタリング設備を廃止する計画だが、政府との合意によって決定する。	—
White Rose (海域)	3D 弾性波探査	異常検知時
	音響式気泡検知 (AUV)	必要に応じて
	環境モニタリング	必要に応じて
Peterhead (海域)	3D 弾性波探査	圧入終了後 6 年目
	MBES ※責任移転後のモニタリングはそれまでのモニタリング結果に基づいて決定する。	圧入終了後 6 年目、責任移転後 20 年目、30 年目
ROAD (海域)	3D 弾性波探査	異常検知時
	土壌中のガスサンプル採取	異常検知時
	音響式気泡検知	異常検知時

以上のように、調査対象としたプロジェクトにおいては、圧入終了後のモニタリングでは、稼働中のモニタリングの一部を継続し、廃坑後のモニタリングは、さらに項目と頻度を限定する事例がいくつか確認された。また、廃坑までの期間がプロジェクトによって異

なることが確認された。これは各国の規制が異なることが影響していると考えられる。

我が国のCCSの規制においては、圧入終了後から廃坑までの必要なモニタリング期間や、その後の責任に関する制度がまだ整備されていない。廃坑に向けたモニタリング計画やその後の管理のあり方については、その時間スケールから事業者は規制当局と連携する必要があるため、関連する規制内容と合わせて、今後検討していくべき課題であると考えられる。

【参考文献】

- 1) Martens S., Möller F., Streibel M., Liebscher A. and the Ketzin Group,  
“Completion of five years of safe CO<sub>2</sub> injection and transition to the post-closure phase at the Ketzin pilot site”, Energy Procedia, Vol. 59, p.190-197 (2014)
- 2) Wipki M., Ivanovaa A., Liebschera A., Lütha S., Möllera F., Szizybalskia A.,  
Wiese B. and Zimmera M. “Monitoring Concept for CO<sub>2</sub> Storage at the Ketzin Pilot Site, Germany – Post-injection Continuation Towards Transfer of Liability”,  
Energy Procedia, Vol. 97, p.348-355 (2016)
- 3) Prevedel B., Martens S., Norden B., Henniges J. and Freifeld B. M., “Drilling and abandonment preparation of CO<sub>2</sub> storage wells – Experience from the Ketzin pilot site”, Energy Procedia, Vol. 63, p.6067-6078 (2014)
- 4) Ketzin project, The COMPLETE research project,  
<http://www.CO2ketzin.de/en/complete-research-project/summary/>
- 5) McNeil C., Bhattacharya I., Lohner T., Holley II H. J., Kennedy M., Mawalkar S.,  
Gupta N., Mishra S., Osborne R., Kelley M., “Lessons Learned from the Post-injection Site Care Program at the American Electric Power Mountaineer Product Validation Facility”, Energy Procedia, Vol. 63, p. 6141-6155 (2014)
- 6) Battelle, “MRCSP and Regional CCUS – Accomplishments and Outlook”, Annual MRCSP Partners Meeting, November 2 (2017)
- 7) Battelle, 2017年10月26日付プレスリリース, “Battelle Completes 15-Year CO<sub>2</sub> Storage Project at Mountaineer Power Plant” (2017)  
<https://www.battelle.org/newsroom/press-releases/press-releases-detail/battelle-completes-15-year-CO2-storage-project-at-mountaineer-power-plant>
- 8) Advanced Resources International, Inc., “SECARB Anthropogenic Test Update”,  
11<sup>th</sup> Annual SECARB Stakeholders Briefing, March 9-10 (2016)
- 9) Koperna G. J. Jr., Kuuskraa V., Riestenberga D., Rhudyb R., Trautzb R., Dr. Hille

- G., Dr. Esposito R., “The SECARB Anthropogenic Test: Status from the Field”, Energy Procedia, Vol. 37, p. 6273-6286 (2013)
- 10) Koperna G., Riestenberg D., Kuuskraa V., Rhudy R., Trautz R., Hill G. R., Esposito R., “The SECARB Anthropogenic Test: A US Integrated CO<sub>2</sub> Capture, Transportation and Storage Test”, International Journal of Clean Coal and Energy, Vol. 1, p. 13-26 (2012)
  - 11) Advanced Resources International, Inc., “SECARB Anthropogenic Test Update”, 13<sup>th</sup> Annual SECARB Stakeholders Briefing, March 7-8, 2018 (2018)
  - 12) Ringrose, P.S., Mathieson, A.S. Wright, I.W., Selama, F., Hansen, O., Bissell, R., Saoula, N., and Midgley, J., “The In Salah CO<sub>2</sub> storage project: lessons learned and knowledge transfer”, Energy Procedia, Vol. 37, p. 6226-6236 (2013)
  - 13) Mathieson, A., Midgley, J., Dodds, K., Wright, I., Ringrose, P., and Saoul, N., “CO<sub>2</sub> sequestration monitoring and verification technologies applied at Krechba, Algeria” The Leading Edge (2010)
  - 14) US EPA, “US EPA UIC Permit Class VI, Permit Number: IL-115-6A-0001, Attachment E: Post-Injection Site Care and Site Closure Plan for ADM CCS#2 – Modified January 2017” (2017)
  - 15) Archer Daniels Midland, “Illinois Industrial Carbon Capture and Sequestration (IL-ICCS) Project, Class VI Injection Well: Quality Assurance and Surveillance Plan” (2016)
  - 16) GCCSI, The Global Status of CCS 2018 (2018)
  - 17) Shell, “Quest CCS Project: MMV Plan – update” (2015)
  - 18) Shell, “Quest CCS Project: Closure Plan – Third year update” (2014)
  - 19) US EPA, “US EPA UIC Permit Class VI, Permit Number: IL-137-6A-0001, Attachment C: Testing and Monitoring Plan, Appendix G: Quality Assurance and Surveillance Plan” (2014)
  - 20) US EPA, “US EPA UIC Permit Class VI, Permit Number: IL-137-6A-0001, Attachment E: Post-Injection Site Care (PISC) and Site Closure Plan” (2014)
  - 21) National Grid Carbon Limited (NGCL), “K42: Storage Risk Assessment, Monitoring and Corrective Measures Reports” (2016)
  - 22) National Grid Carbon Limited (NGCL), “K44: Provisional Closure – Post Closure Report” (2016)

- 23) Shell, “Peterhead CCS Project: Storage Development Plan” (2015)
- 24) TAQA, “Monitoring plan (Supplement to application for storage permit P18-4)” (2011)
- 25) Rotterdam Climate Initiative, “CATO-2: Feasibility study P18 (final report)” (2011)
- 26) TAQA, “Voorlopig plan voor de afsluiting (Aanvulling aanvraag opslagvergunning P18-4)” (2011)

## 7.5 CCS プロジェクトのリスクマネジメント

### 7.5.1 CCS プロジェクトのリスクマネジメントの概要

本項では、実際の大規模な CCS プロジェクトにおいて採用されているリスクマネジメントに関する調査結果の概要を記載する。調査対象としては、計画中および稼働中のプロジェクトだけではなく、中止となったプロジェクトも、リスクマネジメントが行われた可能性があるため対象とした。調査の結果、リスクマネジメントに関連する情報が 6 件のプロジェクトにおいて確認された。また、特に有益な情報が得られた 2 件のプロジェクト (Peterhead、ROAD) については、本節に加え、次節以降で詳述する。

#### (1) 計画中および稼働中のプロジェクト

##### ① Gorgon

Gorgon プロジェクトは、豪州の西オーストラリア州にて、天然ガス処理施設から発生した CO<sub>2</sub> を回収し、Barrow 島からその地下に存在する深部塩水層に圧入するプロジェクトである。Chevron 社が作成した「Carbon Dioxide Disposal Management plan<sup>3)</sup>」は、貯留におけるリスクマネジメントについて言及しており、特に漏洩に対するリスクを取り上げている。

主な地質学的なリスクとして、予定圧入レートで貯留層圧力が上昇するリスクがあげられており、その評価が実施されている。圧入位置の調整や圧入レートおよび排出する水のレートを調整することによって、そのリスクは十分に小さくなることが専門家の委員会によって承認されている。また、既存の坑井の廃坑が不十分であるといったリスクも検討されており、必要に応じて耐 CO<sub>2</sub> のセメントを用いて改めて廃坑するといった措置によって、リスクは許容可能としている。

Gorgon プロジェクトでは、環境影響評価の観点でのリスクアセスメント情報および上述の貯留リスクに関する情報が確認されたものの、プロジェクト全体に対するリスクマネジメントに関する情報を示す資料は確認できなかった。

② Quest

Quest プロジェクトは、カナダのアルバータ州において、水素製造によって発生したCO<sub>2</sub>を陸域の深部塩水層に圧入する大規模 CCS プロジェクトであり、2015年から稼働している。Shell 社が作成した「Quest Storage Development Plan<sup>4)</sup>」によると、同プロジェクトでは、リスク管理計画およびリスク登録簿（risk register）を作成することで、プロジェクトのリスクマネジメントを実施している。リスク登録簿のツールとしては、「EasyRisk」を採用しており、会議等を通じて定期的に更新している。

特に、貯留に関しては、Evidence Support Logic（以下、「ESL」と称する。）による意思決定支援解析ソフトである TESLA というソフトウェアを活用して、CO<sub>2</sub>貯留に関する不確実性（貯留、封じ込め、圧入性等）を評価している。その詳しい内容は、2017年度の報告書に記載した。また、リスクに基づいたモニタリング計画を作成するために、封じ込めに関しては蝶ネクタイ法（Bowtie approach）によってリスクが分析されている。さらに、貯留のリスクマネジメントの全体に関して、独立した専門家の委員会による外部の監査を受けている。同プロジェクトにおける各種管理手法の関係を図 7.5-1 に示す。

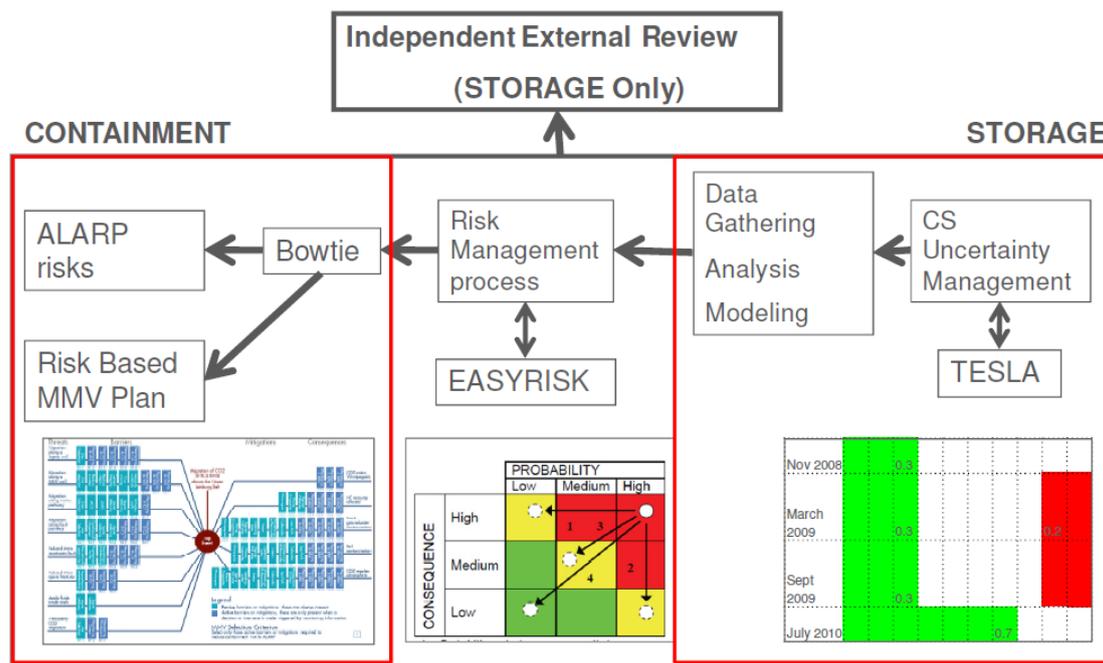


図 7.5-1 Quest プロジェクトの貯留に関するリスクと不確実性の管理手法<sup>4)</sup>

また、プロジェクト全体のリスクに関しても、CCS 特有の観点も反映したリスクマトリクス（図 7.5-2）を作成しており、意思決定審査委員会（以下、DRB と称する。）やステークホルダーとのコミュニケーションに活用している。

Last Update: April 22, 2018

Risk Category						PROBABILITY →					Score	
						1	2	3	4	5	Assessment	
Cost/Benefit in CDN \$ <sup>1</sup>	Schedule delay to FID <sup>2</sup>	Schedule delay to SO <sup>3</sup>	System Capacity <sup>4</sup>	HSE <sup>5</sup>	Reputation	VLO 0-5% Occurs in almost no Projects (Extremely Unlikely)	LO 5-20% Occurs in some Projects (Low but Not Impossible)	MED 20-50% Occurs in Projects (Fairly Likely)	HI 50-80% Occurs in most Projects (More Likely than Not)	VHI 80-100% Expected to Occur in Every Project (Almost Certain)	Score	Assessment
> 50 mln	> 6 mos	> 6 mos	>25% downtime	Refer to HSE RAM	International impact	5	10	15	20	25	5	VHI
25-50 mln	3 - 6 mos	3 - 6 mos	20% - 25% downtime		National impact	4	8	12	16	20	4	HI
10-25 mln	1 - 3 mos	1 - 3 mos	15% - 20% downtime		Considerable (Regional) impact	3	6	9	12	15	3	MED
5-10 mln	0.5 - 1 mos	0.5 - 1 mos	10% - 15% downtime		Limited impact (public concern/ local media)	2	4	6	8	10	2	LO
< 5 mln	< 0.5 mos	< 0.5 mos	< 10% downtime		Slight impact (some public awareness)	1	2	3	4	5	1	VLO

図 7.5-2 Quest プロジェクトのリスクマトリクス<sup>4)</sup>

以上のように、Quest プロジェクトでは、プロジェクト全体に対して様々なリスクアセスメントの手法が取られていることが確認された。しかし、2017 年度の調査対象であった TESLA を用いた地下の不確実性の評価以外には、概要が示されているのみであり、他のリスクに対する詳細な検討結果を公表している資料は確認できなかった。

