

OVERVIEW OF THE IEA GHG WEYBURN-MIDALE CO₂ MONITORING AND STORAGE PROJECT¹

Frank M. Mourits
Natural Resources Canada
fmourits@nrcan.gc.ca

Abstract

This paper describes the progress being made as the final phase of the world's largest, full-scale field study involving carbon dioxide (CO₂) storage is underway. This final phase will build on the successes of the first phase and deliver the framework necessary to encourage implementation of CO₂ geological storage on a worldwide basis.

Phase I of the IEA GHG Weyburn CO₂ Monitoring and Storage Project (hereafter "Phase I") was a US\$42-million (50% cash - 50% in-kind), four-year research project, managed by the Petroleum Technology Research Centre (Regina, Canada) and completed in mid-2004. Involvement in the project was global, with participation from Canada, the United States, Europe and Japan. It built upon the US\$1-billion, commercial CO₂ enhanced oil recovery (EOR) flood operated by EnCana Corporation of Calgary, which began CO₂ injection operations in late September 2000, following baseline data collection surveys undertaken as part of Phase I. The baseline data set made this geological monitoring and storage project truly unique.

The overarching objective of Phase I was to predict and verify the ability of an oil reservoir to securely and economically store CO₂. Research activities in the project were divided into four themes, involving geological characterization, prediction, monitoring and verification of CO₂ movements, CO₂ storage capacity predictions, and long-term risk assessment. The Phase I study concluded that the geological conditions in the Weyburn field are favourable for the long-term storage of CO₂ and could be monitored with appropriate tools and techniques, developed and assessed during the course of the project.

Building upon the results of Phase I, a work program for a follow-up phase was developed to address remaining technical gaps and advance the development of three important non-technical components (regulatory framework, communications and public outreach, and the business environment for long-term CO₂ storage). Work on this phase, entitled the IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project - Final Phase (hereafter the "Final Phase"), includes the neighbouring Midale CO₂-EOR project and was initiated in mid-2007. The ultimate project deliverable will be a Best Practices Manual that can be used to guide the site selection, planning, designing, risk assessing, implementing and monitoring of CO₂ geological storage projects anywhere in the world.

Introduction

Geologic storage of carbon dioxide (CO₂) has been proposed as a viable means for reducing anthropogenic CO₂ emissions. There is significant and active worldwide interest in geological storage projects from a wide range of stakeholders – governments and regulators, industry, reservoir owners, financial markets, environmental organizations, public interest groups and the general public. Important issues concerning geological storage must be addressed before all stakeholders accept this technology as a solution for reducing CO₂ emissions. These issues include:

- Demonstration of the safety and long-term security of geological CO₂ storage;
- The general effect of economic factors, including incentives and taxes;
- What factors should be considered for permitting, operation and abandonment of storage sites;
- Determining long-term monitoring capabilities and requirements to manage long-term liability for industry and the public sector.

To develop confidence in the geological storage of CO₂ as a safe and environmentally acceptable mitigation option, it is necessary to provide sound scientific information that CO₂ injected into geological reservoirs can be stored for very long periods of time (geological timescales). Actual CO₂ storage projects provide an ideal source

¹ This paper summarizes earlier publications on **Phase I** (*IEA GHG Weyburn CO₂ Monitoring and Storage Project*, C.Preston, M.Monea, W.Jazrawi, K.Brown, S.Whittaker, D.White, D.Law, R.Chalaturnyk and B.Rostron, *Fuel Processing Technology* **86** (2005) 1547-1568) and the **Final Phase** (*Overview and new directions of the IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project*, M.Monea and C.K.Preston, GHGT-8 Conference Proceedings, Trondheim, Norway 2006).

for the required technological information.

The Weyburn oilfield in southeast Saskatchewan, Canada, operated by EnCana Corporation (located in Calgary, Alberta, Canada) and the adjacent Midale oilfield, operated by Apache Canada (also based in Calgary), are demonstrating that oil production can be increased in an environmentally responsible manner through underground injection of CO₂. The geological storage of CO₂ in oil reservoirs offers a novel, win-win approach to mitigate climate change, while enhancing production from mature oilfields.

Located in the southeast corner of the province of Saskatchewan in Western Canada, the Weyburn Unit is a 180-square kilometer (70 square miles) oilfield, which is part of the large Williston sedimentary basin that straddles Canada and the United States. Oil production is 25 to 34 degree API, medium-gravity sour crude from the Midale beds of the Mississippian Charles formation. Waterflooding was initiated in 1964 and significant field development, including the use of horizontal wells, was begun in 1991.

In September 2000, EnCana initiated the first phase of a CO₂-EOR scheme in 18 highly-modified inverted 9-spot patterns. The flood is expected to be rolled out in phases until the year 2015, for a total of 75 patterns. The CO₂ is 95% pure and the injection rate is 5000 tonnes/day (equivalent to 95 mmscf/d). The CO₂ is a byproduct purchased from the Dakota Gasification Company's coal gasification plant in Beulah, North Dakota, and is transported through a 320-km pipeline to Weyburn. With this CO₂ the Weyburn field that was discovered 50 years ago has a new life; 155 million gross barrels of incremental oil are slated to be recovered by 2035. Currently producing over 30,000 bbls/d of light crude oil (18,000 bbls/d of incremental oil recovery attributable to CO₂ injection), the field is projected to store 30 million tonnes of CO₂ over 30 years (26 million tonnes net of operational emissions), equivalent to taking approx. 5.2 million cars off the road for one year.

Apache Canada began injection at the Midale field, located to the east of the Weyburn field, in October 2005. By September 2006, injection reached 1368 tonnes/day (26 mmscf/d). Apache plans to recover an additional 45-60 million barrels over 30 years of continued operation.

The Weyburn field and Midale fields are an exceptional natural laboratory for the study of CO₂ storage, based on the extensive historical field and well data that are publicly available, the abundant core material and the year-round accessibility to the site. In recognition of this, the IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project was conceived and developed. Since its launch in July 2000, the project, divided into two four-year phases, is the largest, full-scale, in-the-field scientific study ever conducted in the world involving CO₂ geological storage. As a result, it has become the international flagship project on GHG geological storage research, routinely receiving attention from senior level industry, business, and government officials as well as media from Japan, China, France and many countries interested in learning about how they can apply the key technical findings to their nations' climate change mitigation strategies. The project has the support of the International Energy Agency (IEA) under its Greenhouse Gas R&D Programme, which focuses on promoting technologies for reducing or eliminating Greenhouse Gas (GHG) emissions arising from the use of fossil fuels.

There are numerous other oilfields in North America and elsewhere in the world, which could be used for EOR-based CO₂ geological storage, potentially capable of storing billions of tonnes of CO₂, while producing billions of incremental barrels of oil. Billions more tonnes of CO₂ could potentially be stored worldwide in other geological formations, such as deep saline aquifers. The Weyburn-Midale Project addresses key barriers that must be overcome to enable more widespread application of this environmentally and economically promising technology, while ensuring appropriate monitoring tools are developed to verify and assure the long-term containment of CO₂ in deep geological formations.

IEA Weyburn CO₂ Monitoring and Storage Project - Phase I

Research Objectives

The overall project objective of Phase I was to predict and verify the ability of an oil reservoir to securely and economically store CO₂. This was done through a comprehensive analysis of the various process factors as well as monitoring/modeling methods intended to address the migration and fate of CO₂ in a specific EOR environment. The scope of work focused on understanding the mechanisms of CO₂ distribution and containment within the reservoir into which the CO₂ is injected and the degree to which CO₂ can be permanently sequestered. The technology, design and operating know-how thus obtained can be applied to the screening and selection of other

CO₂ storage sites and in designing and implementing successful CO₂ storage projects worldwide.

A secondary objective was the application of economic realities to such an undertaking by predicting the point at which a CO₂ storage project reaches its economic limit. The application of customized economic models to the various storage cases helped in assessing not only cases of CO₂ storage in conjunction with EOR operations but also of CO₂ storage in non-EOR situations such as saline aquifers, which have a significantly larger CO₂ storage potential compared to depleting oil pools. The ultimate deliverable from this phase was a credible assessment of the permanent containment of injected CO₂ through formal risk analysis techniques, including long-term predictive reservoir simulations. Results will help answer questions by regulatory bodies regarding the security of large-volume CO₂ storage, not only in the Williston Basin but also at other sedimentary basins where CO₂ storage may be contemplated.

Phase I was funded by five governments, including Natural Resources Canada, the U.S. Department of Energy, the Alberta Energy Research Institute, Saskatchewan Industry and Resources and the European Community and 10 energy-based industrial sponsors from Canada, the U.S. and Japan. The project, managed by the Petroleum Technology Research Centre (PTRC), located in Regina, Saskatchewan, employed about 22 research and consulting organizations and about 70 technical and project personnel.

