

P_{HOTOS}, R_{OCKS} & W_{RITING}



LAGRINGSKAPASITET FOR CO₂

Sammenligning av metoder brukt for estimering av
lagringspotensial for CO₂ i Utsiraformasjonen

Rosalind Waddams
Desember 2008



Statens forurensningstilsyn (SFT)
Postboks 8100 Dep, 0032 Oslo
Besøksadresse: Strømsveien 96

Telefon: 22 57 34 00
Telefaks: 22 67 67 06
E-post: postmottak@sft.no
Internett: www.sft.no

Utførende institusjon Photos Rocks and Writing, org. nr. 982 956 218	Kontaktperson SFT Anne-G Kolstad	ISBN-nummer
--	-------------------------------------	-------------

	Avdeling i SFT	TA-nummer 2456
--	----------------	-------------------

Oppdragstakers prosjektansvarlig Rosalind Waddams	År 2008	Sidetall	SFTs kontraktnummer 400820
--	------------	----------	-------------------------------

Utgiver	Prosjektet er finansiert av
---------	-----------------------------

Forfatter(e) Rosalind Waddams
Tittel - norsk og engelsk Beregning av lagringskapasitet for CO ₂ i saltvannsakviferer i Nordsjøen Calculation of storage capacity for CO ₂ in North Sea saline reservoirs
Sammendrag – summary Rapporten sammenligner og vurderer de forskjellige publiserte tilnærmingsmetoder for estimering av lagringspotensialet for CO ₂ i saltvannsreservoarer i Nordsjøen, med utgangspunkt i Utsiraformasjonen. This report compares and evaluates methods for estimating CO ₂ storage capacity for saline aquifers in the North Sea, with the Utsira Formation as an example.

4 emneord CO ₂ , akvifer, lagring, kapasitet	4 subject words CO ₂ , aquifer, storage, capacity
--	---

Forord

Denne rapporten er utarbeidet på oppdrag fra Statens forurensningstilsyn (SFT).

CO₂-lagringskapasitet er et tema for forskning og undersøkelser både i Norge og internasjonalt. I tilgjengelige rapporter om CO₂ lagring i geologiske formasjoner i Nordsjøen framkommer svært forskjellige tall for lagringskapasitet, noe som kan forklares med at det benyttes forskjellige tilnærminger og metoder.

SFT har ønsket å øke sin kunnskap om hvordan og hvorfor ulike metoder for beregning av lagringskapasitet for CO₂ i Nordsjøen benyttes og hvordan resultatene skal forstås. Det er presisert i oppdraget at det skal fokuseres på Utsiraformasjonen.

Rapporten presenterer en sammenstilling av estimatene for CO₂ lagringskapasitet i Utsiraformasjonen, metodene som er benyttet ved beregningene og en vurdering av metodenes usikkerheter.

Rapporten er basert på et litteraturstudium og diskusjoner med relevante fagmiljøer både i og utenfor Norge. Arbeidet er utført av Rosalind Waddams (Photos Rocks and Writing, org. nr. 982 956 218) i oktober/november 2008.

5. desember 2008

Rosalind Waddams

Geologisk rådgiver

Innhold

1.	Sammendrag	4
2.	Innledning	6
3.	Geologisk lagring av CO₂	7
3.1	Saltvannsakviferer	8
3.1.1	Utsiraformasjonen	8
4.	Prinsipper for lagring av CO₂ i saltvannsreservoarer.....	10
4.1	Erfaringer fra Sleipnerprosjektet.....	13
5.	Metoder for beregning av lagringskapasitet i saltvannsreservoarer	14
5.1	Regionale lagringskapasitetsberegninger basert på bulkvolum	15
5.2	Regionale lagringskapasitetsberegninger basert på fellevolumer	16
5.3	Lagringskapasitetsberegninger basert på reservoarsimuleringer	18
5.4	Teknisk-økonomisk pyramide konsept for CO ₂ lagringskapasitet.....	20
6.	Konklusjoner	22
7.	Utvalgte referanser.....	23

1. Sammendrag

CO₂-lagringskapasitet er et aktuelt tema for forskning og undersøkelser både i Norge og internasjonalt. I de mange publiserte rapportene om dette emnet er det angitt svært forskjellige estimater for lagringskapasiteten for CO₂ i geologiske formasjoner i Nordsjøen. Estimatenes er basert på forskjellige tilnærminger og metoder.

Målet med denne rapporten er å sammenligne beregningsmetoder og resultater for lagringskapasitet i saltvannsreservoarer med utgangspunkt i Utsiraformasjonen i Nordsjøen, samt å oppsummere dagens kunnskap på en kortfattet måte.

Rapporten inneholder en gjennomgang av prinsipper for geologisk lagring av CO₂, en beskrivelse av saltvannsreservoarer og Utsiraformasjonen, metoder for beregning av lagringskapasitet i et åpent saltvannsreservoar og en sammenstilling av publiserte resultater med en kort diskusjon rundt disse.

I litteraturen er det brukt tre hovedmetoder for å beregne CO₂ lagringskapasitet i et åpent saltvannsreservoar:

1. Beregning av porevolumet for hele formasjonen korrigert med en effektivitetsfaktor som skal ta høyde for variasjoner i reservoaregenskaper, CO₂ tetthet og fellegeometrier over et stort område, 25 000 km² i tilfellet Utsiraformasjonen. Dette kan være verdifullt for å sammenligne forskjellige reservoarer, men blir nødvendigvis svært unøyaktig og teoretisk i forhold til absolutte verdier for formasjonens lagringskapasitet.
2. Beregning av lagringskapasitet for enkelte feller i formasjonen og summere disse for å beregne lagringskapasitet for hele formasjonen.
3. Beregning av lagringskapasitet basert på reservoarsimulering av injisering av CO₂ gjennom et forhåndsbestemt antall brønner.

Selv om CO₂ teoretisk kan lagres i hele Utsiraformasjonen er det trolig mest hensiktsmessig å fokusere på enkeltstrukturene i formasjonen, ikke bare fordi anslagene er mer nøyaktige, men også fordi det er urealistisk å dekke 25 000 km² med injeksjonsbrønner. Dermed er kapasitet basert på tetthet av strukturer innen Utsiraformasjonen, en bedre indikasjon på den effektive lagringskapasiteten. Imidlertid er lagringskapasitetsestimater for feller innen Utsiraformasjonen (250 – 8 500 Mt CO₂) kun basert på grove antagelser når det gjelder størrelser og tetthet av strukturer.

Estimater av praktisk lagringskapasitet for hele Utsiraformasjonen, der tekniske, juridiske, økonomiske hensyn og begrensninger relatert til infrastruktur er tatt i betraktning, krever langt mer data. Imidlertid viser reservoarsimuleringer av et mindre område av den sørlige Utsiraformasjonen at lagringskapasiteten er tilstrekkelig for det samlede utslipp av CO₂ fra kraftverkene på Mongstad og Kårstø.

I tillegg til rapportene som er gjennomgått, er det etablert kontakt med flere forskere som har deltatt i aktuelle, nye prosjekter, blant annet Erik Lindeberg (SINTEF), Odd Magne Mathiassen (OD), Reidar Bøe (NGU), Sam Holloway ved British Geological Survey (BGS) og Susan Hovorka ved Bureau of Economic Geology, Texas (BEG). Forskningsfronten, representert med bidrag til 'The 9th International Conference on Greenhouse Gas Technologies' holdt i Washington DC fra 16. – 20. november 2008 er også tatt med i vurderingsgrunnlaget.

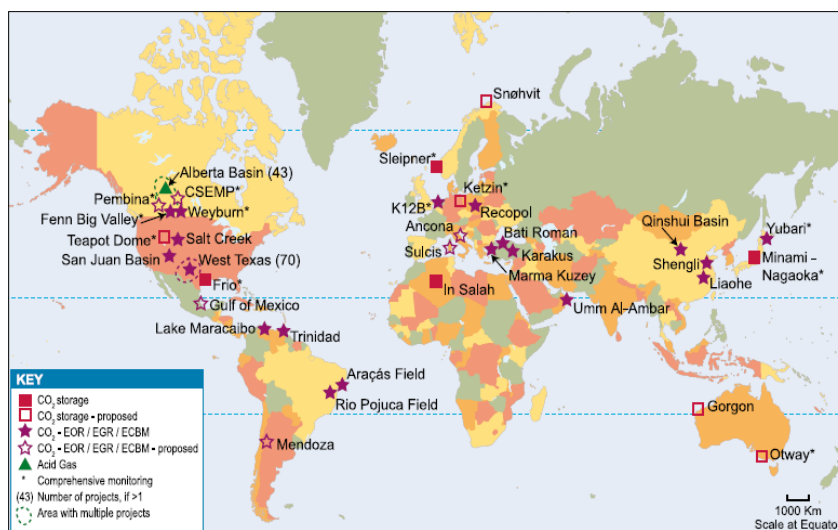
Rapporten er utarbeidet av Rosalind Waddams som er utforskningsgeolog med lang erfaring fra petroleumsindustrien. Injeksjon av CO₂ i dype geologiske formasjoner foregår ved bruk av teknologier som er utviklet for petroleumsutvinning. Brønntechnologi, injeksjonsteknologi, reservoarsimulering og overvåkningsmetoder kan tilpasses og anvendes for geologisk lagring av CO₂. Ressurvaluering er en viktig del av en petroleumsgeologs arbeid, og evaluering av lagringskapasitet er en lignende prosess.

2. Innledning

Geologisk oppsamling av CO₂ i jordens skorpe er en naturlig prosess som har foregått i mange hundre millioner år. CO₂ er dannet ved biologisk og vulkansk aktivitet og ved kjemiske reaksjoner mellom bergarter og væsker. CO₂ er eksempelvis lagret i kalkstein, og finnes oppløst i vann eller som gass. Undergrunnsoppsamling av ren eller blandet CO₂ gass i strukturelle eller stratigrafiske feller av reservoarbergarter er et naturlig geologisk fenomen, for eksempel i Natuna-gassfeltet i Indonesia og In Salah-feltet i Algerie. Sleipnerfeltet i Nordsjøen produserer gass som inneholder 9 % CO₂.