## (2) 中止となったプロジェクト

### ① White Rose

White Rose プロジェクトは、英国のノースヨークシャーの酸素燃焼を採用した火力発電所から発生した CO<sub>2</sub> を回収し、北海までパイプラインで輸送し、深部塩水層に圧入する計画であった。しかし、同プロジェクトの出資者の一つであった Drax 社の撤退や、英国政府からの予算の撤回を受けて、2015 年に同プロジェクトは中止となった。

事業者である Capture Power 社および National Grid Carbon 社が作成した「K.06 Full-chain FEED risk report<sup>5)</sup>」では、同プロジェクトで実施された Front End Engineering Design (以下、「FEED」と称する。)の一環として、プロジェクト全体に対するリスクマネジメントを行っている。FEED の段階からサイトの閉鎖後に至るまでの様々なリスクを対象として、それらをリスク登録簿に列挙し、FEED 実施後の段階におけるリスクの評価および対応の検討を行っている。

リスク登録簿には、以下の情報を含む。

- 1) 背景およびリスクの説明
- 2) リスクのカテゴリー
- 3) 特定された時点のリスクのスコア
- 4) FEED 終了時のリスクのスコア
- 5) 緩和計画
- 6) 緩和策の効果の評価

また、リスク登録簿における各リスクの影響および可能性のスコアの内容を表 7.5-1、表 7.5-2、表 7.5-3 に示す。これらの観点によって、プロジェクト全体における 50 の主なリスク（発電所と輸送・貯留システムの連携、貯留許可の遅れ、CO<sub>2</sub>の漏洩等）が特定され、評価されている。なお、同文献はリスクマネジメントの結果を示すのみであり、そのリスクマネジメントのプロセス等に関する詳細情報は確認できなかった。

表 7.5-1 リスク登録簿の影響のスコア①<sup>5)</sup>

スコア	意味	潜在的損失	スケジュール	健康と安全
5	決定的	> £1 億	>9 箇月	致命的
4	とても高い	£ 5,000 万～£1 億	6～9 箇月	複数の重傷
3	高い	£ 1,000 万～£ 5,000 万	3～6 箇月	重傷
2	中程度	£ 100 万～£ 1,000 万	1～3 箇月	休業を伴う負傷
1	低い	0～£ 100 万	0～1 箇月	治療案件

表 7.5-2 リスク登録簿の影響のスコア②<sup>5)</sup>

スコア	意味	環境	評判
5	決定的	長期／恒久的な損害を起こす重大な事件。環境関連機関からの訴求につながる。	国家的影響。主要なメディアのネガティブな関心、企業およびプロジェクトの評判にダメージ。
4	とても高い	重大な事件。中期の損害。中止／禁止の通知が出される。環境関連機関からの訴求につながる可能性がある。	国家のおよび地域的影響。重要なメディアのネガティブな関心、プロジェクトの評判へのダメージ
3	高い	中程度の事件。短期的な損害。緩和策が必要。改善の通知が出される。	中程度の地域への影響。地元のメディアのネガティブな関心。地域社会の反対。
2	中程度	小さな事件。小さな環境影響。内部の不適合が見つかる。	限定的影響、地域社会の関心
1	低い	わずかな環境への事件。観察またはニアミス。	わずかな影響、地元の関心。社会の関心はなし。

表 7.5-3 リスク登録簿の可能性のスコア<sup>5)</sup>

スコア	意味	確率
5	よくある (Highly likely)	>75%
4	起こりそうな (Probable)	40%~75%
3	ありうる (Possible)	15%~40%
2	あまりない (Unlikely)	5%~15%
1	めったにない (Rare)	0%~5%

また、貯留を対象としたリスクについては、事業者が作成した「K42: Storage Risk Assessment, Monitoring and Corrective Measures Reports<sup>6)</sup>」にて、貯留に関するリスクアセスメントが記載されている。貯留に関するリスクアセスメントは、大きく分けて以下のプロセスで実施されている。

- 1) プロジェクトの背景状況の設定
- 2) 貯留システムの設定
- 3) シナリオの設定
- 4) シナリオの分析・リスクの評価
- 5) 結果のまとめ

プロジェクトの背景状況としては、リスクアセスメントの目的や対象とする範囲、時間的枠組みやエンドポイント等を設定する。貯留システムは、圧入計画と実際の地質学的なデータを基に設定される。シナリオは、FEPs (Feature, Event Processes) のリストの項目を基に設定され、計画どおりに進むことを想定したベースとなる基本シナリオ (Expected Evolution Scenario : EES) と、可能性の低い代替シナリオ (Alternative Evolution Scenario : AES) を設定している。代替シナリオとしては、以下の12件が設定された。

- 1) 化学的変化／反応による圧入性の低下
- 2) 想定外の区画化による貯留層圧力の上昇
- 3) 遮蔽層からの漏洩
- 4) 高い塩分濃度の地層水の移動
- 5) 坑井の損傷
- 6) 他の炭化水素資源との干渉
- 7) CO<sub>2</sub>貯留システムに影響する他の資源開発
- 8) 海底隆起

- 9) 他者による介入
- 10) 地震活動による漏洩
- 11) 妨害・破壊行為
- 12) 想定外の貯留層外への移動 (over-filling)

これらのシナリオにおいて、高濃度塩水の海水中への漏出や坑井を通じたCO<sub>2</sub>の漏洩といった複数のシナリオから想定される主要なリスクの分析を行い、評価すべきリスクを特定している。リスクアセスメントにおいて特に重要であるとみなされた、CO<sub>2</sub>の封じ込め、地層水の移動、物理的影響（海底地層変形）の三つのリスクに対しては、ESLに基づくTESLAを適用して、不確実性を考慮した詳細な評価を行い、残留リスクの整理および説明には、リスクマトリクスを用いている。また、これらの補完的役割として、蝶ネクタイ法による分析を行っており、モニタリング計画や緩和計画の策定に活用している。

そして、貯留に関するリスクアセスメントの総括 (Risk Statement) としては、「リスクアセスメントの結果、貯留される予定であるCO<sub>2</sub>の長期間にわたる封じ込めが達成され、システムが長期的に安定することに対する信頼性は高い。封じ込めが損なわれることや、塩水の移動、地層変形によって人間の健康や環境へ影響するリスクは低い。」といった結論が示されている。

以上のように、White Roseプロジェクトにおいては、FEED実施後にプロジェクト全体に対するリスク登録簿が作成されていることが確認された。また、貯留のリスクに関しては、詳しい分析を行っており、TESLA、リスクマトリクス、蝶ネクタイ法といった他のプロジェクトと同様の手法が採用されていた。

## ② Peterhead

Peterheadプロジェクトは、英国のアバディーンシャーにおいて、コンバインドガスサイクル発電を用いた火力発電所から発生したCO<sub>2</sub>を、北海のGoldeneyeサイトまでパイプラインで輸送し、天然ガスの生産を終了した貯留層に圧入する計画であった。しかし、同プロジェクトに対する英国政府からの予算の撤回によって、2015年にプロジェクトは中断された。

Shell社が作成した「Risk Management Plan & Risk register<sup>7)</sup>」において、本プロジェクトでは意思決定のためのプロジェクト全体に対するリスクマネジメントを実施していることが公表されている。すべてのリスクを対象に、「EasyRisk」というツールを用いてリスク登録簿を作成し、各リスクに対して、リスクマトリクスを用いた評価を行い、リスクを許容可能とするために、適切な対応策を検討している。また、同文献は、リスクマ

ネジメントのプロセスだけでなく、リスク対応のための組織や、プロジェクトの各段階において必要なリスクマネジメントを紹介している。

さらに、同じく Shell 社が作成した「Storage Development Plan<sup>8)</sup>」では、Goldeneye サイトの貯留能力に関する検討が行われている。その一環として、貯留に関するリスクの検討を行っている。

以上のように、Peterhead で実施されたリスクアセスメントに関する情報は本調査の目的との関連性が高いため、その詳細については 7.5.2 において後述することとする。

### ③ ROAD

ROAD プロジェクトは、オランダのロッテルダム石炭火力発電所から発生した CO<sub>2</sub> を、沖合 20km に位置する天然ガスの生産を終了した貯留層 (P18-4) に圧入するプロジェクトであり、2013 年に貯留許可が発給されている。しかし、炭素価格の下落を受けて、プロジェクトの開始は延期され、陸域に近い他の貯留層への圧入等の計画変更も検討されたが、2017 年に中止となった。

同プロジェクトの中止の発表後に、プロジェクトを通じて得られた知見をまとめた一連の close-out レポートが公開されている。これらのレポートは今後の CCS プロジェクトの事業者や研究者等に活用されることを目的としており、技術的な課題から、経済的な課題、規制・許可に至るまで様々なテーマを取り扱っている。そのうちの一つである

「Public Close-Out Report Risk Management<sup>9)</sup>」では、同プロジェクトで実施されたプロジェクト全体に対するリスクマネジメントに関する情報を公開している。すべてのリスクを対象に「ColibriWeb」というツールを用いてリスク登録簿を作成しており、その詳細や対策を定期的に検討・共有することでリスクの管理を行っている。

また、ROAD プロジェクトの許可申請書は、貯留の事業者である TAQA 社によって作成されている。許可申請書には、より詳細な内容を示した付属書類<sup>10)</sup> やリスクマネジメント計画<sup>11)</sup> が含まれており、貯留に関するリスクアセスメントを実施していることが確認できる。

以上のように、ROAD で実施されたリスクアセスメントに関する情報は、本調査の目的との関連性が高いため、その詳細については、7.5.5 において後述することとする。

### ④ ZeroGen

ZeroGen プロジェクトは、豪州のクイーンズランド州において、石炭ガス化複合発電 (IGCC) から発生した CO<sub>2</sub> を回収し、陸域の深部塩水層に圧入する計画であった。しかし、予備的実現可能性調査として、ボーリング調査や坑井試験によって貯留層を評価した

結果、地質学的特性の適合性が想定よりも低いことが判明し、2011年に同プロジェクトは中止となった。

クイーンズランド大学等によって作成された「ZeroGen IGCC with CCS A Case History<sup>1 2)</sup>」では、同プロジェクトに関して得られた教訓がまとめられている。ZeroGenプロジェクトはISO 31000:2009（リスクマネジメント）に従ってリスクマネジメントを実施した。具体的にはリスクおよび不確実性の登録簿を作成しており、以下のプロセスで実施された。

- 1) リスクおよび不確実性の特定
- 2) リスクの定量化のための結果と可能性の分析
- 3) 「極めて高い (Extreme)」、「高い (High)」、「重要な (Significant)」、「中程度 (Moderate)」、「低い (Low)」にリスクの分類
- 4) 既存の緩和策およびその効果の評価
- 5) 追加の緩和策および／または緊急時対応計画の作成
- 6) 残留リスクの分析および分類

予備的実現可能性調査の終盤では、リスクアセスメントのワークショップを開催しており、三つのリスクが「極めて高い」、48のリスクが「高い」と評価された。「高い」と判断された48のリスクは今後の対処が可能であるとみなされたが、3つの「極めて高い」と判断されたリスクは、認められた期間および予算では解決することが難しいとみなされた。「極めて高い」とみなされた3つのリスクは以下のとおりである。

- 1) 北デニソントラフ（貯留サイト）がプロジェクトの要件を満たさない。
- 2) 探査および評価できる代替の貯留サイトがない。
- 3) 設備および稼働コストが高く、予算を大幅に超過している。

様々なリスクに関連して、特にCO<sub>2</sub>の貯留に関する地下の不確実性の評価には、ESLを採用した。北デニソントラフにおける「封じ込め」、「貯留容量」、「圧入性」を対象として、TESLAというソフトウェアを用いて不確実性を評価した結果、貯留容量および圧入性に関する否定的証拠が多いことが確認された。これらを受けて、プロジェクトは中止となった。詳細な結果については、2017年度の報告書に記載した。

以上のように、ZeroGenプロジェクトにおいては、プロジェクト全体に対して、リスクマネジメントが実施されていることが確認された。しかし、2017年度の調査対象であった貯留のリスクに関するTESLAを用いた地下の不確実性の評価以外は結果を示しているのみであり、プロジェクト全体に対するその他のリスクに対する詳細な検討結果を公表している資料は確認されなかった。

⑤ その他のプロジェクト

本調査では、CCSプロジェクトのリスクマネジメントにおいて対象とするリスクは、貯留やプロジェクト全体に関する事項が中心であることが確認された。一方で、中止となったCCSプロジェクトの中には、社会的受容性（以下「PA」と称する。）の欠如が原因となり、中止に追い込まれた事例がいくつか存在することから、PAも一つのリスク要因であると考えられる。そのようなCCSプロジェクトの事例を調査し、その中止の経緯等の情報を表7.5-4にまとめた。

表 7.5-4 PAの欠如が原因で中止となったCCSプロジェクト

プロジェクト名 (サイト名)	国	中止時期	CO <sub>2</sub> 圧入規模	中止となった経緯
Jämschalde CCS Demo Project (Jämschalde)	ドイツ	2011年	170万トン/年 <sup>13)</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>CO<sub>2</sub>漏出が及ぼす地下水汚染並びに不動産および観光業への悪影響を不安視する多くの住民及び地元自治体が反対運動を実施した<sup>14)</sup>。</li> <li>主な出資者であるVattenfall社は、情報窓口の開設、説明会の開催、近隣の学校への情報提供等も行ったものの、住民の理解は得られず、2011年12月にプロジェクトの中断を発表した<sup>14)、15)</sup>。</li> </ul>
Barendrecht Shell CO <sub>2</sub> Storage B.V (Barendrecht)	オランダ	2010年	40万トン/年 <sup>16)</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>CO<sub>2</sub>漏出の影響を不安視する多くの住民及び地元自治体による反対運動が発生。このため、事業者は事業に必要な地元自治体の許可を得ることができず、事業に大幅な遅延が生じた<sup>16)</sup>。</li> <li>事業の遅れを懸念した政府は条件付きで事業の実施を承認したが、地元自治体が許可発給を拒み続けたため事態は膠着し、2010年3月にプロジェクトは中止となった<sup>16)</sup>。</li> </ul>
Greenville Battelle's pilot Project (Greenville)	米国	2009年	28万トン/年 <sup>17)</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>主な懸念として「圧入による地震の誘発」「不動産価格の下落」を理由に住民を中心とした反対運動が発生した<sup>18)</sup>。</li> <li>2009年8月、事業者は実証事業の中止を発表した<sup>19)</sup>。</li> </ul>
Carson CCS Project (Carson)	米国	2009年	400万トン/年 <sup>20)</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>EORとCO<sub>2</sub>貯留のサイトを決定することができず、2007年半ば頃には事業進捗が停滞。この間に、プロジェクトへの反対派が増加した<sup>20)</sup>。</li> <li>最終的に、プロジェクトの実施場所を国内の別の場所に移したが、その理由は経営上の理由とされる<sup>20)</sup>。</li> </ul>