A further discussion of the objectives, technical approaches, and results and conclusions of the work in Phase I has been organized along the above-mentioned four main “themes”, which were chosen to group together over 50 research subtasks in a manner corresponding to the main objectives of the project.

(i) *Geological Characterization of the Geosphere and Biosphere*

Purpose

The principal aim of the geological characterization was to assess the integrity of the geological “container” encompassing the Weyburn Unit for effective long-term storage of CO₂. Data obtained during this assessment were used to develop a three-dimensional system model, which included features and properties of an area extending 10 km beyond the CO₂ flood extent to provide the geological framework for the risk assessment of the long-term fate of CO₂ injected into the subsurface at Weyburn.

Technical Approach

The Weyburn oil pool is a giant oilfield, containing about 1.4 billion barrels of oil-in-place in limestones and dolostones (Midale Beds) of Mississippian age. Carbonates of the Midale reservoir occur at about 1.5 km depth in the northeastern portion of the Williston Basin, a sedimentary basin broadly similar to the Illinois and Michigan basins of North America and to numerous intracratonic basins, which occur elsewhere around the world.

Characterization of the Weyburn geological system for CO₂ storage targeted the delineation of primary and secondary trapping mechanisms and the identification of any potential pathways of preferential CO₂ migration. To place these components within a regional or basinal context, a geological framework was constructed for a region extending 200 x 200 km around the Weyburn Field, which includes portions of Saskatchewan, North Dakota and Montana. Increased detail was focused within an area extending 10 km beyond the limits of the CO₂ flood, which forms the basis for the system model used in the risk assessments. Reservoir characterization methods involved lithostratigraphic and hydrostratigraphic mapping, high-resolution aeromagnetic measurements, petrophysical measurements of core samples, petrography, isotope geochemistry, fluid inclusion studies, remotely sensed imagery analysis, soil gas surveys and till sampling for soil gas characterization, shallow aquifer demarcation, and natural analog comparisons. Integration of these diverse data provided a coherent and representative geological model that was used in the risk assessments.

Results and Conclusions

A good geological description of the reservoir and a large surrounding region was developed from both existing and newly-generated geological, geophysical and hydrogeological information. A robust system model of the geosphere and the biosphere (defined below) was constructed to serve as the platform for the long-term risk assessments of the Weyburn CO₂ storage site. The main conclusion of this work was that the geological setting at the Weyburn field appeared to be highly suitable for long-term geological storage of CO₂.

One of the most important products of this work was the development of a very large geoscience dataset pertinent to understanding the geological storage of CO₂ in the Williston Basin and other sedimentary basins. A great deal of information was accumulated within a relatively short time span, so there remains an additional opportunity for more advanced interpretation and integration of this world-class database.

(ii) Prediction, Monitoring and Verification of CO₂ Movements

Purpose

One of the underlying goals of Phase I was to optimize the effective management of the reservoir for EOR and storage of CO₂. To accomplish this, an improved understanding of the reservoir properties and the nature of how the injected CO₂ spreads and interacts with the rock matrix and reservoir fluids was required. The specific objectives of this part of the work were to test and improve conventional geology-based simulator predictions of how the CO₂ flood will progress and to assess the chemical reactions and mechanisms for long-term storage of CO₂ within the reservoir. Monitoring entailed observing the physical and chemical effects of CO₂ injection on the state of the reservoir system, with a focus on tracking the spread of CO₂ within and potentially outside the reservoir. Verification was defined as the substantiation of the interpreted monitoring results in order to allow reliable estimation of the volume and distribution of CO₂ in the subsurface.

Technical Approach

Initial predictions of how the CO₂ flood would progress were based on flow simulations using an existing reservoir model that was constructed with the wellbore geology from the dense network of wells in the Weyburn field. A variety of seismic and geochemical sampling methods were subsequently used to monitor the CO₂ injection process and characterize the reservoir between boreholes. Rock/fluid property measurements, combined with reservoir simulation and production history matching were used to calibrate the seismic observations to known CO₂ injection volumes and to update the reservoir simulation model.

The geochemistry of the produced oil, gas, and brine was regularly monitored and analyzed for a broad range of chemical and isotopic parameters to infer injection-related chemical processes within the reservoir and to track the path of injected CO₂. This analytical work was supported by model calculations and laboratory studies of geochemical reactions. Soil gas sampling was designed to detect injected CO₂ that may have escaped from the reservoir and migrated to the surface.

Results and Conclusions

The seismic surveys were highly successful and were used in “ground-truthing” reservoir modeling. They clearly demonstrated an ability to detect anomalies in the reservoir induced by CO₂ invasion. Geochemical fluid sampling gave good insights into the movement of CO₂ within the reservoir and provided a strong indication of incipient CO₂ breakthrough at wells. Tracer surveys were not as successful due to a variety of technical and operational problems. Geochemical modeling to determine the long-term CO₂ material capture in various sequestration forms (trapping mechanisms) was reasonably concluded. However, further efforts in reactive transport modeling will be made in the Final Phase to complete the geochemical picture. There was no evidence from either the time-lapse seismic data or the soil gas sampling to indicate migration of measurable amounts of CO₂ into the overburden or seepage to the surface.

iii) CO₂ Storage Capacity and Distribution Predictions and the Application of Economic Limits

Purpose

There were several objectives within this theme: (i) estimate the maximum CO₂ storage capacity achievable both physically and economically at a geological storage site, (ii) predict the CO₂ distribution and trapping mechanisms within the storage site, and (iii) determine if CO₂ storage performance can be improved through the application of conformance control treatments.

Technical Approach

A multi-phase, multi-component compositional reservoir simulation model was used to predict the CO₂ storage capacity in the Weyburn Unit reservoir. The approach taken in modeling the size and complexity of 75 EOR patterns was to start with fine-grid, single-pattern simulations and end with a coarse-grid, 75-pattern simulation. Laboratory measurements of oil properties and CO₂-oil phase equilibrium behaviour using oil samples collected periodically from different wells provided information to tune the equation-of-state parameters in the PVT model used in the reservoir simulation. The reservoir simulation model was validated by both lab-scale and field-scale simulations. Then, the reservoir simulation model was used to predict the CO₂ storage performance during the EOR period, first in the three single patterns and then in the entire 75 EOR patterns. Alternative CO₂ storage cases after the EOR period were also investigated with a focus on promoting additional CO₂ storage.

Using the predicted CO₂ distribution in the reservoir at the end of EOR, a geochemical model was used to provide a preliminary assessment of the amount of CO₂ that would be stored in the reservoir through different trapping

mechanisms (solubility, ionic and mineralogical trappings). Laboratory evaluations of commercially available technologies for conformance control, such as CO₂-foam, gel and gel-foam processes, were conducted to select the most suitable options for the Weyburn reservoir.

With the prediction of CO₂ storage capacities and EOR performance, an economic model was used to apply economic constraints to the CO₂ storage cases. This storage economics model has the capability to calculate CO₂ capture, transportation and storage costs in addition to the conventional economic evaluation of an EOR process. The model can be run either for stand-alone CO₂ storage options (e.g. depleted oil or gas reservoirs, saline aquifers, etc.) or storage in conjunction with CO₂ EOR projects. The objective of the model was to guide geological storage decisions, whereby not only estimates of the maximum amount of CO₂ that can be physically stored can be determined, but also how much of that CO₂ is actually economically stored under different CO₂ storage credits assumptions.

Results and Conclusions

Modeling started with fine-grid, individual well patterns, followed by a gradually scale-up to a coarser, 75-pattern grid. A good history match was achieved with actual oil production data. Also, predictions of total CO₂ injected matched reasonably well EnCana's internal estimates. Other CO₂ storage cases were also investigated, including continuing with CO₂ injection past the termination of the commercial EOR project (approximately in the year 2033), while continuing to produce incremental oil from wells still operating under a certain gas-to-oil ratio limit, and disposing of produced water elsewhere to make room for additional CO₂ injected.

Conformance control treatments developed in this project predicted a substantial improvement in volumetric sweep efficiency from the application of specially-formulated gel treatments to the best candidate wells. Detailed mineralogy of the Weyburn reservoir using various techniques established the presence and abundances of minerals for each of EnCana's reservoir flow units. Results showed that even in a carbonate reservoir, such as Weyburn, silicate minerals are present in sufficient quantity to react with CO₂-charged fluid and enable mineral fixation of CO₂. Using estimates of the porosity and the volume of each of the flow units and the reactions determined through the geochemical modeling, the maximum potential amount of trapping in each flow unit was estimated. It was determined that after 5000 years a free supercritical CO₂ gas phase would no longer exist, since it would have been effectively trapped.