Injeksjon av CO₂ i geologiske formasjoner ble først utført i Texas i 1970-årene. Prosjekter for økt oljeutvinning (EOR), der CO₂ blir injisert i reservoarbergarter for å øke utvinnbare reserver, er utført i flere tiår. Disse prosjektene gir verdifull erfaring når det gjelder lagring av CO₂. Større forskningsprogrammer som omhandler CO₂ fangst og lagring (Carbon Capture and Storage, CCS) er foretatt i Europa, USA, Canada, Japan og Australia og en god del informasjon er samlet fra de første lagringsprosjektene ved Sleipnerfeltet i Nordsjøen (1 Mt/år siden 1996), Weyburn i Canada (1.8 Mt/år siden 2000), og In Salah i Algerie (1 Mt/år siden 2004). Figur 1 viser den geografiske fordelingen av ulike igangsatte eller planlagte CCS prosjekter. Flere internasjonale institusjoner er etablert i de senere år for å utvikle teknologisk kunnskap og en forståelse av problemstillingene forbundet med lagring av CO₂ i undergrunnen. Disse inkluderer IEA-GHG, IPCC, CO₂Geonet¹, i tillegg til forskningsprosjekter som foretas av oljeselskapene (bl.a. StatoilHydro, ExxonMobil, BP og Total) og forskningsinstitusjoner (f.eks. SINTEF, CICERO, BGS, DTI, GEUS, IFP, NGU, BEG, DOE).

Injeksjon av CO₂ i dype geologiske formasjoner bruker teknologier som er utviklet for petroleumsindustrien. Brønnteknologi, injeksjonsteknologi, reservoarsimulering og overvåkningsmetoder kan tilpasses geologisk lagring av CO₂. Utover konvensjonell olje- og gassteknologi, kan andre vellykkede injeksjonsprosjekter fra andre land som bl.a. syreholdig gassdeponering, dyp injeksjon av flytende avfall og injeksjon av saltvann fra oljeutvinningsvirksomhet gi nyttig informasjon om langsiktig lagring av CO₂. Erfaringer og forskning hittil tyder på at minst 99 % av CO₂ injisert i utvalgte områder vil kunne lagres i minst ett tusen år.



Figur 1: Pågående eller planlagte CO₂ lagringsprosjekter(IPCC 2005)

¹ European Research Network of Excellence on Geological CO₂ Storage

3. Geologisk lagring av CO₂

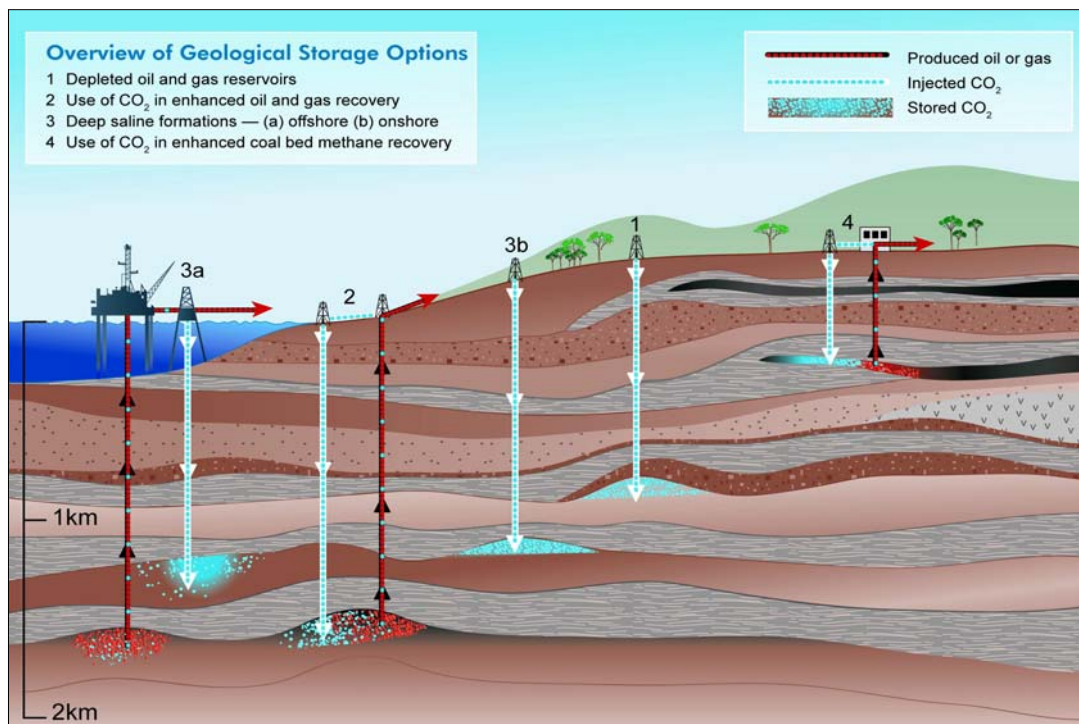
Reservoarene for CO₂ lagring må oppfylle flere kriterier:

- tilstrekkelig porøsitet, permeabilitet og lagringskapasitet,
- tilstedeværelse av en forseglingsbergart,
- tilstedeværelse av stratigrafisk eller strukturelle feller slik at CO₂ ikke lekker til overflaten,
- reservoaret må vanligvis ligge dypere enn 800 m under havoverflaten, ved gjennomsnittstemperatur og trykk, for å sikre at CO₂ lagres som en væske. Imidlertid viser de nyeste forskningsresultatene at CO₂ kan lagres inntil 500 m under havoverflaten i Utsiraformasjonen, mye grunnere enn tidligere antatt, pga trykk og temperaturforandringer assosiert med de regionale glisiale prosessene.

Figur 2 viser hovedmulighetene for lagring av store mengder CO₂:

- ferdigproduserte eller produserende olje- og gassfelt der lagringsparametre er godt kjente fra hydrokarbonutvinning,
- saltvannsreservoarer som strekker seg over store områder,
- uproduserbare kullreservoarer – her trenges mer forskning for å undersøke injeksjonsteknikker inn i reservoarsoner med lav permeabilitet.

I tillegg er basalt og skifer mulige lagringsreservoarer, men disse er uaktuelle i norsk sammenheng fordi langt bedre egnete sandsteinsreservoarer er lett tilgjengelige.

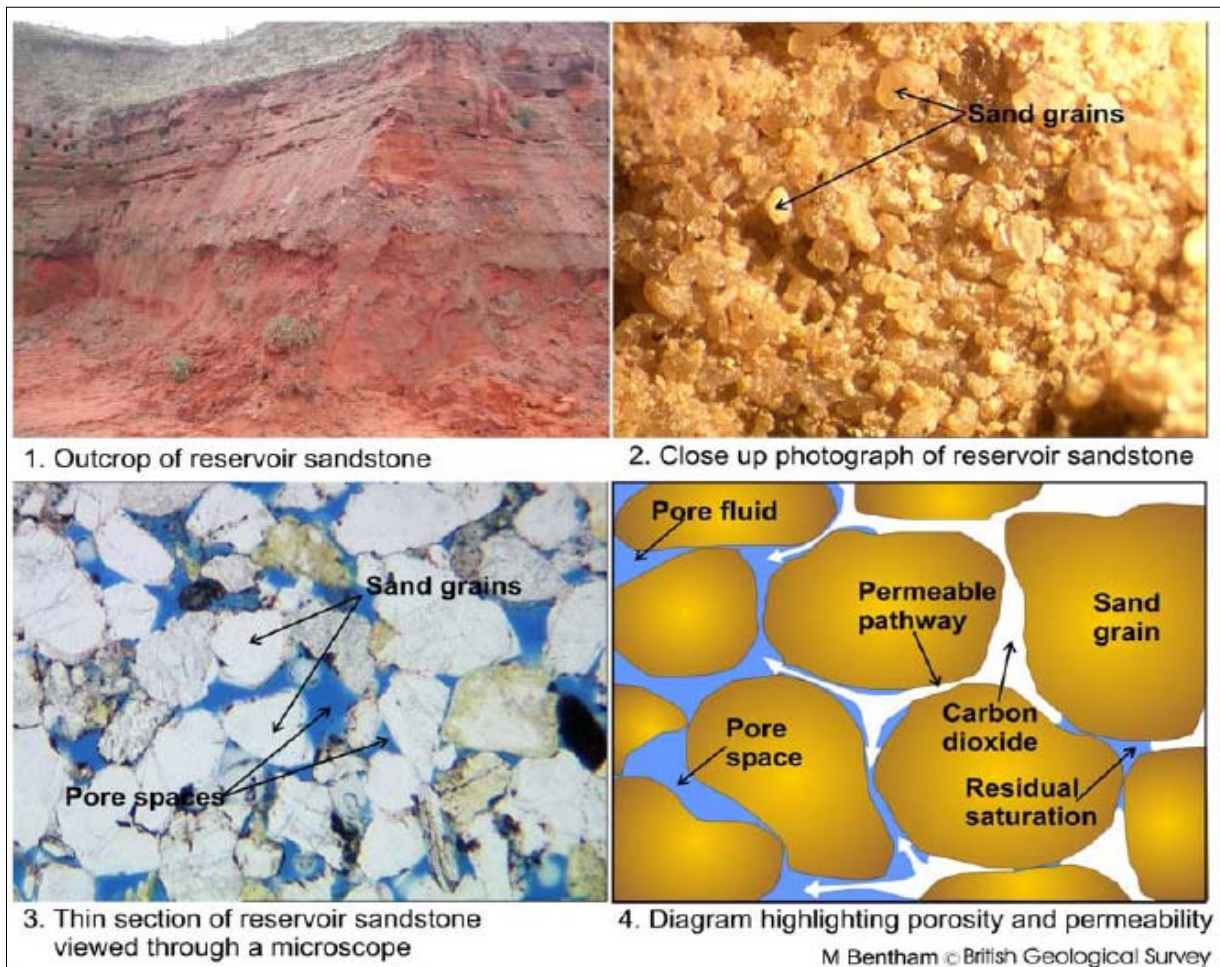


Figur 2: Geologiske lagringsmuligheter: 1. Produserte olje- og gassreservoarer, 2. Bruk av CO₂ i økt olje utvinningsprosjekter, 3. Saltvannsreservoarer, 4. Bruk av CO₂ i økt utvinning av metan fra kull (IPCC 2005)

Denne rapporten fokuserer på saltvannsreservoarer, med utgangspunkt i Utsiraformasjonen på norsk kontinentalsokkel. Dette reservoaret kan ha betydelig potensial for lagring av CO₂.