プロジェクト名 (サイト名)	国	中止時期	CO <sub>2</sub> 圧入規模	中止となった経緯
Taiwan Power Company Project (彰濱工業地帯)	台湾	2013年	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>調査井による地質調査まで行われていたものの、2013年6月にCO<sub>2</sub>漏出の危険性に関する報道があり、近隣住民の反対運動が発生した<sup>21)</sup>、<sup>22)</sup>。</li> <li>反対運動の後、事業者はプロジェクトの中止を決定した<sup>21)</sup>。</li> </ul>
China Petroleum Corporation Project (苗栗永和山)	台湾	2015年	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>住民及び地方自治体への説明なく2012年に圧入を開始したが、2013年6月のCO<sub>2</sub>漏出の危険性に関する報道を受け、プロジェクトは中断した<sup>21)</sup>、<sup>22)</sup>。</li> <li>2015年5月に近隣住民への理解を目的としたシンポジウムを開催するも、近隣住民の理解は得られず、その後プロジェクトは中止を決定した<sup>21)</sup>。</li> </ul>

以上のように、実際にPAの欠如を理由に中止となったプロジェクトが複数存在することから、PAはCCSプロジェクトを実施するうえで重要なリスク要因であることがうかがえる。PAはサイトが位置する国や条件に大きく依存するとともに、そのリスクのマネジメントに関してはそのコミュニケーションやアウトリーチの観点からの文献も多いが、今回の調査の対象とはしなかった。ここでは、プロジェクト全体に対するリスクマネジメントに焦点をあて、改めてPeterheadプロジェクトおよびROADプロジェクトについてより詳細な調査を行った。その内容を次節以降に示す。

## 7.5.2 Peterhead プロジェクト

### (1) プロジェクト詳細

Peterheadプロジェクトは、スコットランドのアバディーンシャーにおいて、商用規模としては世界初の燃焼後回収によるCO<sub>2</sub>を海域に貯留するCCSプロジェクトとして計画されていた。SSE Generation社のPeterhead発電所から発生する年間100万トン規模のCO<sub>2</sub>を15年間にわたり回収し、生産を終了したガス田であるGoldeneyeサイトまで海底パイプラインで輸送し、海底下2,000m以深に圧入する計画であった(図7.5-3)。しかし、Shell社のプレスリリースにおいて、英国政府の予算の撤回によって2015年にプロジェクトを中断することが発表された。



図 7.5-3 Peterhead プロジェクトの位置<sup>7)</sup>

## (2) プロジェクトのリスクマネジメント

事業者である Shell 社は、プロジェクト実施前に意思決定者に情報を提供することを目的として、プロジェクトのリスクマネジメントに関する検討を行っている。その内容は Shell 社の「Risk Management Plan & Risk register<sup>7)</sup>」に示されている。

リスクマネジメントでは、リスク登録簿やコスト予測、スケジュール等の情報を統合して、確率的リスク分析を実施し、プロジェクトに影響する主な要因とともに、最終的なコストおよび想定されるスケジュールの範囲を結果として提供している。大きなリスクとしては、CCS とコンバインドサイクル発電を商用レベルで組み合わせることがあげられるが、他にも様々な観点のリスクを想定しており、技術的、経済的、商業的、組織的、政治的なリスク（以下、「TECOP」と称する。）や、それ以外のリスクを対象としている。なお、良い面のリスク（機会）と悪い面のリスクのいずれも検討している。

プロジェクトのリスクマネジメント計画は、定期的にレビューおよび更新を行うこととしている。計画は Decision Executive（以下、「DE」と称する。）が Business Opportunity Manager（以下、「BOM」と称する。）とともに承認し、更新については、プロジェクトマネージャー（以下、「PM」と称する。）と BOM の間で合意し、プロジェクトの財務マネージャーが正式にサポートする。

### ① リスク評価のプロセス

Peterhead プロジェクトにおけるリスクマネジメントのプロセスは以下のとおりである。

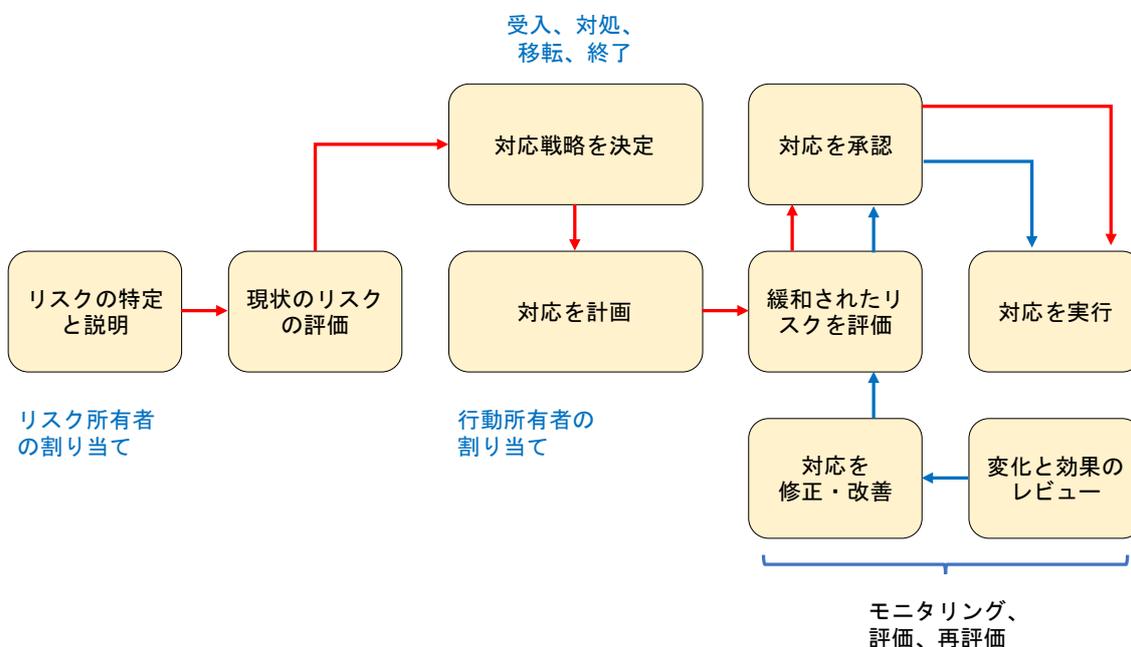


図 7.5-4 プロジェクトリスクマネジメントプロセス<sup>7)</sup>

#### a. リスクの特定

プロジェクトにおけるすべてのリスクは、リスク登録簿によって管理される。リスク登録簿の管理には「EasyRisk」というツールを利用している。特に Shell 社のプロジェクト管理チームが、リスクの特定、評価、モニタリングを担当している。さらに、SSE 社や請負業者によって補完され、リスクコーディネーターとプロジェクト財務マネージャーによって進められる。実際のリスクの特定には、以下のような手段が用いられる。

- 1) リスク特定ワークショップ (Shell 社、SSE 社、請負業者)
- 2) プロジェクトメンバーの通常業務を通じたリスクの特定
- 3) 過去の関連するプロジェクトのレビュー (例: Longannet、Quest、Great Island 等の CCS プロジェクト)
- 4) 主な外部のステークホルダーの定期的な関与 (例: SSE 社、エネルギー・気候変動省 (以下、「DECC」と称する。)、FEED および EPC 請負業者、規制省庁等)
- 5) プロジェクトの影響を受ける地域社会やプロジェクトに関心を持つ他のステーク

ホルダーの継続的な関与

6) 他の CCS プロジェクトや類似したプロジェクトに関する共有の知見および得られた教訓

リスクマネジメントプロセスやリスク登録簿の管理・保持は、プロジェクト管理チームに加え、SSE社や請負業者、他のShell社のチーム等の他のステークホルダーも行う。

リスク登録簿において、リスクはまず「Proposed」の状態として登録される。適切な説明が追加され、リスクの所有者（リスク管理の責任・権限をもつ人）が同意することによって、リスクは「Accepted」の状態に移行し、EasyRisk上のステータスが「Active」となる。その後、リスク所有者が、現状でのリスクを評価して、対応戦略を決定し、対応策を計画、行動所有者（リスク対応計画の実行に責任をもつ人）を割り当てたのちに、緩和されたリスクを再び評価する。

b. 現状のリスクの評価

リスク所有者は、リスクの度合いを決定するために、リスクアセスメントマトリクス（以下、「RAM」と称する。）を用いてリスクを評価する。リスクの結果による影響と、それぞれの事象が生じる可能性の二つの要因によって、リスクの重大性を評価する。

結果／影響					とても低い	低い	中程度	高い	とても高い	
					1	2	3	4	5	
	CAPEXコスト	スケジュール（最初の庄入）	実施可能性	HSSE	評判	業界で経験がない	業界で経験がある	過去に組織で起きたまたは業界で年2回以上起きる	過去にその場所ですら起きたまたは業界で年2回以上起きる	過去にその場所で年2回以上起きている
						0-10%	11-25%	26-50%	51-80%	>80%
とても高い	5	> 3,000万	> 6か月	1回の>350ktの遅延 年間>170t/日の遅延 > 500万/年のOPEXの増加	4件以上の死亡事故	反対する国際的/国内メディア報道 国際的/国内の政治的 反対 規制機関からの反対 抗議活動				
高い	4	1,500-3,000万	6か月以下	1回の<350ktの遅延 年間<170t/日の遅延 < 500万/年のOPEXの増加	永久全身障害または3件以下の死亡事故	反対する国内メディア報道 国内の政治的 反対 規制機関からの反対 抗議活動				
中程度	3	600-1,500万	4か月以下	1回の<175ktの遅延 年間<85t/日の遅延 < 250万/年のOPEXの増加	重傷	地域の政治的 反対 地元の抗議				
低い	2	300-600万	2か月以下	1回の<70ktの遅延 年間<35t/日の遅延 < 150万/年のOPEXの増加	軽傷	地元の反対するメディア報道 業界紙の反対				
とても低い	1	300万未満	1か月以下	1回の<35ktの遅延 年間<15t/日の遅延 < 50万/年のOPEXの増加	ちょっとしたケガ	近隣住民からの不満				
		影響なし	影響なし	影響なし	影響なし	影響なし				

図 7.5-5 Peterhead プロジェクトのリスクアセスメントマトリクス (RAM) <sup>7)</sup>

特定されたリスクは、まず既に準備された対策や通常対策を考慮して評価され、リスク登録簿に記録される。リスクはその影響が生じた際の責任を有するレベルの者によって合意される必要があるため、重大なリスクであるほど上のレベルでの合意が求められる（表 7.5-5）。なお、「合意」とは以下を意味する。

- 1) リスクは有効であり、リスク登録簿に追加するべきである。
- 2) 緩和策の前後のリスクの重大性、対応戦略が妥当である。
- 3) リスク緩和計画が受け入れ可能であり、資金・人員が適切である。
- 4) 特にリスクを「冒す」戦略において、透明性を示すため必要に応じてリスクの情報が伝えられている。

表 7.5-5 リスクの重大性と対応するレベル<sup>7)</sup>

リスクの度合い	合意	勧告	レビュー／進捗報告
トップリスク (とても高い)	副社長または同等の者	DE/ BOM	毎月のレビュー。進捗は定期的開催する意思決定審査委員会（DRB）で報告される。プロジェクト財務マネージャーが確認する。
危機的な (高い)	DE/BOM	PM	毎月のレビュー。進捗は定期的開催する意思決定審査委員会（DRB）で報告される。プロジェクト財務マネージャーが確認する。
重大な (中程度)	DE/BOM	PM	2 箇月に 1 回のレビュー。進捗は定期的開催する意思決定審査委員会（DRB）で報告される。プロジェクト財務マネージャーが確認する。
重要な (低い)	PM	チーム リーダー	対応計画の進捗とリスクの拡大の可能性を評価する 4 半期に 1 回のレビュー。
小さい (とても低い)	PM	チーム リーダー	対応計画の進捗とリスクの拡大の可能性を評価する 4 半期に 1 回のレビュー。

### c. 対応戦略の決定

適切なリスク対応戦略を決定する前に、リスクの管理可能性を評価する必要がある。管理可能性（manageability）は、「管理できる」「影響を与えることができる」「管理できない」の三つに分類することができる。管理可能性を評価したのち、表 7.5-6 に示す四つの選択肢から適切なリスク対応戦略を選択する。適切な対応を実施するため、対応戦略と行動はともに検討するべきである。例えば、現時点で費用対効果の高い行動が存在しない場合、プロジェクトを計画どおり進めるため、それらのリスクを「冒す」選択肢を取る可能性がある。

表 7.5-6 脅威および機会に対する対応戦略<sup>7)</sup>

脅威	機会
終わらせる／止める	活用する
移転させる／共有する	共有する
処理する（対処して受け入れる）	増進する
冒す（そのまま受け入れる）	冒す（そのまま受け入れる）

#### d. リスクへの対応

リスク所有者は戦略に応じて対応を計画する責任を有する。上述の対応戦略のうち、行動として「処理できる」リスクに対しては、事象が起きる可能性を下げる（防止）および／またはリスクが起きた場合の影響を小さくする（回復する）必要がある。「冒す」「移転させる」「終わらせる」といった対応を行うリスクの場合は、関係者と適切なコミュニケーションを行う必要がある。

また、リスク所有者は、計画された対応が期待通りの効果を有することを確認する。さらに、提案されたリスク対応が妥当であることを確認する。行動の実施時期はいつリスク事象が起きると予測されるかによって決定される。リスク所有者は、計画通りの対応を実施するために、責任者として行動所有者を割り当てる。行動はリスクの期日より前に実施することが求められる。

計画が決定したら、リスクの重大性に応じて適切なレベルで、リスクのレビューを行う。リスクは勧告および合意された後、リスク登録簿におけるステータスが「Active」に変更される。リスクコーディネーターは、計画された対応における変更を反映するためリスク登録簿を随時更新し、プロジェクトの作業計画にリスクに対する行動が含まれていることを確認する。