A storage economics model was successfully developed. Alternate economic scenarios were tested, including the above-mentioned case predicated on continued CO₂ injection in the Weyburn Unit past the economic limit of the EOR operation. However, the amount that can be economically stored post-EOR would depend on the amount of the CO₂ credits received and the desired rate of return for the operation.

(iv) Long Term Risk Assessments of the Storage Site

Purpose

The risk assessments were done to identify and evaluate the risks associated with geological storage of CO₂ within the Weyburn reservoir and to assess the reservoir's ability to securely store CO₂.

Technical Approach

Risk assessment embodies the overall process of risk analysis and risk evaluation. Risk analysis involves the systematic use of project information to identify sources of potential CO₂ leakage and to estimate their probability and magnitude. Risk evaluation examines the acceptability of these risks considering the needs, issues and concerns of stakeholders. The risk analyses conducted in this project focused on assessing storage system performance or behavior in order to increase our understanding of crucial processes. These processes will form a critical component of the final risk assessment in the Final Phase, which will ultimately consider social, economic and political factors associated with geological storage, evaluates the risks associated with a geological storage reservoir, and assesses the effectiveness of remedial actions that can be taken to minimize both near-term and long-term probabilities and consequences arising from CO₂ leakage. Equally important, this process will provide the basis for communication about the existence, nature, form, magnitude and acceptability of risks associated with the geological storage of CO₂.

From an assessment perspective, the two main elements of the system model are the geosphere and biosphere. The geosphere, which includes the reservoir, incorporates all geological, hydrogeological and petrophysical information assimilated for the system model. The biosphere extends to a depth of about 300 m below ground surface and includes soil, surface water, the atmosphere, and flora and fauna found within these areas. To assist in identifying the processes that could be relevant to the evolution or performance of the system, a list of features,

events and processes (FEPs) were developed. Features are physical characteristics of the system (e.g. permeability), events are discrete occurrences influencing the system (e.g. earthquakes) and processes identify the physics of change within the system (e.g. diffusion). An evaluation of these FEPs, including their interactions, was used to describe how the System would evolve over the timeframe of the risk assessment.

Based on reviews of the FEPs by project researchers and stakeholders, a base scenario was developed as well as several alternative scenarios. Storage system performance simulations in Phase I were performed primarily on the base scenario.

Results and Conclusions

The assessment theme was the most challenging component of Phase I. A comprehensive, deterministic risk assessment-based numerical simulation approach was employed in simulating the potential of CO₂ migration away from the Weyburn Unit and into the geosphere and biosphere over a period of up to 5000 years following the conclusion of the commercial EOR project. Augmenting the deterministic assessment was a smaller, stochastic (probabilistic risk assessment) simulation of the same systems model, but using a compartment model and analytical methods. The initial numerical simulation results on a single pattern indicated that an estimated 2.7% of the initial CO₂ in-place may migrate out of the 75 patterns, 5000 years after the end of EOR, most of it migrating laterally into the unconfined eastern areas of the Midale reservoir. This migration is carried out by diffusion through the oil and water phases, pushed along by the action of slow-moving aquifers. However, no CO₂ appeared to ever reach or penetrate the Watrous formation, a regionally extensive and thick aquitard above the main anhydrite cap rock, which forms the primary seal for the Midale reservoir.

Early simulations also confirmed that wells and their integrity strongly influence leakage from the storage reservoir, that the Marly permeability controls CO₂ leakage rates through boreholes, and that storage within the geosphere is greatly enhanced where there is groundwater flow above about 1 m/yr in any upper aquifer zones.

Synthesis of all available well information within the initial EOR area of the project provided the performance assessment studies with ranges of well types and their associated transport properties. Cement degradation models incorporating sulphate attack, mechanical fatigue, carbonation and leaching have provided wellbore cement hydraulic conductivities in the range of 1×10^{-16} m² for most well types. For historical injection and production pressures within aging wellbores, modeling predicted minimal impact on the sealing capability of the wellbores over the life of the EOR project.

Performance assessment studies to date showed clear support for the conclusion reached within the geological characterization studies – the geological setting at the Weyburn Field is highly suitable for long-term subsurface storage of CO₂. These studies highlighted the significant capacity of the geosphere region surrounding the reservoir to effectively sequester CO₂ and prevent its migration to the biosphere. The performance assessment studies also clearly identified wellbores as a potential, primary CO₂ leakage pathway to the biosphere in the Weyburn Field.

Conclusions of Phase I

Phase I was completed in June of 2004 with very encouraging results. Results showed strong support for both the feasibility and safety of geological CO₂ storage. Clearly, CO₂ storage can safely take place without impacting EOR operations. The information and datasets have added significantly to all the technical disciplines that were represented within the project. The project has developed a suite of leading-edge monitoring and verification technologies. The technologies are applicable to many sites around the world – not just CO₂-EOR projects.

While Phase I has provided a good foundation for the future development of solid policy, regulations and operating practices for future CO₂ geological storage projects when coupled with EOR operation, it also identified several challenges that need to be addressed. The final report identified a number of important gaps and recommended a follow-up “Final Phase” to address those gaps. Further work will enable the transfer of knowledge and technology gained in Weyburn to a more widespread industrial implementation and build public confidence and acceptability in a suitable framework for geological long-term storage of CO₂.

IEA Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project (Final Phase)

Research Objectives

Based on the gaps noted above as well as gaps identified by the Intergovernmental Panel on Climate Change in

their Special Report on Carbon Capture and Storage (2005), it was agreed that further work was warranted to address these remaining technical issues and advance the development of several key non-technical issues. This follow-up phase, entitled the IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project (Final Phase), includes Apache's Midale CO₂-EOR project mentioned earlier. The addition of the Midale project, will bring additional diversity to the Final Phase due to variations in geology, field history and operational practices.

Technical and non-technical programs, budgeted at close to US\$20 million, were developed as described below. Work was initiated in mid-2007 and is expected to be completed in 2010. Many of the Phase I participants are also involved in this Final Phase, including Natural Resources Canada, the U.S. Department of Energy, the Alberta Energy Research Institute and Saskatchewan Industry and Resources, as well as energy-based industrial sponsors from Canada, the U.S., Japan, Saudi Arabia and Austria. Likewise, many of the research providers of Phase I will again be involved.

The following is the Mission Statement for the Final Phase: *Use the IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project (Final Phase) as the “flagship” for developing the necessary technical and operating information to guide regulatory policy on EOR-based CO₂ geological storage projects.*

The monitoring, verification and risk assessment/management technologies developed for Weyburn and Midale's geological environments may be transferable to other sites with different geological characteristics. The Project's vision, therefore, is to encourage the widespread use of these technologies for the design, implementation, monitoring and verification of a significant number of CO₂ geological storage projects in Canada, the USA and around the world. The startup of a significant number of commercial-scale EOR-based CO₂ geological storage projects would represent a win-win for both the economy and the environment. These projects would provide substantial environmental benefits by enabling the geological storage of significant quantities of CO₂ that would otherwise be emitted to the atmosphere. Ramping up development of CO₂ EOR projects would also increase oil recovery and hence improve energy security.

A. Technical Program

The main technical objective of the Final Phase is to develop a Best Practices Manual as a practical, technical guide for the design and implementation of safe and reliable EOR-based CO₂ geological storage projects at prospective field sites in Canada and the US. The Best Practices Manual should become the “how-to” manual of choice that will address the long-term storage risks and monitoring requirements to mitigate such risks.

The Best Practices Manual will provide protocols for the following five areas:

- Storage site selection
- Wellbore integrity monitoring and remediation
- Monitoring and verification of stored CO₂
- Long-term risk assessment and risk management
- Maximizing economic CO₂ storage capacity

The technical R&D program for the Final Phase is organized around five technical themes: geological integrity, wellbore integrity, storage monitoring methods, risk assessment and storage mechanisms, and data validation and management. The technical objectives are to determine the long-term storage risks and monitoring requirements to mitigate such risks:

Theme 1 – Geological integrity (site selection):

- Develop firm protocols for selection of suitable sites for CO₂ geological storage
- Identify the minimum data set required for successful site selection using full cycle risk assessment and other means
- Integrate hydrogeological, geophysical and geological data sets to create a complete picture of seal integrity
- Further study natural analogues with respect to leakage and storage integrity
- Summarize the predicted impact of CO₂ and CO₂-rich fluids on geochemical and geomechanical processes on regional reservoirs and seals

Theme 2 – Wellbore integrity:

- Complete the parameterization of wellbore integrity
- Compile a list of remediation activities that could be applied

- Describe current well abandonment technology trends and how they may impact future abandonment requirements
- Conduct Cased-Hole Dynamic Testing. This log can be used to test behind casing pressure and formation fluids. In unperforated zones, establish pressures and mobile fluids to look for CO₂ migration out of zone
- Document safe practices of normal CO₂ EOR operations on well-bore integrity and geomechanics

Theme 3 – Storage monitoring methods:

- Characterize the accuracy of monitoring technologies for quantitatively predicting the location and volume- in-place of CO₂
- Determine from the 4-D seismic program interpretation results if multi-year programs are appropriate for ongoing monitoring & verification
- Conduct in situ time-lapse well logging to verify and constrain the results from seismic and other monitoring approaches
- Continue with passive seismic program
- Verify predictions through spinner surveys and selective drilling, coring and logging of vertical slim holes to determine CO₂ distribution
- Conduct in situ time-lapse well logging to calibrate seismic imaging

Theme 4 – Risk assessment and storage mechanisms:

- Complete the full field risk assessment from Phase 1 — all relevant storage and leakage mechanisms should be modeled
- Determine risk levels for various operations scenarios
- Describe the ultimate fate of CO₂ in the Weyburn-Midale system, the relative volumes in each storage/trapping mechanism, the time to become trapped, and the factors which affect these
- Study ways to stimulate and accelerate CO₂ mineral fixation (mineralization, mineral trapping) under Weyburn-Midale reservoir conditions

Theme 5 – Data validation and management:

- Weyburn-Midale data set will be stored at PTRC
- Data validation early in Final Phase is a critical task
- Data used to conduct long-term risk assessment of CO₂ geological storage.