3.1 Saltvannsakviferer

Akviferer er porøse og permeable² reservoarbergarter som kan lagre og transportere vann. Figur 3 viser en typisk sandsteinsakvifer – Sherwoodsandsteinen, utbredt i det sørlige England. Den røde bergarten er sandsteinen som er overlagret av en grå leirstein. Ved mikroskopisk inspeksjon ser vi at sandsteinen består av enkelte sandkorn som er bundet sammen av mineralsk sement. Sementen fyller imidlertid bare en del av plassen mellom kornene – resten er fylt med væske og utgjør bergartens porøsitet.



Figur 3: Eksempel på et typisk sandsteinsreservoar: 1. bloting av reservoarsandsteinen 2. Nærbilde av reservoarsandsteinen 3. Tynnsnip av reservoarsandsteinen sett gjennom mikroskop 4. Skjematisk diagram som viser porøsitet og permeabilitet (Holloway et al. 2006)

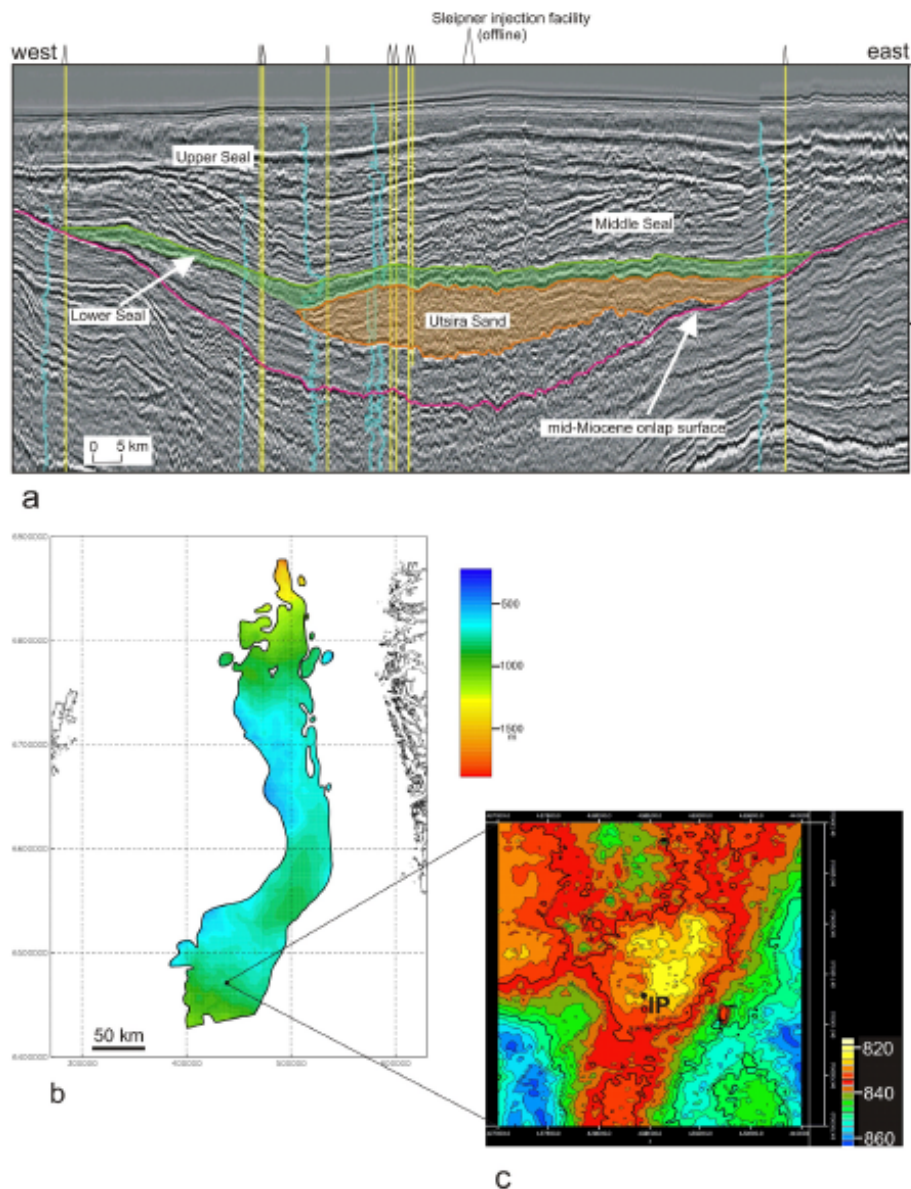
3.1.1 Utsiraformasjonen

Utsiraformasjonen er av miocen til tidlig pliocen alder (ca. 5 – 10 millioner år gammel) og danner en kontinuerlig opp til 300 m tykk sandsteinskile i Vikinggrabenen mellom 58° og 62° N. Den er overlagret av en 500 til 1500 m tykk marin leirstein tilhørende Nordlandsgruppen. Formasjonen har en utstrekning på ca. 470 km fra nord til syd og inntil 100 km fra øst til vest. Formasjonen tynner mot fastlandet og kiler til slutt ut ca. 60 til 70 km fra den norske kysten. Formasjonens overflate er svakt bølget, med dybde under havbunnen varierende fra 550 m til

² Permeabilitet: Gjennomstrømmingsevne av en reservoarbergart, måleenhet Darcy

1500 m. Bunnen av formasjonen er karakterisert av tallrike hauger, tolket som leirdiapirer. Leirdiapirene finnes sammen med lokale reversforkastninger, men disse har ingen virkning på den øvre delen av formasjonen som utgjør den aktuelle enheten for gasslagring.

Utsiraformasjonen består av en rekke stabile sandsteinsenheter med tynne skillelag av leirstein. Sandsteinen er klar, hvit, med fin til veldig fin kornstørrelse. Netto/brutto verdier³ varierer fra 0,7 til 1,0. På petrofysiske logger viser formasjonen en skarp topp og bunn. I Sleipnerområdet skiller en 6 til 7 m leirstein den øverste sandsteinen fra hoveddelen av reservoaret. Porøsitetsestimater basert på mikroskopiske undersøkelser varierer fra 27 % til 31 %, lokalt opp til 42 %, mens målinger av kjerneporøsiteter gir fra 35 % til 42,5 %. Disse verdiene stemmer overens med regionale estimater fra de petrofysiske loggene. Permeabiliteten varierer fra 1 til 3 darcies. Formasjonen er i så måte en usedvanlig god reservoarenhet.

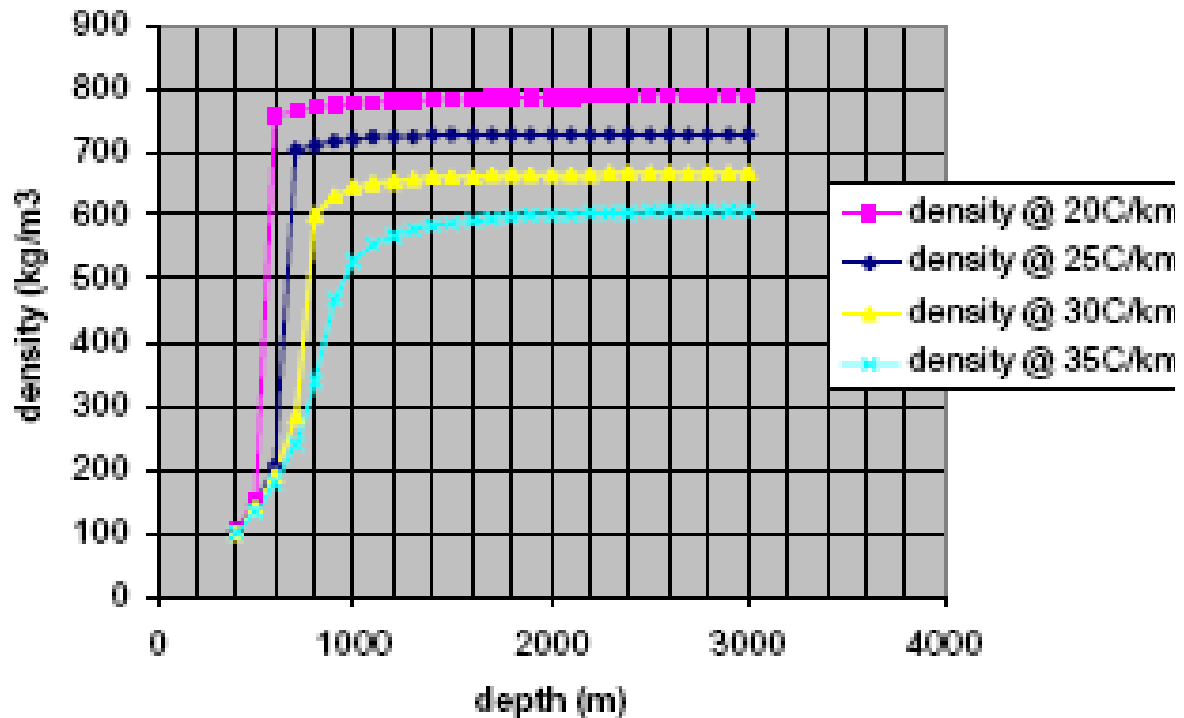


Figur 4: Utsiraformasjon: a. Seismisk tverrsnitt, b. Struktur-dybdekart over Topp Utsiraformasjon, c. Struktur dybde-kart, Topp Utsiraformasjon, Sleipnerområdet (Chadwick et al. 2008)

³ Netto/brutto: andel akseptabel reservoarsandstein i den totale Utsiraformasjonen.

4. Prinsipper for lagring av CO₂ i saltvannsreservoarer

Etter at CO₂ er fanget og separert, blir gassen dehydrert og komprimert for å effektivisere transport og lagring. Dehydrering er viktig for å unngå korrosjon og dannelse av krystallhydrater. CO₂ blir injisert under trykk høyere enn porevæsketrykket i reservoaret. Antall injeksjonsbrønner er avhengig av CO₂ volumet, tykkelse og permeabilitet i reservoaret, og type brønn.