対応計画が承認された後は、リスク所有者は作業を実施する行動所有者と対応計画について協議を行う。行動が実施されている際は、行動所有者（あるいは代わりにリスク所有者）はリスクコーディネーターに定期的に進捗状況を報告する。リスク所有者は毎月のレビューの工程の一環として、行動を確認する。

#### e. モニタリング・評価

プロジェクト全体のリスク登録簿は EasyRisk で管理され、SSE 社や他の請負業者が管理する他のリスク登録簿によって補完される。リスク所有者または行動所有者となったすべてのチームメンバーは、リスク登録簿にアクセスすることができる。リスクコー

ディネーターは EasyRisk のアクセスの管理や操作、ユーザーの教育を担当する。

すべてのリスク所有者は、以下の観点で定期的にリスクのレビューを行う責任を有する。

- 1) 状況の変化によって再評価を行う必要がないか。
- 2) リスク対応計画は適切であり、変更する必要はないか。
- 3) 対応の計画や実施はスケジュールどおりに進められており、すべてのスケジュールの変更は対応計画に反映されているか。

プロジェクトを通じてリスクマネジメントを適切に着目するため、リスクのモニタリングはすべての経営会議で取り扱う。リスクの重大性に見合った会議において議論される。

リスクは以下の場合にのみ、終了する（close）ことができる。

- 1) 対応が実施された場合
- 2) 既にリスクが起きてしまった場合
- 3) 大きなリスクが小さなリスクに分割した場合
- 4) リスクが生じる状況ではなくなった場合

リスク所有者は、リスクを終了した理由に関する詳細とともに、終了したリスクを EasyRisk に反映する。終了したリスクのリストは月次リスク報告サイクルによって共有される。

## ② 役割と責任

Peterhead プロジェクトのリスクマネジメントにおける役割とその責任は表 7.5-7 のとおりである。

表 7.5-7 リスクマネジメントにおける役割と責任<sup>7)</sup>

役割	責任
意思決定者 (DE)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・プロジェクトの目的を設定する。</li> <li>・プロジェクトのリスクマネジメント計画を承認する。</li> <li>・リスクアセスメントマトリクス (RAM) を承認する。</li> <li>・リスク登録簿を承認する。</li> <li>・リスクマネジメントの資金・人員を承認する。</li> <li>・重大なリスクへの対応を承認し、自身の権限で資金・人員を割り当てる。</li> <li>・重大なリスクを適切なレベルに上げる。</li> <li>・意思決定にリスク情報を活用する。</li> <li>・Economic and Schedule Assurance Review (ESAR) の説明を受ける。</li> </ul>
ビジネス機会マネージャー (BOM)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・リスクマネジメントシステムのトップである。</li> <li>・リスクマネジメント計画を所有する。</li> <li>・リスクが TECOP を適切に反映していることを保証する。</li> <li>・リスクマネジメントが効果的に実施されていることを保証する。</li> <li>・ESAR を開始する。(PM 不在時)</li> </ul>

役割	責任
プロジェクトマネージャー (PM)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BOM とともにプロジェクトリスクマネジメント計画をレビューし、合意する。</li> <li>• リスクへの対応を承認し、自身の権限で資金・人員を割り当てる。</li> <li>• リスク所有者を正式に任命する。</li> <li>• 自身の権限を越えたリスクを BOM と DE に上げる。</li> <li>• 選択肢を評価し、決定の準備をするためにリスク情報を活用する。</li> <li>• ESAR を開始する。</li> </ul>
プロジェクト財務マネージャー	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 稼働する前にリスクマネジメント計画を正式に支持する。</li> <li>• リスクアセスメントマトリクス (RAM) を正式に支持する。</li> <li>• リスク登録簿を正式に支持する。</li> <li>• 自身の権限で重大なリスクへの対応を正式に支持し、資金・人員を割り当てる。</li> <li>• プロジェクト固有のリスク報告書の内容を正式に支持する。</li> <li>• 計画段階でプロジェクトリスクが提示され、議論されたことを保証する責任を負う。</li> <li>• プロジェクト固有のリスク報告書を作成する責任を負う。</li> </ul>
リスクコーディネーター	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PM やプロジェクト財務マネージャーとともにプロジェクトリスクマネジメント計画を作成し、保持する。これにはプロジェクトアセスメントマトリクス (RAM) やプロジェクトリスクブレイクダウン構造 (RBS) を含み、CCS チェーンのつながりや EPC の契約形態に従う。</li> <li>• リスク所有者とプロジェクトチームを訓練し、支援する。</li> <li>• リスク登録簿の品質を維持する。</li> <li>• すべての関連するプロジェクトの領域およびプロジェクトと重なる／相互作用する領域がリスク特定において考慮されていることを保証する。</li> <li>• リスクが正しく評価され、論理が記録されていることを保証する。</li> <li>• すべての記録されたリスク対応が合意され、対応のための環境が整っていることを保証する。</li> <li>• 各リスクと行動に関する監査証拠が記録／保持されていることを保証する。</li> <li>• 提案されたリスクを検査し、リスク登録簿に追加／拒否する。</li> <li>• リスクマネジメントシステムの状況を報告する。</li> </ul>
リスク所有者	<ul style="list-style-type: none"> <li>• リスクを説明および評価し、適切なリスク対応を提案する。(コスト／便益分析を含む。)</li> <li>• 計画された対応に対する承認および資金・人員 (行動所有者) を得る。</li> <li>• 進捗を記録し、リスクをレビューし、対応を改善し、リスクを終了する。</li> <li>• リスクコーディネーターが登録簿におけるリスクの状態を記録することを支援する。</li> </ul>
行動所有者	<ul style="list-style-type: none"> <li>• リスク所有者と合意したとおり行動を実施する。</li> <li>• リスクコーディネーターが登録簿における行動の状態を記録することを支援する。</li> </ul>
チームメンバー	<ul style="list-style-type: none"> <li>• リスクを特定し、それらをリスク登録簿に追加することを提案する。</li> <li>• リスク所有者にリスク対応の効果についてフィードバックを行う。</li> <li>• 最大のプロジェクトリスクおよび自身の仕事に影響するリスクを把握している。</li> </ul>

### ③ ツール

Peterhead プロジェクトでは、リスク登録簿として、Shell 社の推奨する EasyRisk というツールが採用されている。これにより、プロジェクトのいかなる段階においても、最新のリスクおよびその対応の状態を把握することができる。リスク登録簿では、各リスクに関する以下の情報を含む。

- 1) リスク番号
- 2) リスクの名称
- 3) リスクの詳細

- 4) 監査証跡
- 5) リスク所有者
- 6) プロジェクトの段階（いつまでに、いつ起きるか）
- 7) 分類
- 8) 影響を受ける CCS チェーン
- 9) 現状のリスクの影響評価
- 10) 残留するリスクの評価
- 11) 対応戦略
- 12) リスクのステータス
- 13) レビューおよび期日
- 14) 関連するリスク対応
- 15) 主なステークホルダー

また、リスク対応（行動）については、以下の情報を含む。

- 1) 行動の名称
- 2) 行動の説明
- 3) 行動所有者
- 4) 行動のタイプ：防止、回復、情報収集
- 5) 開始日、予定終了日、実際の終了日
- 6) 監査証跡

#### ④ 各段階におけるリスクマネジメントプロセス

Peterhead プロジェクトでは、プロジェクトの各段階において、以下のリスクマネジメントのプロセスを実施している。まず、初期の段階において、リスクマネジメントは、リスクを緩和する行動か、意図的にリスクを冒す選択に注力する。Pre-FEED の段階では、意思決定に活用するため、特定のコンセプト／選択肢におけるそれぞれのリスク（可能性、影響、結果の範囲）を評価する必要がある。リスク、不確実性および対応案は、経済性およびプロジェクトの意思決定プロセスと結びつけて理解するべきである。また、意思決定者（DE 等）は、重大なリスクによる潜在的な影響について十分に説明を受け、議論しなければならない。FEED および稼働の段階では、リスクマネジメント計画はリスクに対応する実際の詳細な方法を含む必要がある。これは商業的な合意の条項や運用管理システム・プロセスにおけるものであってもよい。

#### a. Pre-FEED の段階

リスクコーディネーターは、リスクマネジメント支援のための予算・人員計画を作成する。それには以下を含む。

- 1) プロジェクトスタッフのリスクマネジメント教育
- 2) Pre-FEED 段階の開始時および終了時のワークショップ
- 3) リスクマネジメント会議および成果物（外部のステークホルダーを含む）

コストおよびスケジュールのリスク分析はプロジェクトが FEED に移行する前に実施する。意思決定審査委員会（DRB）によるプロジェクトが FEED に移行するかどうかの判断において、リスクの緩和は非常に重要な検討課題である。また、DRB による検討の前に実施される見積とスケジュールの確認においては、プロジェクトのリスクの情報が非常に重要な検討課題である。

#### b. FEED の段階

リスクコーディネーターは、リスクマネジメント支援のための予算・人員計画を作成する。それには以下を含む。

- 1) プロジェクトスタッフのリスクマネジメント教育
- 2) FEED 契約の開始直前に、すべてのリスクと機会を特定し、適切な行動と妥当な緩和計画を割り当てるため、最初のリスクワークショップの開催
- 3) FEED 実施者からの情報提供を含む四半期リスクワークショップ
- 4) リスクマネジメント会議および成果物（外部のステークホルダーを含む）

リスクマネジメントのプロセスは、Pre-FEED の段階と概ね一致しており、FEED の段階でも継続して利用される。FEED の段階で生じるリスクを含むように、リスクマネジメントシステムの対象を拡大する。リスク登録簿上のリスクは、最終投資判断

（FID）の前に年 2 回実施されるコストおよびスケジュールのリスク分析において、重要な情報である。プロジェクトのリスクの状況は、最終投資判断および FEED から実施段階に移行するかどうかの検討において、非常に重要な項目である。

#### c. 実施段階

実施段階で行われるリスクマネジメントプロセスは、FEED 段階と概ね一致しているが、プロジェクトの他の主要なステークホルダー（DECC、SSE 社、請負業者等）との協力や統合がより重視されている。リスクマネジメントプロセスは、プロジェクトチームによる通常の作業とより密接に連携し、作業計画や毎週の会議といった活動に関連する。また、リスクコーディネーターは、様々なステークホルダーからのリスクに関する

情報を統合し、リスクマネジメントプロセスにおいて、主に以下の業務を担当する。

- 1) プロジェクトスタッフのリスクマネジメント教育
- 2) EPC 契約の開始直前に、すべてのリスクと機会を特定し、適切な行動と妥当な緩和計画を割り当てるために、キックオフリスクワークショップの開催
- 3) EPC 実施者からの情報提供を含む四半期リスクワークショップ
- 4) リスクマネジメント会議および成果物（外部のステークホルダーを含む）
- 5) 様々なステークホルダーからのリスクに関する情報をプロジェクトのリスクマネジメントプロセスへの統合
- 6) 他のステークホルダーによるリスクワークショップへの参加を含む、教訓や進捗状況を様々な機関と共有するための、請負業者との毎月の協力会議
- 7) 他の機関から学んだ教訓やベストプラクティスによる Shell 社の所有者のチームのリスクマネジメントプロセスの改善の継続
- 8) 契約管理グループ（Shell 社、DECC）のプロジェクト契約において CCS 特有のリスクに対する理解の支援
- 9) 商業的リスク、技術的リスク、ステークホルダー関連リスク、同意に関連するリスクおよび他のプロジェクトリスクを記載する年次報告書に関して、DECC との知見の共有・伝達
- 10) 実施段階全体にわたって Shell 社の各所有者チームが EasyRisk を利用し、請負業者や SSE 社等の関連する機関は毎月のリスク情報の更新によって補完する。リスクマネジメントシステムは実施段階の稼働計画から生じる新たなリスクを含むように拡張する

リスク登録簿において言及されているリスクは、年 2 回実施されるコストとスケジュールのリスク分析において非常に重要である。プロジェクトのリスクの状態は、Shell 社の組織の中の上層部への報告要件としてだけでなく、引き続き DRB にとって非常に重要である。また、実施段階において少なくとも一度は、プロジェクトのリスクマネジメントプロセスにおける Shell 社の内部監査を実施することが望ましい。それはリスクコーディネーターが主導的な役割を担い、BOM、PM、プロジェクト財務マネージャーが支援する。

#### ⑤ 検討されたプロジェクトのリスクの例

Peterhead プロジェクトでは、実際に FEED 段階のリスクアセスメントまでが実施されたが、その過程において検討された主なプロジェクトのリスクを以下に紹介する。

a. CCS 特有のリスク

FEED の終了段階において最も大きいと見なされた五つの CCS 特有のリスクを表 7.5-8 に示す。

表 7.5-8 CCS 特有のリスク

1. CO <sub>2</sub> 吸収溶媒の劣化	
原因	劣化率は計算できるが、証明されていない。（今回のプロジェクトの規模の回収設備は過去に存在しない。）
事象	劣化率や化合物の生成率が想定よりも高い。
結果	OPEX（運用費）の増加はプロジェクトの経済性に影響する。 廃棄物処理の要件が増える。 劣化率を抑えるため、プラントの処理量を小さくして運転する。
緩和戦略	ノルウェーの CO <sub>2</sub> Technology Centre Mongstad（以下、「TCM」と称する。）で吸収溶媒である Cansolv の追加試験を実施する。しかし、長期の実績（5 箇月以上）がなく、圧入段階までリスクは残るため、吸収液の変更や回収設備の再設計、追加設備の設置の可能性もある。
2. 水と CO <sub>2</sub> による坑井の想定外の腐食	
原因	水と CO <sub>2</sub> イオンの結合が想定外で起きる。
事象	坑井を停止するたびに、水が坑井内に逆流する可能性がある。
結果	酸素や CO <sub>2</sub> 中に存在する吸収溶媒の劣化物の存在により、金属と反応し、坑井の部品の腐食や損傷を引き起こす。
緩和戦略	腐食のリスクを最小化する部品を使用、腐食試験の実施、適切な代替戦略の採用によってリスクを可能な限り最小化する。 坑井の改修および再構成の際にモデリングや検層を実施する。 しかし、想定外の腐食のリスクは残り、坑井の改修や代替策が必要となる可能性がある。
3. ニトロソアミンおよび他の劣化物の放出	
原因	陸上の回収設備からの放出物質および他の溶媒劣化物が排出する。
事象	潜在的な健康影響が公の対話を通じて効果的に共有されない。（ステークホルダーに理解されない。） Shell 社や第三者機関の放出モデリング結果が規制機関に受け入れられな