B. Non-Technical Program

The Final Phase program will broaden its focus beyond the technical challenges and encourage CO₂ geological storage more broadly by working with public policymakers and industry to develop appropriate model regulatory guidelines for long-term geological storage, by developing public education and outreach tools, and by facilitating the creation of the appropriate business environment. Accordingly, the non-technical program is comprised of three components, Regulatory Issues, Communications and Outreach, and Business Environment. Only the work program for the Communications and Outreach component is well developed and activities are underway. The work programs for the other two non-technical components still need to be developed in further detail.

Regulatory Issues

Work will focus on developing assurance that clear, workable and science-based regulations for CO₂ geologic storage exist, building upon existing, effective regulatory frameworks. The adequacy of existing regulations for CO₂ geologic storage will be verified and the issue of long-term storage and gas credits and offsets accounting issues addressed, including the treatment of stored CO₂ under the terms of emerging federal, state, provincial and international GHG management plans and reporting standards and requirements.

Public Communication and Outreach

This activity is driven by the need for better public awareness of CO₂ geological storage as a GHG mitigation option and the need for a plan to communicate technical findings to non-technical audiences, particularly regarding issues of safety, storage integrity, permanence and other concerns of the public. One of the first tasks to get underway is the preparation of a brochure on CO₂ geological storage for the public.

Business Environment (Fiscal Policy Requirement)

Activities to be undertaken will be aimed at fostering the creation of a conducive business environment. Current barriers include the lack of a large and economic CO₂ supply and infrastructure in Canada and the lack of a mechanism for monetizing CO₂ gas credits. These issues will be addressed. Work will also include the development of an acceptable economic model for CO₂ storage projects.

Conclusions

The IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project continues to lead the world in developing successful EOR-based CO₂ geological storage technologies.

CO₂ EOR technology currently represent the only CO₂ storage option that is the closest to being economic. With the right policy and regulatory framework, market signals and economic conditions, a number of CO₂-EOR projects could realistically be initiated.

Widespread CO₂ geological storage is a transitional technology that will allow the world to meet climate change challenges and commitments, while progressing to a more sustainable energy future, which combines alternative and renewable energy technologies with zero-net-emission fossil energy technologies.

IEA GHG WEYBURN-MIDALE CO₂ の監視・貯留プロジェクト概要²

Frank M. Mourits
カナダ天然資源局

要旨

本論文では、最終フェーズにさしかかった現在進行中の 2 酸化炭素 (CO₂) 貯留に関する世界最大で、フルスケールでのフィールドスタディの進捗状況を説明する。この最終フェーズは第 1 フェーズの成果に基づくもので、世界中のCO₂地中貯留実施を促進するために必要な枠組みを提供する。

IEA GHG Weyburn CO₂監視および貯留プロジェクトの第 1 フェーズ（以降「第 1 フェーズ」）は、石油技術研究センター（カナダ、レジーナ市）の管理の下に実施された 4 年間にわたる 4,200 万米ドル（50%の現金および 50%の現物支給）の研究プロジェクトで、2004 年に完了した。本プロジェクトは国際的な協力の下に進められ、カナダ、米国、欧州、日本が参加した。本プロジェクトは、カルガリー所在のEnCana Corporation社が操業する 10 億米ドルのCO₂商業用増進石油回収法（EOR）圧入井をベースに行った。第 1 フェーズの 1 部として行った基準データ収集調査に引き続き、2000 年 9 月後半にCO₂圧入作業を開始した。基準データの存在がこの地中監視・貯留プロジェクトを真にユニークなものにした。

第 1 フェーズの全体目的は、石油貯留層に確実、経済的にCO₂を貯留することができるかどうかを予測し、検証することであった。プロジェクトの研究活動は、4 つのテーマに分かれた。地質の特性評価、CO₂挙動の予測・監視・検証、CO₂貯留能力予測、長期リスク評価である。第 1 フェーズの研究では、Weyburn油田の地質条件は長期のCO₂貯留に適しており、プロジェクトの中で開発され評価された適切なツールと手法を使い監視することができるとの結論を得た。

第 1 フェーズの成果に基づき、残りの技術開発および技術以外の重要な 3 つの事項（規制枠組み、コミュニケーションおよび広報、長期CO₂貯留に関するビジネス環境）の展開を前進させるため、次フェーズの作業プログラムが策定された。隣接のMidale CO₂-EORプロジェクトを含むこの活動は、「IEA GHG Weyburn-Midale CO₂監視および貯留プロジェクト-最終フェーズ」（以降、最終フェーズ）と名づけられ、2007 年半ばに開始された。最終的なプロジェクト成果は、世界中の地中貯留プロジェクトについて、サイト選別、計画立案、設計、リスク評価、施工、監視のガイドとなるベストプラクティス・マニュアルの作成である。

はじめに

2 酸化炭素 (CO₂) の地中貯留は、人為的なCO₂排出を削減するのに有効な手段として提案されてきた。地中貯留プロジェクトに関しては、世界中の幅広い利害関係者（政府、規制当局、業界、貯留層の所有者、金融市場、環境団体、公益団体、一般市民）から高く積極的な関心が集まっている。CO₂排出の削減解決策として本テクノロジーがすべての当事者に受け容れられるようになるためには、地中貯留に関する重要な問題に取り組まなければならない。それには、以下が含まれる。

- 地中CO₂貯留に関する安全性および長期保障の実証
- 奨励策や税制を含む経済要因の全体効果
- 貯留サイトの運用、廃棄を許可するために考慮せねばならない要因
- 業界および公共部門の長期的責任を管理するための長期監視能力および要件の確立

²本論文は、第 1 フェーズに関する以前の発表（*IEA GHG Weyburn CO₂ 監視および貯留プロジェクト*、C.Preston, M.Monea, W.Jazrawi, K.Brown, S.Whittaker, D.White, D.Law, R.Chalaturnyk and B.Rostron, *Fuel Processing Technology* 86 (2005) 1547-1568）と最終フェーズ（*IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ 監視および貯留プロジェクトの概要と新しい方向*、M.Monea and C.K.Preston, GHGT-8 Conference Proceedings, Trondheim, Norway 2006）を要約したものである。

CO₂ の地中貯留が安全かつ環境的に許容される削減の選択肢であるとの信頼を得るためには、地層へのCO₂ 圧入が非常に長期間（地質学的時間軸にて）にわたって貯留可能であるとの正しい科学的情報が提供される必要がある。実際のCO₂ 貯留プロジェクトは、必要とされる技術情報に向けてまたとない情報源である。

EnCana Corporation社（カナダ、アルバータ州カルガリー）が操業するカナダ、サスカチュワン州東南にあるWeyburn油田、およびApache Canada社（カルガリー）が操業する隣接のMidale油田では、CO₂ の地中圧入により環境に対する責任を保持する方法で石油増産が行えることを実証している。CO₂ の石油貯留層への貯留は、気候変動を緩和しかつ、成熟した油田からの石油生産を増強するという革新的な双方にメリットのあるアプローチである。

カナダ西部のサスカチュワン週の東南部にあるWeyburn Unitは 180 平方キロメートル（70 平方マイル）の油田でカナダと米国にまたがる大規模なWilliston堆積盆の一部である。産出する石油は、Mississippian Charles層のMidale床からのAPI25-34 度の中質高硫黄原油である。1964 年からは水攻法が開始され、1991 年には水平坑井を含む多くの油田開発が始まった。