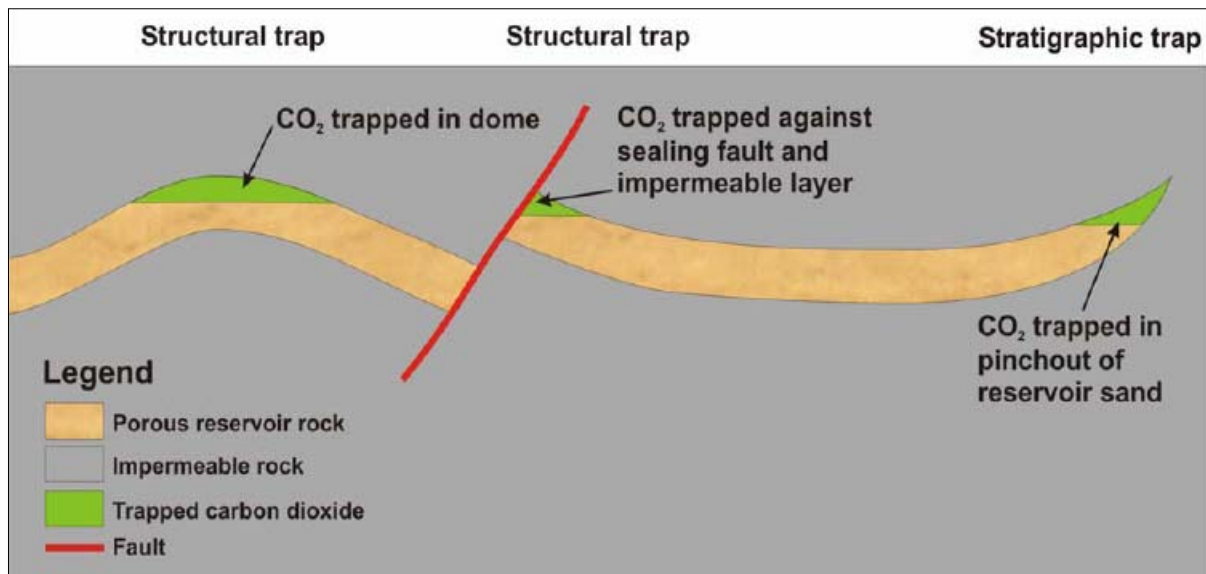


Figur 5: Variasjon i CO₂ tetthet med dybde ved forskjellige geotermiske gradienter (Holloway et al. 2006)

CO₂-lagringskapasitet avhenger ikke bare av egenskapene til selve reservoaret, men også av grensene til reservoaret. Kun begrensede mengder CO₂ kan injiseres i et lite reservoar med vannfylt porøsitet som også er forseglet av uelastiske grenser. Den eneste tilgjengelig lagringsplass i dette tilfelle må dannes ved komprimering av væske og stein. Lagring av store mengder av CO₂ forutsetter at en betydelig andel av porevæsken kan fortrenses, enten ved produksjon av olje, gass eller vann, eller ved migrasjon av grunnvann inn i tilstøtende formasjoner, mot havbunnen eller til overflaten. Interne barrierer som kan dele reservoaret, for eksempel skiferlag eller forkastninger, har innvirkning på flyt og lagring av CO₂ i reservoaret.

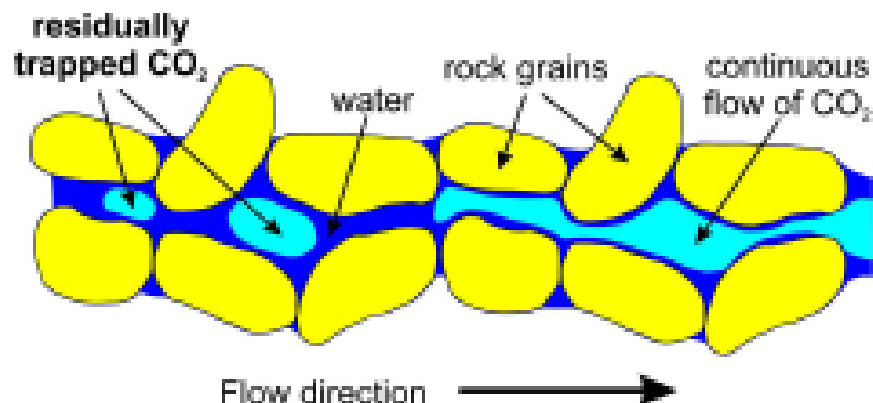
Når CO₂ blir injisert inn i et reservoar, strømmer den i bergartens porerom som allerede er fylt med saltvann. Følgende mekanismer begynner å operere:

1. Lagring i strukturelle eller stratigrafiske feller: Komprimert CO₂ er lettere enn vann og stiger dermed mot overflaten. Denne migrasjonen vil stanse når CO₂ hindres av en overliggende barriere, for eksempel et leirlag. Strukturelle feller omfatter domer eller antiklinaler dannet ved tektoniske bevegelser, mens stratigrafiske feller er resultatet av de opprinnelige avsetningsmekanismene.



Figur 6: Typiske strukturelle og stratigrafiske feller (Holloway et al. 2006)

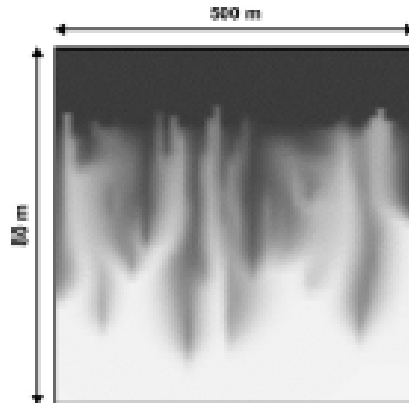
2. Immobilisering av CO₂ i mindre porer (residualmetning), der kapillærprosesser og absorpsjon på mineraloverflatene innenfor bergartsmatriksen binder noen få prosent av den injiserte CO₂ langs migrasjonsveien.



Figur 7: Immobilisering av CO₂ i mindre porer der kapillære prosesser og adsorpsjon binder CO₂ langs migrasjonsveien (CO₂CRC 2008)

3. Oppløsning av injisert CO₂ i reservoarets porevæske: En mindre andel av den injiserte CO₂ løses opp i den tilstedeværende porevæsken. CO₂-rik væske er tyngre enn saltvann og synker dermed mot bunnen av reservoaret. Andel CO₂ som oppløses er avhengig av porevæskens sammensetning og konsentrasjon. Det er kontinuerlig bevegelse i kontakten mellom saltvannsporevæske og CO₂ siden ren CO₂ stiger

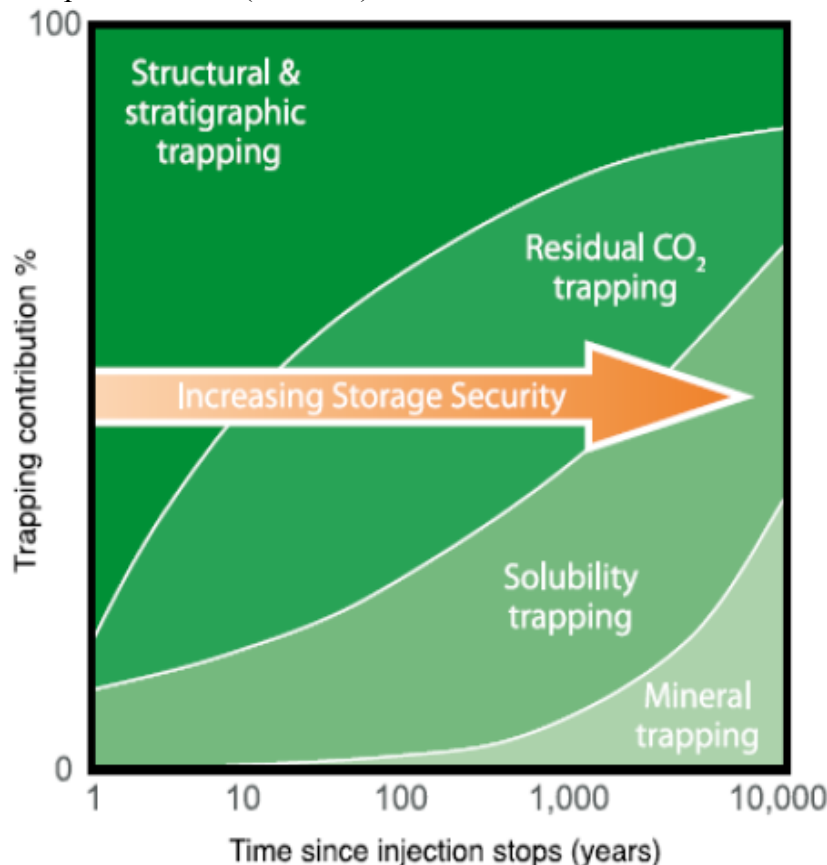
oppover, og CO₂ oppløsningen synker nedover i reservoaret. Disse prosessene er langsomme og fortsetter over lang tid. På Sleipnerfeltet er det anslått at 15 % av den injiserte CO₂ er oppløst i porevæsken etter 10 år.



Figur 8: Numerisk simulering av konveksjonsblanding av CO₂ (grå farger) og saltvann (hvit). Kv/kh = 0,01, etter 14 400 år (Ennis-King & Paterson 2005)

4. Geokjemisk lagring, der oppløst CO₂ reagerer med mineraler og porevæske og danner, for eksempel, karbonatmineraler og bikarbonationer. Denne prosessen tar lang tid, og for Sleipnerprosjektet anslås at kun 5 % av injiserte CO₂ vil være mineraliserte, mens 95 % vil fortsatt være i oppløsning etter 10 000 år (CO₂Geonet).

Den strukturelle/stratigrafiske fellemekanisme er ansett som den volummessig viktigste ved injeksjon av CO₂, og det er den som danner grunnlaget for beregninger av lagringskapasitet for åpne akviferer (se under). Over tid blir de andre mekanismer mer viktige (Figur 9).