	い。
結果	追加の規制要件により、コストが増大し、スケジュールが遅れる。 ステークホルダーの評判が悪化する。 訴訟が起きる可能性がある。 HSSEに影響する。
緩和戦略	プロジェクトのFEED設計によって、法的要件よりも厳しい排出制限を設けている。 モデルの仮定は規制機関によって承認されている。 地域社会との対話を含む陸上施設の許可申請は議会に承認されている。 TCMでCansolvの追加試験を実施する。 しかし、現時点では溶媒やアミンの長期的な劣化に関する不確実性によるリスクは残っている。
<b>4. FEED設計に基づく排水処理プラント（WWTP）の性能</b>	
原因	排水処理プラント（以下、「WWTP」と称する。）は、排水基準を満たすように、Shell社とSSE社の施設からの排水を適切に処理する必要がある。
事象	WWTPの設計が当初の構想よりも大幅に巨大で複雑になってしまう。
結果	稼働可能性および排水基準への懸念が生じる。 コストおよびスケジュールに影響する。
緩和戦略	再委託業者から提案されたFEED設計の複雑さを低減し、サイズを縮小するために、Shell社のチームが結成され、選択肢を検討した。高コストと複雑さの主な原因は、酸洗浄の排水にアミンが約10%含まれていることであつた。 アミンは生物学的処理が難しく、量が少ないため、焼却施設まで輸送することを決定した。
<b>5. 大規模化した技術が想定どおりに作動しない</b>	
原因	大規模化したCO <sub>2</sub> 回収技術はまだ実証されていない。
事象	回収設備がモデルどおりに稼働しない。 冷却・加熱に時間がかかる。
結果	圧入量が減少する。 稼働コストが増加する。

	不測の事態が増加する。
緩和戦略	大規模化に対応するため、プラントは十分な余裕をもって設計されている。 TCM、Boundary Dam、Quest といった他の世界中の CCS プロジェクト や、SO <sub>2</sub> 回収システムのような類似した産業の経験を活用する。

**b. 既存のプラントの利用によるリスク**

既存の陸上のプラントを活用するリスクは主に SSE 社によって検討された。主なリスクを表 7.5-9 に示す。

**表 7.5-9 既存のプラントの利用によるリスク**

<b>1. プロジェクト期間が既存システムの本来の設計寿命を超える、または既存システムの設計寿命が CCS に付随する電力買取の CfD 期間より短い</b>	
原因	既存の設備の目的は回収プロセスに活用することではない。
事象	既存の設備が故障する。 回収設備の故障の原因となる。
結果	修理、取り換えが必要となる。 利用不可になることへの責任を問われる。
緩和戦略	<b>FEED</b> 請負業者は必要な改修と寿命の延長を検討する前に、既存設備の適合性を評価する。 社会的合意、電気、機械、設備、転換の観点から SSE 社によってサイトを評価する。
<b>2. 回収プラントと発電所間の互換性のないインターフェース</b>	
原因	回収および圧縮のプラントと Peterhead 発電所のシステムの境界のインターフェースに互換性がない。
事象	発電所と回収設備が効率的に連携できない。
結果	再設計・改修が必要になる、または低い稼働率となる。 コスト・スケジュールが超過する。
緩和戦略	二つの領域において同じ <b>FEED</b> 請負業者に依頼する。 二つの境界の領域およびインターフェースに関する事項のスケジュールを一緒に検討する。 プロジェクトのステークホルダー間においてインターフェースの管理が円

	滑に行われるように注意する。
<b>3. 既存のサイトに回収プラントの建設が与える影響</b>	
原因	Peterhead 発電所が稼働中に建設が行われる。
事象	建設が発電所の通常業務としての稼働に影響を与える。
結果	Block 1 が利用できないことにより、収入に悪影響を与える。
緩和戦略	Shell 社、SSE 社、FEED 請負業者が、発電所の計画停止を考慮して、建設可能性のレビューを行う。  リスクが顕在化した際に、事業中断保険による補填が可能かどうか検討する。
<b>4. 熱回収ボイラーへの過加圧または選択触媒還元脱硝装置による影響</b>	
原因	回収プラントの稼働によって熱回収ボイラーに過加圧が生じる。  選択触媒還元脱硝装置の導入がプラント性能に影響する。
事象	排気システムの閉塞によるブースター・ファンの速度が超過する。
結果	施設が損傷、損失する。  修理費用が発生する。
緩和戦略	熱回収ボイラーやガスタービンを保護する機構を持つ FEED 設計を行う。  選択触媒還元脱硝装置に対応した設計を行う。
<b>5. 回収プラントへの電力供給による発電所の稼働への影響</b>	
原因	SSE 社は契約により既存の発電所から回収プラントへ電力を供給する必要がある。
事象	既存の発電所では電力を供給できない。工事が電力供給に影響する。
結果	既存の発電所の稼働の評価を落とす。
緩和戦略	Shell 社および SSE 社による電力需要について合意しており、電力の FEED 設計は適切である。
<b>6. 回収プラントと発電所の排水処理施設の共有</b>	
原因	発電所と回収施設は別の許可を受けているが、スコットランド環境保護庁はこれらを一つのサイトとみなしている。そのため、発電所の排水についても従来の排水処理施設ではなく、新規の回収設備の排水処理施設で処理することを求めている。
事象	スコットランド環境保護庁は、発電所の排水を新規の排水処理プラントで処理しなければならないことを決定した。

	<p>発電所の水処理プラントでは、CCS稼働機関全体にわたって、適切な量と品質の水を処理することができない。</p> <p>既存の冷却水システムでは、回収プラントの稼働時に必要な圧力に対応できない。</p>
結果	<p>既存の発電所の排水システムの大幅な変更により追加コストが発生する。</p> <p>コストの超過やスケジュールの遅延につながる。</p>
緩和戦略	<p><b>FEED</b> で提案された巨大かつ技術的に複雑で高価な排水処理プラントの設計はまだ検討中であり、<b>FEED</b> 終了までに決定する予定である。</p> <p><b>FEED</b> 中に既存システムの限界や必要な圧力等について更なる調査を実施する。</p>
7. 既存のパイプラインの検査で受け入れられないレベルの腐食を確認	
原因	<p>既存のパイプラインにて想定以上の腐食が発生している。</p>
事象	<p>圧入前にパイプラインの定期検査で過剰なレベルの腐食を発見する。</p>
結果	<p>腐食した部分のパイプラインを修理・交換を行うことでコストやスケジュールに影響する。</p>
緩和戦略	<p>ピグ調査を複数回実施し、稼働前にパイプラインの健全性を確認する。</p> <p>文献調査により、パイプラインの健全性を確認している。</p>

c. プロジェクトの重大な遅延につながるリスク

可能性は低いまたはとても低いと評価されたが、プロジェクトの重大な遅延につながる可能性のあるリスクを表 7.5-10 に示す。

表 7.5-10 プロジェクトの重大な遅延につながるリスク

1. パイプラインの水平方向掘削（HDD）ができない	
原因	<p>地質学的特性により水平方向掘削が難しいまたは不可能である。</p>
事象	<p>パイプラインが通る穴が水平方向掘削にとって十分安定していない。</p>
結果	<p>他の工法を検討する必要があるため、コストやスケジュールに影響する。</p>
緩和戦略	<p><b>FEED</b> の期間の裸抗の調査で、外部の専門家によるレビューを受けている。</p> <p>計画と同じ長さで掘削されたパイロットホールによって、地質は問題ないことを確認している。</p>

	もしリスクが顕在化した場合は、オープンカット工法が採用され、計画に6箇月程度の影響を与えるだろう。
<b>2. 圧入開始前に Goldeneye の健全性に問題が生じる</b>	
原因	炭化水素の生産を終えてから、廃棄に向けて、Goldeneye の設備は保存された状態である。
事象	圧入を開始する前に、設備の一部の改修が必要となる。
結果	Goldeneye の設備の状態が悪く、コストが増大する。
緩和戦略	既存の設備を調査しており、工事の段階で改修が予定されている。 問題が確認され、大幅な改修が必要となった場合、計画に6箇月程度の影響を与えるだろう。
<b>3. CO<sub>2</sub>を扱うのにリグが適していない</b>	
原因	CO <sub>2</sub> を扱う沖合掘削リグの経験が不足しており、純粋なCO <sub>2</sub> による影響が不明であるため、安全な稼働のために、改修が必要となる。
事象	リグがCO <sub>2</sub> を扱うのに不適切であると判明する。
結果	既存のリグを活用するのに、新しい技術開発に莫大なコストがかかる。
緩和戦略	初期の段階で専門家による実現可能性調査を実施している。 もしリグのCO <sub>2</sub> への適性が保証できない場合、リグの改修によって計画に6箇月程度の影響を与えるだろう。
<b>4. 重大災害管理規則（COMAH）の要件に伴うプロジェクトの再設計</b>	
原因	所轄官庁がプロジェクトの設計における重大災害管理規則の要件は適切でないと判断する。
事象	所轄官庁により、設計を修正することが求められる。
結果	CAPEX（資本的支出）の超過やスケジュールの遅延が生じる。 地域との関係や評判に悪影響を受ける。
緩和戦略	EPC 請負業者に重大災害管理規則の報告書の作成を指示している。 Shell 社は可燃物や有害物の評価を行っている。 リスクが顕在化した場合、計画に4箇月から6箇月の影響を与えるだろう。

d. 合意に関連するリスク

FEEDの終了時点でも、三つの合意に関する残留リスクが存在している。それらのリ

スクを表 7.5-11 に示す。

表 7.5-11 合意に関連するリスク

1. Shell 社の最終投資判断の前に炭素貯留許可が正式に得られない	
原因	炭素貯留許可申請の提出が遅れる。
事象	2016年第一四半期までに正式な許可が得られない。
結果	許可発給の遅れにより Shell 社の最終投資判断が遅れる。
緩和戦略	英国地質調査所（BGS）による Goldeneye サイトの外部レビューの観点から、Shell 社の MMV プランの策定や、許可に関する Shell 社と所轄官庁の対話を行っていることから、大きな変更がなければ、Shell 社の執行委員会から肯定的な決断がなされるだろう。 Shell 社は様々な規制機関や諮問機関と緊密に連携していく。
2. Cansolv の溶媒としての利用に関する欧州の REACH への登録	
原因	プロジェクトで予定する溶媒の利用に適した REACH（欧州の化学物質の規制規則）の化学物質登録の関係書類が明確でない。
事象	Cansolv が REACH に登録できず、溶媒の輸送の許可が下りない。
結果	回収プラントの再設計が必要となる。
緩和戦略	Shell 社のプロジェクトチームが Cansolv の登録プロセスの進行を支援する。
3. 規制機関による汚染防止管理許可	
原因	スコットランド環境保護庁が求める汚染防止管理は現在の FEED 設計よりも厳しい。
事象	汚染防止管理許可の申請時に、再設計を求められる。
結果	コストおよびスケジュールに大きな影響を与える。 陸上施設の計画申請の再提出が必要になる。
緩和戦略	スコットランド環境保護庁に対して、現在の設計に関するデータの提供や技術的説明を行っている。

### (3) 貯留に関するリスク

CO<sub>2</sub> の貯留に関連するリスクについては、Shell 社の「Peterhead CCS Project Storage Development Plan<sup>8)</sup>」において、貯留のリスクが検討された。貯留に関する技術的なり

スクについては、表 7.5-12 に示すように四つのカテゴリーに分類される。主な技術的な残留リスクは、同プロジェクトが沖合の生産を終了したガス田に CO<sub>2</sub> を圧入する初の商用規模のプロジェクトであることに由来する。それぞれのリスクのカテゴリーについて、主な技術的なリスクアセスメントの結果およびリスクの評価に使われた技術を表 7.5.4-5 に示す。

表 7.5-12 技術的な残留リスク<sup>8)</sup>

	説明	実施／稼働のリスク	HSE リスク	領域
貯留容量	貯留層は必要量を貯留することができるか。	○		地下
封じ込め	効果的に隔離できることを確認できるか。	○	○	地下
圧入性および輸送	必要なレートで圧入できるか。CO <sub>2</sub> を安全に輸送できるか。	○	○	地下および設備
モニタリングおよび是正措置	安全に封じ込め、圧入していることを確認できるか。圧入開始後に坑井からのCO <sub>2</sub> の噴出を管理できるか。	○	○	地下および設備
	規制機関が認める是正措置計画を作成できるか。	○	○	地下

また、表 7.5-13 にあるとおり、封じ込めのリスクに関しては、蝶ネクタイ法による分析が行われており、以下の七つの要因について検討されている。

- 1) 鉱物と酸性流体の反応
- 2) CO<sub>2</sub> の拡散
- 3) 圧入圧力
- 4) 水平方向の移動
- 5) 断層および亀裂
- 6) 廃坑井
- 7) 圧入井

表 7.5-13 技術的なリスクアセスメントの結果<sup>8)</sup>

	採用された技術	説明
貯留容量	不確実性の範囲を考慮したシナリオを用いた地下モデリング研究。	貯留容量が不足するリスクは非常に低い。
封じ込め	ジオメカニカル、地球化学、流体力学、地質学の観点からのモデリングによる蝶ネクタイ法によるリスク評価。	いくつかの観点でリスクが高いため、許容できるレベルに下げる対策が必要である。