2000 年 9 月には、EnCanaはCO₂-EOR計画の第 1 フェーズを 18 の大きく変更した逆 9 スポットパターンで開始した。この攻法は、数フェーズに分けて 2015 年までに合計 75 パターンで実行することが予定されている。CO₂ は 95%純度のもので圧入速度は 5,000 トン/日（95mmscf/d相当）である。CO₂ は、Dakota Gasification Company社のノースダコタ州Beulahにある石炭ガス化プラントからの副生成物を購入したもので、Weyburnに 320kmのパイプラインで輸送されている。このCO₂ により、50 年前に発見されたWeyburn油田に新しい生命が与えられた。2035 年までに合計で 1 億 5,500 万バレルの増産が予定されている。現在 3 万BPD以上の軽質原油を生産している（1 万 8 千BPDの石油回収増産分はCO₂ 注入によるもの）この油田に 30 年間で 3,000 万トンのCO₂ の貯留が計画されている。これは、年間約 520 万台の自動車を道路から追放する量に等しい。

Apache Canada社では、Weyburn油田の東側に位置するMidale油田において 2005 年 10 月に圧入を開始した。2006 年 9 月には圧入は 1,368 トン/日（26 mmscf/d）に達した。Apacheでは、今後 30 年間の継続操業においてさらに 4,500 万-6,000 万バレルの回収を予定している。

Weyburn油田とMidale油田は、CO₂ 貯留の研究にとって、一般公表されている油田、油井における広範囲にわたる履歴データ、豊富な核心となる資料、1 年中アクセス可能な現場など、またとない天然の研究施設である。この認識により、IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ 監視および貯留プロジェクトが着想され、展開されたのである。2000 年 7 月の開始以来、2 フェーズの各 4 年間にわたるプロジェクトは、CO₂ の地中貯留に関して世界でもかつてないほど最大かつ、フルスケールのフィールドにおける科学研究となった。その結果、本プロジェクトは温室効果ガス地中貯留研究の国際的旗艦プロジェクトとなった。日本、中国、フランスその他多くの国の業界、ビジネス、政府、メディアの幹部・高官が、絶えず、高い関心を寄せ、主な技術的発見をどのように自国の気候変動緩和戦略に活用できるかを学ぼうとしている。プロジェクトは化石燃料の使用に由来する温室効果ガスの削減または解消のためのテクノロジー推進を図る国際エネルギー機関（IEA）の温室効果ガスR&Dプログラムの支援を受けている。

北米および世界には他にも多くの油田があり、何十億トンものCO₂ を地中貯留しながら、何十億バレルの石油の増産を図れるこのEORに基づくCO₂ 地中貯留を利用することができる。さらに世界には何十億トンものCO₂ をその他の地層、例えば深部の帯水層に貯留する可能性がある。Weyburn-Midaleプロジェクトでは、この環境および経済的に有望な技術の用途をより拡大するため、障害となっている主な問題に対応すると共に、長期的なCO₂ の深部地層貯留を検証し確保するため適切な監視ツールの開発を行う。

IEA WEYBURN CO₂ 監視および貯留プロジェクト—第 1 フェーズ

研究の目的

第 1 フェーズの全体目的は、石油貯留層に確実、経済的にCO₂を貯留することができるかを予測し、検証することであった。これは様々なプロセス要因の包括的な分析と共に、特定のEOR環境におけるCO₂の挙動と最終地を取り扱うように設計された監視／モデリング方式により行われた。研究範囲は、CO₂を圧入した貯留層におけるCO₂分布と閉じ込めメカニズムおよびCO₂の永続的な固定度を理解することであった。これにより獲得された技術、設計、運営ノウハウは他のCO₂貯留サイトの審査や選別、並びに世界中のCO₂貯留プロジェクトを成功させるための設計と実施に利用することができる。

2 番目の目的は、このような取り組みの現実的な経済性を探ることで、CO₂プロジェクトの限界点を予測することであった。カスタマイズされた経済モデルを様々な貯留の場合に適用することで、CO₂貯留をEOR操業と同時に活用するケースだけでなく帯水層のような非EOR環境でのCO₂貯留のケースの評価に役立てることができた。これは石油を汲み出しきるケースに比べはるかに大きな適用可能性がある。このフェーズの究極の成果は、長期的な貯留層予測シミュレーションを含む正式なリスク分析手法を用い、注入したCO₂を永続的に固定するための信頼がおける評価を得たことであった。その結果は、Williston盆だけでなくその他の大規模なCO₂貯留の検討対象となっている堆積盆において規制当局による安全性の疑問に答える一助となる。

第 1 フェーズは、カナダ天然資源局、米国エネルギー省、アルバータ州エネルギー研究所、サスカチュワン州産業および資源省、欧州共同体の 5 つの政府機関、およびカナダ、米国、日本のエネルギー関連産業界の 10 機関から資金援助を受けた。サスカチュワン州レジーナの石油技術研究センター (PTRC) が管理する本プロジェクトには、約 22 の研究コンサルティング組織が参加し 70 人の技術およびプロジェクト関連の人員が雇用された。

第 1 フェーズ研究の目的、技術アプローチ、成果についての詳細については、プロジェクトの主要目的に一致するよう選択された上記主要 4 テーマに沿って、50 を越える研究サブテーマの統合が行われた。

(i) 地質圏および生物圏の地質的特性評価

目的

地質的特性評価の主目的は、CO₂の効果的な長期貯留に関してWeyburn Unitに広がる地質的な「容器」の完全性を評価するものであった。この評価の中で取得したデータは、Weyburnの地中に注入されたCO₂の長期的な行き先に関するリスク評価の地質的枠組みを与え、CO₂圧入地域の外側 10 kmまでの地域の特徴と特性を含む 3 次元システムモデルを開発するのに使用された。

技術的アプローチ

Weyburn石油貯留層は巨大な油田であり、ミシシッピ紀の石灰岩と苦灰岩 (Midale床) に含まれる約 14 億バレルの埋蔵量が存在している。Midale層の炭酸塩は、Williston盆北東部の約 1.5kmの深さにある。これは北米のイリノイ州とミシガン州の盆や世界中で散見されるクラトン内盆地によく似た堆積盆である

CO₂貯留に関するWeyburn地質系統の特性評価は、一次および二次捕捉メカニズムの確立および優先的にCO₂を移動させる可能性のある経路の特定を目標とした。これらの要素を地域あるいは堆積盆の中で解釈するため、サスカチュワン、ノースダコタおよびモンタナの 1 部を含むWeyburnフィールドの周辺 200 x 200 kmにわたる地域の地質的枠組みを構築した。CO₂注入域の外 10 kmにおよぶ地域内を詳細に検討し、このリスク評価に使用するシステムモデルの基本とした。貯留層特性評価法には、岩相層序および水文地質マッピング、高解像度の空中磁気測定、コアサンプルの貯留層物性測定、岩石学、同位体地球化学、流体包有物研究、リモートセンシング画像解析、土壌ガス探査、土壌ガス特性評価のための漂礫土サンプリング、浅部帯水層境界、およびナチュラルアナログ比較法が活用された。これらの多岐にわたるデータの統合により、整然とした代表的な地質モデルが生成され、リスク評価に使用することができた。

成果および結論

既存および新規生成の地質学的、地球物理学的、水地質学的情報から貯留層と広範にわたる周辺地域に関する十分な地質的記述を行うことができた。Weyburn CO₂ 貯留サイトの長期的リスク評価を行うため、地質圏および生物圏（以下に定義）の強力なシステムモデルを構築した。この研究の主な結論は、Weyburn田の地質学的特性はCO₂の長期的地中貯留に非常に適しているというものである。

この研究の最も重要な成果の1つは、Williston盆とその他の堆積盆におけるCO₂の地中貯留の理解に関する非常に大規模な地学的データセットの開発である。比較的短期間に非常に多くの情報を蓄積したことから、今後さらに高度な解釈を行うことや、この世界的なデータベースを統合する機会もあるであろう。

(ii) CO₂挙動の予測、監視、および検証

目的

第1フェーズの根底を流れる目的は、EORおよびCO₂貯留のための貯留層の効果的な管理を最適化することであった。これを達成するためには、貯留層特性の理解を向上すること、および注入CO₂がどのように拡散し、岩石マトリックスや貯留層水とどのように反応するのかを理解することが必要であった。研究のこの部分の具体的な目的は、従来の地質ベースシミュレータによるCO₂注入の進行予測を試験した上で改善を図り、CO₂の貯留層内での化学反応および長期的貯留メカニズムを評価することである。監視するということは、貯留層系に対するCO₂注入の物理的、化学的效果を観察することが必要ということであり、特にCO₂の貯留層内の拡散および外部への拡散可能性を追跡することに重点が置かれた。検証とは、地下CO₂の量および分布の信頼に足る予測を行うため監視結果の解釈を実証することと定義された。

