

**DOKTORAND:** Anja Sundal  
**GRAD:** Philosophiae doctor  
**FAKULTET:** Det matematisk-naturvitenskapelige fakultet  
**INSTITUTT:** Institutt for geofag  
**FAGOMRÅDE:** Geologi  
**VEILEDERE:** Per Aagaard, Johan P. Nystuen, Henning Dypvik  
**DISPUTASDATO:** 21. mai 2015

**AVHANDLINGENS TITTEL:** *Geological reservoir characterization for subsurface CO<sub>2</sub> storage: Methodologies for evaluation of reservoir quality and effects of depositional heterogeneities*

**CO<sub>2</sub> lagring er fremhevet som et viktig tiltak for å redusere utslipp. I Norge er det størst lagringspotensiale under havbunnen, i dype sandsteinsakviferer. Geologisk reservoarkarakterisering er helt essensielt for å vurdere lagringskapasitet for CO<sub>2</sub>. Johansen-formasjonen i Nordsjøen er av Oljedirektoratet utpekt som et potensielt lagringsreservoar. I dette studiet presenteres en revidert avsetningsmodell for Johansen-formasjonen basert på nye data og tolkninger. Den geologiske reservoarkarakteriseringen omfatter vurderinger av hvordan observerte heterogeniteter og ulike facies påvirker potensialet for kjemisk og fysisk innfangning av CO<sub>2</sub>. Strømningssimuleringer for ulike, geologiske scenarier viser at det ved injeksjon og lagring av CO<sub>2</sub> i Johansen vil være begrenset, men variabel migrasjon og gode muligheter for trygg, langsiktig lagring av CO<sub>2</sub>. Ved hjelp av geokjemiske simuleringer er det også illustrert hvordan CO<sub>2</sub> løses i vann og kan felles ut som mineraler. Det beskrives hvordan effekten av dette også avhenger av geologisk heterogenitet, med eksempler fra Utsira og Johansen.**

CO<sub>2</sub> capture and storage (CCS) is one of several proposed measures for reduction of anthropogenic greenhouse gas emissions. In Norway, sub-surface, geological storage of CO<sub>2</sub> storage in deep, saline aquifers is the most prospective option, providing some high emission point sources from (onshore) energy plants or (offshore) hydrocarbon production sites. This PhD work includes, among other efforts, a revision of the depositional model for the Early Jurassic Johansen Fm. in the North Sea, which is a CO<sub>2</sub> reservoir candidate nominated by Norwegian authorities.

Integration of recent seismic data, facies distribution maps and petrographic descriptions provide new insights with respect to CO<sub>2</sub> storage capacity in the Johansen Fm. Based on these findings, a geological reservoir characterization is presented, with focus on geological properties that control physical and chemical processes involving CO<sub>2</sub> as a reactive, buoyant fluid. Understanding the relative effect of these trapping mechanisms are important in order to assess the reservoir quality. Hypothetic CO<sub>2</sub> injection in the Johansen Fm. and multiphase fluid flow has been simulated in a suite of scenario models in order to investigate the effect of site-typical geological heterogeneities on fluid distributions and dissolution potentials. Geological heterogeneity introduces alternative migration paths and may enhance immobilization and secure storage of CO<sub>2</sub>. Dissolved CO<sub>2</sub> changes the pH in formation water and geochemical reactions occur. The reactivity of the reservoir depends on

mineralogy, water chemistry, temperature and pressure. In this study, geochemical simulations using data from the Utsira and Johansen formations show that carbonatization potential may vary significantly between facies and due to geological heterogeneity. Precipitation as carbonates is considered the safest long-term trapping mechanism for CO<sub>2</sub>.