	採用された技術	説明
	<p>現在および過去の坑井の工学的知見による評価。</p> <p>モニタリングおよび是正措置計画。</p> <p>研究により、熱的破壊のリスクは高くはないことが示されたが、更なるモデリングが必要である。</p>	<p>リスクが高い領域は、圧入井のチュービングからの漏洩、二次および三次シールへの坑井の貫入である。</p> <p>更なる検討が必要なリスクは低温のCO<sub>2</sub>の圧入によるキャップロックの破壊である。</p>
圧入性および輸送	<p>坑井のチュービングへのCO<sub>2</sub>の圧入、坑井にかかる圧力とひずみ、プラグのリスク評価の数値モデリング。</p>	<p>サンドスクリーンプラグの中程度のリスクは特定され、表面ろ過装置により緩和された。</p> <p>CO<sub>2</sub>の輸送が仕様どおりに行われない場合、圧入井にリスクが生じる。</p> <p>地上と地下の条件の整合は産業規模で実証されていない。</p>
	<p>地上のパイプラインシステムおよびCO<sub>2</sub>放出の数値モデリング。</p> <p>地上の材料とパイプラインの条件の分析。</p> <p>沖合施設における材料およびシステムの転用の設計。</p> <p>HAZID (Hazard Identification)</p> <p>HAZOP (Hazard and Operability)</p>	<p>CO<sub>2</sub>を放出するときの挙動以外は、通常のパイプラインおよびプラントと比較してリスクに大きな差はない。</p> <p>放出シミュレーションは試験の結果を反映させる。</p>
モニタリング	<p>利用可能な技術を特定・評価するための実現可能性調査。</p> <p>モニタリングにおいて重要な領域を特定するための蝶ネクタイ法と連動したリスクアセスメント。</p> <p>地上施設およびパイプラインのモニタリングは標準的な方法に従う。</p>	<p>CO<sub>2</sub>流の体積と品質は測定できる。</p> <p>貯留層から移動した場合は、重大な異変であれば検知できるが、CO<sub>2</sub>の移動のモニタリングはポイントでの測定に限られている。</p> <p>モニタリングは漏出のみを検知し、漏出経路を特定できない。</p> <p>海底への漏出量の測定は産業レベルではまだ実証されていない。</p>
是正措置	<p>封じ込めのリスク評価において特定された漏洩経路について、その緩和技術の実用性を特定・評価する実現可能性調査。</p>	<p>いくつかの漏洩経路は効果的に修復することは難しいが、環境への影響は無視できるほど小さい。</p> <p>EUのガイダンス文書もこの事実を認めているが、まだ法的に確認された状況にない。</p>

いずれの封じ込めのリスクについても、自然および人工的なバリアに加えて、是正措置計画およびモニタリング計画によって、リスクが低いまたは無視できるとみなされた。さらに、これらのリスクアセスメントについては、新たな情報が得られたら定期的に更新し、モニタリング計画や是正措置計画に反映することが必要であるとした。

### 7.5.3 ROAD プロジェクト

#### (1) プロジェクト詳細

ROAD プロジェクトは、オランダのロッテルダムにおいて、石炭火力発電所である Maasvlakte 発電所 3 号機から回収した CO<sub>2</sub> をパイプラインで海域まで輸送し、海底下に貯留する大規模 CCS プロジェクトとして計画された。2009 年から 2012 年にかけての最初の段階では、合計 25km（陸域 5km、海域 20km）をパイプラインで CO<sub>2</sub> を輸送し、生

産を終了したガス田である P18-4 サイトに貯留する計画であった（図 7.5-6）。2012 年のはじめには最終投資判断（FID）を行う準備がなされたが、EU-ETS における炭素価格の下落により計画の実施は見送られた。しかし、貯留の許可申請は別途行われており、2013 年には CO<sub>2</sub> の貯留許可が発給されている。その後も、コストの削減および新たな投資を模索する方向でプロジェクトは継続され、2015 年から 2017 年にかけては、比較的小規模であるが、陸域から直接圧入することができる海底下のガス田である Q16-Maas サイトに貯留する計画が検討された（図 7.5-7）。コスト低減が期待されたが、投資の不確実性や貯留層に関する情報が不十分であるといった理由から、2017 年 11 月にプロジェクトの中止が正式に発表された<sup>9)</sup>。

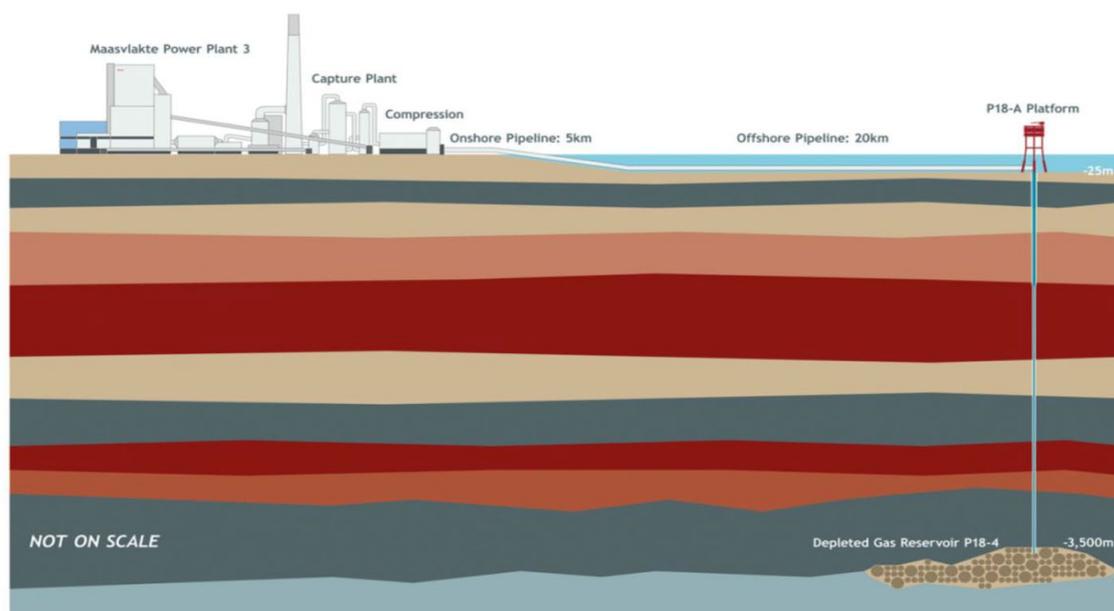


図 7.5-6 P18-4 における ROAD プロジェクトの概略図<sup>9)</sup>

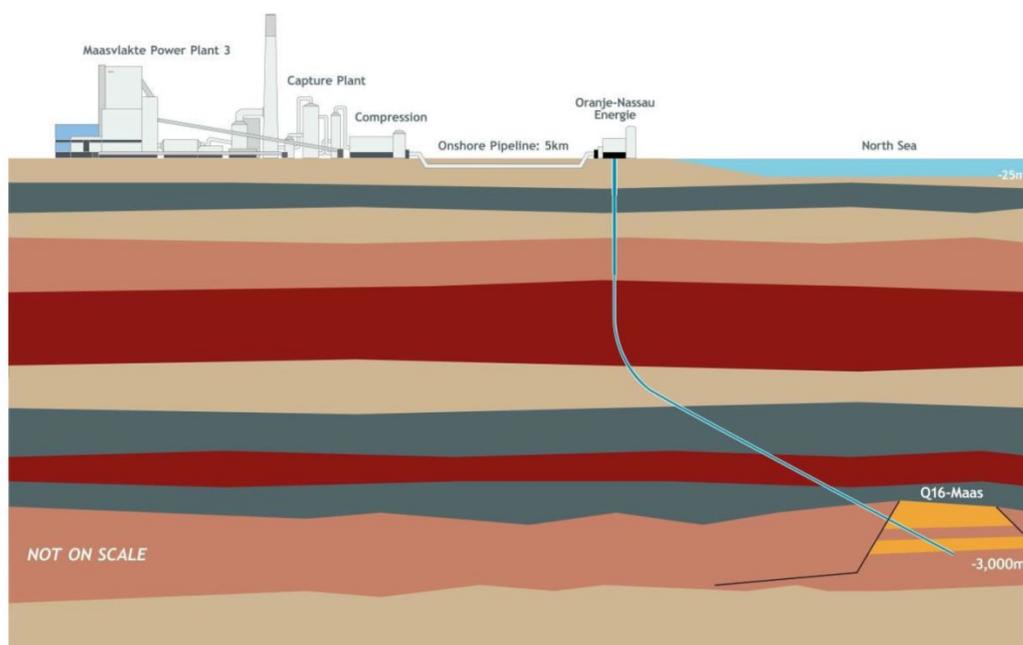


図 7.5-7 Q16-Maas サイトにおける ROAD プロジェクトの概略図<sup>9)</sup>

## (2) プロジェクトのリスクマネジメント

Uniper 社および Engie 社によるジョイントベンチャーの事業者である Maasvlakte CCS Project C.V.により、ROAD プロジェクトに関する close-out レポートが公開されている。これらのレポートは、プロジェクトの中止が発表された後に作成されており、今後の CCS プロジェクトの事業者や研究者等に活用されることを目的とし、プロジェクトを通じて得られた知見が共有されている。そのうちのひとつである「Public Close-Out Report Risk Management<sup>9)</sup>」において、2011 年から 2012 年にかけて同プロジェクトで実施されたプロジェクト全体に対するリスクマネジメントに関する情報が示されている。

### ① リスクマネジメントのアプローチ

ROAD プロジェクトにおいて実施されたリスクマネジメントのアプローチは、以下のとおりである。

#### a. リスクマネジメントの手法およびツール

ROAD プロジェクトでは、リスクマネジメントの手法として、一般的なリスクマネジメントの規格である「ISO 31000:2009 Risk management - Principles and guidelines」および OSPAR 条約における CCS に関するガイドラインである「OSPAR Guidelines for Risk Assessment and Management of storage of CO<sub>2</sub> streams in geological formations」を参考としている。具体的には、リスクの特定、分析、評価、

対応のサイクルを実施し、その内容を定期的にレビューしている。その概略図を図7.5-8に示す。

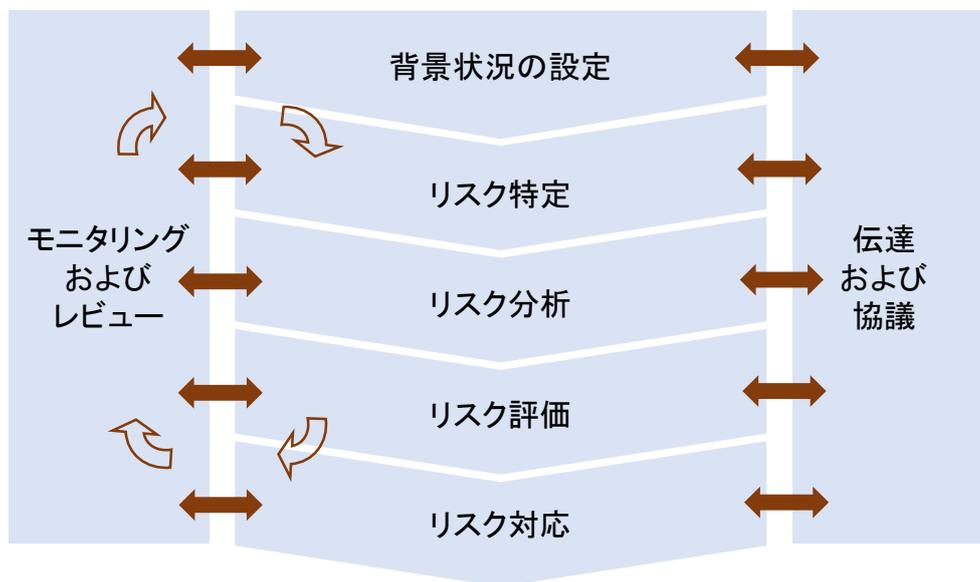


図 7.5-8 ROAD プロジェクトにおけるリスクマネジメントプロセスのサイクル<sup>9)</sup>

内部および第三者機関からの意見は各段階において活用される。また、リスクマネジメントのアプローチの結果は、プロジェクトの運営委員会における最終投資判断を得るための親会社との対話においても活用される。

#### b. リスクマネジメントの目的

ROAD プロジェクトにおけるリスクマネジメントの目的は以下のとおりである。

- 1) 上位 10 のリスクの特定および追跡
- 2) 組織的にすべての主要なリスクを網羅していることの確認
- 3) リスクのランク付けおよび既知のリスクの受け入れ可能なレベルの定義
- 4) すべてのリスクの概要の把握
- 5) 親会社のリスクマネジメント基準の達成
- 6) 各分野においてリスクに対応していることの確認
- 7) インターフェースに関するリスクに対応していることの確認
- 8) すべてのリスクが（少なくとも）一人の人員によって管理されていることの確認
- 9) 知識の蓄積のためのリスクマトリクスの記録

### c. プロジェクトにおけるリスクマネジメントの実施

リスクのレビューを行うために、ROADプロジェクトの各分野（回収、輸送、貯留、ステークホルダーの管理およびプロジェクトガバナンス等）において、リスクに関する情報を収集する担当者を設置する。さらに、分野を横断するようなリスクにも対応するため、各分野の専門家および外部の機関を招いたリスクワークショップを開催する。

リスクの影響度は、各リスクの可能性および財務的影響の観点で評価され、決定する。もし、リスクが受け入れ可能なレベルを超えた場合、受け入れ可能なレベルにするための緩和策が必要となる。また、各リスクの緩和策に対しては、一人の担当者（リスク所有者）を設定する。

受け入れ不可とみなされたリスクに対しては、リスク所有者をリーダーとする複数の分野から構成されるチームを設置し、対応策を検討・実施する。対応策が実施される際には、その作業計画を策定する。作業計画は注意深くモニタリングされ、評価結果を定期的にプロジェクトマネジメントに反映する必要がある。

また、リスクマネジメントのプロセスのサイクルの更新を行うためには、新たな潜在的なリスクの特定を含む、定期的なリスク登録簿の更新が必要である。リスクの変化の反映は、プロジェクトの評価において非常に重要である。ROADプロジェクトでは、各分野のトップのリスクについて、緩和策を検討したチームで議論した後に、プロジェクト全体の管理委員会にて毎月リスク登録簿を更新する。さらに、回収と輸送・貯留のチームの間においても、会議を2週間に1回開催することが計画されている。これらの会議の議事録は関係者に共有され、プロジェクト管理委員会においても議論される。

## ② リスクマネジメントのプロセス

ROADプロジェクトにおけるリスクマネジメントのプロセスでは、以下の内容が実施された。

### a. リスクマネジメントのプロセスの組織的な統合

ROADプロジェクトにおけるリスクマネジメントに関する活動は、すべてのスタッフの日々の業務の一環としている。新たなリスクの特定およびリスクの管理に関する活動は、対応可能な形にまで分割され、各分野におけるリスクは、それぞれ担当するユニットまたはスタッフに割り当てている。リスクマネジメントのプロセスを通常業務に統合することにより、リスクの所有者を明確にするとともに、リスクワークショップが長時間・広範囲になってしまうことを避けている。

リスク分析およびリスク管理の品質を保証するため、既に予定されている部門ごとの

（あるいは複数の分野にまたがる）会議において、リスク登録簿における追加や変更の定期的な検証が行われる。また、例外的に、特定の目的や、部門の責任者の裁量によって、定例会議の他に別途リスクワークショップを開催している。