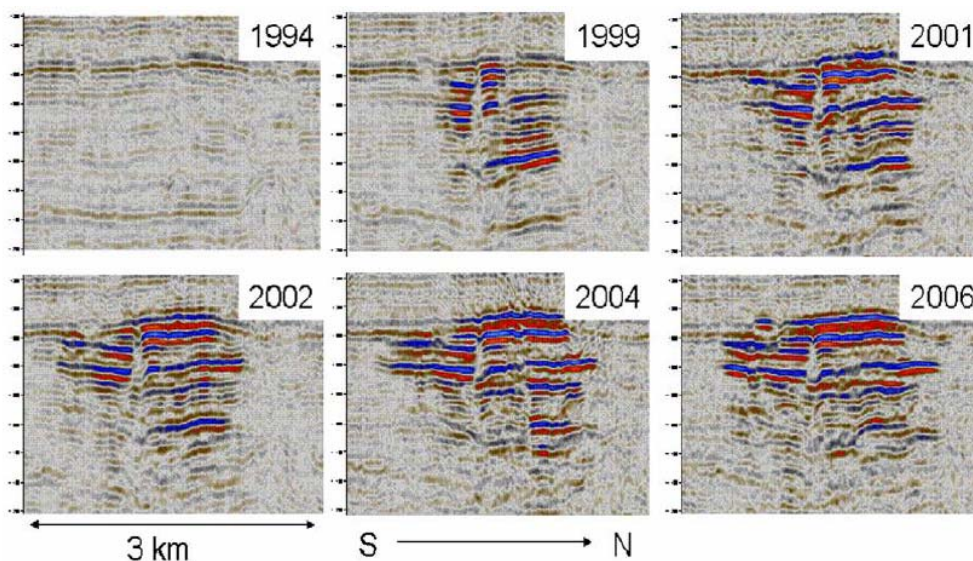


Figur 9: Forandring i CO₂ lagringsmekanismer med tid (IPCC, 2005)

4.1 Erfaringer fra Sleipnerprosjektet

Sleipnerfeltene produserer gass med høyt innhold av CO₂ fra jurassiske og kenozoiske reservoarer. CO₂ blir separert på gassbehandlingsplattformen Sleipner T, og har siden 1996 blitt reinjisert i Utsiraformasjonen.

Seismiske overvåking viser at 2/3 av den injiserte CO₂ ikke har nådd toppen av reservoaret, men er spredt i flere forskjellige lag, hvert lag forseglet av et overliggende leirlag. Lagene har forbindelse gjennom en sentral tilførselskanal som kan sees som en vertikal anomali på de seismiske data (Figur 10). Oppsamlingen av CO₂ under formasjonens strukturelle spillpunkt er tolket til å være resultat av mini-feller, kapillær strømningsmotstand og residuell oppsamling. Omlag 40 % av gassen som har gått inn i poresystemene vil forbli som residuelt oppfanget CO₂ og en ukjent fraksjon vil tilslutt migrere mot toppen av strukturen.



Figur 10: Seismisk data fra Utsiraformasjonen. Sterke amplituder viser tilstedeværelse av injisert CO₂ (Hermanrud et al. i trykk)

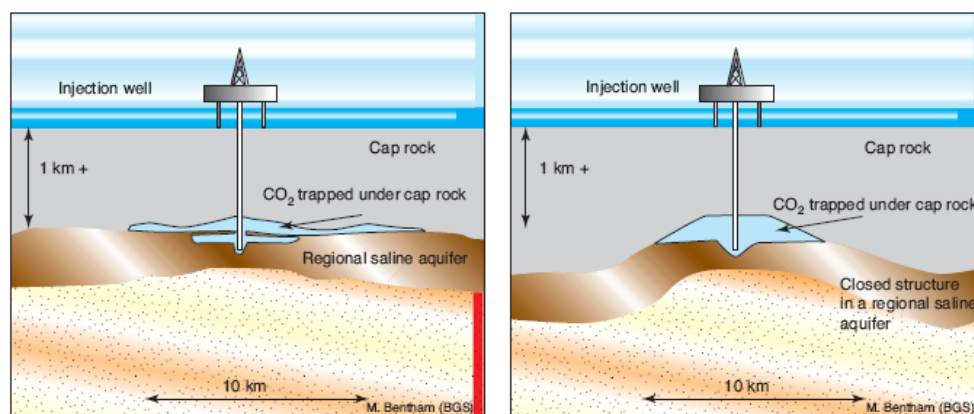
5. Metoder for beregning av lagringskapasitet i saltvannsreservoarer

Parametre som bestemmer lagringskapasiteten til en akvifer er, blant annet:

- Lukket eller åpen akvifer
- Trykkgimet i reservoaret
- Forseglingsegenskaper av kappebergarten (takbergarten)
- Temperaturgradient
- Saltinnhold av porevæsken

Reservoarstruktur, både lokalt og regionalt, har stor innflytelse på lagringskapasiteten av reservoaret. Det er en stor forskjell i lagringskapasitet mellom åpne og lukkede akviferer (Figur 11):

- En åpen akvifer tillater migrasjon av CO₂ lateralt uten hindring. Injisert CO₂ migrerer oppover inntil den treffer en akvitard eller forseglingsbergart og så sprer den seg utover under kappebergarten. CO₂ fortrenger eksisterende porevæske som migrerer lateralt eller blir produsert. Det er viktig å vite struktureringen av topp reservoarnivået slik at mulige lekkasjepunkter som forkastninger og områder med dårlige forseglingsegenskaper, kan identifiseres.
- En lukket akvifer kan bestå av en strukturell lukning der CO₂ er lagret innen et definert volum omgitt av eksempelvis forkastninger som begrenser bevegelse av CO₂ innen reservoaret. Lagringskapasitet er begrenset til kompressibiliteten av bergarten og porevæsken. Den vertikale kolonnen av CO₂ kan bygge opp et meget høyt trykk under forseglingsbergarten, og dermed er det risiko for sprekke dannelse i kappebergarten og lekkasje av CO₂ til overflaten. Geometrien av den strukturelle lukningen er også viktig for kartleggingen av migrasjonsveier, både for fri CO₂ og CO₂ oppløst i porevannet.



Figur 11: Åpen regional saltvannsakvifer og lokal lukket struktur innen en regional saltvannsakvifer (Bentham & Kirby 2005)

5.1 Regionale lagringskapasitetsberegninger basert på bulkvolum

Beregningsmetoder og anslag for CO₂ lagringskapasitet for saltvannsreservoarer i Nordsjøen er beskrevet blant annet, av Bøe *et al.* 2002, og Element Energy *et al.* (2008), Chadwick *et al.* (2008) og Vangkilde-Pedersen *et al.* (2008). I alle disse publikasjoner er det generell enighet om metoden for beregning av lagringskapasitet for en åpen saltvannsakvifer. Lagringskapasiteten er proporsjonal med det totale porevolumet i reservoaret:

$$Q = a \cdot h \cdot N/G \cdot \phi \cdot \rho_{\text{CO}_2} \cdot E$$

Q = Lagringskapasitet

a = Utstrekning (areal) av reservoarformasjonen (km²)

h = brutto reservoartykkelse (m)

N/G = gjennomsnitts netto/brutto reservoar

φ = gjennomsnitts effektivt porøsitet

ρ CO₂ = tetthet av CO₂ ved reservoartemperatur og trykk

E = lagringseffektivitetsfaktor

Porevolumet er definert som teoretisk lagringskapasitet. For å finne den effektive lagringskapasiteten anvendes en lagringseffektivitetsfaktor, E. Lagringseffektivitetsfaktoren omfatter de samlede effektene av felleheterogenitet, CO₂ oppdrift og feie-effektivitet⁴ og representerer forholdet mellom volumet inntatt av CO₂ og det totale porevolumet.

Lagringseffektivitetsfaktorer for grove estimater av den regionale kapasiteten av et åpent akvifer varierer fra <1 % til 6 % (Tabell 1).

For Utsiraformasjonen er følgende verdier, basert på analyser fra Sleipnerprosjektet, brukt i regionale beregninger (Bøe *et al.* 2002):

$$a = 25\,000 \text{ km}^2$$

$$h = 150 \text{ m}$$

$$N/G = 0,7$$

$$\phi = 35 \%$$

$$\rho_{\text{CO}_2} = 769 \text{ kg/m}^3$$

$$Q \text{ Mt CO}_2 = 25\,000 \text{ km}^2 \cdot 150 \text{ m} \cdot 0,7 \cdot 0,35 \cdot 769 \text{ kg/m}^3 \cdot (E = 1\% - 6\%) \cdot 1\,000$$

Dermed varierer anslag for effektiv lagringskapasitet av hele Utsiraformasjonen fra 7 060 til 42 350 Mt CO₂. Vangkilde-Pedersen *et al.* (2008) foreslår en effektiv lagrings effektivitets faktor av 2 % basert på DOE⁵s arbeid der Monte Carlo simuleringer gir P50 verdier av mellom 1,8 og 2,2 %. Dermed blir lagringskapasitet for Utsiraformasjonen 14 350 Mt CO₂.

⁴ Feie-effektivitet: et anslag over effektiviteten av en økt utvinningsprosess som er avhengig av reservoarvolumen i faktisk kontakt med den injiserte væsken (Schlumberger Oilfield Glossary)

⁵ DOE: Department of Energy, USA

5.2 Regionale lagringskapasitetsberegninger basert på fellelvolumer

Imidlertid er beregninger av bulkvolum kun brukt for å antyde lagringskapasiteten av saltvannsreservoarer regionalt. Reservoaregenskaper er ekstrapolert over store områder, og valg av lagringseffektivitetsfaktor er subjektivt med store utslag på kapasitetsberegninger. Kun en del av et saltvannsreservoar vil kunne utnyttes til lagring av CO₂ pga tekniske eller økonomiske begrensninger, for eksempel plassering og tetthet av injeksjonsbrønner. Der individuelle feller er kartlagte er det mer interessant å vurdere lagringskapasitet for et saltvannsreservoar ved å summere lagringskapasitet for individuelle kartlagte feller.

$$Q = a \cdot h \cdot N/G \cdot \phi \cdot \rho_{\text{CO}_2} \cdot E$$

Q = Lagringskapasitet

a = Utstrekning (areal) av reservoarformasjonen i fellen (km²)

h = brutto reservoartykkelse i fellen (m)