技術的アプローチ

当初の注入CO₂の拡散進行予測は、Weyburn田に密集した坑井網の坑井地質情報により構築された既存の貯留層モデルに基づいて行われた。その後、さまざまな地震探査および地球化学サンプリング手法を利用し、CO₂注入プロセスの監視および試錐孔間の貯留層特性化が行われた。岩石/水文特性測定と貯留層シミュレーションおよびヒストリーマッチング手法を組み合わせ、既知のCO₂注入量に対する地震探査観測を校正して貯留層シミュレーションモデルの更新を行った。

生産された石油、ガス、および塩水の地質化学特性は広範な化学的および同位体パラメータにつき恒常的に監視、分析が行われ、貯留層内で注入に関連した化学的プロセス、注入CO₂の移動経路の追跡を行った。この分析作業は、地質化学反応のモデル計算と研究室での実験によって支えられた。土壌ガスサンプリングは、貯留層から逃れ、地表に移動した注入CO₂が検出できるよう設計された。

成果および結論

地震探査は非常に成功し、貯留層モデリングの実証に活用された。それは、CO₂が注入された貯留層の異常を検出する能力を明確に実証した。地質化学流体サンプリングは、貯留層内のCO₂の挙動の洞察を得るのに非常に役立ち、坑井におけるCO₂のブレイク・スルーの初期兆候を非常によく表わした。トレーサ調査は、多くの技術的、運用上の問題のため、あまり成功しなかった。さまざまな固定化の形態における長期的なCO₂捕捉（捕捉メカニズム）を判断する地質化学モデリングを合理的に帰結することができた。しかし、地質化学全体像を完成させるため、最終フェーズに反応性移動モデリングのさらなる取り組みが行われる。経時的地震探査データまたは土壌ガスサンプリングのいずれからも観測可能な量のCO₂の表土への移動あるいは地表への漏出の形跡は見られなかった。

iii) CO₂の貯留容量と分散予測および経済的な適用限界

目的

このテーマにはいくつかの目的があった。(i) 地中貯留サイトにおける物理的および経済的双方の最大CO₂貯留容量の予測、(ii) 貯留サイトにおけるCO₂分散の予測および捕捉メカニズム、(iii) 適合

性管理処理の適用によりCO₂貯留性能の向上が果たせるかの判断。

技術的アプローチ

Weyburn Unit貯留層におけるCO₂貯留容量の予測には、多段階・多要素合成的貯留層シミュレーションモデルを使用した。75 EORパターンのサイズと複雑性をモデル化するのに使ったアプローチは、微細グリッドの単一パターンシミュレーションで開始し、粗グリッド 75 パターンシミュレーションで終了することであった。実験室における石油性状の測定と、さまざまな坑井から定期的に収集された石油サンプルを使ったCO₂-石油相均衡挙動からは、貯留層シミュレーションに使ったPVTモデルの状態方程式パラメータを調整する情報が得られた。貯留層シミュレーションモデルは、実験室規模およびフィールド規模の双方のシミュレーションで検証された。そして貯留層シミュレーションモデルを使用して、EOR期間中のCO₂貯留性能の予測を最初は 3 つの単一パターンで、次に 75EORパターン全部で行った。EOR期間後のCO₂貯留という代替ケースも、追加CO₂貯留を促進するために検討した。

EOR末期の貯留層における予測CO₂分布を利用し、別の捕捉メカニズム（溶解、イオン化、および鉱物学的捕捉）で貯留層に貯留できるCO₂量の予備的評価を行うため地質化学モデルを使用した。Weyburn貯留層で最適なオプションを選択するため、CO₂-発泡体、ジェルおよびジェル-発泡体処理のような適合性管理に対する市販技術の実験室評価が行われた。

CO₂貯留容量とEOR性能の予測に経済モデルを利用し、経済的限界をCO₂貯留ケースに適用した。この貯留経済性モデルには、従来のEOR処理の経済的評価に加え、CO₂捕捉、輸送および貯留コストを計算する機能がある。モデルは、スタンドアロンのCO₂貯留オプション(例えば枯渇した石油またはガス貯留層、塩質帯水層など)、あるいはCO₂EORプロジェクトにおける貯留を実行することができる。モデルの目的は、地中貯留の判断のガイダンスを与えることである。CO₂の物理的な貯留最大量を予測するだけでなく、そのうちのどれだけのCO₂がさまざまなCO₂貯留クレジットの想定で経済的に貯留することができるかも予測した。

成果および結論

モデルは、微細グリッドの個別パターンで開始され、徐々にスケールアップし、粗の 75 パターンのグリッドに進む。実際の石油生産データと履歴がよく一致した。また合計CO₂注入量予測がEnCanaの内部予測と大体の適合性を示した。その他のCO₂貯留ケースも調査した。例えば、商業用EORプロジェクトの終了(約 2033 年)後も一定のガス・ツー・オイル率 (gas-to-oil ratio) 限度内で石油生産をしながらCO₂注入を続行し、CO₂を注入する場所を確保するために油層から水を排水するなどである。

このプロジェクトで開発された適合性管理処理は、最良の候補坑井に特別調査のジェル処理を適用することで容量掃攻効率の大きな改善を予測した。さまざまな手法の鉱物学により詳細にWeyburn貯留層を調査した結果、EnCanaの各貯留層からの流体に豊富な鉱物の存在が確認された。調査結果からは、Weyburnのような炭酸層でさえもCO₂含有液体と反応するのに十分な量のケイ酸塩が存在しており、CO₂の鉱物固定が可能であることを示した。地質化学モデリングで特定される気孔率予測と流量単位の容量および反応により各流量単位における最大可能捕捉量が予測できる。5000 年後に自由超臨界CO₂ガス相は、存在しないと判断された。効果的に捕捉されているからである。

貯留経済モデルは成功裡に開発された。Weyburn Unitで経済的なEOR事業の経済的限界を超えてCO₂の注入を継続する上記のケースを始めとする代替経済シナリオを試験した。しかし、EOR後に経済的に貯留できる量は、受領するCO₂クレジット量とその事業からの計画回収率による。

(iv) 貯留サイトの長期的リスク評価

目的

Weyburn貯留層におけるCO₂の地中貯留に関するリスクを特定し評価するため、およびCO₂を確実に貯留する貯留層の能力を評価するリスク評価を行った。

技術的アプローチ

リスク評価は、リスク分析とリスク評価の全体的プロセスを具現するものである。リスク分析ではプ

プロジェクト情報を系統的に使用することで、可能性のあるCO₂漏洩源を特定し、その確率と規模を予測する。リスク評価では、利害関係者のニーズ、問題意識、懸念を考慮しこれらリスクの容認性を検討する。本プロジェクトで実施されたリスク分析では、重大なプロセスに対する我々の理解を向上するため、貯留システムの性能または挙動の評価に重点を置いた。これらのプロセスは、地中貯留に関連する社会的、経済的および政治的な要因を最終的に考慮する最終フェーズの最終リスク評価の重要な要因となる。地中貯留に関連するリスク評価およびCO₂漏洩の短期的および長期的確率およびそれに起因する影響を最小化するために取り得る是正処置の効果を評価する。同様に重要な点は、このプロセスはCO₂の地中貯留に伴うリスクの存在、性質、形態、規模および容認度についての対話の基礎となることである。

評価の観点からは、システムモデルの2つの主要要素は、地質圏と生物圏である。貯留層を含む地質圏には、すべての地質学、水地質学、石油物理学情報が組み込まれ、システムモデルに同化される。生物圏には、地表から約300mの深度にまで達する、土壌、表面水、大気、この地域で見られる動植物が含まれる。システムの展開または性能に影響を与えるプロセスを特定させるため、一連の特徴、イベント、過程(FEP)のリストを作成した。特徴とは、システムの物理性状である(例:浸透率)、イベントとはシステムに影響を与える離散的なできごと(例:地震)、過程とは、システムにおける物理変化(例:拡散)を特定することである。これらFEPおよびその相互作用の評価が、リスク評価の対象期間中のシステム展開の説明に使用された。

プロジェクト研究者や利害関係者によるFEPのレビューに基づき、基本シナリオおよびいくつかの代替シナリオが作成された。第1フェーズの貯留システム性能のシミュレーションは主に基本シナリオで行われた。