#### b. 定性的なリスク分析プロセス

リスク登録簿としては、オンラインの「ColibriWeb」というツールが用いられており、プロジェクトのリスクが記録された。プロジェクトのチームメンバーは、日々の活動において、積極的かつ自発的にプロジェクトのリスクに関する情報を記入することが求められている。

定性的リスク分析のプロセスは以下の五つのステップから構成される。

- 1) リスク事象（または機会）を特定し、詳細（事象、原因、結果）を記載する。
- 2) 事前に定義したリストからリスクの特性、パラメータを選択する。（ステークホルダー、該当する分野、プロジェクトの段階、リスク所有者、管理責任者）
- 3) 初期のリスクのレベルを評価する。（事象の可能性、コストの影響、時間の影響、健康への影響、安全、環境、危機管理、品質、評判）
- 4) リスク緩和戦略を定義する。（リスク緩和戦略、緩和策、行動責任者、行動の状況、開始日、終了日）
- 5) 残留リスクのレベルを評価する。（事象の可能性、コストの影響、時間の影響、健康への影響、安全、環境、危機管理、品質、評判）

#### c. リスクマネジメントの行動

リスク分析のプロセスは、リスク要因とリスク対応策を各チームのメンバーに割り当てることで、リスクマネジメントを可能な限り実施可能な形にすることである。リスクマネジメントは以下の二つの要素から構成される。

- 1) 毎日のリスクの管理および対応策の実施についての進捗確認  
プロジェクトのチームメンバーは ColibriWeb における「Personal Dashboard」に定期的に相談し、タスクの実施や行動のステータスの報告を行う。
- 2) 2週間に1度のリスク登録簿の分野横断的な検証  
定例会議において、新たに追加または変更されたリスク要因およびリスク対応策に対して、30分間の検証が行われる。

d. 定量的リスク分析および予測

初期リスクおよび残留リスクは、可能性とコスト（または時間）を掛け合わせることで得られるリスクのスコアによって評価され、リスクマネジメントの優先順位が判断される。さらに、包括的な定量的リスク分析には、リスクの影響に関するより詳細な情報が必要となる。ROADプロジェクトでは、定量的リスク分析モデルによるシミュレーションを実施しており、不確実性を含むプロジェクトのスケジュール、予算、リスク登録簿に関する情報から、プロジェクトの完了時期、全体のコストを予測した。このモデルでは、モンテカルロ法を採用しており、与えられた前提条件から仮想的に1万回プロジェクトを実施し、リスクや不確実性の影響を考慮したシミュレーション結果を示している（図7.5-9）。有効なリスクモデルを構築し、信頼できるリスクシミュレーションの結果を示すには、プロジェクト全体の評価サイクルが重要である。つまり、様々な分野の責任者および関係者が、密に協力し、リスク登録簿の個々のリスク要因を評価することが重要である。

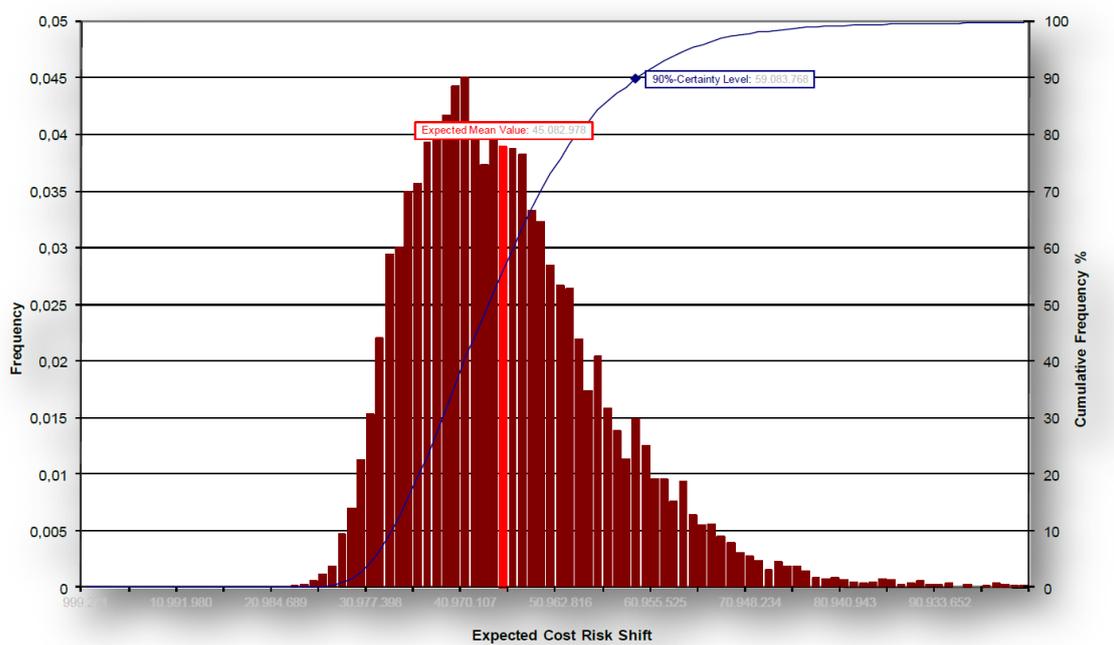


図 7.5-9 ROAD プロジェクトのコストのシミュレーション結果<sup>9)</sup>

モデルによる分析の結果、ROAD プロジェクトは予算を超過する可能性が高いことがわかった。さらに、以下のような分析を実施している。

- 1) 予測コストと全体の CAPEX（資本的支出）および OPEX（運用費）の予算の実現可能性の比較

- 2) 予算のリスクの変化に対する主な要因の感度分析
- 3) 2014年12月31日までにプロジェクトがスケジュール通りに実現できる可能性
- 4) スケジュールのリスクの変化に対する主な要因の感度分析
- 5) リスクによるコストが発生する時点を示すCAPEXのSカーブのコスト分布

### ③ 重要な商業的リスク

ROADプロジェクトでは、いくつかの商業的なリスクが特定されている。それらは主に規制に関するリスクである。特に、最終投資判断に影響する可能性が高い主要なリスクは、以下のとおりである。

#### a. バイオマス混焼との組み合わせ

技術的には、Maasvlakte発電所において石炭とバイオマスの混焼発電が可能であり、これはネガティブエミッションであるため、地球環境的にも望ましい方法である。しかし、EU-ETSにおいて、バイオCCSに対するインセンティブは存在しない。つまり、ネガティブエミッションに対して排出枠が与えられないため、技術的に可能であるものの、実施する意味がない状況である。これにより、実質的にROADプロジェクトの収入源の一部を失ってしまうことを意味している。さらに、オランダ国内のエネルギー計画において、再生可能エネルギーの達成目標があるため、ROADプロジェクトにおいても、近い将来にバイオマス混焼を導入する必要に迫られることが予測され、これは深刻な財務リスクである。

#### b. CO<sub>2</sub>の漏出

CO<sub>2</sub>が貯留層から漏出して大気に達した場合、排出権の所有者は、漏出した量に応じてEU-ETSにおける排出枠を放棄しなければならない。つまり、漏出したCO<sub>2</sub>の量の排出枠の金額を支払う必要が生じる。漏出には様々な対策を実施しているが、EU-ETSの排出枠の価格は将来的に高騰する可能性もあり、排出枠の価格は漏出発生時の価格となる。また、責任を移転するまでは、事業者が漏洩に対するライアビリティを有し、EU-CCS指令では責任移転までの期間を圧入終了後20年としている。よって、CO<sub>2</sub>の漏出による財務リスクは非常に大きくなる可能性がある。

#### c. 国内およびEUにおけるエネルギーの法規制

オランダ国内におけるエネルギー政策では、再生可能エネルギーの導入拡大を目指しており、目標の達成が難しい場合は、新たな法規制が導入される可能性がある。CCSは中長期にわたって効率的にCO<sub>2</sub>を削減する技術であるが、再生可能エネルギーとみなさ

れていない。よって、例えば再生可能エネルギーに対する補助金の拡大といった政策が実施されると、ROADプロジェクトに対して相対的に負の影響があると考えられる。

### (3) 貯留に関するリスク

ROADプロジェクトの許可申請書は、貯留の事業者であるTAQA社によって作成されている。許可申請書の関連資料<sup>10)</sup>、<sup>11)</sup>では、貯留に関するリスクアセスメントを実施していることがわかる。同プロジェクトの貯留に関するリスクアセスメントでは以下の10のステップが用いられている。

- 1) 貯留層の候補地の評価によるサイト選定
- 2) CO<sub>2</sub>移動（リスク）シナリオの一部としての潜在的な脅威の一覧表作成
- 3) 脅威と結果の実現可能性の調査・評価
- 4) CO<sub>2</sub>移動のリスクシナリオ（脅威と結果）の準定量的ランク付け
- 5) リスク緩和策の特定
- 6) 受け入れ基準の定義およびその基準に対する残留リスクの評価
- 7) 最終的なリスクマネジメント計画の概要の策定（設計、稼働、閉鎖、モニタリングおよび対応の計画）
- 8) リスクマネジメントの評価または監査
- 9) シナリオのレビューおよび承認
- 10) ステークホルダーおよび公衆とのリスクに関するコミュニケーション

リスクシナリオの検討においては、CO<sub>2</sub>の貯留に関する実績が少なく、定量的リスク評価を行うことが難しいため、蝶ネクタイ法が用いられている（図7.5-10）。

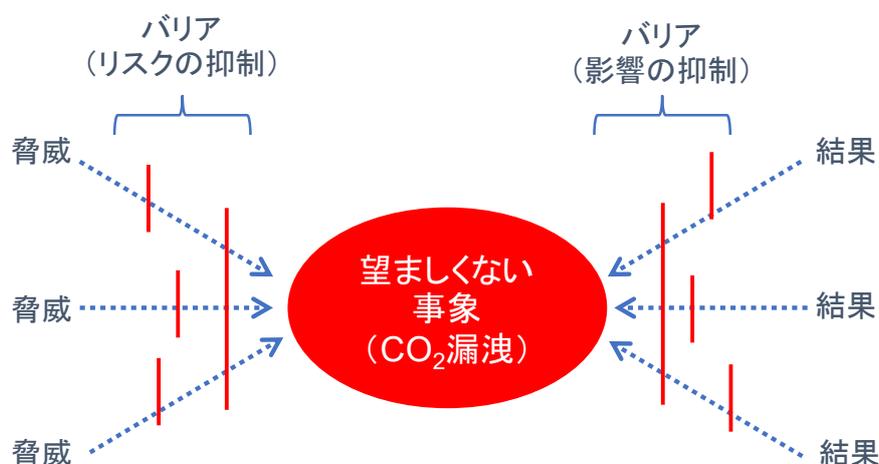


図 7.5-10 蝶ネクタイ法の概念図<sup>11)</sup>

リスクシナリオの評価においては、潜在的なリスクおよびその結果を特定するため、専門家によるワークショップが開催され、CO<sub>2</sub>貯留および油ガス生産の一般的な専門知識や、貯留層であるP18-4サイトに関連する研究に基づくレビューが行われた。それらを踏まえて、以下の四つのCO<sub>2</sub>の漏洩シナリオが特定され、脅威、可能性、結果、リスクの程度の予測、リスク管理および残留リスクのレベルの評価が行われた。

- 1) 遮蔽層からの漏洩
- 2) スピルポイントからの漏洩
- 3) 亀裂からの漏洩
- 4) 坑井からの漏洩

各リスクシナリオはそれぞれ評価され、図7.5-11で示すとおり、リスクを可視化したリスクマトリクスによって、許容可能かどうかの判断が行われた。特に、セメンチングの品質に関する不確実性のため、坑井からの漏洩が潜在的なリスクである可能性が指摘されたが、圧入開始後に適切な管理を行うことでリスクは最小化できると考えられた。結果として、いずれのCO<sub>2</sub>移動シナリオについても、適切な緩和策を実施することで、リスクは無視できるほど低いとみなされた。

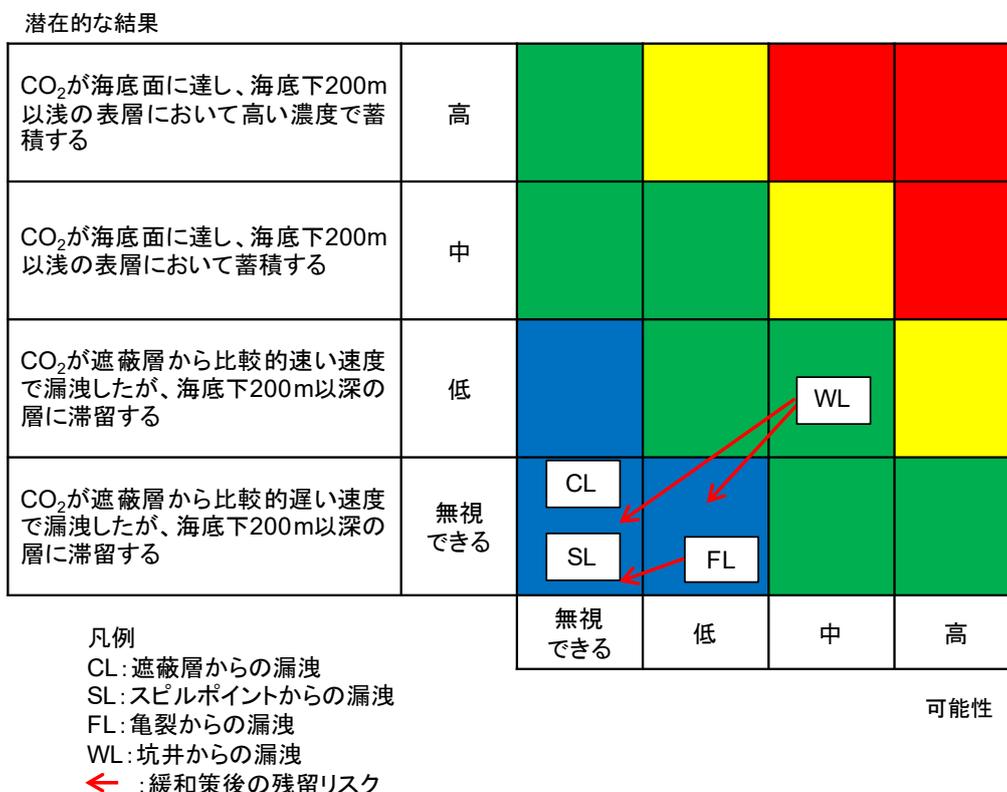


図 7.5-11 貯留層からの移動のリスクの分類<sup>10)</sup>

#### 7.5.4 まとめ

本調査では、CCSプロジェクトにおけるリスクマネジメントの事例の調査を行った。各プロジェクトにおける調査結果の概要を表7.5-14にまとめた。

CCSプロジェクトのリスクマネジメントとしては、プロジェクト全体に対するリスクを対象としたものと、貯留のリスクを対象としたものが存在していた。貯留のリスクに関してのみ別途詳細に扱われていた理由は、CCSプロジェクトのリスクとしては、貯留されたCO<sub>2</sub>の漏洩によるリスクが大きく、ステークホルダーの関心も高いためと考えられた。なお、ISOにおいてもその貯留に関する規格において、リスクマネジメントが取り上げられている。