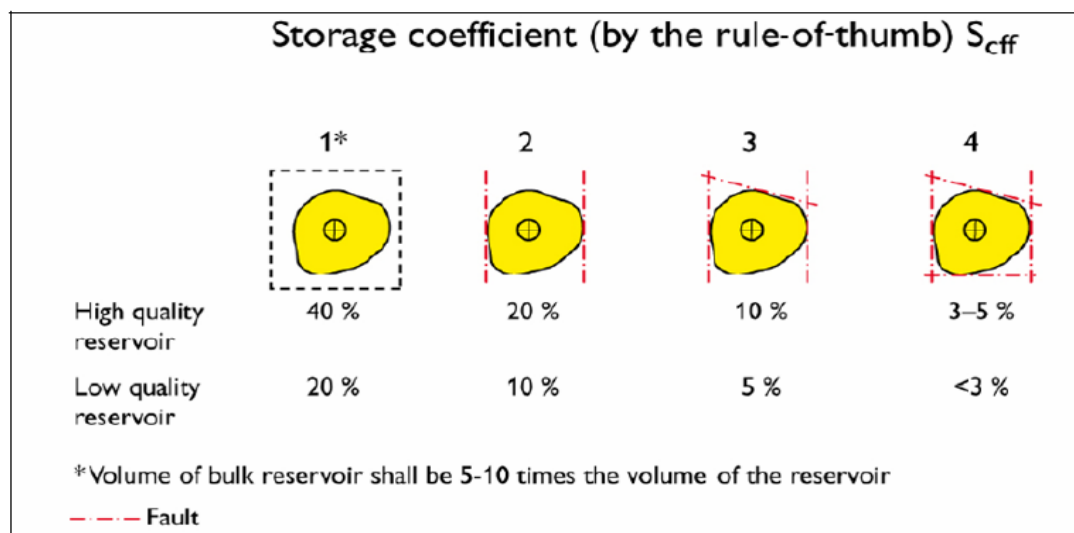
N/G = gjennomsnitts netto/brutto reservoar i fellen

ϕ = gjennomsnitts effektivt porøsitet i fellen

ρ_{CO_2} = tetthet av CO₂ ved reservoartemperatur og trykk

E = lagringseffektivitetsfaktor

Det er stor variasjon i valg av lagringseffektivitetsfaktor for kartlagte feller. Eksempelvis er det i Bøe *et al.* (2002) benyttet en E-faktor på 4 %, mens Holloway *et al.* (2006) velger 40 % for kartlagte feller innen Bunter Sandstone, offshore UK. Valg av E er diskutert i detalj i Vangkilde-Pedersen *et al.* (2008), som foreslår bruk av en standardisert tabell (Figur 12) med en glideskala som tillater et spekter av åpne og lukkede akviferer i tillegg til en rangering av gode til dårlige reservoarer. Blant forskere innen feltet er det stort sett enighet om at lagringseffektivitetsfaktoren er betydelig høyere for en struktur innen en åpen akvifer enn for akviferen som helhet. Dette fordi CO₂ vil stige til den høyeste punktet innen strukturen og gradvis fortrenge porevæsken, istedenfor å migrere gjennom et svakt bølgende sandsteinslag.



Figur 12: Valg av kapasitetslagringsfaktor for åpne eller delvis lukkede akviferer (Vangkilde-Pedersen *et al.* 2008)

Kartlegging av Sleipnerstrukturen indikerer at akviferen er åpen uten betydelige forkastninger som begrenser væskeflyt. Denne konklusjonen er underbygget av 4D seismisk overvåking i de

ti årene siden prosjektet startet. Mengden av injisert CO₂ er imidlertid minimal i forhold til akviferstørrelsen og gir ingen indikasjon på lagringskapasiteten til strukturen. Egenskapene av Utsiraformasjonen i området rundt injeksjonsbrønnen indikerer at en lagringseffektivitetsfaktor på 40 % er mulig.

Ved å bruke dette tallet for feller for hele Utsiraformasjonen, og med parametre listet i Bøe *et al.* (2002) – d.v.s. 3 % av akvifervolumet forekommer i feller, og parametre som brukt i bulkvolum beregninger over:

$$\begin{aligned} a &= 25\,000 \text{ km}^2 \\ h &= 150 \text{ m} \\ N/G &= 0,7 \\ \phi &= 35 \% \\ \rho \text{ CO}_2 &= 769 \text{ kg/m}^3 \end{aligned}$$

får vi en total lagringskapasitet i feller i Utsiraformasjonen av 8 471 Mt CO₂. Det er mange ukjente forhold og usikkerheter knyttet til dette estimatet, for eksempel er det helt umulig å anslå prosent av akvifervolumet som forekommer i feller eller antall feller som kan nås fra et rimelig antall injeksjonsbrønner. For å komme med et noenlunde pålitelig estimat bør hele Utsiraformasjonen kartlegges, og akvifervolumet i feller beregnes ut ifra strukturkartene.

Tabell 1: Sammenligning av lagringskapasitetsberegninger for Utsiraformasjonen fra diverse rapporter. Tall i rødt er her beregnet ut ifra reservoaregenskaper for Utsiraformasjonen i SACS CO2STORE Manual og lagringseffektivitetsfaktor fra de forskjellige rapportene.

Reference	Regional storage efficiency factor	Percentage of Formation in traps	Trap storage efficiency factor	Utsira Formation	Utsira Formation Trap capacity
GESTCO2 NGU, 2002	6 %	3 %	4 %	42 356 Mt	847 Mt
SACS/CO2STORE	0,09% (incl trap freq)			300 000 Mt (E=1)	270 Mt
GeoCapacity	2 %	3 %	3 - 40%	14 120 Mt	8 471 Mt
CO2Geonet	1 - 3 %			7 060 - 21 178 Mt	
USDOE	1 - 4 %			7 060 - 28 237 Mt	
Holloway <i>et al.</i> 2006			40 %		

All Aquifers	Offshore Norway - Open	Offshore Norway - Traps
GESTCO2	278 000 Mt	13 000 Mt
JOULE II	475 887 Mt	10 852 Mt

Tabell 1 viser variasjonen i anslag for lagringseffektivitetsfaktor for saltvannsakviferer og for feller. Dette gir store utslag i anslagene for lagringskapasitet for hele Utsiraformasjonen (7 060 – 42 356 Mt) og for feller (270 – 8 471 Mt). Anslag for saltvannsformasjoner for hele norsk kontinentalsokkel er listet for sammenligning.

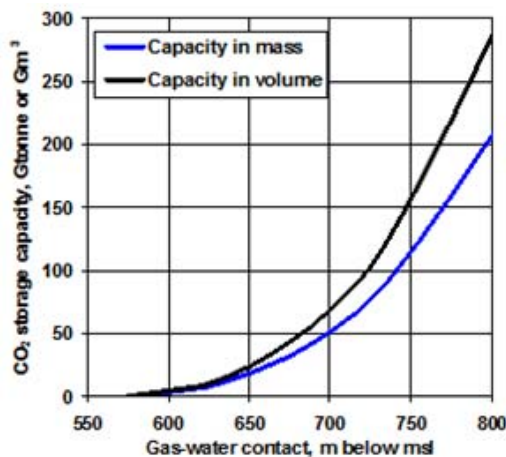
Det er vanskelig å fastslå en endelig størrelse for lagringskapasiteten for Utsiraformasjonen ut ifra disse data. For å etablere et meningsfylt estimat må grunnleggende spørsmål undersøkes og besvares, for eksempel - hvilken del av Utsiraformasjonen er egnet til lagring av CO₂?

Hvor mange strukturer forekommer i denne delen av formasjonen, og hvor stor er disse strukturene?

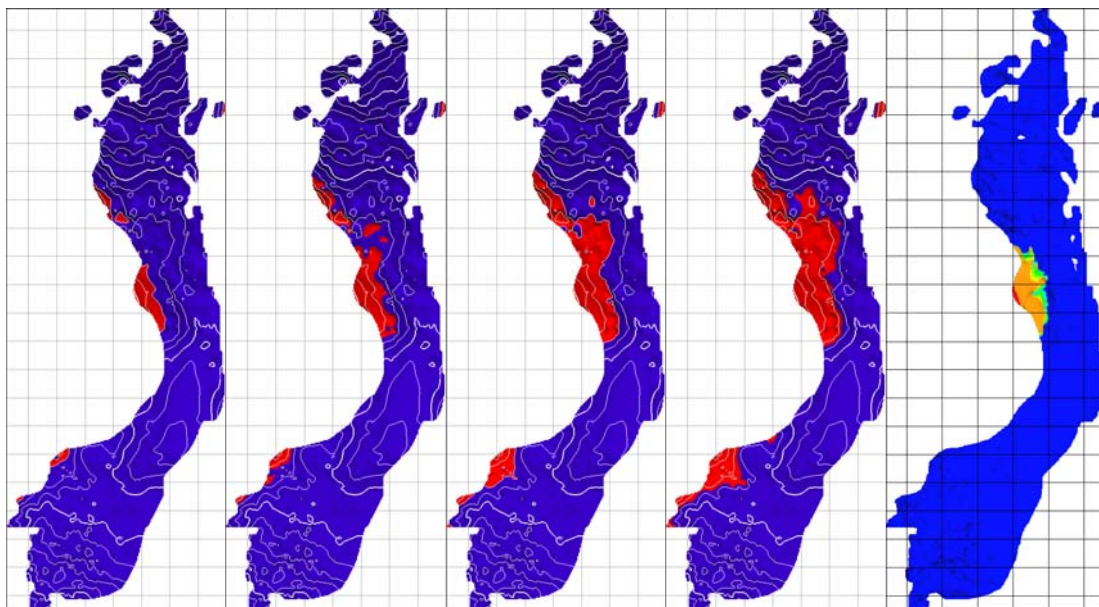
5.3 Lagringskapasitetsberegninger basert på reservoarsimuleringer

Forskere ved SINTEF har snudd problemstillingen på hodet og undersøkt lagringskapasiteten ved å finne ut hvor mye CO₂ kan injiseres i den grunneste delen av Utsiraformasjonen gjennom reservoarsimuleringer og detaljerte fasemodelleringer (Lindeberg *et al.* i trykk). Følgende forutsetninger må tilfredstilles for at resultatene vist i figurer 13 og 14 er relevante:

- Trykket under injisering må ikke være større en kappebergartens bruddtrykk.
- Gravitasjonsfortrengning utgjør fyllemekanismen.
- Fortrengt saltvann blir produsert av brønner for å begrense trykkøkning ved injeksjon.
- Den vestlige grensen til formasjonen må være tett.