成果および結論

評価テーマが第1フェーズにおける最も困難な部分であった。包括的で決定論的なリスク評価ベースの数値シミュレーションアプローチを使い、商業用EORプロジェクトの終了後5,000年間でCO₂がWeyburn Unitから地質圏や生物圏に移動する可能性をシミュレートした。決定論的な評価を補ったのは、同一システムモデルのより小規模の確率論的な(確率的リスク評価)シミュレーションであり、コンパートメントモデルと分析的手法が用いられた。単一パターンの初期数値シミュレーションの結果は、当初のCO₂原始量の2.7%がEOR後5,000年間の75パターンで移動が予測されるというものであった。そのほとんどは非拘束のMidale貯留層の東部への横方向移動であった。この移動は石油と水相を通じた拡散により行われ、ゆっくりとした帯水層の動きに押されたものである。しかしCO₂は、Midale貯留層を密封する主な無水石膏帽岩の上部に位置する、広域にわたる厚い難透水層であるWatrous層に到達あるいは浸透することはなかった。

初期のシミュレーションでは、坑井とその完全性が貯留層からの漏洩に大きく影響すること、Marlyの浸透性がボアホールからのCO₂漏洩率を支配すること、地質圏内の貯留は上部帯水層ゾーンに約1m/年超の地下水脈があると大きく改善されることも確認された。

プロジェクトにおいて、初期のEOR地域の坑井情報を総合した結果、さまざまな坑井タイプとその移送特性の性能評価研究を行うことができた。硫酸塩による侵食、機械的疲労、炭酸化および浸出を組み込んだセメント劣化モデルにより、坑井のセメント透水係数はほとんどの坑井タイプで $1 \times 10^{-16} \text{ m}^2$ の範囲であることが示された。老朽化した坑井での圧入実績と生産圧力については、モデル予測はEORプロジェクトの寿命内での坑井の封止能力にほとんど影響しないことを示した。

これまでの性能評価研究は、地質的な特性評価研究が到達した結論—Weyburn田の地質的特性は長期的なCO₂の地中貯留に非常に適している—ということを明確に示している。これらの研究は、貯留層を囲む地質圏地域に、効果的にCO₂を固定し生物圏への移動を防ぐことのできる大きな能力があることを強調した。また、性能評価研究によって、Weyburn田では坑井が生物圏への主なCO₂漏洩経路となる可能性があることを明確に特定した。

第1フェーズの結論

第1フェーズは、2004年6月に非常に心強い結果を残して完了した。その結論はCO₂の地中貯留の可能性と安全性の双方を強く支持するものであった。明らかにCO₂貯留は安全にEOR操業に影響を及ぼさずに実施することができる。プロジェクトを代表するあらゆる技術的分野で情報とデータは大きく厚みを増した。本プロジェクトでは、一連の先端監視、検証テクノロジーが開発された。このテクノロジーはCO₂-EORプロジェクトだけでなく世界中の多くのサイトで適用することができる。

第1フェーズは将来EOR事業と共にCO₂地中貯留プロジェクトを行う確固たる政策、規制や運営方法を策定するよい基礎を構築したが、取り組まねばならない課題も示した。最終報告では、多くの重要な課題を示し、それに取り組む「最終フェーズ」のフォローアップを勧告している。さらなる研究を行うことにより、Weyburnで得た知識とテクノロジーは、広範な産業界での実施への移行、および一定の適切な枠組みの中で、CO₂の長期的地中貯留に対する一般市民の信頼と受け容れに活用することができるであろう。

IEA WEYBURN -MIDALE CO₂ 監視および貯留プロジェクト（最終フェーズ）

研究の目的

上記の課題および気候変動に関する政府間パネルのCO₂回収・貯留に関する特別報告書（2005年）で明らかにされた課題に基づき、これら残る技術的課題と主な非技術的問題の取り組みを進めることが合意された。この「IEA GHG Weyburn-Midale CO₂監視および貯留プロジェクト（最終フェーズ）」と呼ばれるフォローアップフェーズには、前述のようにApacheのMidale CO₂-EORプロジェクトが含まれる。Midaleプロジェクトの追加によって、プロジェクト最終フェーズには地質、油田の歴史および運営方法などの差によるさらなる多様性がもたらされる。

予算規模ではほぼ2,000万米ドルの技術的および非技術的なプログラムは以下に示すように作成された。作業は2007年半ばに開始され、2010年に完了する予定である。第1フェーズの参加者の多くがこの最終フェーズにも関与している。それには、カナダ天然資源局、米国エネルギー省、アルバータ州エネルギー研究所、サスカチュワン州産業および資源省、およびカナダ、米国、日本、サウジアラビアおよび豪州のエネルギー関連産業界が含まれる。同様に、多くの第1フェーズに貢献した研究所も再び関わることになる。

以下は、最終フェーズの使命記述書である。IEA GHG Weyburn-Midale CO₂監視および貯留プロジェクト（最終フェーズ）を必要な技術的および運営情報を開発するための「旗艦」として活用し、EORに基づくCO₂地中貯留プロジェクトの規制政策を導く。

WeyburnおよびMidaleの地質環境で開発された監視、検証、リスク評価/管理テクノロジーはさまざまな地質特性を備えた他のサイトに移転可能である。したがってプロジェクトのビジョンは、このテクノロジーがカナダ、米国、その他世界中の多くのCO₂地中貯留プロジェクトの設計、実施、監視、検証に幅広く使用されることを促進することである。プロジェクトは、相当量のCO₂を地中に貯留することで大気中への排出を抑え、大きな環境的利益を生み出す。CO₂EORプロジェクトの開発を促進することは、石油の増産も図ることができ、エネルギー安全保障に寄与する。

A. 技術プログラム

最終フェーズの主な技術的目標は、カナダと米国の予定サイトで安全かつ信頼できるEORベースのCO₂地中貯留プロジェクトを設計、実施するための実用的な技術ガイドとなるベストプラクティス・マニュアルを作成することである。このベストプラクティス・マニュアルは、長期的貯留のリスクとそのリスク軽減のために要求される監視に関する最適な「ハウツー」マニュアルとすべきものである。

ベストプラクティス・マニュアルは、以下の5領域についてプロトコルを提供する。

- 貯留サイトの選別

- 坑井の完全性監視と修復
- 貯留されたCO₂の監視と検証
- 長期的リスク評価およびリスク管理
- 経済的なCO₂貯留能力の最大化

最終フェーズの技術的R&Dプログラムは 5 つの技術テーマにまとめられる。地質的完全性、採掘孔の完全性、貯留監視手法、リスク評価と貯留メカニズム、およびデータの検証と管理である。技術的目標は、長期的貯留リスクと監視要件を判断し、そのようなリスクを軽減することにある。

テーマ 1ー地質的完全性（サイト選別）：

- CO₂地中貯留に適したサイト選別のための確実な手順の開発
- フルサイクルリスク評価およびその他の手段を用いてサイト選別を成功裡に実行するための最低限のデータセットの特定
- 水地質学、地球物理学、地質学のデータセットを統合し、封止における完全性の全体像を作成
- 漏洩と貯留の完全性に関するナチュラルアナログのさらなる研究
- CO₂ と CO₂ を豊富に包含する液体の地質化学的および地質工学的プロセスの地域の貯留層および封止に対する予想される影響のまとめ

テーマ 2ー坑井の完全性：

- 坑井の完全性のパラメータ化の完成
- 適用可能な修復活動一覧の作成
- 現在の坑井廃棄テクノロジー動向を記述し、将来の廃棄要件への影響を説明
- ケースホールダイナミックテストの実施このログはケーシング裏圧力と地層流体圧を試験するのに使用可能未掘削区域では、圧力と移動流体によりCO₂の区域外への移動を調査
- 坑井の完全性と地質工学に関する正常なCO₂EORオペレーションの安全な手法の文書化

テーマ 3ー貯留監視手法：

- CO₂の位置と原始量を定量的に予測する監視技術の精度の特定
- 4-D地震プログラムの分析結果から、継続的監視および検証のために多年度プログラムが適切かどうかを判断
- 地震探査およびその他の監視アプローチの結果の検証および制約条件を明らかにするための定位置経時坑井ロギングの実施
- 受動的地震探査プログラムの継続
- スピナー調査および選択的掘削、コアリング、垂直スリムホールロギングによる予測の検証を行いCO₂の分散を特定
- 定位置経時坑井ロギングの実施により、地震イメージングの較正を行う

テーマ 4ーリスク評価および貯留メカニズム：

- 第 1 フェーズからの完全なフィールドリスク評価を完了ーすべての関連貯留および漏洩メカニズムをモデル化しなければならない
- さまざまな運用シナリオについてリスクレベルを特定
- Weyburn-MidaleシステムにおけるCO₂の最終結末、各貯留/捕捉メカニズムにおける相対的な容量、捕捉されるまでの時間、これらの影響する要因を説明
- Weyburn-Midale貯留層条件下のCO₂ 鉱物固定（鉱化、鉱物捕捉）の促進および加速する方法の研究

テーマ 5ーデータの検証と管理

- Weyburn-MidaleデータセットはPTRCで保存
- 最終フェーズの初期におけるデータの検証は重要なタスク
- CO₂の地中貯留に関する長期的リスク評価の実施に使用するデータ

