

## **Pressure Monitoring, Contingency Planning, and Mitigation of Leakage from CO<sub>2</sub> Storage Projects**

Professor Sally M. Benson  
Department of Energy Resources Engineering  
Stanford University  
Stanford, California  
[sembenson@stanford.edu](mailto:sembenson@stanford.edu)

Over the past decade a tremendous amount of experience in saline aquifer storage has been gained through many pilot projects, full-scale demonstrations, laboratory experiments, and numerical simulations. In particular, the U.S. DOE Regional Partnership Program has conducted demonstration projects in saline aquifers using a variety of monitoring techniques – which are key to providing assurance that CO<sub>2</sub> is staying in the intended storage formation. Pressure monitoring, both in the storage reservoir and in shallower aquifers, has been shown to provide reliable information about both brine and CO<sub>2</sub> migration. A review of pressure monitoring in the Regional Partnerships Program is provided, along with results from research related to the interpretation of this data. In particular, methods for identifying and quantifying leakage from the storage reservoir will be discussed.

In the event that leakage is detected, contingency plans and mitigation methods are needed. A strategy for contingency planning is presented, along with a comprehensive assessment of mitigation methods. Numerical simulation of CO<sub>2</sub> leakage and mitigation options in heterogeneous storage reservoirs is presented. These simulations demonstrate that the risks of leakage are greatest during this active injection phase of the project. If leakage is detected, and injection is stopped in the vicinity of the leak, the rate of leakage declines exponentially. Additional intervention methods, particularly the creation of hydraulic barriers, can further reduce leakage rates. Overall, we conclude that methods of mitigating leakage are available. This should provide assurance to policy makers and regulatory agencies overseeing CO<sub>2</sub> storage.

## CO<sub>2</sub>貯留プロジェクトにおける圧力モニタリング、緊急時対応策、漏洩緩和

Professor Sally M. Benson  
Department of Energy Resources Engineering  
Stanford University  
Stanford, California  
[smbenson@stanford.edu](mailto:smbenson@stanford.edu)

過去 10 年間で、多くのパイロットプロジェクトや実規模の実証試験、室内実験および数値シミュレーションを通じて、塩水帯水層貯留に関する非常に多くの経験が得られてきた。とりわけ、米国エネルギー省による地域パートナーシッププログラムでは、塩水帯水層での実証プロジェクトが各種のモニタリング技術を用いて実施されてきた。これらのモニタリング技術は、CO<sub>2</sub>が意図した貯留層に留まっていることを保障する鍵となるものである。貯留層と浅部の帯水層の双方での圧力モニタリングが、塩水と CO<sub>2</sub>の移行について信頼できる情報を提供することが示されてきた。本講演では、地域パートナーシッププログラムにおける圧力モニタリングの概要をこのデータの解釈に関連する研究の結果とともに紹介する。特に貯留層からの漏洩を同定し、定量化する方法を議論する。

万が一漏洩が検出された場合には、緊急時対応計画と緩和手法が必要となってくる。本講演では、緊急時対応計画の戦略を緩和手法の包括的な評価とともに提示する。また、不均質な貯留層における CO<sub>2</sub>漏洩の数値シミュレーションと緩和の選択肢を紹介する。これらのシミュレーションは、漏洩リスクが最も大きいのはプロジェクトの圧入実施フェーズであることを示している。漏洩が検出された場合に、漏洩箇所付近での圧入を停止したならば、漏洩レートは指数関数的に低下する。更なる対応策の実施、特に水理学的な障壁の形成により、漏洩レートをさらに低下させることが可能である。我々は漏洩緩和策が概して利用可能であると結論付けている。これは、CO<sub>2</sub>貯留を監督する政策決定者や規制当局に保証を提供するものに相違ない。