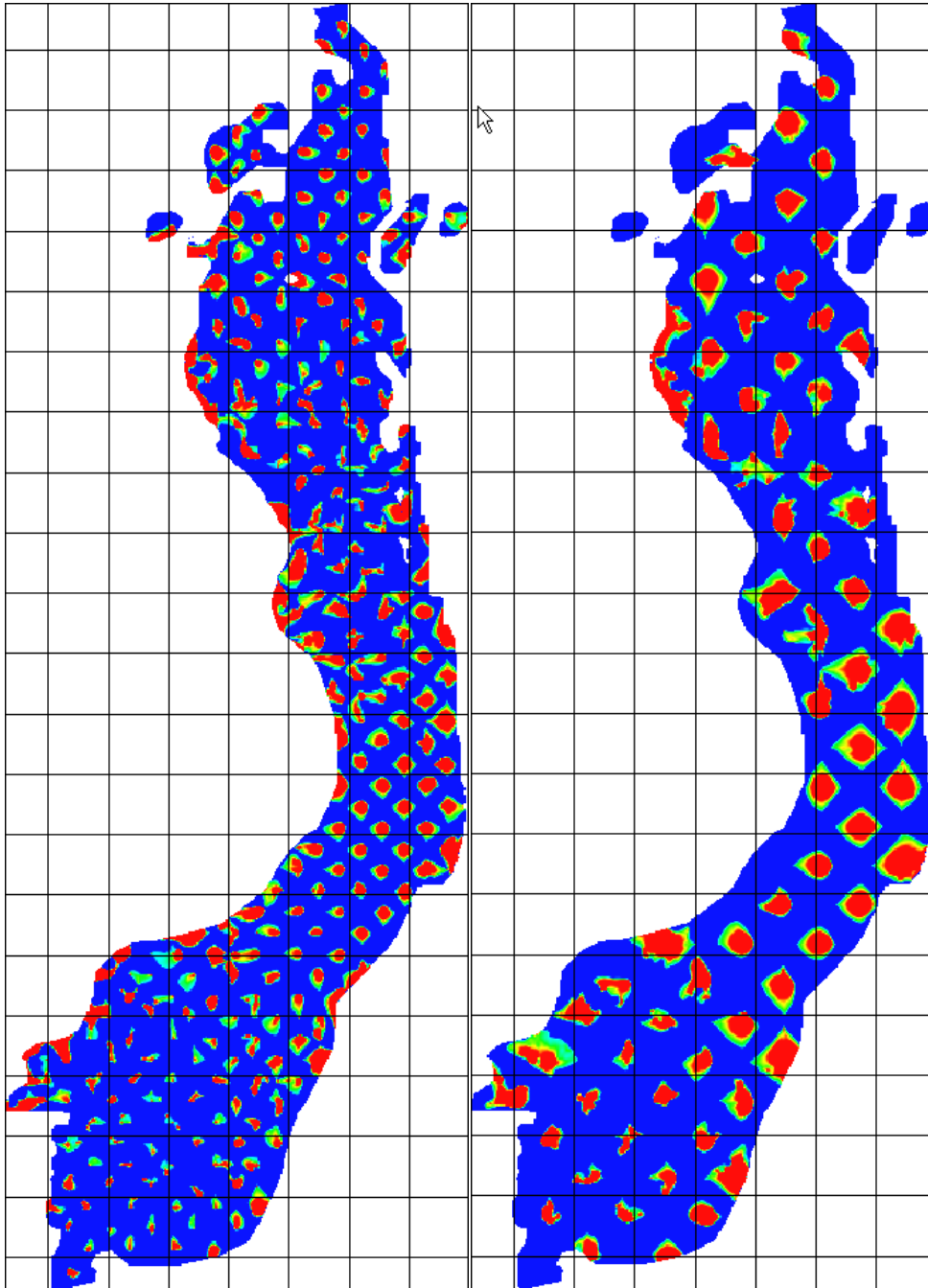


Figur 13: Lagringskapasitet av grunne deler av Utsiraformasjonen (Lindeberg *et al.* i trykk)



Figur 14: Utbredelse av CO₂ med CO₂-vann kontakt ved 600 m, 625 m, 650 m og 675 m dybde. Figuren til høyre viser utbredelsen av CO₂ fra reservoarsimuleringer der totalt 1 500 Mt CO₂ er injisert gjennom en brønn over en periode av 150 år (Lindeberg *et al.* i trykk).

En annen tilnærmingemetode er å undersøke hvor mye CO₂ kan injiseres i Utsiraformasjonen med et forhåndsbestemt antall brønner ved å bruke reservoar, trykk og temperatur data fra Sleipnerfeltet i reservoarsimuleringer (Lindeberg *et al.* i trykk). Denne metoden gir en effektiv lagringskapasitet for Utsiraformasjonen basert på økonomisk optimalisering av brønner og infrastruktur, noe som i praksis vil bestemme mengden som kan lagres. Dermed ble den praktiske lagringskapasiteten for hele formasjonen undersøkt ved å utføre reservoarsimuleringer for inntil 250 brønner spredt over hele formasjonens utbredelse (Figur 15). Konklusjonene fra reservoarsimuleringene viser at en kostnadseffektiv utnyttelse av Utsiraformasjonens lagringskapasitet kan være fra 20 000 til 50 000 Mt.



Figur 15: Fordeling av CO₂ etter injeksjon av totalt 13 000 Mt CO₂ @ 150 Mt per år med (til venstre) 250 brønner og (høyre) med 70 brønner (Lindeberg *et al.* i trykk)

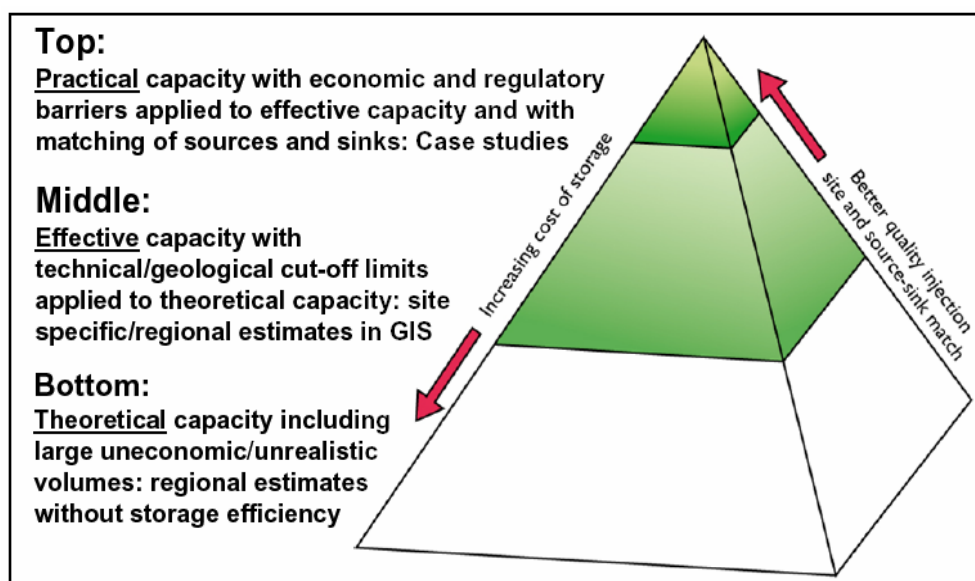
5.4 Teknisk-økonomisk pyramide konsept for CO₂ lagringskapasitet

CO₂ lagringskapasitet er en geologisk ressurs eller råvare som kan beskrives på lik linje som andre geologiske varer, for eksempel olje og gas, kull og gull. Den teknisk-økonomiske ressurs-reserve pyramiden for CO₂ lagringskapasitet ble introdusert av Carbon Sequestration Leadership Forum (CLSF 2007) for å klassifisere estimater av lagringskapasitet. En modifisert versjon er illustrert i figur 16 (Vangkilde-Pedersen *et al.*, 2008).

Teoretisk lagringskapasitet representerer mengden CO₂ som kan lagres i 100 % av porevolumet i Utsiraformasjonen. Dette tallet er ekvivalent til regionale lagringskapasitetsberegninger der $E = 1$ og tilsvarer anslag av 300 000 Mt CO₂ (Chadwick *et al.* 2008) og 700 000 Mt CO₂ der lagringskapasitet er antatt å tilsvare hele porevolumet av Utsiraformasjonen i GESTCO2 rapporten (Bøe *et al.* 2002).

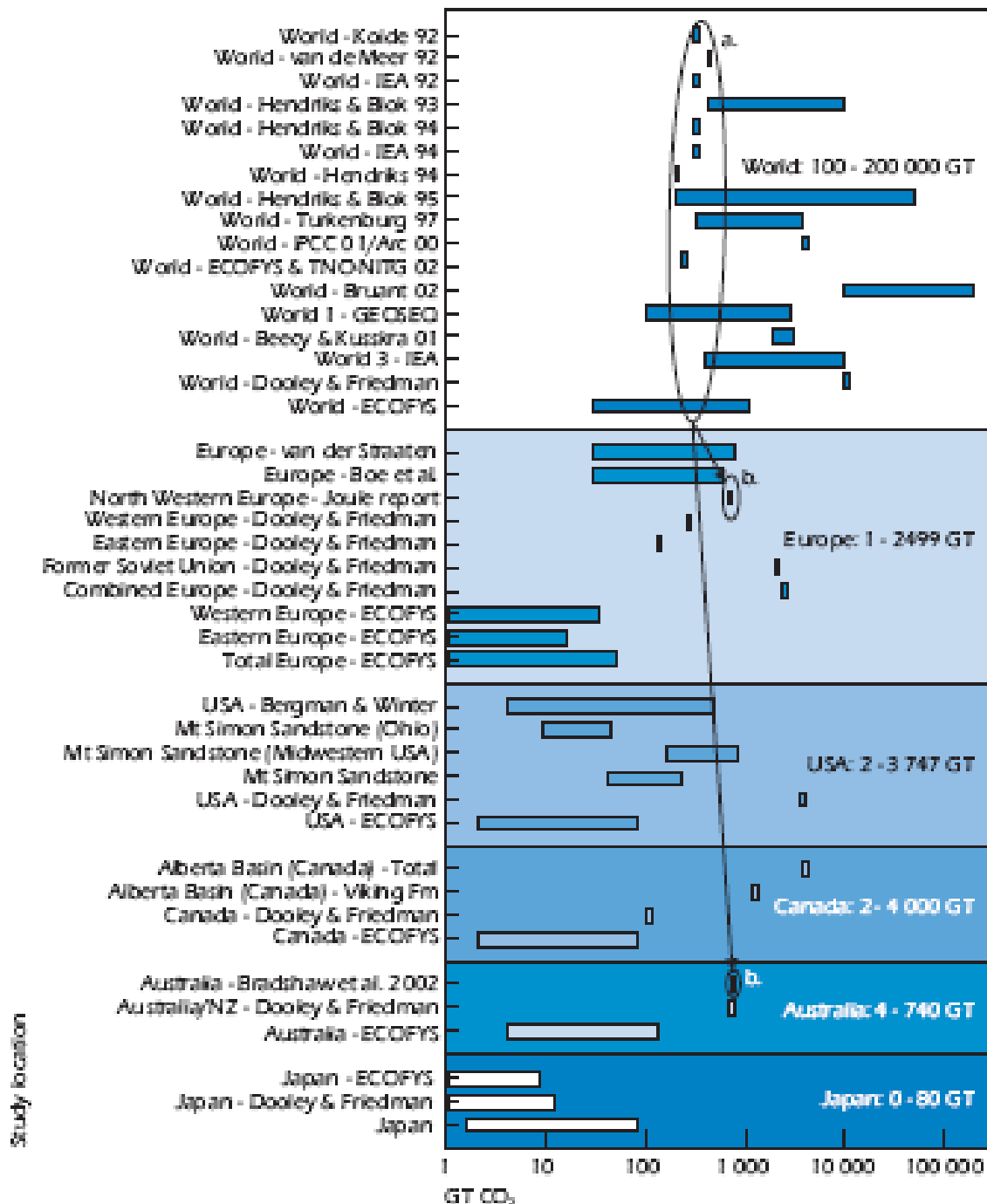
Effektiv lagringskapasitet representerer en andel av den teoretiske lagringskapasiteten der geologiske og tekniske begrensninger er anvendt. Effektiv lagringskapasitetsestimater for Utsiraformasjonen varierer fra 270 Mt til 8 500 Mt (basert på lagringskapasiteten av feller som er antatt til å danne 3 % av totalvolumet av formasjonen) eller fra 20 000 Mt til 50 000 Mt (basert på reservoarsimuleringer for hele formasjonen).