B. 非技術的プログラム

最終フェーズプログラムでは、その重点を技術的な課題を超えて拡大し、CO₂の地中貯留のより広範な活用を奨励するため、政策立案者および産業界との作業を通じ、長期的地中貯留の適切な規制ガイドラインの作成や一般市民への教育および広報ツールの開発、および適切なビジネス環境の創造を促進する。すなわち、非技術プログラムは、規制問題、コミュニケーションおよび広報、ビジネス環境の3つで構成される。この中では、コミュニケーションと広報の作業プログラムだけが作成され活動中である。その他2つの非技術的分野の作業プログラムはまだこれから詳細に策定されなければならない。

規制の問題

作業では、既存の現行規制枠組みの上に明確で機能的かつ科学的なCO₂地中貯留の規制が存在し得ることを保証することに重点が置かれる。既存のCO₂地中貯留の既存の規制の妥当性の検証と、長期的貯留とガスクレジットの問題およびそれを相殺する会計的問題に取り組む。これには新たに規定されつつある連邦、州、および国際的な温室効果ガス管理計画および報告基準、要件に基づく貯留CO₂の処理が含まれる。

パブリック・コミュニケーションおよび広報

この活動は、温室効果ガスの抑制オプションとしてのCO₂地中貯留を一般に周知する必要性と、技術的発見を非技術的な人々に伝達する必要性に基づいている。特に安全性、貯留完全性、永続性その他の一般市民の懸念事項についてコミュニケーションを図る必要がある。最初に予定されているのは、一般向けのCO₂地中貯留カタログの準備である。

ビジネス環境（財政政策要件）

取り組むべき活動は、誘導的なビジネス環境の設定を促進することである。カナダにおける現在の阻害要因には、大規模かつ経済的なCO₂の供給とインフラストラクチャの欠如、およびCO₂ガスクレジットの換金メカニズムの欠如がある。これらの問題に取り組む。作業には、CO₂貯留プロジェクト用の許容される経済モデルの開発が含まれる。

結論

IEA GHG Weyburn-Midale CO₂監視および貯留プロジェクトは、EORベースのCO₂地中貯留テクノロジーの開発で世界をリードし続けている。

CO₂ EORテクノロジーは、経済性に優れたCO₂貯留オプションとして現在唯一の存在である。正しい政策と規制枠組み、市場および経済条件が整えば、現実的に多くのCO₂-EORプロジェクトを開始することができる。

広範に普及したCO₂地中貯留は、世界がより持続可能なエネルギーの未来を代替エネルギー、再生可能エネルギーテクノロジーとゼロネット排出の化石エネルギーテクノロジーの組み合わせで構築するまで、気候変動の課題と公約を満たすことを可能にする過渡的テクノロジーである。

氏名 : Dr. Frank M. Mourits
Senior Science and Technology Advisor
Office of Energy R&D
Natural Resources Canada
Government of Canada



Dr. Frank Mourits is a Senior Science and Technology Advisor in the Office of Energy R&D of Natural Resources Canada (NRCan), Ottawa, Canada.

As one of Dr. Mourits' key responsibilities, he very recently assumed the position of Project Integrator of the IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project. In this capacity, he is responsible for the coordination of a wide range of project activities. He facilitates the communication between the project sponsors, participates in Steering Committees, and reports and makes recommendations to the lead sponsors on progress, difficulties and potential solutions pertaining to all aspects of the project.

Dr. Mourits is also involved in various clean energy and climate change technology initiatives in Canada and internationally. He has been providing the federal oversight of the Sustainable Development Technology Canada (SDTC) - a \$1-billion foundation, which develops clean energy technologies in Canada. He further coordinates a federal-provincial energy technology working group, which is tasked with developing and implementing collaborative clean energy projects across Canada.

On the international side, Dr. Mourits is Canada's representative on the APEC Expert Group on Clean Fossil Energy (EGCFE) and the Climate Technology Initiative (CTI), two international organizations involved in the transfer of clean energy technologies to the developing world. Much of Dr. Mourits' international activities relates to technology transfer and capacity building in the areas of clean coal and carbon capture and storage.

Prior to his current position, Dr. Mourits was Manager, Climate Change Technologies Initiatives, in the Office of Energy R&D. In this capacity, he was responsible for managing a \$20-million dollar domestic Technology Development and Innovation Program, as well as a \$10-million dollar International Technology Initiative, both of which were aimed at reducing Canada's greenhouse gas emissions.

Before his move to the Office of Energy R&D in 2001, Dr. Mourits was the Senior Coal Specialist in the Minerals and Metals Sector of the same department. In this position, he covered policy issues as well as technological and environmental aspects related to the Canadian domestic and export coal production and utilization chain, with particular emphasis on clean coal technology and climate change issues.

Before moving to NRCan's Head Office in 1995, Dr. Mourits was a Senior Research Scientist, involved in fossil fuel conversion and petroleum recovery research at CANMET, the R&D arm of Natural Resources Canada.

Dr. Mourits joined the Canadian Federal Government in 1989. Before that date, he was a Senior Research Chemist involved in heavy oil emulsion separation research at the Saskatchewan Research Council in Regina, Canada. He was also involved for a number of years in various coal gasification and liquefaction research projects at Saskatchewan Oil and Gas Corporation, Alberta Research Council and Saskatchewan Power Corporation.

Born on 15 May 1945, Dr. Mourits holds B.Sc. and M.Sc. degrees in Physical Chemistry from the University of Amsterdam, The Netherlands, and a Ph.D. degree in Physical Chemistry from the University of Regina, Canada.

役職： カナダ天然資源総局
エネルギー研究・開発室
上級科学技術顧問

フランク・M・モーリッツ博士は、カナダ、オタワ市にあるカナダ天然資源総局(NRCan)、エネルギー研究・開発室の上級科学技術顧問を務めている。

モーリッツ博士は、その主要任務の一つとして、国際エネルギー機関(IEA)温室効果ガスWeyburn-Midale CO₂監視・貯留プロジェクトのプロジェクト統合役の任に最近就いた。この職務では、モーリッツ博士は広範囲のプロジェクト活動の調整にあたる。モーリッツ博士は、プロジェクトスポンサー間のコミュニケーションを促進し、運営委員会に参加し、プロジェクトの全局面に関して進捗状況、問題点そして可能な解決法について主要スポンサーに報告且つ提言をする。

モーリッツ博士は、カナダ国内及び国際的に、様々なクリーン・エネルギーおよび気候変動技術の取り組みにも参画している。モーリッツ博士は、持続可能開発技術カナダ(SDTC)-カナダ国内でクリーン・エネルギー技術を開発する10億ドルの基金 - を連邦政府の立場から管理してきた。モーリッツ博士はさらに、カナダ全土で共同のクリーン・エネルギープロジェクトを構築し、導入する任務を負った連邦・州政府のエネルギー技術作業部会を統合する。

国際的には、モーリッツ博士は、開発途上諸国へのクリーン・エネルギー技術の移転に携わる2つの国際的組織である、APECクリーン化石エネルギーに関する専門家グループ(EGCFE)および気候技術イニシアティブ(CTI)のカナダ代表を務める。モーリッツ博士の国際的活動の多くは、クリーン・コールと炭素固定・回収・貯留の分野での技術移転および能力強化に関わっている。

現職就任前には、モーリッツ博士は、エネルギー研究開発室で、気候変動技術イニシアティブのマネージャーであった。この職務では、2千万ドルに上る国内の技術開発・革新プログラムおよび1千万ドルに上る国際技術イニシアティブを管理する任にあった。両方ともカナダの温室効果ガス排出量の削減を目的とするものであった。

2001年にエネルギー研究開発室へ移動する以前には、モーリッツ博士は同部署の鉱物・金属部門で上級石炭スペシャリストであった。この職務では、カナダ国内および輸出用の石炭生産と利用チェーンに関して政策上の問題と技術且つ環境面を、特にクリーン・コール技術および気候変動問題に重点を置いて取り扱った。

1995年にNRCan本部へ移動する以前は、モーリッツ博士は上級研究科学者で、天然資源カナダの研究開発部門であるCANMETで、化石燃料転換と石油回収研究に従事した。

モーリッツ博士は、1989年カナダ連邦政府職員となった。それ以前は、カナダ、リジャイナ市のサスカチュワン研究委員会で重油エマルジョン分離研究に携わる上級研究化学者であった。モーリッツ博士は、サスカチュワン石油・ガス会社、アルバータ研究委員会及びサスカチュワン電力会社で、多年に渡り様々な石炭ガス化及び液化研究プロジェクトにも従事した。

1945年5月15日生まれ。オランダ、アムステルダム大学で物理化学の理学士号及び理学博士号を取得。カナダ、リジャイナ大学で物理化学博士号を取得。