プロジェクト全体に対するリスクに対しては、EasyRiskやColibriWebといったツールを用いてリスク登録簿を作成し、リスクマネジメントを実施している事例がいくつか確認された。リスク登録簿には、リスクの詳細、リスク所有者、対応策といった情報が含まれており、これらは定期的に更新されるとともに、プロジェクト関係者に共有されるような仕組みになっていた。また、リスクの評価においては、リスクマトリクスが用いられる事例が多く、可能性および影響の大きさという二つの要因によって、リスクのスコアを評価していた。

特にPeterheadおよびROADでは、リスクマネジメントに関する詳細な情報が確認された。具体的には、まず現状のリスクを特定・評価し、その対応策を検討してリスクを緩和する。これらの作業を日常的に繰り返すとともに、定期的に内部および外部からのレビューを受けるという形であった。また、リスクマネジメントに関する情報を、分野を横断したプロジェクトメンバー間で共有することが重視されている。そのための定例会議やワークショップの開催が計画されており、リスク登録簿は関係者がアクセス可能なデータベースとなっている。

貯留のリスク評価に対しては、White RoseやROADでは、様々な背景状況からリスクシナリオを想定した上で、リスクの評価を行い、対応策やモニタリング計画を検討するといった事例が確認された。リスクの評価においては、リスクマトリクスを用いる場合や、不確実性を考慮したESLに基づくTESLAによる分析、蝶ネクタイ法を用いた分析といった方法が採用されている。そして、その結果に対しては、専門家によるレビューを受けることが一般的であった。

表 7.5-14 各プロジェクトにおけるリスクマネジメントの調査結果の概要

名称	国	リスクマネジメントの概要
Gorgon	豪州	貯留のリスクに関しては、当初の圧入レートでは貯留層の圧力が上昇してしまうリスクや、既存の坑井の廃坑が不十分であるリスクが指摘されたが、適切な対応策を実施することによって、リスクは許容可能であるとの結論を得ており、専門家の委員会から承認されている。貯留以外のリスクに関する公開情報は得られなかった。
Quest	カナダ	プロジェクト全体のリスクに対しては、 <b>EasyRisk</b> というツールを用いてリスク登録簿を作成しており、リスクの特定・評価を行っている。また、リスクマトリクスを作成しており、ステークホルダーや意思決定審査委員会とのコミュニケーションに活用している。貯留のリスクに関しては、 <b>TESLA</b> によって不確実性（貯留、封じ込め、圧入性）を評価している。さらに、封じ込めについては、蝶ネクタイ法による分析を行い、モニタリング計画に反映している。これらの結果は専門家の委員会による監査を受けている。
White Rose	英国	プロジェクト全体のリスクに対しては、 <b>FEED</b> 実施時におけるリスク登録簿を作成し、リスクの特定・評価および対応策の検討を行っている。これはプロジェクトの進行に伴い、更新される予定であった。貯留のリスクに関しては、複数のリスクシナリオを検討し、特に重要なリスクに対しては <b>TESLA</b> による分析やリスクマトリクスによる評価を行っている。補完的に蝶ネクタイ法による分析を行い、モニタリング計画や緩和計画の策定に活用している。これらの結果として、貯留に関するリスクは低いとの結論を得ている。
Peterhead	英国	プロジェクト全体のリスクに対しては、 <b>EasyRisk</b> というツールを用いてリスク登録簿を作成している。リスクを特定し、リスクマトリクスを用いた評価を行い、対応策を検討している。また、これらの情報を随時更新している。さらに、定期的にステークホルダーとのワークショップを開催し、レビューを受けている。貯留に関しては、 <b>CO<sub>2</sub></b> 漏洩のリスクに対する蝶ネクタイ法による分析が行われており、封じ込めのリスクは低いとの結論を得ている。
ROAD	オランダ	プロジェクト全体のリスクに対しては、 <b>ISO 31000</b> および <b>OSPAR</b> ガイドラインに従っており、 <b>ColibriWeb</b> というツールを用いてリスク登録簿を作成している。リスクの詳細情報や対応策を定期的に検討・共有することでリスクを管理している。貯留のリスクに関しては、リスクシナリオを設定し、蝶ネクタイ法による分析や緩和策の検討を実施している。また、外部の専門家によるワークショップによって、レビューを受けている。貯留に関しては、すべてのリスクは無視できるほど低いとの結論を得ている。
ZeroGen	豪州	プロジェクト全体のリスクに対しては、 <b>ISO 31000</b> に従っており、リスク登録簿を作成している。リスクを特定し、その評価、緩和策の検討、残留リスクの評価を行っている。リスク評価に対するワークショップを開催しており、極めて高いと評価された三つのリスクについては、解決することが難しいとの結論に至ったため、同プロジェクトは中止となっている。貯留に関する不確実性の評価として、貯留サイトにおける「封じ込め」、「貯留容量」、「圧入性」を対象として <b>TESLA</b> による分析を行っており、貯留容量および圧入性に関する否定的証拠が多いとの結果であった。

CCS プロジェクトの実施に対するリスクマネジメントの影響としては、中止となったプ

プロジェクトに焦点を当てると、まず海域での CCS プロジェクトである White Rose、Peterhead、ROAD は、いずれもプロジェクト全体に対するリスクはリスク登録簿を用いて詳細に管理しており、貯留のリスクに関しては検討の結果リスクが小さいという結論を得ているが、最終的に中止となった。これらは、政府からの予算の撤回や、EU-ETS における炭素価格の低下による経済的な影響が原因である。現状では、深部塩水層を貯留層とする CCS プロジェクトは、政府からの支援に頼ることが多く、CO<sub>2</sub> 排出枠が主な収入源となると考えられるため、プロジェクトにおける技術的なリスクを管理したとしても、外部からの経済的な影響を受けやすい。一方で、ZeroGen において、貯留のリスクが許容可能でないため、中止となっている。貯留におけるリスクは、時にはプロジェクトを中止にするほどの大きな影響を有することがわかる。

以上のように、CCS プロジェクトにおいては、特有のリスクとして、回収から貯留までの分野を横断するようなリスクや CO<sub>2</sub> 漏洩に関するリスクが存在しており、それらを管理するための様々な手法が検討され、確立されつつある。しかし、一方で、現状では政府の支援を受けるプロジェクトが多いため、法規制や国の政策の変更によるリスクが存在し、実際にそれらの影響を大きく受けたプロジェクトが多く存在している。今後の我が国における CCS の発展のためには、他国の事例を参考にしつつ、我が国の諸条件に適したリスクマネジメント手法を確立するとともに、一貫した法規制や政策が必要であると考えられる。

#### 【参考文献】

- 1) ISO 27914, “Carbon dioxide capture, transportation and geological storage - Geological storage” (2017)  
公開資料 : <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:27914:ed-1:v1:en>
- 2) ISO 27918, “Lifecycle risk management for integrated CCS projects” (2018)  
公開資料 : <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:tr:27918:ed-1:v1:en>
- 3) Chevron, “Carbon Dioxide Disposal Management plan” (2009)
- 4) Shell, “Quest Storage Development Plan” (2011)
- 5) Capture Power, National Grid Carbon, “K.06 Full-chain FEED risk report” (2016)
- 6) Capture Power, National Grid Carbon, “K42: Storage Risk Assessment, Monitoring and Corrective Measures Reports” (2016)
- 7) Shell, “Peterhead CCS Project Risk Management Plan & Risk register” (2016)
- 8) Shell, “Peterhead CCS Project Storage Development Plan” (2015)
- 9) Maasvlakte CCS Project C.V., “Public Close-Out Report Risk Management

Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject” (2018)

- 10) TAQA “Aanvulling op de Aanvraag CO2 Opslagvergunning P18-4 (kenmerk ET/EM/10102902) leeg geproduceerd gasvoorkomen” (2011)
- 11) TAQA, “Risicobeheersplan (Aanvulling aanvraag opslagvergunning P18-4)” (2011)
- 12) The University of Queensland, “ZeroGen IGCC with CCS A Case History” (2014)
- 13) Global CCS Institute, “THE GLOBAL STATUS OF CCS: 2011” (2011)
- 14) Dütschke E., “What drives local public acceptance – comparing two cases from Germany” Energy Procedia, Vol4, p.6234-6240 (2011)
- 15) Modern Power Systems, Jänschwalde CCS project abandoned,  
<https://www.modernpowersystems.com/news/newsj-nschwalde-ccs-project-abandoned>
- 16) Feenstra C.F.J., Mikunda T., Brunsting S., “What happened in Barendrecht? Case study on the planned onshore carbon dioxide storage in Barendrecht, the Netherlands” Global CCS Institute, Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization, Energy Research Centre of the Netherlands (2010)
- 17) Carbon Capture & Sequestration Technologies@MIT, TAME Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage Project,  
<https://sequestration.mit.edu/tools/projects/mrcsp.html>
- 18) Carbon Capture & Sequestration Technologies@MIT, Barendrecht Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage Project,  
<https://sequestration.mit.edu/tools/projects/barendrecht.html>
- 19) Dayton Daily News, Greenville carbon dioxide injection plan abandoned,  
<https://www.daytondailynews.com/business/greenville-carbon-dioxide-injection-plan-abandoned/8XsofKRvqGyq4F275gcXSJ/>
- 20) Bradbury J., Wade S., “Case study of the Carson CCS Project” Global CCS Institute, Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization, Pacific Northwest National Laboratory (2010)
- 21) Risk Society and Policy Research Centre, “碳封存科技在台灣的困境・彰濱工業區與永和山例的省思” (2016)
- 22) 蘋果日報, 蘋果調查 民眾腳下封碳 搞黑箱 - 非洲曾爆炸 1700 人死,

## 7.6 今後公開が予定されている資料のリストアップ

本調査を実施するなかで、今後公開が予定されていると考えられる資料は、以下のとおりである。

### 7.6.1 UIC プログラム（米国）

米国 EPA のウェブサイト (<https://www.epa.gov/uic/class-vi-guidance-documents>) では、6 等級坑井に関する以下のガイダンス文書のドラフトが公開されている。

1) Geologic Sequestration of Carbon Dioxide Draft Underground Injection Control (UIC) Program Guidance on Transitioning Class II Wells to Class VI Wells

2 等級坑井（EOR 用）が、6 等級坑井へと移行する際に、所有者や事業者が満たすべき要件等の情報を提供しているガイダンス文書である。パブリックコメントの募集は既に終了している。

2) Geologic Sequestration of Carbon Dioxide Draft Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Recordkeeping, Reporting, and Data Management Guidance for Permitting Authorities

許可を担当する機関に対して、報告や記録の推奨される方法やデータ管理に関する情報を提供するガイダンスである。パブリックコメントの募集は既に終了している。

### 7.6.2 CCS の ISO 規格

CCS について ISO 規格を作成するための専門委員会（ISO/TC265, Carbon Dioxide Capture, Transportation and Geological Storage(CCS)）が 2011 年に新設され、六つの作業部会（回収、輸送、貯留、定量化および検証、クロスカッティングイシュー、石油増進回収法）で作業が進められている。作業の状況は ISO のウェブサイト

(<https://www.iso.org/committee/648607.html>) にて確認可能である。各文献の進捗状況は表 7.6-1 のとおりである。石油増進回収法を対象とした、ISO 27916 がまだ公表されていないものの、発行段階に入っており、近いうちに公表されると思われる。なお、略称の意味と各段階の説明は表 7.6-2 で示すとおりである。

表 7.6-1 CCS の ISO 規格の一覧

規格	内容	段階
ISO/TR 27912:2016	CO <sub>2</sub> 回収システム、技術、プロセス	発行段階 (Publication stage)
ISO 27913:2016	パイプライン輸送システム	発行段階 (Publication stage)
ISO 27914:2017	CO <sub>2</sub> 地層貯留	発行段階 (Publication stage)
ISO/TR 27915:2017	定量化および検証	発行段階 (Publication stage)
ISO/DIS 27916	石油増進回収法 (CO <sub>2</sub> -EOR)	発行段階 (Publication stage)
ISO 27917:2017	クロスカッピングに関するボキャブラリー	発行段階 (Publication stage)
ISO/TR 27918:2018	CCS プロジェクト全体のライフサイクルリスク管理	発行段階 (Publication stage)
ISO 27919-1	発電所からの燃焼後回収法の性能評価方法	発行段階 (Publication stage)
ISO/CD 27919-2	発電所からの燃焼後回収の安定した性能を確保・維持するための評価手順	委員会段階 (Committee stage)
ISO/CD 27920	定量化および検証	委員会段階 (Committee stage)
ISO/DTR 27921	CO <sub>2</sub> 流の組成	委員会段階 (Committee stage)
ISO/AWI TS 27924	CCS プロジェクト全体のライフサイクルリスク管理	作成段階 (Preparatory stage)

表 7.6-2 ISO 規格の段階と略称

段階	略称	意味
予備段階	PWI	予備業務項目 (Preliminary Work Item)
提案段階	NP	新業務項目提案 (New work item Proposal)
作成段階	WD AWI	作業原案 (Working Draft) 新規業務項目 (Approved Work Item)
委員会段階	CD DTR	委員会原案 (Committee Draft) 技術報告書案 (Draft Technical Report)
照会段階	DIS	国際規格案 (Draft International Standard)
承認段階	FDIS PRF	最終国際規格案 (Final Draft International Standard) 国際規格校正案 (Proof of a new International Standard)
発行段階	TR IS	技術報告書 (Technical Report) 国際規格 (International Standard)