Praktisk lagringskapasitet er definert som en mindre andel av den effektive lagringskapasiteten der tekniske, juridiske, økonomiske hensyn og begrensninger relatert til infrastruktur er tatt i betraktning. Estimater av praktisk lagringskapasitet for hele Utsiraformasjonen krever langt mer data, for eksempel, en fullskala lagringseksperiment for å bestemme hvordan CO₂ faktisk oppfører seg i undergrunnen i tillegg til antall brønner, avstand fra CO₂ kilder osv. Imidlertid indikerer reservoarsimuleringer at den sørlige delen av Utsiraformasjonen er en mulig kandidat for lagring av CO₂ utslipp fra Kårstø (ca. 1,2 Mt per år) og Mongstad m/ kraftverk (ca. 2,7 Mt per år) (Bergmo *et al.* i trykk). Simuleringer viser at denne delen av Utsiraformasjonen gir robust lagringsmuligheter for 125 Mt CO₂ injisert over en periode av 25 år, d.v.s. tilstrekkelig lagringsplass for utslipp fra kraftverkene både på Kårstø og Mongstad.



Figur 16: Teoretisk, effektiv og praktisk lagringskapasitet i saltvannsreservoarer (Vangkilde-Pedersen *et al.* 2008)

Variasjonen i estimer for lagringskapasitet for Utsiraformasjonen er reflektert i den enorme variasjonen i anslag for regional og global geologisk lagringskapasitet, illustrert i figur 17, som i noen tilfeller viser forskjeller av flere størrelsesordener.



Source: Bradshaw et al., 2006.

Figur 17: Regionale og globale geologiske lagringskapasitetsanslag. De liggende stolpene viser variasjonen i anslag for formasjon/region listet på venstre siden sammen med kilden for anslaget (IEA 2008).

6. Konklusjoner

Pålitelige CO₂ volumberegninger av effektiv lagringskapasitet for åpne saltvannsreservoarer er avhengige av:

- Beregning av porevolumet
- Fastslåing av lagringseffektivitetsfaktor

Porevolumberegninger danner grunnlaget for ressursevalueringer i petroleumsindustrien. Imidlertid forekommer olje og gass i lukkede strukturelle eller stratigrafiske feller, og dermed blir ressursene beregnet for kartlagte feller der det er en viss kontroll på størrelsen av parametrene som inngår i beregningen. For større områder med lite data blir ressurser estimert ved å fastslå og summere ressursene i enkelte strukturer. Reservoarer er heterogene og porøsitet, netto/brutto forhold, trykk og temperatur varierer fra sted til sted. Det er derfor meget vanskelig å anslå gjennomsnittsverdier for hele formasjonen.

I likhet med ressursevalueringer i petroleumsindustrien har de fleste studier som omhandler CO₂ lagringskapasitet av Utsiraformasjonen konkludert med at beregninger for hele reservoarer er for unøyaktige til å være nyttige. Dermed er regionale beregninger av lagringskapasitet for Utsiraformasjonen (300 000 – 700 000 Mt CO₂) kun teoretiske og disse volumene er både uøkonomiske og urealistiske.

For å komme frem til en mer realistisk regionale lagringskapasitet er disse tallene korrigert med en lagringseffektivitetsfaktor fra 1 % til 6 % (7 000 – 42 000 Mt).

Reservoarsimuleringer viser at en kostnadseffektiv utnyttelse av lagringskapasiteten av hele Utsiraformasjonen kan være fra 20 000 til 50 000 Mt.

Selv om CO₂ teoretisk kan lagres i hele Utsiraformasjonen er det trolig mest hensiktsmessig å fokusere på enkeltstrukturene i formasjonen, ikke bare fordi anslagene er mer nøyaktige, men også fordi det er urealistisk å dekke 25 000 km² med injeksjonsbrønner. Realistisk sett vil det brukes et begrenset antall injeksjonsbrønner og disse vil plasseres innenfor rekkevidde av de store CO₂ kildene over de strukturene med størst lagringskapasitet. Dermed er effektiv kapasitet, basert på tetthet av strukturer innen Utsiraformasjonen, en bedre indikasjon på den effektive lagringskapasiteten. Imidlertid er lagringskapasitetsestimater for feller innen Utsiraformasjonen (250 – 8 500 Mt CO₂) kun basert på grove antagelser når det gjelder størrelser og tetthet av strukturer (3 % av porevolumet i strukturelle feller).

Estimater av praktisk lagringskapasitet for hele Utsiraformasjonen krever langt mer data, for eksempel i form av et fullskala lagringseksperiment for å bestemme hvordan CO₂ faktisk oppfører seg i undergrunnen, i tillegg til data om antall brønner, avstand fra CO₂ kilder osv. Reservoarsimuleringer indikerer imidlertid at den sørlige delen av Utsiraformasjonen gir robuste lagringsmuligheter for 125 Mt CO₂ injisert over en periode av 25 år, d.v.s. tilstrekkelig lagringsplass for utslipp fra kraftverkene både på Kårstø og Mongstad. (Bergmo *et al.* i trykk).

7. Utvalgte referanser

Bentham, M. & G. Kirby, 2005: CO₂ storage in saline aquifers, Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 60 No. 3, p 559-567.

Bergmo, P.E.S., Grimstad, A-A., Lindeberg, E., Riis, F. & W.T. Johansen, i trykk: Exploring geological storage sites for CO₂ from Norwegian gas power plants: Utsira South. GHGT-9 Energy Procedia 2008.

Bøe, R., Magnus, C., Osmundsen, P.T. & B.I. Rindstad, 2002: CO₂ point sources and subsurface storage capacities for CO₂ in aquifers in Norway. NGU Report No. 2002.010, ISSN 0800-3416, 132 pp. Norges Geologiske Undersøkelser, Trondheim (GESTCO₂).

Chadwick, A., Arts, R., Bernstone, C., May, F., Thibeau, S., & P. Zweigel, 2008: Best practice for the storage of CO₂ in saline aquifers. Observations and guidelines from the SACS and CO₂STORE projects.

CO₂CRC, 2008: Storage capacity estimation, site selection and characterisation for CO₂ storage projects, CO₂CRC Report No: RPT08-1001.

CO₂GeoNet, 2008: What does CO₂ geological storage really mean?
<http://www.co2geonet.com/Login.aspx?incURL=/NewsData.aspx?IdNews=44>

CSLF (Carbon Sequestration Leadership Forum), 2007: Estimation of CO₂ storage capacity in geological media, June 2007, 43 p.

CSLF (Carbon Sequestration Leadership Forum), 2008: Comparison between methodologies recommended for estimation of CO₂ storage capacity in geological media - Phase III Report.

Element Energy, Pöyry Energy & British Geological Survey, 2008: Development of a CO₂ transport and storage network in the North Sea. Report to the North Sea Basin Task Force. (BERR)

Ennis-King, J., & L. Paterson, 2005: Role of convective mixing in the long-term storage of carbon dioxide in deep saline formations. SPE Journal, vol. 10 (3), pp. 349-356.

Hermanrud, C, Andresen, T., Eiken, O., Hansen, H., Janbu, A., Lippard, J., Nordgård Bolås, H., Helle Simmenes, T., Grimsmo Teige, G.M. & S. Østmo, i trykk: Storage of CO₂ in saline aquifers – lessons learned from 10 years of injection into the Utsira Formation in the Sleipner area. GHGT-9 Energy Procedia 2008.

Holloway, S., Vincent C.J. & K.L. Kirk, 2006: Industrial carbon dioxide emissions and carbon dioxide storage potential in the UK, Report no. COAL R308 DTI/Pub URN 06/2027.

IEA (International Energy Agency), 2008: CO₂ capture and storage - A key carbon abatement option. OECD/IEA, Paris.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), 2005: IPCC special report on Carbon Dioxide capture and storage (Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H.C., Loos, M. & L.A. Mayer, eds.), Cambridge University Press, Cambridge, U.K., and New York, NY, U.S.A., 442 p.

Lindeberg, E., Vuillaume, J-F., & A. Ghaderi, i trykk: Determination of the CO₂ storage capacity of the Utsira Formation GHGT-9 Energy Procedia 2008.

USDOE (U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy), 2007: Carbon sequestration atlas of United States and Canada, 86 p.

Van der Straaten, R., 1996: The underground disposal of carbon dioxide *in* Holloway, S. (ed) Final report of the JOULE II project CT92-0031. BGS.

Vangkilde-Pedersen, T., Neele, F., van der Meer, B., Egberts, P., Wójcicki, A., Bossie-Codreanu, D., Le Nindre, Y-M. & Y. Barthélémy, 2008: Assessing European capacity for geological storage of carbon dioxide, EU Geocapacity project deliverable D24 Storage Capacity Standards 22.